

29  
2ej.



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**EL SISTEMA ROCA-FLUIDOS EN UN  
YACIMIENTO PETROLERO**

**T E S I S**  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE :  
**INGENIERO PETROLERO**  
P R E S E N T A :  
**JOSE CRUZ PARRA GONZALEZ**



DIR. DE TESIS: ING. MANUEL VILLAMAR V.

MEXICO, D.F.

1997

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AVENIDA DE  
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-1-076

**SR. JOSE CRUZ PARRA GONZALEZ**  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Manuel Villamar Viguera, y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

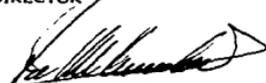
**EL SISTEMA ROCA-FLUIDOS EN UN YACIMIENTO PETROLERO**

- RESUMEN
- INTRODUCCION
- I CONCEPTOS BASICOS
- II FENOMENOS FISICOS QUE SE PRESENTAN EN LOS YACIMIENTOS PETROLEROS
- III EFECTOS DE LOS FENOMENOS FISICOS SOBRE LA EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS
- IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"  
Ciudad Universitaria, a 17 de octubre de 1996  
EL DIRECTOR

  
ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**TESIS :**

**EL SISTEMA ROCA-FLUIDOS EN UN  
YACIMIENTO PETROLERO.**

**REALIZADA POR: JOSE CRUZ PARRA GONZALEZ**

**No. CUENTA      8300016-0**

**JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL**

**PRESIDENTE : ING. EDUARDO G. LORETO MENDOZA.**

**VOCAL :            ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS.**

**SECRETARIO : ING. SALVADOR MACIAS HERRERA.**

**1<sup>er</sup> SUPLENTE : M.I. MARIO BECERRA ZEPEDA.**

**2<sup>o</sup> SUPLENTE : M.I. NESTOR MARTINEZ ROMERO.**

# CONTENIDO

	Página
RESUMEN	iii
INTRODUCCIÓN	iv
CAPITULO I. CONCEPTOS BASICOS	1
I.1 Roca	1
I.2 Fluidos	11
I.3 Roca-Fluidos	17
CAPITULO II. FENOMENOS FISICOS QUE SE PRESENTAN EN LOS YACIMIENTOS PETROLEROS	21
II.1 Adhesión	21
II.2 Mojabilidad	22
II.3 Tensión Superficial	24
II.4 Capilaridad	34
II.5 Hidratación de Arcillas	39
II.6 Dispersión y Migración de Arcillas	43
CAPITULO III. EFECTOS DE LOS FENOMENOS FISICOS SOBRE LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS	46
III.1 Adhesión	47
III.2 Mojabilidad	48
III.3 Tensión Superficial	55
III.4 Capilaridad	59

<b>III.5 Hidratación de Arcillas</b>	<b>62</b>
<b>III.6 Dispersión y Migración de Arcillas</b>	<b>63</b>
<b>CAPITULO IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>68</b>
<b>REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>81</b>

## **RESUMEN**

En este trabajo se presentan las diversas definiciones y conceptos básicos tanto del sistema roca, como del sistema fluidos y el sistema roca-fluidos.

Se definen y analizan los siguientes fenómenos físicos que se presentan en el sistema roca-fluidos de un yacimiento petrolero.

Tensión de adhesión  
Mojabilidad  
Tensión superficial e interfacial  
Presión capilar  
Hidratación de arcillas  
Dispersión y migración de arcillas

Además, se presenta la influencia que cada fenómeno ejerce en el movimiento de los fluidos dentro de los canales porosos, debido a su gran importancia en la explotación de los hidrocarburos.

Por último, con base a la información recopilada en la literatura especializada se presentan conclusiones y recomendaciones para eliminar o reducir la influencia de estos fenómenos físicos y se logren mejores recuperaciones de hidrocarburos.

## INTRODUCCION

Las rocas están constituidas por diversos tipos de minerales. Las rocas productoras de hidrocarburos en la mayoría de las ocasiones son sedimentarias, las cuales pueden ser: arenas, areniscas, calizas o dolomías. Los minerales que principalmente componen las arenas y areniscas son el cuarzo y los silicatos (feldespatos, micas y arcillas), así como los carbonatos constituyen los minerales principales de calizas y dolomías. En general, la mayor parte de las formaciones productoras de hidrocarburos contienen arcillas en mayor o menor cantidad.

Los espacios porosos en las rocas presentan una variedad infinita de formas y tamaños con depresiones angulares y secciones transversales muy variables. Los canales de comunicación que conforman poros son, por lo general, tortuosos y erráticos.

Por lo menos se encuentran en los poros de las rocas de los yacimientos dos fluidos no miscibles, los cuales pueden ser: aceite y agua o agua y gas, algunas veces se pueden tener los tres. El agua siempre está presente.

Los fluidos que se encuentran en el yacimiento están sometidos a la acción de fuerzas naturales o inducidas que desplazan al aceite y/o al gas hasta los pozos productores;

otras fuerzas ejercen una acción retenedora del petróleo en las rocas de los yacimientos.

El flujo de los hidrocarburos a través de los medios porosos está fuertemente afectado por fenómenos físicos presentes en el sistema roca-fluidos (tensión de adhesión, tensión superficial e interfacial, mojabilidad, presión capilar, así como hidratación, dispersión y migración de arcillas), los cuales generan las fuerzas retentivas de los fluidos y, en algunos casos, estos fenómenos pueden afectar las propiedades de la roca; por lo que tales fenómenos tienen una influencia poderosa en el movimiento del petróleo dentro del medio poroso.

Por tal razón es necesario tener un buen conocimiento de los fenómenos físicos que se presentan en el sistema roca-fluidos. Conocer su origen y su influencia dentro del sistema aporta información muy valiosa para determinar la manera en la que estos fenómenos deben ser tratados para contrarrestar ó disminuir las fuerzas retentivas del petróleo y lograr una mejor explotación del yacimiento.

Bajo esta perspectiva se desarrolló esta tesis, en la que se hizo un análisis de los principales, o al menos los más conocidos, fenómenos físicos que se presentan en el sistema roca-fluidos de los yacimientos petrolíferos.

## CAPITULO I

# CONCEPTOS BASICOS

### I.1 ROCA

La mayor parte de las rocas de la corteza terrestre están constituidas por diversos tipos de minerales. Un mineral es un compuesto inorgánico sólido, con una composición química definida y que tiene una disposición o arreglo atómico interno único de sus elementos.

Las rocas sedimentarias son rocas formadas por la acumulación de sedimentos<sup>(1)</sup>, que pueden consistir de fragmentos de varios tamaños, de origen mecánico, los cuales son depositados por agentes físicos tales como el viento, el agua y el hielo (rocas sedimentarias detríticas), de origen químico, que se sedimentan generalmente por la precipitación de material disuelto en el agua, es el caso de la sal que queda después de la evaporación de una masa de agua salada, o de origen biológico por restos o productos de animales o vegetales, o mezclas de éstos. La estratificación es el rasgo más característico de las rocas sedimentarias, las cuales cubren casi el 75% del área terrestre del mundo.

La porosidad es la medida del espacio de una roca de yacimiento, que no es ocupado por la estructura sólida. Es definida también como la fracción del volumen total de masa de la roca no ocupado por sólidos.

---

(1) Referencias al final.

## CAPITULO I. CONCEPTOS BASICOS

La permeabilidad de una roca puede definirse como la conductividad de la roca a los fluidos o la facultad que la roca posee para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados. Si los poros de la roca no están interconectados no existe permeabilidad.

Un yacimiento petrolero puede definirse como un cuerpo de roca porosa y permeable que contiene petróleo y gas, a través del cual los fluidos se mueven hacia las aberturas de recuperación bajo las presiones existentes.

Las rocas de yacimiento o depósito son, por lo general, arenas semiconsolidadas, areniscas, calizas o dolomías que ofrecen suficiente espacio poroso para permitir el almacenamiento de los fluidos dentro de ellas.<sup>(2)</sup>

\* Arena. Masa sedimentaria y detrítica constituida por granos sueltos que provienen, sobre todo, de la disgregación de rocas consolidadas. Fracción de un sedimento constituido por granos que miden entre 0.02 y 2 mm.

Las mayoría de las veces, las arenas son de naturaleza cuarzosa pero también las hay arcillosas, feldespáticas, granitíferas, micáceas y glaucónicas (arenas verdes). Otras arenas constan de minúsculas conchas de animalículos (animal microscópico) marinos, en tanto que algunas provienen de la disgregación coralífera.

\* Arenisca. Formada por consolidación de granos de tamaño de arena, ocupa una clasificación intermedia entre el conglomerado, que es de grano grueso y la lodolita que es de grano fino. Con frecuencia, pero no siempre, los granos de una arenisca están constituidos por el mineral cuarzo.

Si los minerales predominantes son cuarzo y feldespato la arenisca se llama arcosa. La arenisca grauvaca, término que significa "arena gris", difiere de la arena ordinaria en que está peor clasificada, o sea, a menudo sus granos son de tamaño variable, y en que tiene una mayor variedad de constituyentes,

## CAPITULO I. CONCEPTOS BASICOS

tanto de granos como en la matriz y el cemento. Las porosidades de las areniscas son del 10 al 25% y más de 30% son poco comunes.

Las numerosas variedades de areniscas son diferenciadas fundándose en la índole de los granos (areniscas feldeespática, micáceas, glaucónicas, etc.) o en la naturaleza de los cementos, que pueden ser arcillosos, calcáreos (molasa), ferruginosos (alios), silíceos (areniscas cuarzosa), etc. En la Tabla I.1 se tiene un ejemplo de la composición de una arenisca.

Tabla I.1 Composición química de una arenisca cuarzosa. <sup>(1)</sup>

Constituyente	Porcentaje
SiO <sub>2</sub>	98.09
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0.31
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	1.20
MgO	0.10
CaO	0.14
Na <sub>2</sub> O	0.10
K <sub>2</sub> O	0.03
H <sub>2</sub> O	0.03

\* Caliza. Roca sedimentaria compuesta en gran parte por el mineral calcita (CaCO<sub>3</sub>), en tanto más blanco sea su color, es el grado de su pureza. Las calizas o rocas calcáreas (Tabla I.2) se caracterizan por ser efervescentes en frío cuando se hallan en presencia de un ácido. Según sus orígenes, su estructura y composición, se distinguen las siguientes clases de calizas:

a) Calizas detríticas, constituidas de rocas calcáreas disgregadas por la erosión y unidas ulteriormente por cemento y en ciertos casos cristalizadas completamente (mármol).

b) Calizas organógenas, formadas por los restos de organismos marinos reducidos a polvo.

c) Calizas de precipitación, formadas por calcita precipitada a partir de una solución por procesos inorgánicos, son rocas

## CAPITULO I. CONCEPTOS BASICOS

particularmente resistentes, a cuyo tipo pertenecen las dolomías.

Las porosidades de las calizas y dolomías varía entre el 5 y 20%.

\* Dolomía. Roca sedimentaria compuesta esencialmente de dolomita (carbonato mixto de calcio y magnesio  $(CaMg(CO_3)_2)$  y de una porción mucho menor de calcita (Tabla I.3). La dolomía contiene como mínimo 50% de dolomita (si contiene menos es una caliza dolomítica), es una roca grisácea y porosa.

La composición química de las dolomías es semejante a la de las calizas excepto que el magnesio es un gran e importante constituyente.

Tabla I.2 Composición química de una caliza.<sup>(1)</sup>

Constituyente	Porcentaje
SiO <sub>2</sub>	0.07
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0.68
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0.08
MgO	0.59
CaO	54.87
Na <sub>2</sub> O	0.16
CO <sub>2</sub>	43.24
SO <sub>3</sub>	0.06
S	0.25

Tabla I.3 Composición química de una dolomía.<sup>(1)</sup>

Constituyente	Porcentaje
SiO <sub>2</sub>	0.73
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	0.20
FeO	1.03
MgO	20.48
CaO	30.97
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0.05
CO <sub>2</sub>	46.54

### **Arcillas minerales**

Aproximadamente el 97% de los yacimientos petroleros contienen minerales arcillosos y finos de sílice. Estas arcillas están en estructuras laminadas y en varillitas, algunas con facilidad se desprenden de los granos de las arenas del yacimiento. El tamaño de las partículas de arcillas es menor de 4  $\mu$ .

Las arcillas presentes en las rocas productoras de hidrocarburos, provienen en lo general de dos tipos de procesos. El primero es un proceso mecánico en el cual las arcillas ocurren en el yacimiento simultáneamente con los otros que conforman la roca, partículas que pueden formar parte de los clásticos de la roca o rellenan los espacios entre los mismos. Entre más pequeñas sean las partículas, la relación área volumen es mayor, lo cual las hace propensas al ataque químico, sobre todo del agua de formación. Este ataque químico da lugar al segundo proceso de origen de arcillas, en el que estos minerales se forman en el espacio poroso de la roca, como resultado de precipitados o reacciones de otros minerales (feldespatos, micas, etc.) con el agua de formación. Este tipo de arcillas al encontrarse principalmente en el sistema poroso o en las fisuras, por donde se tiene flujo de fluidos, constituyen una condición especial para entrar fácilmente en contacto con los fluidos de invasión.

Las arcillas están estructuradas en arreglos; las principales unidades estructurales de las arcillas son las siguientes:

- La primera unidad estructural es un tetraedro de silicio - oxígeno. Este arreglo tetraedral semeja una pirámide, en la cual un átomo de silicio está ligado con cuatro átomos de oxígeno. El silicio está localizado en el centro de los cuatro átomos de oxígeno, simétricamente colocados en las cuatro esquinas del tetraedro regular. Las unidades tetraédricas se unen formando una red u hoja tetraedral. La Figura I.1 muestra una unidad tetraedral simple y la hoja tetraedral.

## CAPITULO I. CONCEPTOS BASICOS

- La segunda unidad estructural consiste de dos hojas, unidad de paquetes de oxígeno o hidróxilos en los cuales los átomos de aluminio, hierro o magnesio se encuentran unidos en coordinación octaedral que los mantiene equidistantes de los seis oxígenos o hidróxidos. La Figura I.2 muestra la unidad octaedral simple y la hoja octaedral combinada.

Debido a la simetría y dimensiones de las hojas octaedral y tetraedral, los átomos de oxígeno forman parte de las dos hojas. La participación de los átomos de oxígeno ocurre entre una hoja silica y una hoja aluminica, este es el caso de los minerales que se encuentran en la kaolinita.

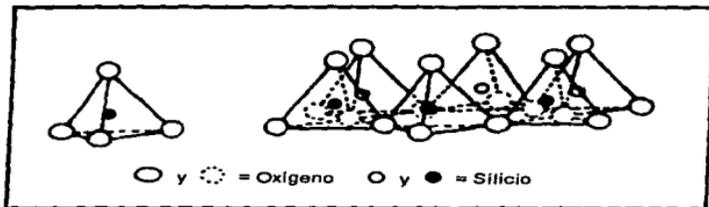


Figura I.1 Una unidad tetraédrica y una hoja o lámina tetraédrica de sílice.<sup>(4)</sup>

En arcillas minerales de tres capas como la montmorillonita, los átomos de oxígeno se combinan con dos hojas tetraédricas y con una hoja de sílice que se combina de cada lado con una hoja octaedral de magnesio o aluminio, ver Figura I.3.

## CAPITULO I. CONCEPTOS BASICOS

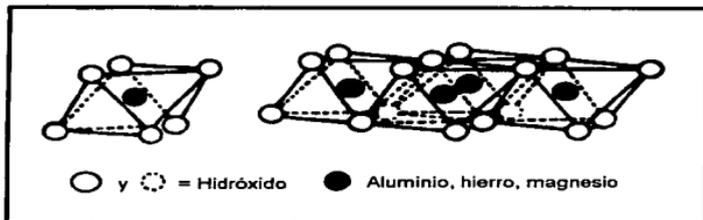


Figura I.2 Una unidad octaédrica y una hoja o lámina octaédrica de aluminio.<sup>(4)</sup>

En arcillas minerales de tres capas como la montmorillonita, los átomos de oxígeno se combinan con dos hojas tetraédricas y con un hoja de sílice que se combina de cada lado con una hoja octaédrica de magnesio o aluminio, ver Figura I.3.

La combinación de una hoja octaédrica con una o dos tetraédricas se considera como una unidad, caso de la montmorillonita. Las arcillas minerales se componen de estas unidades, las cuales se apilan paralelamente una a otra y se denominan paquetes de arcillas.

Las arcillas minerales de mayor interés para la ingeniería petrolera y geológica son: la smectita, la kaolinita, la ilita, la clorita y las capas de minerales arcillosos mezclados. Estas arcillas pueden ser clasificadas dentro del tipo expandibles y no expandibles

-El tipo de arcillas expandibles incluye a la familia de la smectita.<sup>(5)</sup>

Estas son arcillas de tres capas, como se mencionó anteriormente (Figura I.3), expandibles por absorción de agua dispuesta en el interior de las capas cristalinas, con ello incrementan el volumen ocupado por la partícula de arcilla. El grado de hinchamiento depende de la absorción de los iones en las inter-capas. La montmorillonita es un ejemplo de este tipo de arcilla.

CAPITULO I. CONCEPTOS BASICOS

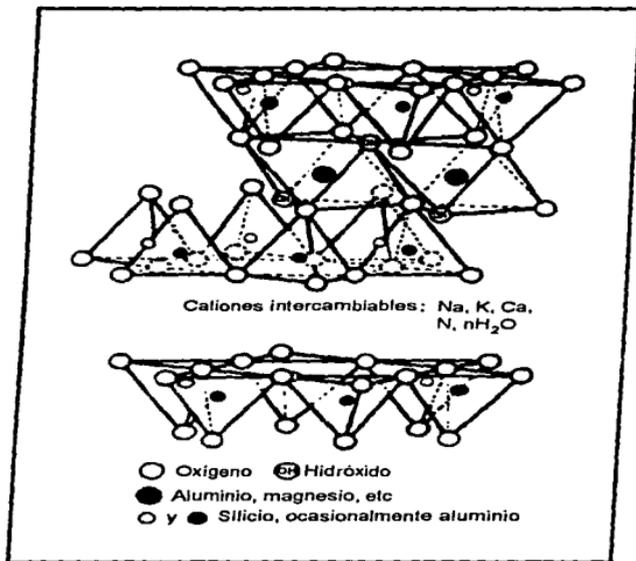


Figura I.3 Estructura de la montmorillonita.<sup>(1)</sup>

- El tipo de arcillas no expandibles incluye a la ilita, la kaolinita y la clorita.

**ILITA**

La ilitas son arcillas no expandibles de tres capas, las cuales se distinguen de la montmorillonita principalmente por la ausencia de inter-capas que se ensanchan al contacto con agua.

## CAPITULO I. CONCEPTOS BASICOS

En la ilita uno de los cuatro átomos de sílice en la hoja tetraedral es sustituido por un átomo de aluminio, y la carga positiva deficiente es satisfecha por un ion de potasio en la superficie de la carga (Figura I.4a).

### KAOLINITA

Las unidades básicas de la kaolinita están ligadas por hidrógenos, esta liga evita la expansión de la arcilla al no permitir la penetración del agua en el enrejado.

Los miembros del grupo kaolinita forman una arcilla de dos capas. El principal miembro del grupo kaolinita está compuesto por una hoja tetraedral de sílice y una octaedral de aluminio, la cual se combina en la unidad como se muestra en la Figura I.4b.

La distribución de cargas entre las hojas tetraedral y octaedral está balanceada y existe una sustitución mínima de iones entre el enrejado, por esta razón la capacidad de intercambio de cationes es relativamente baja, variando de 3 a 15 meq/100 g.

### CLORITA

Las cloritas son un grupo de arcillas que estructuralmente se asemejan a una arcilla de tres capas (Figura I.4c).

En estos minerales, la compensación de la carga de cationes entre las capas de las unidades del tipo montmorillonita, son reemplazados por una hoja octaedral de hidróxido de magnesio. Debido a algunas sustituciones de magnesio por aluminio en la hoja de hidróxido de magnesio, esta hoja tiene una carga positiva, ya que la capacidad de intercambio de cationes es muy baja, entre 10 y 40 meq/100 g.

La carga positiva de las capas de hidróxido de magnesio aparentemente compensa la carga negativa de la unidad de capas.

CAPITULO I. CONCEPTOS BASICOS

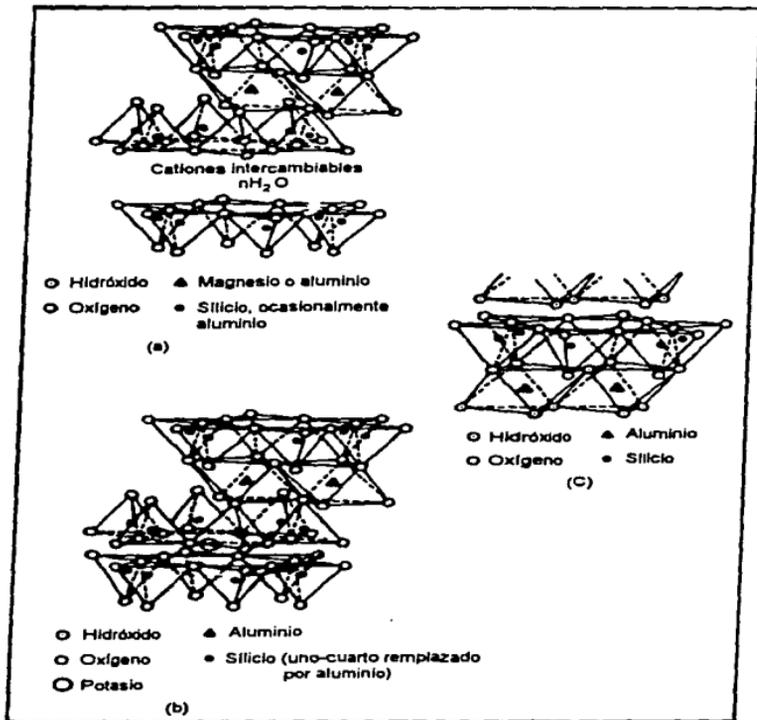


Figura I.4 Estructuras de la illita (a), kaolinita (b) y clorita (c).<sup>(6)</sup>

### **Arcillas de capas mezcladas**

Existen otros tipos de arcillas, entre las que se encuentran las mezclas de los tipos anteriores, arregladas generalmente al azar. El comportamiento de la mezcla de arcillas depende del tipo de arcillas que la componen, encontrándose por ejemplo mezclas de kaolinita-illita, illita-clorita, clorita-montmorillonita, montmorillonita-illita, etc. Adicionalmente, en la naturaleza se presentan otras arcillas con menor ocurrencia, como son la vermiculita, la atapulgita, etcétera.

## **1.2 FLUIDOS**

Los depósitos que producen petróleo invariablemente también contienen gas natural (disuelto y/o libre) y agua. Algunos depósitos producen gas natural "seco" (es decir, que no contiene vapores condensables) sin petróleo, pero generalmente, también hay agua presente. Los depósitos, por lo tanto, consisten de sistemas de dos o tres fases en los se tienen componentes líquidos y gaseosos. El agua que se encuentra en los depósitos de aceite y gas es, por lo general, agua congénita retenida por capilaridad en los intersticios más pequeños de la roca como resultado de un desplazamiento incompleto durante el proceso de acumulación de aceite y gas; o puede existir como consecuencia de una separación gravitacional incompleta de los fluidos del depósito después de la acumulación de los hidrocarburos.

## **PETROLEO**

Este es infinitamente menos abundante en las rocas del subsuelo que el agua. Sin embargo, se acumula en la misma forma y el agua es un asociado suyo invariable.

El petróleo, o «aceite de roca», es un líquido natural que consiste predominantemente y esencialmente de hidrocarburos. Es una mezcla de proporciones ampliamente variables de ellos

## CAPITULO I. CONCEPTOS BASICOS

compuestos. Como el petróleo es una mezcla, la composición de estos difiere de un yacimiento a otro. Todos constan de combinaciones de carbono y de hidrógeno, de las cuales existen no pocas variantes, cada una de ellas caracterizada por el número de átomos de carbono e hidrógeno que contienen sus moléculas. También difieren los petróleos por la proporción y la índole de las impurezas que acompañan a los hidrocarburos (Tabla I.4).

El porcentaje de hidrocarburos en un petróleo crudo es también la medida de su pureza. Prácticamente todos estos hidrocarburos pertenecen a los grupos: parafínicos ( $C_nH_{2n-2}$ ), que son cadenas rectas de átomos de carbono, isoparafinas que son cadenas ramificadas de átomos de carbono), nafténicos (o cicloparafinas  $C_nH_{2n}$ , que son anillos de átomos de carbono) o aromáticos (son compuestos que contienen uno o más anillos de benceno, el benceno tiene un anillo simétrico de 6 átomos equivalentes de carbón e hidrógeno en un plano). Los compuestos aromáticos son menos abundantes. Los petróleos parafínicos poseen generalmente baja densidad y durante su refinamiento se obtienen residuos de cera parafínica o petrolato. Los petróleos nafténicos son más pesados y contienen un porcentaje mayor de aceites lubricantes pero volátiles.

Tabla I.4 Composición química de un aceite crudo <sup>(10)</sup>

Compuesto	Formula	Fracción molar
Metano	CH <sub>4</sub>	0.2112
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.0763
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.0703
Isobutano	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.0147
Butano normal	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.0428
Isopentano	i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.0171
Pentano normal	n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.0237
Hexano	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0.0248
Heptano plus	C <sub>7</sub>	0.4033
Acido sulfhídrico	H <sub>2</sub> S	0.0879
Dióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>	0.0270
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	0.0009

## CAPITULO I. CONCEPTOS BASICOS

El azufre en forma de sulfhídrico es la impureza más común (.05 a 3% en peso) del petróleo crudo, el oxígeno es generalmente más escaso (hasta 2% en peso), el nitrógeno es aún más insignificante (.05 a .8% en peso).

La densidad es la masa o peso de una sustancia por unidad de volumen. La escala más usada en la industria del petróleo es la del API. La densidad se expresa en grados. La densidad en °API es la medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivada de la densidad relativa del petróleo, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{densidad API} = \frac{141.5}{\text{densidad relativa}} - 131.5$$

En este método de cálculo, el agua tiene una densidad de 10°API. Los números inferiores a 10 indican sustancias más pesadas que el agua y los superiores a 10 indican sustancias más ligeras.

La densidad del petróleo crudo varía desde menos de 10 hasta 60°API, e incluso más.

Una de las propiedades más importantes que controla el movimiento de petróleo a través del yacimiento es la viscosidad o resistencia interna al movimiento.

La viscosidad del petróleo crudo a la temperatura del yacimiento, por debajo del punto de burbujeo, disminuye con aumento de la presión debido al efecto del gas que entra en solución, pero por encima del punto de burbujeo la viscosidad aumenta con la presión.

El punto de burbujeo o la presión de saturación, es la presión a la que el gas disuelto en el petróleo comienza a ser liberado de la solución al abatirse la presión.

**GAS NATURAL**

Física y genéticamente el gas natural es la fase gaseosa del petróleo y su existencia en el yacimiento es similar a la del petróleo<sup>(11)</sup>. El gas natural también es soluble en el agua a las temperaturas y presiones existentes en el yacimiento. El agua tiene una capacidad de disolución aproximadamente igual a una veinteaava parte de la del petróleo. Por lo tanto, cuando un petróleo está saturado de gas, éste ocupa no solamente los huecos de la roca por encima del petróleo, sino también está en solución en el agua intersticial a través de toda la zona de hidrocarburos líquidos.

El constituyente principal de la mayoría de los gases naturales es el metano,  $CH_4$ , (Tabla I.5), el cual es incoloro y sumamente inflamable. Sin embargo, además del metano, etano, propano y otros hidrocarburos gaseosos, en muchos gases naturales están presentes, en cantidades ampliamente variables, nitrógeno, ácido sulfhídrico y bióxido de carbono. Un constituyente menos frecuente es el helio.

Algunas veces los términos gas y vapor se utilizan indistintamente; sin embargo, el término vapor se debe emplear para flujos de gas en los cuales puede presentarse la condensación y formar la fase líquida.

Tabla I.5 Composición química de un gas natural<sup>(12)</sup>

Compuesto	Formula	Fracción molar
Metano	$CH_4$	0.8023
Etano	$C_2H_6$	0.0845
Propano	$C_3H_8$	0.0436
Isobutano	$i-C_4H_{10}$	0.0076
Butano normal	$n-C_4H_{10}$	0.0168
Isopentano	$i-C_5H_{12}$	0.0057
Pentano normal	$n-C_5H_{12}$	0.0032
Hexano	$C_6H_{14}$	0.0063
Acido sulfhídrico	$H_2S$	0.0249
Bióxido de carbono	$CO_2$	0.0045
Nitrógeno	$N_2$	0.0006

## AGUA EN LOS DEPOSITOS DE ACEITE Y GAS

La mayoría de las formaciones que tienen aceite son de origen marino y el agua retenida por ellas es generalmente agua de mar que contiene sales disueltas, y puesto que las aguas marinas de los primeros períodos geológicos eran, a veces, más salinas que las actuales, y han tenido oportunidad a través de largos períodos de tiempo de disolver sales adicionales de los estratos circundantes, las aguas congénitas atrapadas en formaciones sedimentarias son con frecuencia altamente salinas.

En el proceso de acumulación de aceite y gas en las rocas saturadas con agua, el agua es desplazada parcial pero no totalmente. Aún las porciones de la roca del yacimiento aparentemente saturadas con aceite, contienen algo de agua congénita o intersticial original, atrapada en los sedimentos al momento de su acumulación. En análisis del fluido contenido en los núcleos de muestras de rocas del yacimiento, frecuentemente indica un contenido de agua que varía desde un pequeño porcentaje hasta 50% o más del espacio poroso total. Las sales disueltas presentes son principalmente cloruros, sulfatos, carbonatos y bicarbonatos de sodio, magnesio y calcio. La salinidad de esta agua puede encontrarse que varía de menos de 10,000 a más de 200,000 ppm en peso. El agua de mar actual tiene un promedio de 35,000 ppm de sales disueltas.

Los cationes comúnmente encontrados en aguas provenientes de yacimientos de aceite son  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Ca}^{++}$  y  $\text{Mg}^{++}$ . Ocasionalmente se presentan:  $\text{K}^+$ ,  $\text{Ba}^{++}$ ,  $\text{Li}^{++}$ ,  $\text{Fe}^{++}$  y  $\text{Sr}^{++}$ . Los aniones más comunes son  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{--}$  y  $\text{HCO}_3^-$ . En ocasiones están presentes:  $\text{CO}_3^{--}$ ,  $\text{NO}_3^-$ ,  $\text{Br}^-$ ,  $\text{I}^-$ ,  $\text{BO}_3^{--}$  y  $\text{S}^-$ . Técnicas comunes en análisis químico permiten determinar las cantidades de todos los cationes y aniones listados arriba.

En algunas ocasiones esta agua es llamada salmuera o agua salada. La concentración de sólidos presentes en una agua salada es reportada en diversas formas. Entre esas están: las partes por millón (ppm), miligramos por litro (mg/l). Partes

## CAPITULO I. CONCEPTOS BASICOS

por millón se refiere a los gramos de sólidos por millón de gramos de salmuera.

Miligramos por litro se refiere a miligramos de sólido por litro de salmuera.

Las partes por millón se multiplican por la densidad de la salmuera a condiciones estándar, en gramos por centímetro cubico, para obtener miligramos por litro.

En la Tabla I.6 se muestra la composición de una agua producida de un yacimiento de aceite negro, que tiene un total de 68,038 ppm de sólidos disueltos.

Tabla I.6 Concentración de iones de una agua de yacimiento<sup>(10)</sup>

Catión	ppm	Anión	ppm
Sodio	23,806	Cloruro	41,312
Calcio	1,906	Bicarbonato	51.5
Magnesio	375	Sulfato	283
Acero	297	Carbonato	0
Bario	0		

Los análisis de agua reportan de 6 a 10, o más, iones que representan la composición. Por ésto, los datos son mejor visualizados en forma de un esquema. Las diferencias entre aguas son observadas fácilmente por la comparación visual de los esquemas. En la Figura I.5 se muestra una de las formas más comúnmente usadas para representar datos de un análisis de un agua, utilizando los datos de la concentración iónica de la Tabla I.6 (diagrama de Stiff). La escala usada en el esquema está señalada en el centro de la figura. Los iones positivos están graficados a la izquierda y los iones negativos están graficados a la derecha de la línea central vertical con valor cero.

El número inmediatamente debajo de cada identificación de ion es la escala en miliequivalentes por litro (meq).

## CAPITULO I. CONCEPTOS BASICOS

Los resultados de los análisis de algunas aguas de yacimientos de aceite pueden ser graficadas sobre una escala de longitud máxima de las líneas horizontales, representando 100 meq de iones de sodio y cloro y 10 meq a cada uno de los otros iones. Para salmueras ligeramente concentradas, 1000 meq de sodio y cloro y 100 meq de cada uno de los otros iones puede ser usado. Algunas veces se emplea una escala logarítmica para la concentración de iones.

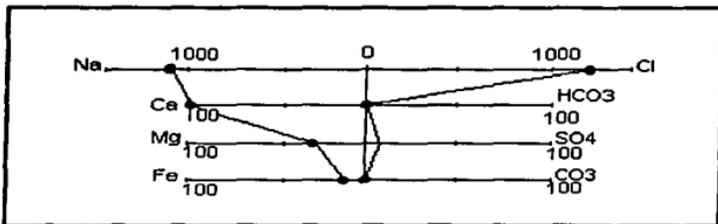


Figura I.5 Diagrama de Stiff. <sup>(10)</sup>

### I.3 ROCA - FLUIDOS

El conjunto de un yacimiento petrolífero incluye roca, huecos, agua, petróleo y gas. Los huecos de la roca estaban llenos de agua antes de que tuviera lugar la acumulación de petróleo. El petróleo, por ser más ligero que el agua e inmisible con ella, la empuja hacia abajo en la roca almacén. Sin embargo, no desplaza toda el agua original, queda siempre una película de agua adsorbida cubriendo las paredes de los poros. Esta agua ha sido llamada "agua intersticial irreductible".

Las rocas del yacimiento ejercen una mayor acción capilar sobre el agua que sobre el aceite. Puesto que los intersticios

## CAPITULO I. CONCEPTOS BASICOS

más pequeños desarrollan mayor acción capilar sobre los fluidos del yacimiento, ejercerán una acción selectiva sobre la fase acuosa de los fluidos del depósito, encontrándose el agua, en su mayor parte, en los espacios capilares más pequeños, mientras que los espacios más grandes que los rodean están ocupados por aceite. Como resultado, en el yacimiento no sólo hay agua por debajo del petróleo, sino que también se encuentra agua intersticial dentro de la misma zona de acumulación, y el espacio de almacenaje ocupado por el petróleo es menor que la porosidad total de la roca.

Cuando en los yacimientos existe mucha agua nativa, las superficies minerales estarán mojadas con agua y por ello el aceite y el gas estarán en todas partes cubiertos por películas de agua que evitan que se pongan en contacto directo con las superficies minerales. En otros casos, en los que la cantidad de agua congénita es comparativamente pequeña, el agua queda confinada a los canales más estrechos, donde se tiene una saturación de agua mínima irreductible, el agua se encuentra formando anillos alrededor de los puntos de contacto entre los granos, y películas moleculares sobre las superficies de los sólidos. Así, el aceite y gas pueden ocupar una mayor parte de las superficies libre de los minerales.

La relación entre el petróleo y el gas depende del grado en que el petróleo esté saturado de gas. Si no lo está, todo el gas que penetre en la roca almacén queda disuelto en el petróleo. La difusión de este gas a través del petróleo es un proceso de bastante duración. Si el petróleo está saturado, el gas se acumula por encima de él, desplazándolo hacia abajo en la misma forma como el petróleo desplazó al agua, formándose un casquete de gas.

El punto de saturación depende de la presión y temperatura del yacimiento y de la composición del petróleo. Por lo tanto, los cambios en uno o más de estos factores después de haber tenido lugar la acumulación, da como resultado la formación o

## CAPITULO I. CONCEPTOS BASICOS

aumento del casquete de gas, o su disminución y desaparición completa. Como la presencia del gas significa que el petróleo está saturado, puede esperarse que éste tenga la máxima fluidez y mínima densidad para la temperatura y presión existentes en el yacimiento.

Con frecuencia el aceite cerca de la cima de la estructura estará más cerca de la saturación con gas que el aceite de flanco más profundo, en la vecindad del nivel de agua de fondo.

La distribución del aceite, gas y agua dentro del depósito no debe concebirse como perfectamente definida en tres zonas. Como se explicó antes, la zona que contiene aceite puede contener bastante agua. También, la roca de depósito primeramente ocupada por gas puede contener algo de aceite. Las zonas de contacto de aceite y gas y agua-aceite no son necesariamente planos horizontales. Los estudios de los efectos capilares en las rocas de depósito de aceite y gas indican la posibilidad de una zona de transición entre las porciones que contienen agua y las que contienen aceite. Una zona, de varios metros de espesor, dentro de la cual se encontrará agua retenida por capilaridad, está en comunicación directa, a través de canales capilares, con el cuerpo principal de agua de flanco en la parte inferior. El porcentaje de agua disminuye y el de aceite aumenta hacia arriba a través de esta zona de transición, como se muestra en la Figura I.6.

De la misma manera, existe una zona de transición arriba de la superficie de contacto normal gas-aceite, en la cual el aceite retenido por capilaridad se elevará arriba del nivel general del estrato saturado con aceite en el yacimiento. El porcentaje de aceite, en la zona de transición, disminuirá con la altura arriba de la zona, en donde los espacios porosos están saturados de aceite y agua.

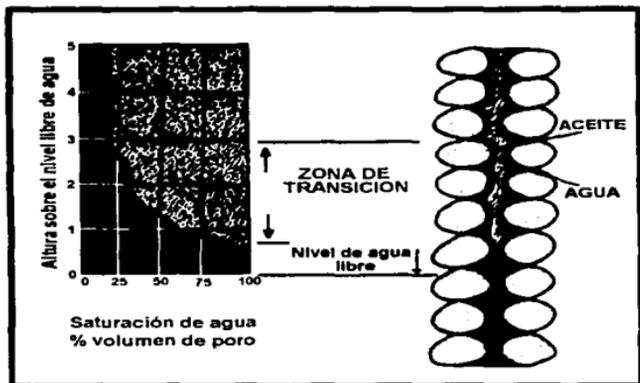


Figura I.6 Diagrama donde se muestra la variación de contenido agua en la zona de transición. <sup>(13)</sup>

## CAPITULO II

# FENOMENOS FISICOS QUE SE PRESENTAN EN LOS YACIMIENTOS PETROLEROS

Un fenómeno físico es una manifestación de la actividad que se produce en la naturaleza<sup>(14)</sup>.

Como los yacimientos petroleros son parte de la naturaleza los fenómenos físicos se manifiestan en el sistema roca-fluido de diversas maneras, algunos de los más importantes serán tratados a continuación.

### II.1 ADHESION

Existe una atracción intermolecular entre los fluidos de yacimiento y los minerales que componen la roca del yacimiento depósito, que hace que los líquidos se extiendan en la superficies minerales hasta que están totalmente cubiertas. En una roca de depósito toda la superficie de las partículas minerales que rodea los espacios porosos de la roca está expuesta directamente al contacto con los fluidos del yacimiento y queda completamente cubierta de una película que puede ser de agua o aceite. Se puede drenar del depósito tanto fluido como sea posible, pero las superficies minerales permanecerán mojada con una película adherida de agua o de aceite.

Los líquidos así retenidos en la superficie de las rocas de yacimiento no se pueden considerar como simples películas superficiales. Bajo la influencia de la alta presión de depósito, los fluidos se meten en todas las grietas y planos c

## CAPITULO II. FENOMENOS FISICOS

crucero. La mayoría de las superficies minerales, aparentemente sólidas, tienen en realidad una estructura cristalina tal que con frecuencia permite la entrada de fluidos. Se considera probable que las condiciones de presión tienen alguna influencia en la determinación del grado de penetración en las superficies minerales de los líquidos con los que se ponen en contacto, siendo más fácil eliminar la película de aceite de una superficie expuesta a condiciones de un yacimiento de baja presión que cuando ha sido sujeta a altas presiones de yacimiento.

El poder mojante de un líquido para una superficie mineral, frecuentemente caracterizado como "tensión de adhesión" o "presión de difusión", es una medida de la atracción intermolecular que existe entre el líquido y el mineral. Se considera una fuerza comparable con la tensión que existe entre las superficies de contacto de dos líquidos, pero de mayor magnitud.

### II.2 MOJABILIDAD

Mojabilidad es un término ampliamente utilizado. Puede definirse como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. En la Figura II.1, es ilustrado este concepto. Las gotas pequeñas de tres líquidos, mercurio, aceite, y agua, están colocadas sobre una placa de vidrio limpia. En la figura se nota que el mercurio tiene una forma esférica, la gota de aceite desarrolla una forma aproximadamente esférica, pero el agua tiende a distribuirse encima de la superficie de vidrio. La tendencia de un líquido a distribuirse encima de la superficie de un sólido es una indicación de la "mojabilidad" característica del líquido para el sólido.



Figura II.1 Ilustración de Mojabilidad. (15)

En la aplicación de este concepto a la Ingeniería de Yacimientos, la superficie sólida es la roca del yacimiento: caliza, dolomía, arena o arenisca. Los fluidos que existen en los espacios porosos de la roca son: aceite, agua y gas. Sin embargo, puesto que las condiciones en las cuales el gas moja preferentemente la superficie de la roca en lugar de un líquido están más allá del rango encontrado en rocas, solamente se considerará al aceite y al agua como posibles fases mojantes.

La tendencia de un líquido a distribuirse encima de la superficie de un sólido puede ser expresada más convencionalmente, y en naturaleza más precisa, por la medición del ángulo de contacto,  $\theta$ , con respecto a la superficie del sólido. Este ángulo, es siempre medido a través del líquido más denso. Como se muestra en la Figura II.2, el valor del ángulo de contacto puede variar desde cero hasta  $180^\circ$ . Los ángulos de contacto de menos de  $90^\circ$ , medidos a través de la fase de agua, indican condiciones de mojabilidad preferentes para el agua, mientras que ángulos de contacto mayores de  $90^\circ$ , indican condiciones de mojabilidad preferentemente para el aceite. Un ángulo de contacto de  $90^\circ$  indica que la superficie de la roca tiene igual preferencia por el agua que por el aceite.

También han aparecido referencias a la mojabilidad en un sentido cualitativo. En la literatura técnica, aparecen los términos "fuertemente mojados por agua", "fuertemente mojados por aceite" o "mojabilidad intermedia". Rara vez se indican los

## CAPITULO II. FENOMENOS FISICOS

límites cuantitativos de estos términos cualitativos. Sin embargo, a veces se usan los límites aproximados siguientes.

Los ángulos de contacto cercanos a cero y a  $180^\circ$  se consideran respectivamente como fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por aceite. Los ángulos de contacto cercanos a  $90^\circ$  tienen una moderada preferencia de mojabilidad y cubren la gama llamada "mojabilidad intermedia".

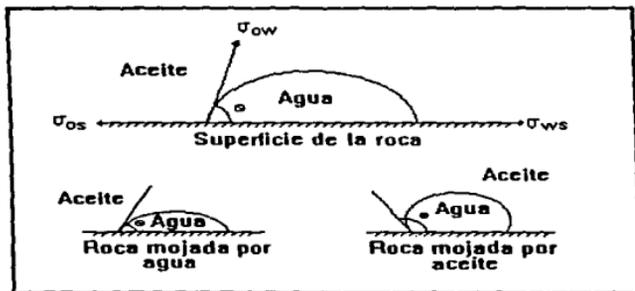


Figura II.2 Mojabilidad de un sistema aceite-agua-sólido. <sup>(16)</sup>

### II.3 TENSION SUPERFICIAL

La tensión superficial es una medida de la fuerza atractiva que actúa en el límite entre dos fases. Si el límite de fase separa a un líquido y a un gas, o a un líquido y un sólido, la fuerza atractiva en el límite usualmente es llamada "tensión superficial"; sin embargo, la fuerza atractiva en la interfase entre dos líquidos es llamada "tensión interfacial".

## CAPITULO II. FENOMENOS FISICOS

La tendencia de un líquido a extenderse sobre una superficie sólida se ha encontrado que es función de las interrelaciones que existen entre las diversas tensiones superficiales de contacto que comprende el sistema. De ese modo, en la Figura II.3A, cuando el aire, un líquido y un sólido están en contacto,  $S_2$  representa la tensión superficial en la superficie aire-líquido;  $S_1$  es la tensión superficial aire-sólido, y  $S_{12}$  es la tensión entre la superficie de contacto líquido-sólido. Para una condición de equilibrio las magnitudes relativas de estas tensiones determinan el ángulo de contacto  $\theta_{12}$ . Por eso, si las fuerzas están en equilibrio, en donde  $A_{12}$  representa la "tensión de adhesión",

$$S_1 = S_{12} + S_2 \cos \theta_{12}$$

o

$$S_1 - S_{12} = S_2 \cos \theta_{12} = A_{12}$$

Igualmente, en la Figura II.3B, si la superficie sólida está parcialmente mojada con aceite y en parte con agua,  $S_{23}$  es la tensión en la superficie de contacto agua-aceite,  $S_{12}$  es la tensión en la superficie de contacto del aceite y el sólido, y  $S_{13}$  es la tensión en la superficie de contacto entre el agua y el sólido. Para una condición de equilibrio de las tres fuerzas entre las superficies de contacto determinaría un ángulo de contacto  $\theta_{23}$ , medido a través de la fase agua. Luego

$$S_{12} - S_{13} = S_{23} \cos \theta_{23}$$

y

$$S_{12} - S_{13} = S_{23} \cos \theta_{23} = A_{13} - A_{12}$$

Las magnitudes de  $A_{13}$  y  $A_{12}$  (Figura II.3B), tensiones de adhesión del agua y del aceite, respectivamente, sobre el sólido, determinan si el sólido será mojado más fácilmente por el agua o por el aceite. Si  $A_{13}$  excede  $A_{12}$ , el sólido será preferentemente mojado por el agua.

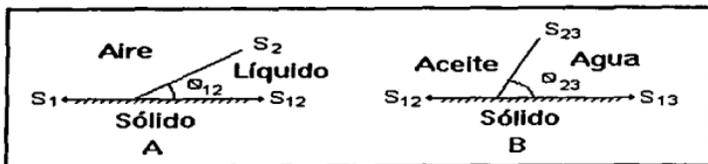


Figura II.3 Tensiones en las superficies de contacto en un sistema A) líquido, aire y sólido y B) agua, aceite y sólido.<sup>(17)</sup>

#### Tensión Superficial Líquido-Gas, Sustancias Puras.

Para hidrocarburos líquidos en equilibrio con la atmósfera, o con su propio vapor, una correlación experimental establecida con datos de la tensión superficial en hidrocarburos parafínicos ligeros y extrapolada para altos pesos moleculares dan las curvas graficadas en la Figura II.4. Como se observa, la tensión superficial decrece con la disminución del peso molecular y el incremento de la temperatura. La tensión superficial para sustancias puras puede ser calculada con la siguiente expresión:

$$\sigma = \left( P \frac{\rho_l - \rho_g}{M} \right)^2$$

donde  $\sigma$  es la tensión superficial en dinas/cm,  $\rho_l$  y  $\rho_g$  son las densidades del líquido y el gas, en  $g/cm^3$ .  $P$  es llamado el Parachor\*, el cual es una constante que involucra las propiedades físicas de los componentes. El parachor para sustancias puras es considerado constante. Los parachors para algunos hidrocarburos e impurezas de interés están dados en la Tabla II.1. La Figura II.5 puede ser usada para estimar el parachor de otros hidrocarburos puros

\* El Parachor es una correlación empírica. Es un método usado en la industria petrolera para predecir la tensión interfacial. Bibliografía 1 y 6, al final.

## CAPITULO II. FENOMENOS FISICOS

A 70°F la tensión superficial de un aceite crudo, varía dentro de un rango de 24 a 38 dinas/cm. La tensión superficial del agua pura varía aproximadamente, en forma lineal, de 72.5 dinas/cm a 70°F a 60.1 dinas/cm a 200°F, con un gradiente promedio de 0.095 (dinas/cm)/°F. En el caso de salmueras de campos de aceite, sin embargo, dos efectos influyen en la tensión superficial: a) las sales minerales inorgánicas tienden aunque ligeramente a incrementarla, b) los agentes activos superficiales que pueden ser disueltos en la salmuera, a causa del contacto con el aceite, reducen la tensión superficial. Esto conduce a un rango observado de variación, a condiciones estándar, de 59 a 76 dinas/cm.

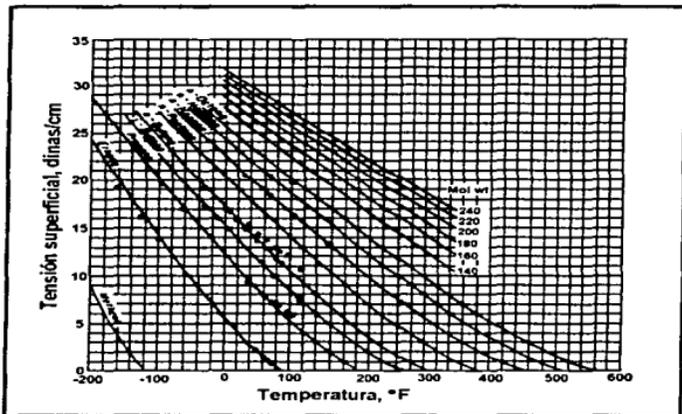


Figura II.4 Tensiones superficiales de hidrocarburos. (10, 18)

CAPITULO II. FENOMENOS FISICOS

Tabla II.1 Parachors para cálculos de tensión interfacial<sup>(10)</sup>

Constituyente	Parachor
Metano . . . . .	77.0
Etano . . . . .	108.0
Propano . . . . .	150.3
i-Butano . . . . .	181.5
n-Butano . . . . .	189.9
i-Pentano . . . . .	225.0
n-Pentano . . . . .	231.5
n-Hexano . . . . .	271.0
n-Heptano . . . . .	321.5
n-Octano . . . . .	351.5
Hidrógeno . . . . .	43 (aprox)
Nitrógeno . . . . .	41 (aprox)
Bióxido de Carbono . . . . .	78

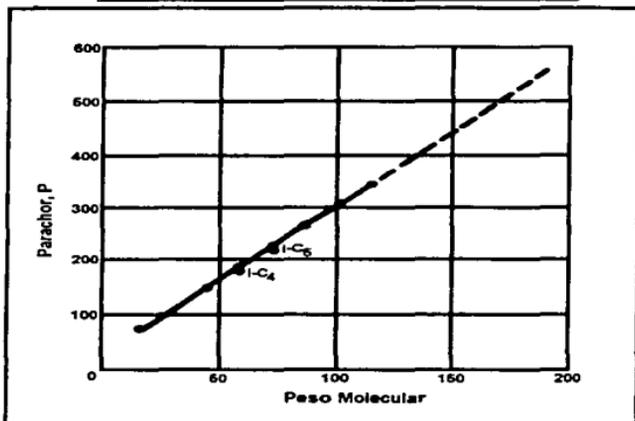


Figura II.5 Parachors para cálculos de tensiones superficiales de hidrocarburos normales parafínicos.<sup>(10,18)</sup>

## CAPITULO II. FENOMENOS FISICOS

### Tensión Superficial Líquido-Gas, Mezclas de Hidrocarburos

Existen pocos datos del efecto del gas disuelto sobre la tensión superficial de aceites crudos. Del trabajo original de Beecher y Parhurst y de los posteriores estudios de Jones sobre un crudo iraní, se obtuvieron resultados que están comprendidos en la Figura II.6. Se observa que el gas natural disuelto reduce grandemente la tensión superficial. La comparación de las curvas 1 y 2, obtenidas con aire, las curvas 3, 4 y 6 con gas natural las otras con bióxido de carbono, muestran que la cantidad natural de gas en solución es un factor importante en la determinación de la magnitud de la variación de la tensión superficial.

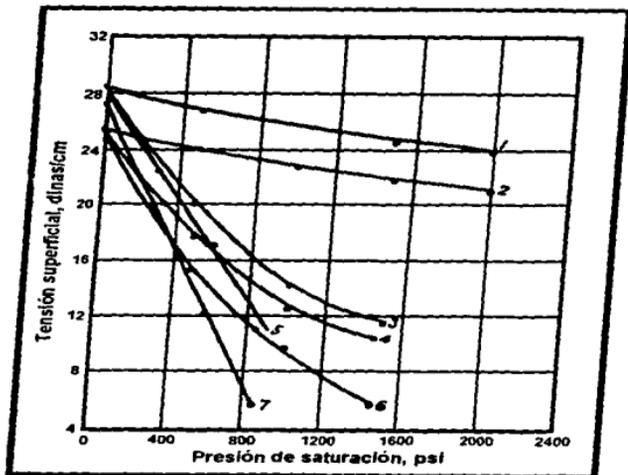


Figura II.6 Tensión superficial de aceites crudos en una función de la presión de saturación.<sup>(19)</sup>

## CAPITULO II. FENOMENOS FISICOS

La tensión superficial de hidrocarburos líquidos y gas en equilibrio puede ser estimado con:

$$\sigma = \left[ \sum P_l (x_l \frac{\rho_l}{M_l} - y_l \frac{\rho_g}{M_g}) \right]^2$$

donde  $\rho_l$  es la densidad en  $\text{g/cm}^3$  y  $M_l$  es el peso molecular del líquido en equilibrio,  $\rho_g$  y  $M_g$  tienen significado similar para el gas en equilibrio. Los valores de parachor para los componentes de una mezcla de hidrocarburos se obtienen de la Tabla II.1 o de la Figura II.5. Los valores del parachor para la fracción de heptano plus, pueden ser obtenidos con la correlación lineal de la Figura II.7.

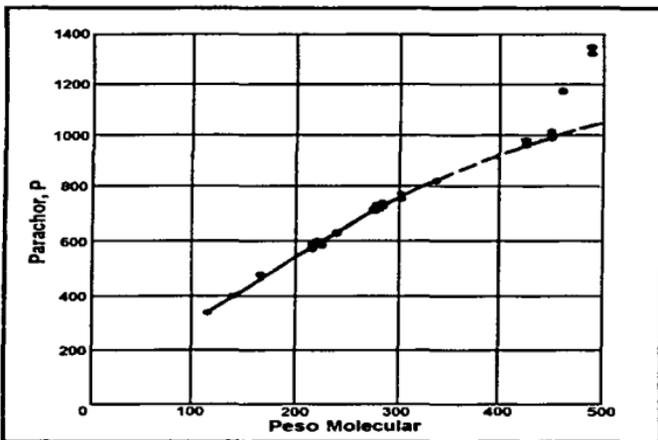


Figura II.7 Parachor de fracciones pesadas. <sup>(10)</sup>

## CAPITULO II. FENOMENOS FISICOS

### Tensión Superficial Agua-Gas (Hidrocarburo)

El efecto del gas disuelto en la tensión superficial del agua es mostrado en la Figura II.8. Estos datos fueron obtenidos del metano y agua pura. La Figura II.8, puede ser usada como una correlación para el sistema gas natural-agua.

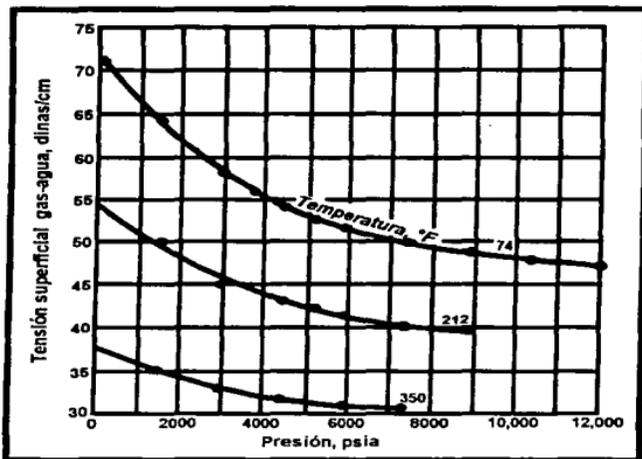


Figura II.8 Tensión superficial gas-agua. <sup>(10)</sup>

## CAPITULO II. FENOMENOS FISICOS

### Tensión Interfacial Agua-Aceite

Se llevó a cabo una serie de mediciones de las tensiones interfaciales de sistemas aceite crudo-agua de yacimientos del Noroeste de Texas, los resultados están graficados en la Figura II.9. Se presenta la variación de la tensión interfacial con la temperatura para los distintos aceites.

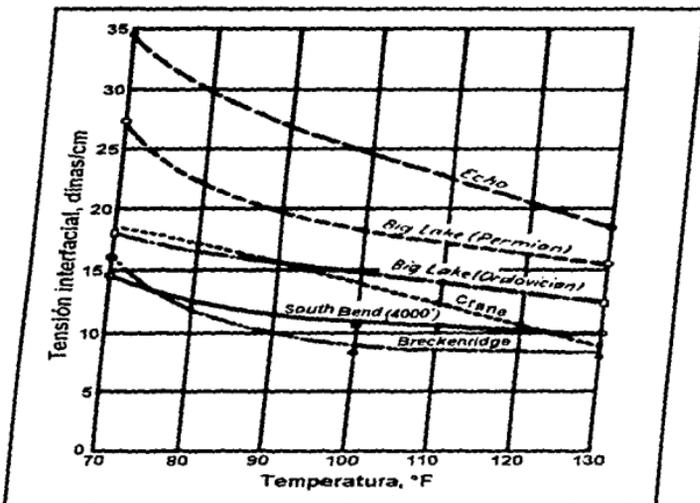


Figura II.9 Tensión interfacial graficada en función de la temperatura para sistemas aceite-agua.<sup>(19)</sup>

## CAPITULO II. FENOMENOS FISICOS

### Tensión Interfacial Agua-Aceite

Se llevó a cabo una serie de mediciones de las tensiones interfaciales de sistemas aceite crudo-agua de yacimientos del Noroeste de Texas, los resultados están graficados en la Figura II.9. Se presenta la variación de la tensión interfacial con la temperatura para los distintos aceites.

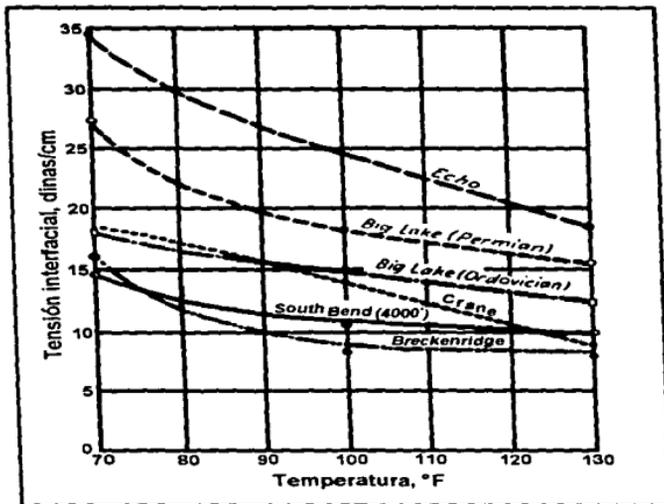


Figura II.9 Tensión interfacial graficada en función de la temperatura para sistemas aceite-agua. <sup>(19)</sup>

## CAPITULO II. FENOMENOS FISICOS

El efecto del gas en solución y la presión sobre la tensión interfacial del sistema aceite-agua se ilustra con los datos graficados en la Figura II.10. La Curva 3 se refiere a un crudo de 33.5°API del Campo Anahuac, liberando 640 ft<sup>3</sup> de gas por barril cuando fue flasheado desde 3,120 psi y 178°F a presión atmosférica y 78°F. La curva 2 corresponde a un aceite crudo de 36.9°API del Campo Conroe. Este aceite liberó 550 ft<sup>3</sup> de gas por barril en un flasheo desde 2,035 psi y 170°F a presión atmosférica y 78°F. Un crudo de 41.3 °API del Campo KMA, el cual tiene una solubilidad de 650 ft<sup>3</sup> de gas por barril a 1,570 psi y 130°F, proporcionó los resultados para graficar la curva 1. En todos los casos, los experimentos fueron llevados a cabo a las correspondientes temperaturas de yacimiento, ya señaladas de 178, 170, y 130°F. Como se observa, la tensión interfacial para un sistema aceite-agua se incrementa con el aumento de la cantidad de gas disuelto, hasta la presión de burbujeo,  $P_b$ , perc en la región de bajasaturación, disminuye con la presión.

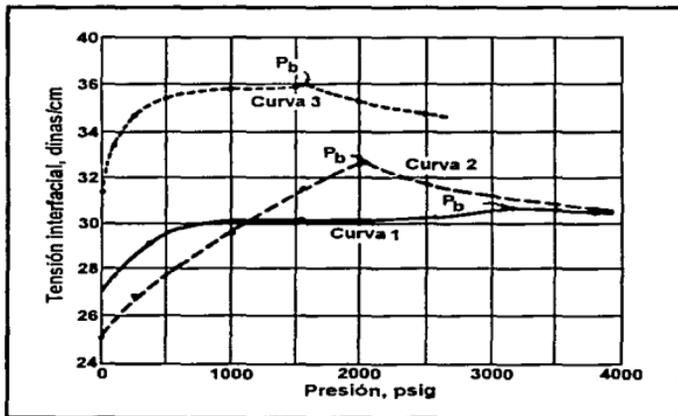


Figura II.10 Tensión interfacial sistemas aceite-agua. (10,19)

## II.4 CAPILARIDAD

Los poros en las rocas los de yacimiento son de tamaño capilar y, por la acción de la fuerza capilar, tienden a retener los líquidos con los que se ponen en contacto, como una esponja absorbe y retiene agua. La capilaridad es una expresión de la operación de la tensión superficial y la cohesión del líquido y de una fuerza molecular que tiende a hacer que los líquidos se extiendan y adhieran sobre las superficies minerales.

La presión capilar se define en el medio poroso simplemente como la presión diferencial que existe en la interfase curva que separa a dos fluidos inmiscibles (dos líquidos, o un líquido y gas), uno de los cuales moja preferentemente la superficie de la roca.

La presión más baja ocurre en el lado convexo de la interfase de los fluidos inmiscibles (aceite o gas y agua). En este lado se tiene usualmente agua, que, en la mayoría de los pozos, es la fase mojante. Por el contrario, el aceite o el gas son nombrados la fase no mojante, ya que no están en contacto directo con los granos de la roca.

Para el científico, generalmente la presión capilar ( $P_c$ ) se expresa como la presión en la fase que no moja ( $P_{f_{nm}}$ ) menos la presión de la fase que moja ( $P_{f_m}$ ) y por lo tanto, comúnmente tiene un valor positivo.

$$P_c = P_{f_{nm}} - P_{f_m}$$

Se define la presión capilar agua-aceite como la presión en la fase aceite menos la presión en la fase agua, o:

$$P_c = P_o - P_w$$

Por otro lado, al hablar de la presión capilar gas-agua,

## CAPITULO II. FENOMENOS FISICOS

se define como la presión en la fase gaseosa menos la presión en la fase agua, o:

$$P_c = P_g - P_w$$

Para facilitar la explicación sobre presión capilar, se ha incluido la Figura II.11 en la que se presentan dos granos esféricos de arena en contacto el uno con el otro. Considérese que son hidrófilos (roca preferentemente mojada por agua) y repulsivos al petróleo. Cuando la saturación de agua en los poros es alta, la distribución del fluido se puede interpretar por la interfase 1.

La curva de tal interfase es pequeña y la presión capilar es baja. Si se elimina agua, se puede representar por la interfase 2. En este caso la presión capilar entre fases será mayor debido a que la curvatura interfacial es también más grande. Las variaciones en la presión capilar para este sistema se pueden representar construyendo un gráfico entre presión capilar y saturación, como se ha presentado en el parte inferior de la Figura II.11. Ayuda a visualizar mejor si se considera la presión absoluta dentro de cada fase. La fase de petróleo está a una presión atmosférica, mientras que la fase de agua tiene una presión absoluta menor a la presión atmosférica debido a que esta limitada por una superficie cóncava. La curva entre presión absoluta y saturación de agua es asintótica a la saturación irreductible de agua.

En la práctica la curva de presión se invierte y se dibuja encima de la abscisa. Sin embargo, debe recordarse que la curvatura representa valores negativos de presión para la fase mojanete.

Una expresión general para la presión capilar está en función de la tensión interfacial y la curvatura de la interfase, como se a continuación:

CAPITULO II. FENOMENOS FISICOS

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

donde  $\sigma$  es la tensión interfacial entre los fluidos contenidos en el sistema (dinas/cm),  $\theta$  es el ángulo de contacto y  $r$  es el radio capilar (cm).  $P_c$  está en dinas/cm<sup>2</sup>.

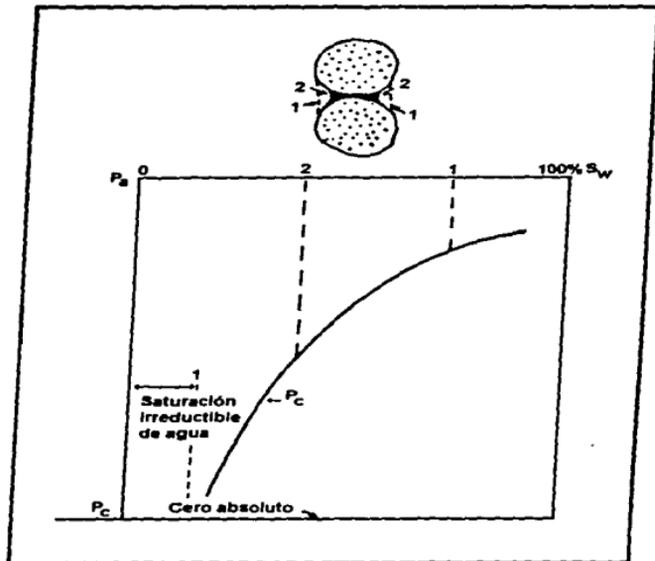


Figura II.11 Presión capilar en función de la saturación de agua. <sup>(12)</sup>

## CAPITULO II. FENOMENOS FISICOS

otra expresión es:

$$P_c = h(\rho_w - \rho_o) / 144$$

donde h es la altura sobre el nivel libre de agua ( $S_w = 100\%$ ) (ft) y  $\rho_w$  y  $\rho_o$  son las densidades para el agua y el aceite (lb/ft<sup>3</sup>), respectivamente.  $P_c$  está en psi.

Suponiendo que los granos de arena fueran esferas de superficie lisa, Leverett ha ilustrado el líquido sostenido por capilaridad en el depósito como lo muestra la Figura II.12. Si los espacios porosos son lo suficientemente pequeños pueden estar completamente llenos de agua sostenida por capilaridad o, con aberturas más grandes de poros, el gas o el aceite pueden atraparse entre películas de agua sostenidas por capilaridad. Cuando los espacios capilares lo permiten, el aceite o gas pueden tener contacto parcial con las superficies minerales, aún cuando las depresiones más pequeñas entre granos pueden estar ocupadas por agua (condición de péndulo). En otros casos, el aceite o gas puede estar en forma de pequeñas esferas, completamente rodeadas por agua (condición funicular). Se ha encontrado que los porcentajes de agua, aceite y gas en el sistema tendrán una influencia determinada sobre la disposición de los fluidos en las aberturas capilares.

La imbibición, es un fenómeno ligado con la presión capilar y puede ser definida<sup>(21)</sup> como la espontánea atracción de un líquido por un sólido poroso. Consecuentemente, el proceso de desplazamiento por imbibición, es aquel mediante el cual, un fluido desplaza a otro de un medio poroso, como resultado de las fuerzas capilares solamente.

El proceso espontáneo de imbibición, ocurre cuando un sólido lleno de fluido es sumergido o puesto en contacto con otro fluido que preferentemente moja al sólido.

## CAPITULO II. FENOMENOS FISICOS

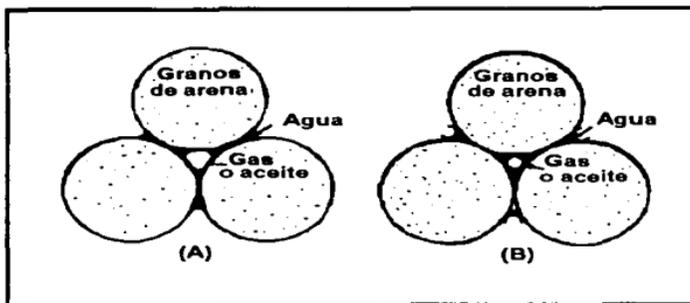


Figura II.12 Ilustración de la retención capilar (A) pendular y (B) funicular, en un sistema aire, líquido y sólido.<sup>(17)</sup>

Las fuerzas capilares en las regiones de alta permeabilidad son despreciables, pero se tornan importantes en las regiones de baja permeabilidad.

En yacimientos de calizas y dolomías, a menudo, la permeabilidad varía desde milésimos de milidarcy hasta algunos darcys. En estas condiciones, con un empuje de agua de fondo, ésta avanza a través del sistema altamente permeable, trasponiendo y dejando atrapado el aceite contenido en las regiones de baja permeabilidad. Tan pronto el aceite ha sido sobrepasado por el agua, se produce un gradiente de flotación (variación de la flotación con la profundidad). La imbibición, resultado de la capilaridad y la preferencia de la roca a ser mojada por el agua, ayuda en forma sustancial a establecer dicho gradiente, que tiende a empujar verticalmente hacia arriba al aceite entrampado conduciéndolo hacia las macrofracturas o regiones de mayor permeabilidad.

## II.5 HIDRATACION DE ARCILLAS

Los minerales de arcilla tienden a reaccionar con los fluidos introducidos dentro de la roca del yacimiento. Todas las arcillas atraen agua a sus superficies (Adsorción), pero algunas de ellas, la atraen al interior de su estructura (Absorción). La absorción es la incorporación de moléculas adentro de los cristales de los granos, mientras que la adsorción es la adición de moléculas por encima de la superficie de los granos.

En la hidratación de arcillas expandibles interviene tanto la absorción como la adsorción. Por absorción de agua inter-capa son capaces de incrementar su volumen. El grado de hinchamiento depende de la absorción de los iones inter-capa. La montmorillonita es un ejemplo de este tipo de arcilla. Las capas mezcladas de arcillas que contiene smectita, también se hinchan.

Por otro lado, las moléculas de agua pueden ser adsorbidas sobre la superficie de la arcilla mineral con ello reduce el tamaño efectivo de las aberturas y causa una oposición en el movimiento del fluido por una interacción del agua adsorbida y el líquido. El agua adsorbida directamente sobre la superficie de la arcilla mineral es compuesta de moléculas de agua fuertemente enlazadas, orientadas por ligamiento de hidrógeno a las superficies de las arcillas. Esta agua orientada actúa como parte de la partícula de la roca y sirve para reducir el tamaño de los poros.

Capacidad de Intercambio Catiónico. La más importante propiedad de las arcillas, es su capacidad de intercambio catiónico, que se define como la habilidad que tiene este mineral para absorber cationes en sus caras o aristas. La estabilidad de los cationes intercambiables depende grandemente del tipo de catión, así por ejemplo el tipo de catión calcio ( $Ca^{++}$ ), más fácilmente reemplazará al catión sodio ( $Na^{+}$ ).

En general, el orden de reemplazamiento de los cationes para todas las arcillas es función de las valencias; es decir, los cationes monovalentes son más fácilmente reemplazables por

## CAPITULO II. FENOMENOS FISICOS

cationes divalentes, los cuales a su vez son reemplazados por cationes trivalentes. El hidrógeno constituye la excepción de la regla, siendo más difícil reemplazarlo que los cationes trivalentes.

Todas las arcillas son negativamente cargadas. En la smectita, estas cargas son predominantes sobre las caras de los cristales de las arcillas, mientras que los bordes del cristal son positivamente cargadas. La densidad de las cargas negativas sobre un cristal de arcilla es conocido como la capacidad de intercambio de catión de la arcilla. La smectita tiene una gran capacidad de intercambio de catión que otros tipos de arcilla, como se muestra en la Tabla II.2.

Tabla II.2 Capacidad de intercambio catiónico de diversas arcillas <sup>(22)</sup>

Arcilla	Rango de la Capacidad de Intercambio Catiónico
Smectita	80 a 150 Meq/g
Illita	10 a 40
Kaolinita	3 a 5
Clorita	10 a 40

El efecto relacionado con el filtrado del fluido de perforación, se refiere al hecho de que al aumentar la concentración de un ion determinado, calcio por ejemplo ( $Ca^{++}$ ), la acción de éste, al estar en contacto con una arcilla de origen sódico, desplazará al ion sodio ( $Na^+$ ), produciendo la formación de agregados que obstruirán los poros, presentándose así una disminución en la permeabilidad absoluta debido a que se presenta una disminución del espacio vacío, libre al flujo de fluidos.

Hidratación de Cationes. El hinchamiento de las arcillas en contacto con agua es debido a la hidratación de los cationes de las arcillas y la afinidad al hidrógeno. El grado de hinchamiento depende de la adsorción del catión sobre la arcilla y la cantidad de sales disueltas en el agua en contacto con la

## CAPITULO II. FENOMENOS FISICOS

arcilla. Cuando el calcio ( $Ca^{++}$ ), es el catión intercambiable, la arcilla adsorberá sólo unas pocas moléculas densas de la capa de agua ordenada. Sin embargo, cuando el sodio ( $Na^+$ ), es el catión intercambiable, la arcilla adsorberá una capa de agua pobremente orientada en mayor magnitud que el agua ordenada, la cual es mucho más densa.

Efecto del Tipo de Catión y Concentración. Cuando una arcilla smectita está en equilibrio con una partícula de salmuera de formación, si esta arcilla es contactada por una agua que contiene diferentes sales, un intercambio de catión puede ocurrir. El catión divalente calcio ( $Ca^{++}$ ), es completamente efectivo en el remplazamiento considerado monovalente, particularmente sodio ( $Na^+$ ). El potasio ( $K^+$ ) es más efectivo que el sodio ( $Na^+$ ) en el remplazamiento.

Este intercambio de catión puede causar que el tamaño de la partícula de arcilla cambie. Una smectita de calcio puede incrementar en tamaño (defloculación) cuando está en contacto con agua conteniendo una baja concentración de los iones sodio ( $Na^+$ ). Recíprocamente, la floculación puede ocurrir cuando una arcilla sódica está en contacto con agua conteniendo una concentración suficiente de iones calcio ( $Ca^{++}$ ). Una concentración más baja del ion divalente calcio ( $Ca^{++}$ ), es requerida para causar floculación que los iones monovalentes sodio ( $Na^+$ ) o potasio ( $K^+$ ). La Figura II.13 muestra el grado de hinchamiento de la smectita bajo varias condiciones de salinidad a presión atmosférica. La smectita de calcio tuvo cuatro capas de agua bajo todas condiciones. La smectita potásica experimentó un pequeño hinchamiento real cuando estuvo en contacto con agua conteniendo un mínimo de 0.4% de cloruro de potasio.

En la Figura II.13 se observa, que una muy alta concentración de cloruro de sodio es requerida para minimizar el tamaño de la partícula de smectita sódica que cualquiera de calcio o de cloruro de potasio.

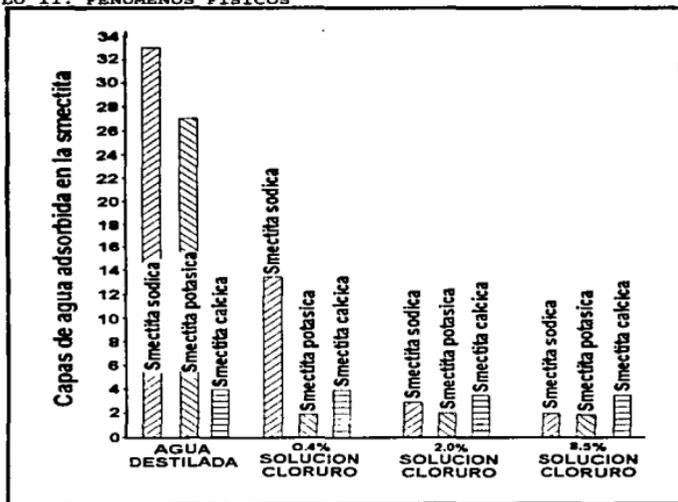


Figura II.13 Grado de hinchamiento exhibida por smectita en varias soluciones de sal. <sup>(22)</sup>

Numerosos investigadores <sup>(22)</sup> muestran que la permeabilidad al agua dulce es mucho menor que la permeabilidad al aire y que en soluciones de cloruro de sodio, la permeabilidad tiende a incrementarse con la concentración de sal, pero la variación depende de la naturaleza de la arcilla mineral. Van Engelhardt y Tunn, muestran el efecto relativo en probable orden decreciente: montmorillonita, illita y kaolinita. La Figura II.14 ilustra este efecto relativo para varias concentraciones de cloruro de sodio en las salmueras. Las curvas indican que las diferencias desaparecen a medida que la concentración del cloruro de sodio se incrementa. Los datos de la Figura II.14 fueron obtenidos en

## CAPITULO II. FENOMENOS FISICOS

mezclas de arena cuarzosa y 4% de arcilla. Núcleos naturales consolidados con diferentes cantidades de arcillas pueden mostrar resultados algo diferentes.

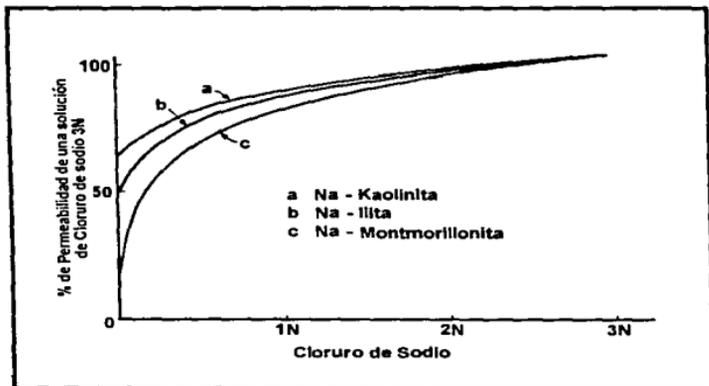


Figura II.14 Permeabilidades de mezclas de arena cuarzosa con 4% de arcilla sódica. <sup>(23)</sup>

### II.6 DISPERSION Y MIGRACION DE ARCILLAS

Hay otras formas en las que las arcillas minerales pueden afectar la permeabilidad del yacimiento, por ejemplo, como una consecuencia de su dispersión en el agua. Las partículas minerales pueden ser dispersadas o desalojadas de su posición en la roca para moverse con el fluido y ser alojadas en espacios pequeños reduciendo los canales de flujo.

## CAPITULO II. FENOMENOS FISICOS

La dispersión de las arcillas minerales es la separación de estos minerales con otros, que pueden ser desalojados de su posición original.

La descripción precedente del efecto de dispersión es aplicado a todas las arcillas minerales, pero en las arcillas minerales expandibles hay un factor adicional: la dispersión no sólo separa unas partículas de otras, tiende a dividir las partículas individuales a lo largo de los planos de hendidura, en laminillas extremadamente delgadas. Las partículas no sólo se separan sino que también se desintegran dentro de muchas partículas extremadamente delgadas. La atenuación de la desintegración es favorecida cuando el sodio está presente en cantidades más bien moderadas que en altas concentraciones o cuando está presente el catión multivalente.

Dispersión de arcillas afectadas por el pH. Estudios en microscopio electrónico han confirmado el efecto del pH sobre la perturbación de las partículas de arcilla. Las partículas de arcilla en el espacio poroso de un núcleo fueron significativamente perturbadas de este modo, produciéndose movimiento en ellas cuando estuvieron en contacto con fluido de 8 pH. Este efecto fue más notable cuando estuvieron en contacto con un fluido de 10 pH. Virtualmente la no perturbación fue notada cuando un núcleo similar se puso en contacto con un fluido de 4 pH.

Cualquier agua de diferente salinidad o diferente pH promueve la hidratación o deshidratación de arcillas hinchables y la dispersión tanto de arcillas hinchables o no hinchables, como de otros finos de la formación; asimismo, también puede promoverse la disolución de materiales cementantes permitiendo que partículas finas de la formación, como arcillas y otros minerales, migren a través de los conductos porosos, puentándose en las gargantas de los poros y reduciendo en consecuencia la permeabilidad de la formación.

La migración de finos representa un problema en la Ingeniería Petrolera. Estas arcillas que están separadas o ligeramente pegadas a los granos de arena y pueden ser fácilmente

## CAPITULO II. FENOMENOS FISICOS

desalojados de su posición original por el contacto con fluidos extraños dentro de la estructura porosa, se mueven dentro de los canales de los poros y facilmente pueden bloquear las gargantas de los mismos.

## CAPITULO III

# EFECTOS DE LOS FENOMENOS FISICOS SOBRE LA EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS

Quando se desarrollan diferencias de presión entre distintas porciones de la roca de un yacimiento debido a la extracción de aceite y gas por medio de los pozos perforados, se obliga a los fluidos a fluir a través de los espacios porosos de la roca, hacia los pozos productores.

Después de la explotación convencional de hidrocarburos, el aceite es retenido en los espacios de la roca del yacimiento en una cantidad baja respecto a la que originalmente existía. El espacio dejado en los poros por la producción de aceite es ocupado por gas y/o agua. Las porciones de aceite remanente en el yacimiento se presentan como gotitas atrapadas por agua, en uno u otro lado de los poros individuales o poros agrupados, como una película que forra las paredes de poro o en los poros de segmentos de la roca de yacimiento en los que, por condiciones geológicas o por la posición del pozo, no fueron afectados por la explotación.

Las fuerzas que contribuyen a la retención del aceite, reducen la efectividad de la remoción del aceite de los poros de la roca en procesos de desplazamiento, como a continuación se indica.

### III.1 ADHESION

Se ha visto que existe una atracción intermolecular entre las superficies minerales de la roca del yacimiento y los fluidos que contiene. Como resultado de esta fuerza entre fases, la totalidad de la superficie mineral está cubierta con líquido, ya sea agua o aceite. Las superficies minerales se mojan preferentemente con agua, pero se cree que si la cantidad de agua congénita que se encuentra en los poros de las rocas es pequeña, el efecto selectivo de la capilaridad dará por resultado que esa agua sea inducida a los huecos capilares más pequeños, mientras que el aceite ocupe las porciones más grandes y permeables de la roca del yacimiento. Aún cuando originalmente la roca es mojada por agua, se cree que durante largos periodos de tiempo geológico, el aceite puede parcialmente sustituir al agua en las superficies minerales. El estudio de muestras de rocas de depósito en varios campos productores de aceite y gas confirma este razonamiento, encontrándose que las superficies minerales están algunas veces mojadas con agua y otras con aceite.

Los fluidos de un depósito (gas, aceite, agua) pueden clasificarse como: fluidos adherentes, fluidos retenidos por capilaridad y fluidos de libre drenaje, que contienen los espacios más grandes. Cuando el yacimiento se sujeta a explotación a través de pozos productores, el fluido producido es, en gran parte, el de la porción de libre drenaje. Mucho del fluido retenido por capilaridad y prácticamente todo el fluido adherido se queda en la roca almacenadora (ver Figura III.1). Las superficies minerales permanecen húmedas con una delgada película de líquido adherida.

El gas fluyente es capaz de arrastrar el fluido adherido en forma de vapor, solo que el efecto de evaporación es relativamente lento. El agua de fondo puede desplazar mucho del fluido retenido por capilaridad, pero es menos efectivo para desplazar el aceite adherido.



Figura III.1 Ilustración de la retención del fluido (agua) en los poros por adhesión y capilaridad. Todo el fluido (agua) que se drena libremente se ha evacuado de los espacios porosos más grandes. <sup>(17)</sup>

### III.2 MOJABILIDAD

La mayoría de las rocas de los yacimientos son mojadas por agua y la minoría por aceite. Algunas veces se considera que la mojabilidad de una roca de yacimiento es homogénea o uniforme. En estos medios, la superficie entera tiene la misma afinidad por agua o aceite. En ocasiones, la mojabilidad de la roca puede ser heterogénea, algunas porciones de la superficie del medio tienen afinidad preferencial por agua, mientras otras tienen afinidad preferencial por el aceite.

El fenómeno de mojabilidad es de gran importancia para el flujo de aceite en un medio poroso. Se ha observado que si la roca es mojada por agua, la permeabilidad efectiva al aceite es muy superior al caso en que la roca sea mojada por aceite; por lo tanto, es muy importante que el medio poroso sea mojado por agua.

En un sistema mojado por agua, el agua toma una forma semejante a una copa en la interfase, la cual tiende a desplazar todo el aceite desde un punto dado en el canal del poro (Figura III.2). Aunque se envuelven varios factores, esta

### CAPITULO III. EFECTOS DE LOS FENOMENOS FISICOS SOBRE LA EXPLOTACION

es una forma para mostrar la influencia considerable de la mojabilidad sobre la manera en que el aceite es desplazado. Si la roca es preferentemente mojada por agua, el desplazamiento con agua será mucho más eficiente que el desplazamiento con gas. El gas tiende a moverse a través de las partes amplias de los canales de los poros a causa de que el gas no moja los granos de la roca, resultando un ineficiente desplazamiento y por lo tanto una recuperación relativamente baja (Figura III.3). Como el gas tiende a moverse fácilmente a través de los grandes canales de poro a causa de su baja viscosidad y gran movilidad, mucho del aceite tiende a permanecer como residual en los canales de poro de baja permeabilidad (Figura III.4).

Cuando la formación es mojada por aceite, el aceite se adhiere a la pared de los poros incrementando el espesor de la película que moja la roca con la consecuente disminución del área libre al flujo del aceite y/o gas. Adicionalmente se elimina el efecto de resbalamiento que produce una película de agua adsorbida en la pared del poro.

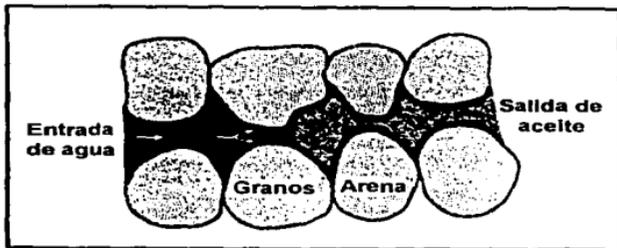


Figura III.2 Desplazamiento de aceite por agua en un canal de poro. <sup>(13)</sup>

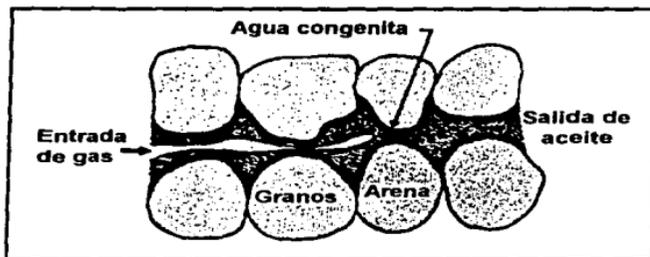


Figura III.3 Desplazamiento de aceite por gas en un canal de poro.<sup>(13)</sup>

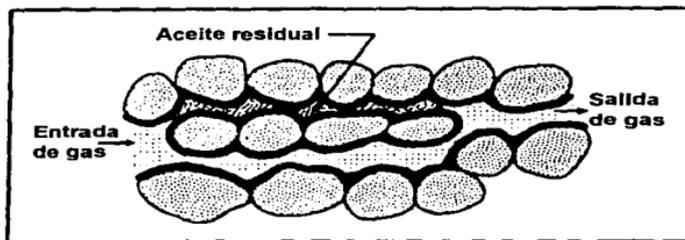


Figura III.4 El gas desplaza al aceite de los canales de alta permeabilidad. Ocurre saturación residual de aceite en los canales de baja permeabilidad.<sup>(13)</sup>

Todo esto trae como consecuencia una reducción considerable de la permeabilidad a los hidrocarburos, entre el 15 y 85%, de aquella que tuviese la roca si fuera mojada por agua. Esto se puede observar en la Figura III.5, donde se muestra la influencia de la mojabilidad sobre la forma de las curvas de permeabilidad relativa para los casos: fuertemente mojado por

### CAPITULO III. EFECTOS DE LOS FENOMENOS FISICOS SOBRE LA EXPLOTACION

agua y fuertemente mojado por aceite. En la Figura III.6 se muestra el efecto de la mojabilidad para un rango más amplio de mojabilidades, desde fuertemente mojado por agua para el núcleo No. 1 hasta fuertemente mojado por aceite para el núcleo No. 5.

Además, en la Figura III.7 se muestra el efecto de la mojabilidad sobre la recuperación de aceite por desplazamiento con agua para diferentes mojabilidades, en este caso expresadas por el ángulo de contacto.

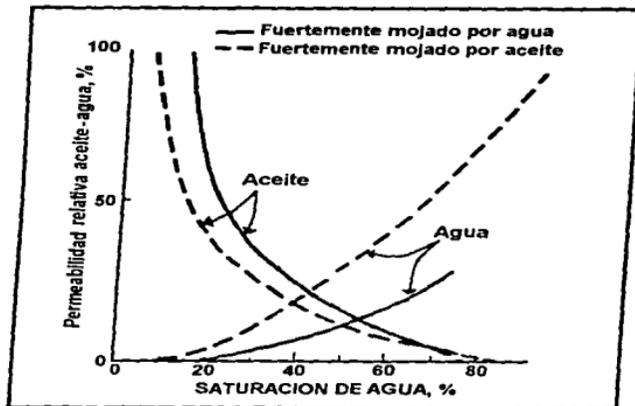
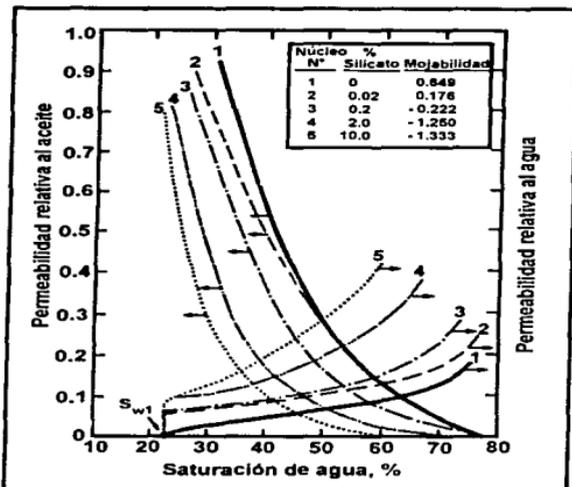


Figura III.5 Permeabilidad relativa al aceite y al agua para dos casos de mojabilidad. <sup>(24)</sup>

En la Figura III.8 se ilustra el efecto de la mojabilidad de la superficie sólida sobre una burbuja de aceite con surfactante, en las superficies mojables por aceite tiene lugar un desplazamiento pobre de aceite, mientras que superficies mojables por agua tiene lugar un eficiente desplazamiento de aceite.

CAPITULO III. EFECTOS DE LOS FENOMENOS FISICOS SOBRE LA EXPLOTACION

Por otro lado, en la Figura III.9 se muestra las formas de las curvas de recuperación como función del volumen de agua inyectada en una muestra natural, usando fluidos de baja viscosidad. Para muestras fuertemente mojadas por agua, casi todo el aceite es desplazado (curva A) antes de la surgencia del agua (B.T.), y la relación agua/aceite (curva A') se incrementa muy rápidamente después de la surgencia. Para muestras fuertemente mojadas por aceite, el volumen de aceite recuperado antes de la surgencia es relativamente pequeño en relación a la cantidad total recuperada (curva B), y la relación agua/aceite (curva B') se incrementa lentamente después de la surgencia.



III.6 Permeabilidad relativa al aceite y al agua de núcleos de arenisca para varias condiciones de mojadabilidad. (24)

CAPITULO III. EFECTOS DE LOS FENOMENOS FISICOS SOBRE LA EXPLOTACION

Para tener un desplazamiento más eficiente de aceite residual, el medio poroso debe ser mojado por agua. Melrose y Brandner, y Morrow sugirieron que la extracción de aceite atrapado es más difícil en rocas de yacimientos que tienen mojabilidad intermedia.

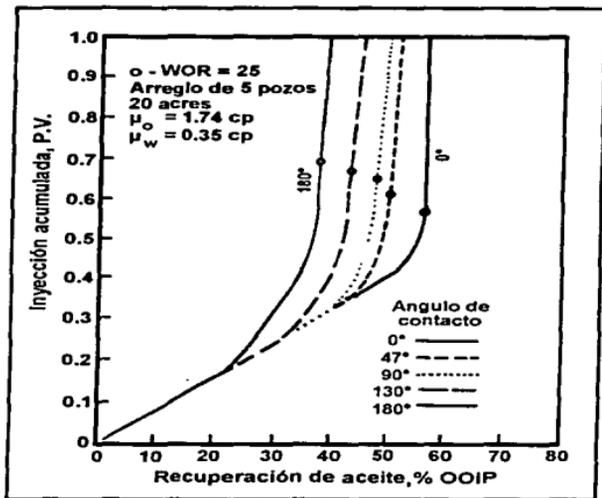


Figura III.7 Influencia de la Mojabilidad sobre la recuperación de aceite por desplazamiento con agua. <sup>(24)</sup>

La recuperación final en un medio poroso con mojabilidad fraccional puede ser comparable con la recuperación final de un medio poroso mojado por agua y más alta que la que tendría un medio poroso mojado por aceite.

Además, el cambio en la mojabilidad puede traer como consecuencia la alteración de los materiales finos presentes en el yacimiento, ocasionando perjuicios al movimiento de los fluidos, como más adelante se ilustra (sección 3.7).

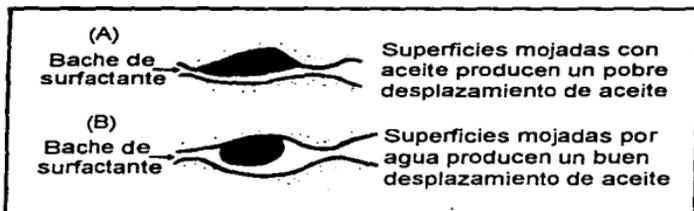


Figura III.8 Diagrama que esquematiza el efecto de la mojabilidad sobre el desplazamiento del aceite. <sup>(26)</sup>

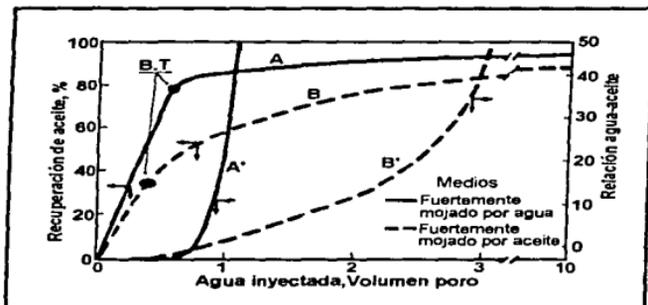


Figura III.9 Comportamiento idealizado de inyección de agua a un núcleo de arenisca. <sup>(24)</sup>

### III.3 TENSION SUPERFICIAL

En un desplazamiento de aceite por agua, la saturación del agua se eleva en los canales de poros y se reduce la saturación de aceite. El aceite presenta la tendencia a tomar la forma de una pequeña hebra delgada (Figura III.10). A medida que la hebra se hace más delgada, la tensión interfacial se incrementa hasta que la superficie se rompe en los puntos A y B a lo largo del canal de poro, formando, de este modo, pequeñas gotitas de aceite detrás de los puntos donde la membrana se rompió. Los diámetros de las gotitas son más grandes que el diámetro de la hebra de aceite antes de romperse debido a que la tensión en la superficie agua-aceite, causa que el aceite forme pequeñas gotas esféricas en vez de tener una forma de hebra. Las gotitas esféricas permanecen entonces atrapadas dentro de los espacios porosos a causa de que su tensión interfacial es más grande que las fuerzas que actúan para empujarlas a través de los más pequeños canales de poro (Figura III.11). Una gran parte del aceite residual en el yacimiento, será atrapado en los canales de poro por la fuerzas interfaciales entre el agua y el aceite.

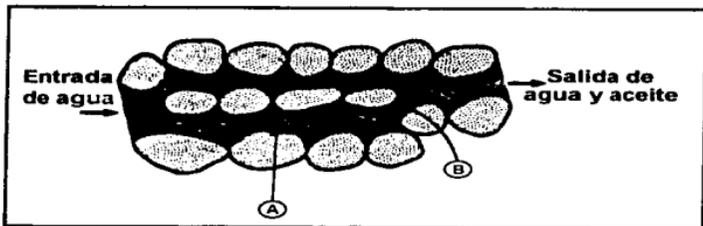


Figura III.10 A medida que la hebra de aceite se hace más delgada, se incrementa la tensión superficial en algunos puntos (A y B), donde la membrana posteriormente se rompe<sup>(11)</sup>

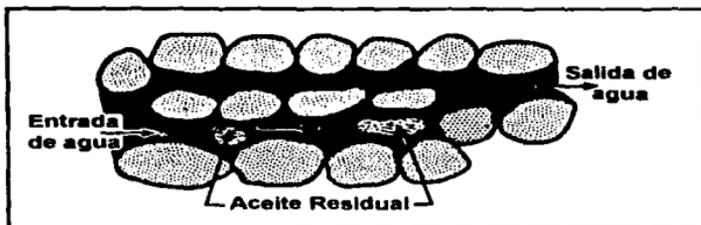


Figura III.11 Un desplazamiento con agua deja aceite residual debido a la rotura de la membrana interfacial en las restricciones del medio poroso<sup>(13)</sup>

Algunos crudos forman membranas insolubles en la interfase aceite crudo-agua, se ha sugerido que la actividad interfacial es debida al contenido de constituyentes pesados, por ejemplo: asfaltenos y resinas en el crudo son responsables de la formación de estas membranas. Durante el flujo a través de los poros, esta membrana será alojada en las contracciones de los poros, resultando una rígida, insoluble e inmóvil película, afectando la eficiencia de desplazamiento.

Es aceptado que la eficiencia de recuperación de aceite puede ser influenciada por la producción de una ultra-baja tensión interfacial aceite crudo y salmuera. La tensión interfacial depende de otros parámetros interfaciales<sup>(29)</sup>, tales como: carga interfacial (carga eléctrica), viscosidad interfacial y mojabilidad. Por ésto, se discute el papel de varios parámetros interfaciales sobre la eficiencia de desplazamiento en el medio poroso.

El papel de la carga interfacial en el desplazamiento de aceite de la roca del yacimiento no es aún enfatizado en la literatura. La Figura III.12 esquemáticamente resume la relevancia de la carga superficial en el proceso de

### CAPITULO III. EFECTOS DE LOS FENOMENOS FISICOS SOBRE LA EXPLOTACION

desplazamiento de aceite de los canales del yacimiento. Una baja densidad de carga superficial causa una alta tensión interfacial y alta viscosidad interfacial, así como baja repulsión eléctrica entre los gotas de aceite y las partículas de arena.

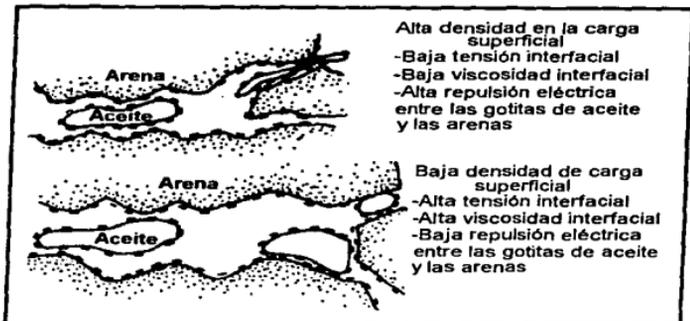


Figura III.12 Diagrama esquemático del papel de la carga superficial en el proceso de desplazamiento de aceite. <sup>(26)</sup>

La repulsión eléctrica entre los gotas de aceite y las partículas de arena, facilita el movimiento de la burbuja de aceite a través de los canales de poro, si el aceite no se adhiere a las partículas de arena (Figura III.12).

Para una eficiente recuperación de aceite, las burbujas de aceite desplazado deben unirse y formar un banco de aceite (Figura III.13). Una muy baja viscosidad interfacial es requerida para que se unan las burbujas de aceite y formen un banco de aceite.

El flujo de gotitas de aceite atrapadas o burbujas de aceite a través de los angostos cuellos de poros es esquemáticamente representado en la Figura III.14. Como se había mencionado anteriormente una ultra-baja tensión interfacial entre el aceite crudo y la salmuera se requiere para el fácil flujo de las gotas atrapadas, ya que se reduce el trabajo necesario para mover la burbuja de aceite a través de los angostos cuellos de los canales de poro.



Figura III.13 Diagrama esquemático del papel de la viscosidad interfacial en el proceso de recuperación de aceite. <sup>(26)</sup>



Figura III.14 Diagrama esquemático del papel de la tensión interfacial en el flujo de gotitas de aceite. <sup>(26)</sup>

### CAPITULO III. EFECTOS DE LOS FENOMENOS FISICOS SOBRE LA EXPLOTACION

En la Figura III.15 se muestra el comportamiento de las curvas de recuperación por imbibición para valores de tensión interfacial alta, intermedia y baja en un núcleo Berea con 100 milidarcys de permeabilidad. La alta tensión interfacial imbibibe más lentamente que la intermedia o baja tensión interfacial. Inicialmente, la recuperación fue más alta para la tensión interfacial intermedia. Para los dos primeros días, el caso de la tensión interfacial baja mostró una baja relación de volumen comparando con el de la tensión interfacial intermedia, pero una muy grande fracción de aceite original (%OOPI) fue eventualmente recuperada con la tensión interfacial baja. Con tensión interfacial alta se recuperó cerca del 60% de aceite por imbibición, pero la recuperación para el caso de tensión interfacial baja es del orden de 95%.

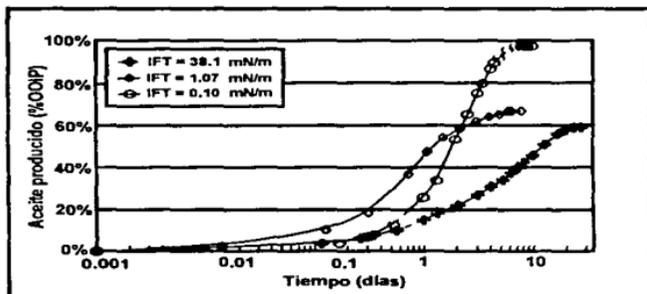


Figura III.15 Recuperación de aceite por imbibición para varias tensiones interfaciales. <sup>(27)</sup>

#### III.4 PRESION CAPILAR

Las fuerzas capilares en todas partes del yacimiento se oponen al movimiento de fluidos. Para las fuerzas expulsivas es más fácil desplazar los fluidos de las aberturas de poros más

### CAPITULO III. EFECTOS DE LOS PENOMENOS FISICOS SOBRE LA EXPLOTACION

grandes que de los pequeños huecos de la roca almacenadora y, por lo tanto, los fluidos en los estratos de grano más fino con aberturas de poros más pequeños, que desarrollan una atracción capilar más poderosa, pueden quedar relativamente inalterados. La mayor parte del movimiento de fluidos puede ocurrir a través de los canales adyacentes más permeables. Un efecto diferencial de drenaje, da por resultado que las porciones menos permeables de la roca del yacimiento queden relativamente saturadas con su contenido inicial de fluidos.

Cuando el aceite es desplazado por agua y el agua moja la roca, la presión capilar es un factor de conducción, ya que debido a las fuerzas de capilaridad el agua se mueve más fácilmente dentro de los pequeños canales (Figura III.16). Si el agua no moja la superficie de las partículas de la roca, cuando el aceite es desplazado por agua, la presión capilar es un factor retardador.

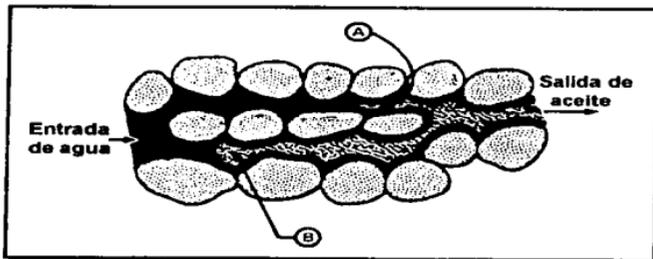


Figura III.16 Las fuerzas capilares causan que el agua se mueva más rápido en los estrechos canales de poro de baja permeabilidad (A) que en los canales de poro de alta permeabilidad (B). (11)

En la Figura III.17 se presenta una gota de aceite con dificultad para moverse a través de un poro con cambio en su

### CAPITULO III. EFECTOS DE LOS FENOMENOS FISICOS SOBRE LA EXPLOTACION

radio de izquierda a derecha. Debido a que los poros interconectados en el yacimiento son de diferentes tamaños, el flujo de agua y aceite a través de estos poros se realiza a diferentes velocidades, lo cual causa la mezcla de aceite y agua en las interconexiones. Una pequeña cantidad de aceite se divide en gotas discontinuas. Entoces, cuando una gota de aceite intenta moverse a través de un poro con una combinación en el radio, como en la Figura III.17, es sujeta por dos fuerzas de presión capilar. La presión capilar sobre la derecha tiene mayor magnitud que la que se encuentra en dirección izquierda, basado en el pequeño tamaño del radio del poro de la derecha y lo amplio del de la izquierda. Consecuentemente, la diferencia en las fuerzas de presión capilar tiende a mover la gota de aceite a la izquierda.

De este modo, para que el aceite se mueva a la derecha, a través de la restricción, un gradiente de presión debe de existir que sea más grande que la diferencia de las dos presiones capilares a las que está sujeta la gota. Por otro lado, si el aceite no se mueve a través de la restricción, se convierte en una parte del aceite residual y, además, puede reducir la permeabilidad.

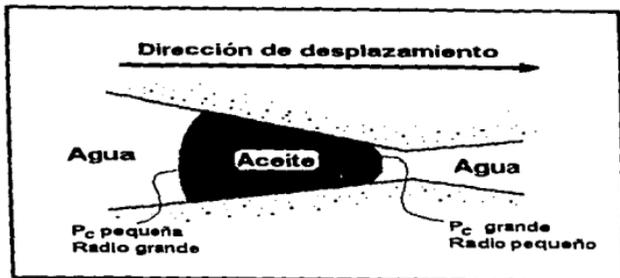


Figura III.17 Aceite residual atrapado. (29)

Un cambio en la dirección del desplazamiento causa que la gota atrapada de aceite se libere. Sin embargo, se debe recordar que las más de las gotas de aceite liberado por el cambio en la dirección del desplazamiento, probablemente encuentren una restricción similar en la dirección opuesta. De este modo, ellas pueden permanecer inmóviles como aceite residual.

Otro importante rasgo del desplazamiento del aceite por agua ocurre en el caso en que canales de poro con extremo cerrado estén llenos de aceite. Un alto gradiente de presión capilar ocurre en el interior de estos canales, causando que el aceite sea eyectado a través del centro de los canales de poro y el agua imbibida a lo largo de las superficies de los granos. Este proceso de imbibición del agua causa que el aceite se mueva hacia las porciones de la roca de alta permeabilidad, de donde puede ser desplazado a los pozos y producirlo.

De acuerdo con lo anterior, si la roca tiene tendencias a ser mojada por agua, el sistema altamente permeable se convierte en un sistema conductor, a través del cual se puede poner agua en contacto con grandes áreas de la matriz; esto conduce a la suposición de que es factible un proceso de imbibición natural como mecanismo económico de recuperación de aceite.

#### **III.5 HIDRATACION DE ARCILLAS**

Los minerales de arcilla causan problemas de daño a la formación al reducir la permeabilidad, dada su tendencia a hincharse, dispersarse y migrar a través del medio poroso, ya que son altamente sensibles a fluidos acuosos y, adicionalmente, por su gran relación área-volumen, incrementan la saturación irreductible de agua.

El daño a una formación productora de hidrocarburos es la pérdida de productividad o inyectabilidad, parcial o total y natural o inducida de un pozo, resultado de un contacto de la roca con fluidos o materiales extraños, o de un obturamiento de los canales permeables asociados con el proceso natural de

### CAPITULO III. EFECTOS DE LOS FENOMENOS FISICOS SOBRE LA EXPLOTACION

producción, al alterarse las características originales de los fluidos del yacimiento o las de los minerales que constituyen la roca.

El proceso dinámico de la perforación constituye el primero y más importante origen de daño, el cual puede verse agravado durante la cementación de la tubería de revestimiento, en las operaciones de terminación o reparación, e inclusive por las operaciones de estimulación y de inyección de agua. En estas intervenciones la fuente del daño la propicia el contacto e invasión de materiales extraños en la formación.

El grupo de arcillas smectita, conocida también por su mineral más abundante como montmorillonita, estructuralmente presentan uniones débiles entre sus capas, propiciando que cantidades variables de agua puedan entrar en éstas, causando su hinchamiento. Este tipo de arcillas presenta el mayor daño, ya que son extremadamente sensibles al agua, además de que son fácilmente desprendidas de la pared de los poros, dispersándose y migrando. Por lo cual, los minerales de arcillas tienden ciertamente a alterar el diámetro efectivo de los poros.

Como se ha mencionado anteriormente, el hinchamiento de las arcillas ocasiona la reducción del espacio vacío de los conductos porosos, por el aumento de volumen de los minerales arcillosos contenidos en la propia formación. Lo anterior origina la reducción de la permeabilidad absoluta, ya que se tiene una disminución del espacio vacío, libre al flujo de fluidos.

### III.6 DISPERSION Y MIGRACION DE ARCILLAS

La migración de partículas incluye dispersión o floculación de arcillas alta o ligeramente hinchables, y formación de partículas; o cambios en la saturación de agua y permeabilidad relativa por la admisión de agua en finos mojados por la misma. Arcillas u otras pequeñas partículas de sólidos (óxidos de hierro, silicatos), pueden ser transportados en el interior de los poros de formaciones relativamente permeables y crear serios obturamientos.

### CAPITULO III. EFECTOS DE LOS FENOMENOS FISICOS SOBRE LA EXPLOTACION

Las arcillas de una formación se encuentran en equilibrio con el agua congénita y al contacto con aguas de diferente composición, se produce su desestabilización. Estas aguas de diferente salinidad y pH, comúnmente conteniendo otros productos como polímeros y surfactantes, provienen de los filtrados de: lodos de perforación base agua, lechadas de cemento, fluidos de terminación, reparación y estimulación o del agua de inyección.

En el caso de filtrado de algún fluido, puede ser agua conteniendo varios tipos y concentraciones de iones positivos y negativos y surfactantes, el líquido es forzado al interior de las zonas porosas por presión diferencial. Esto puede crear bloqueo debido a uno o más de los diversos mecanismos que pueden reducir la permeabilidad absoluta.

El líquido filtrado conteniendo surfactantes adversos puede crear una emulsión viscosa con el aceite o con el agua virgen del yacimiento o puede tender a mojar con aceite la roca, reduciendo la permeabilidad relativa del aceite.

En la Figura III.18 se muestra la pérdida de productividad para un grado y profundidad de daño. El punto importante es que con flujo radial, el área crítica se tiene en los primeros pies alrededor del agujero del pozo.

Por ejemplo: un pozo terminado con 6 pulgadas de diámetro, en un intervalo de 10 pies, sin daño, con una permeabilidad de 100 milidarcy y conteniendo aceite de 0.5 centipose, produce 100 barriles de aceite por día. Si este pozo es dañado en una magnitud tal que la permeabilidad es reducida a 1.0 milidarcy, en un radio de 2 pies, con un semejante abatimiento de presión, solo produce 5 barriles de aceite por día.

Por otro lado, en un tratamiento con ácido fluorhídrico (HF), precedido por un volumen de ácido clorhídrico (HCL) para disolver carbonatos y proveer un colchón entre la salmuera de la formación y el ácido fluorhídrico. Sin embargo, la acción del ácido clorhídrico (HCL) en la formación, puede desalojar arcillas y otros finos. Si estos finos sueltos no son disueltos

### CAPITULO III. EFECTOS DE LOS FENOMENOS FISICOS SOBRE LA EXPLOTACION

por el ácido fluorhídrico (HF), ellos migrarán hacia el pozo cuando sea puesto en producción. Puede ocurrir el problema que origina una restricción al flujo en los poros de la arena y causar la declinación de la producción en un tiempo relativamente corto.

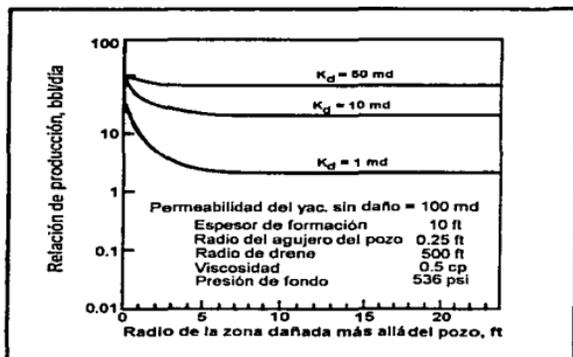


Figura III.18 Efecto del daño a la formación sobre la productividad. <sup>(22)</sup>

Además, el movimiento de material fino, inicialmente presente o desprendido por operaciones dentro de la formación, puede ocasionarse por la alteración de las condiciones de mojabilidad de los materiales finos, provocando daños que son relacionados a las propiedades de la roca, como son:

1. Hinchamiento de las arcillas de la formación, ocasionando el estrechamiento de los poros.
2. Dispersión de partículas no-hinchables, rearreglando las partículas durante el flujo de fluido, y taponando el sistema de poros.

### CAPITULO III. EFECTOS DE LOS FENOMENOS FISICOS SOBRE LA EXPLOTACION

3. Una combinación de hichamiento y dispersión, propiciando el desprendimiento de partículas ligeramente hinchables y el movimiento de partículas finas.

En la Figura III.19 se muestra el efecto del cambio de mojabilidad en el movimiento de finos. En caso de que finos mojados por agua están inmóviles cuando el agua esta inmóvil (Figura III.19A). Cuando los finos de mojabilidad mezclada son forzados a moverse solo a lo largo de la interfase aceite/agua (Figura III.19B). También, cuando una sola fase está presente, los finos pueden ser movidos con el flujo del fluido, si no son puenteados en las restricciones de los poros (Figura III.19C) .

Los numerosos mecanismos que originan daños en la formación pueden ser generalmente clasificados de la misma manera por la que ellos disminuyen la productividad:

- La reducción de la permeabilidad absoluta, puede presentarse por las partículas sólidas depositadas en los conductos de poro. Dependiendo de su tamaño, las partículas pueden invadir los conductos porosos quedándose atrapadas en los poros, en sus interconexiones o en fisuras naturales o inducidas.

- La reducción de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, y, consecuentemente, de la productividad del pozo, depende del incremento en la saturación de agua y el radio de invasión. Si el filtrado contiene surfactantes usados en el fluido de: perforación, cementación, terminación o reparación, se puede cambiar la mojabilidad de la roca, y como resultado se reduce la permeabilidad relativa al aceite. La geometría de los poros asociada con el área superficial, afecta a los cambios de permeabilidad relativa; al disminuir el volumen de los poros con las partículas transportadas dentro del yacimiento, se aumenta su área superficial, por lo tanto las posibilidades de aumentar la permeabilidad relativa al agua, aumenta con el incremento de la saturación de agua, dejando menor espacio disponible para el flujo de aceite.

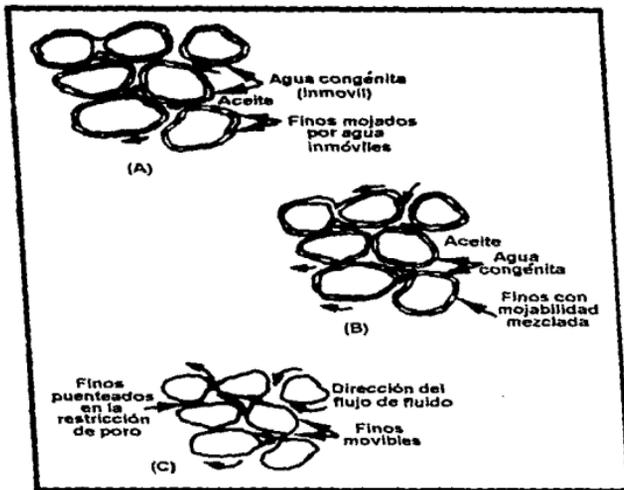


Figura III.19 Movimiento de finos por cambios en la mojabilidad.<sup>(30)</sup>

En un sistema de flujo radial, cualquier reducción en la permeabilidad resulta en una seria reducción en la productividad o inyectabilidad.

La precipitación de sólidos dentro de la formación puede contribuir a la reducción de productividad; por ejemplo, debido a mezclas de aguas incompatibles, asfaltenos o parafinas pueden precipitarse, debido a cambios en las condiciones de equilibrio.

## CAPITULO IV

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El volumen de aceite que puede producirse depende de la permeabilidad de la roca del yacimiento, así como de las propiedades del aceite y del efecto combinado de las restricciones de millones de poros que pueden causar fuerzas retentivas muy grandes en comparación con el gradiente de presión útil de flujo de aceite para la explotación en los pozos.

Eventualmente, la energía natural del yacimiento se agota; cuando esto ocurre, debe ser inducida energía al yacimiento para producir algo de aceite adicional. La energía adicional estimula el movimiento del aceite, incrementando su recuperación.

Las fuerzas que contribuyen a la retención del aceite actúan simultáneamente en el yacimiento y el efecto resultante depende de las propiedades específicas de la roca y de los fluidos que constituyen cada yacimiento.

Por medio de tratamientos químicos, se puede incrementar la efectividad de la remoción del aceite de los poros de la roca (eficiencia de desplazamiento) con el objeto de eliminar o minimizar el efecto de las fuerzas retentivas.

Con base en la información recopilada en la literatura especializada, a continuación se presentan conclusiones para cada uno de los fenómenos físicos y, en algunos, se enfatiza su efecto dada su importancia y se hacen algunas recomendaciones para que se puedan eliminar o disminuir los efectos de los fenómenos físicos en el sistema roca-fluidos.

## **ADHESION**

Cuando el depósito se sujeta a drenaje a través de los pozos productores, el fluido producido es en gran parte la porción de drenaje libre de los fluidos del depósito. Mucho del fluido retenido por capilaridad y prácticamente todo el fluido adherido se queda en la roca de depósito, donde las superficies minerales permanecen húmedas con una delgada película adherida de líquido.

Es ampliamente conocido que la eficiencia de recuperación por inyección de agua depende de la mojabilidad del sistema roca-fluidos. Investigadores usaron agentes retornadores de la mojabilidad, tales como aminas solubles y demostraron que la alteración momentánea de la tensión de adhesión originó la acumulación espontánea de grandes cantidades de aceite en masas continuas, que subsecuentemente fueron desplazadas.

## **MOJABILIDAD**

Por lo general, en forma natural, las rocas se encuentran mojadas por agua; está comprobado que ésto facilita el flujo del aceite y como consecuencia se tiene una mayor recuperación.

Si la roca es mojada por aceite, el aceite se adhiere a la pared de los poros incrementando el espesor de la película que moja la roca con la subsecuente disminución del área libre al flujo del aceite (reducción en la permeabilidad al aceite).

Los fluidos que invaden la formación pueden tender a dejar la roca mojada por aceite, lo cual reduce en una disminución de la permeabilidad relativa al mismo. Este efecto produce una reducción en la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, hasta en un 50%, pudiendo ser mayor en rocas de más baja permeabilidad.

El retorno de la mojabilidad de mojado por aceite a mojado por agua, resulta en un favorable incremento en la relación de

#### CAPITULO IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

la permeabilidad relativa aceite/agua y en el subsecuente incremento en la eficiencia de desplazamiento y mejora la recuperación de aceite. En la Figura IV.1a se muestra una gotita de aceite atrapada en una garganta de poro bajo condiciones de mojado por agua. El sólido se convierte gradualmente a mojado por aceite (Figura IV.1b) debido a la llegada del agente (cáustico) que modifica la mojabilidad. Esto resulta en un decrecimiento en la resistencia capilar para la gota de aceite y el movimiento dentro del estrecho poro y las extensiones a través de la superficie de la roca. La tensión interfacial también es reducida. Cuando la concentración cáustica decrece y retorna la mojabilidad al agua, el aceite adherido a la roca bajo condiciones mojadas por aceite, tenderá a ser desplazada (Figura IV.1c,d).

También, la mojabilidad de la superficie de la roca puede ser cambiada adicionando una simple sal, ácido, o bases al agua de inyección. Pero el caso de inyección de agua ácida resultó no ser práctico a causa de las reacciones químicas con muchas de las rocas de yacimiento.

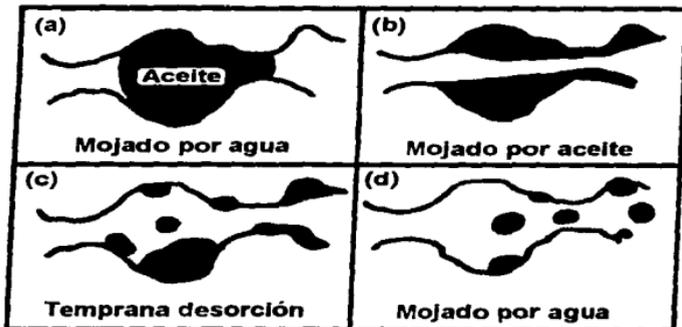


Figura IV.1 Remoción del aceite por retorno de la mojabilidad.<sup>(26)</sup>

#### CAPITULO IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los surfactantes alteran la mojabilidad de la roca favorable o desfavorablemente en función del tipo y características de la roca.

Un cierto número de tipos de daño a la formación pueden ser prevenidos o aligerados con surfactantes, pero éstos también pueden crear otro tipo de daño; extremo cuidado debe ser ejercido en la selección y uso de los surfactantes.

Las formaciones de arena y arenisca poseen superficies de mineral con cargas electrostáticas negativas, teniendo considerables fuerzas de adhesión a iones positivos y surfactantes catiónicos. Esto permite que la roca pueda quedar mojada por aceite, tal como se muestra en la Figura IV.2A. Por el contrario un surfactante aniónico tenderá a dejar la roca mojada por agua (Figura IV.2B).

Las formaciones calcáreas, en condiciones naturales (con pH menores de 8), poseen una carga electrostática de superficie positiva. Usando una lógica similar al caso de las formaciones silíceas, las moléculas de un surfactante catiónico se alinearán como se muestra en la Figura IV.2C, dejando la roca mojada por agua. Contrariamente la roca quedará mojada por aceite si el surfactante es de tipo aniónico (Figura IV.2D).

Una solución alcalina, tal como: hidróxido de sodio, silicato de sodio y carbonato de sodio, añadida al agua de inyección mejora la recuperación de aceite por los siguientes mecanismos: reducción de la tensión interfacial, emulsificación espontánea, alteración de la mojabilidad debido a que altera el pH muy fácilmente, es poco costoso y es superior a los surfactantes en este aspecto.

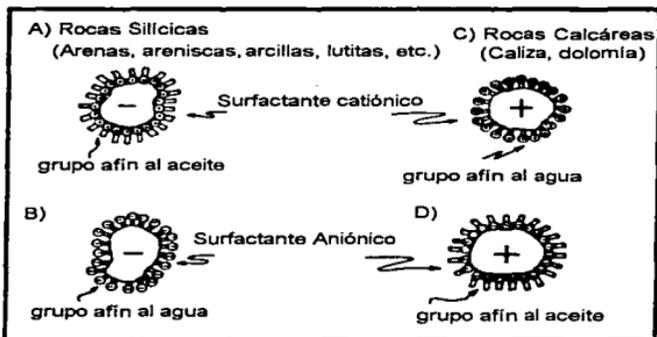


Figura IV.2 Características de mojabilidad de los surfactantes. <sup>(31)</sup>

## TENSION SUPERFICIAL

La tensión interfacial entre aceite crudo y agua está generalmente en el rango de 20-30 dinas/cm. Una gran parte del aceite residual en el yacimiento queda atrapado en los canales de los poros debido a las fuerzas interfaciales entre el aceite crudo y el agua. Además, tales fuerzas afecta la eficiencia de desplazamiento del aceite.

La adición de un surfactante apropiado incrementa la densidad de la carga interfacial (carga eléctrica). Esta alta densidad en la carga, en presencia de surfactante, resultó en un decremento en la tensión interfacial y viscosidad interfacial, resultando un incremento en la repulsión eléctrica entre las gotas de aceite y partículas de arena, lo cual ayuda al fácil movimiento de la burbuja de aceite a través de los canales porosos.

## CAPITULO IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La eficiencia de recuperación de aceite puede ser influenciada por la generación de una ultra-baja tensión interfacial aceite crudo y salmuera. Fue reportado que con la presencia del surfactante adecuado, puede ser obtenida una ultra-baja tensión interfacial en una interfase aceite crudo-salmuera (de  $10^3$  a  $10^4$  dinas/cm). Por lo tanto, esta baja tensión interfacial minimiza las fuerzas capilares y con ello mejora la eficiencia de desplazamiento del aceite atrapado en el medio poroso.

### CAPILARIDAD

Los fluidos en los estratos de granos más finos, con aberturas de poros más pequeñas, desarrollan una acción capilar más poderosa que se opone al movimiento de los fluidos; ésto da como resultado que queden las porciones menos permeables de la roca de depósito relativamente saturadas con su contenido inicial de fluidos.

No todo el aceite puede ser desplazado por el agua, en la cual se generará el desplazamiento de aceite por imbibición dentro de los poros, para el desplazamiento de todo el aceite de una región de baja permeabilidad a otra región de alta permeabilidad.

El desplazamiento del aceite por imbibición es proceso factible como mecanismo económico de recuperación de aceite, pero si la explotación se realiza al potencial máximo, con empuje de agua de fondo, se tendrán recuperaciones bajas debido a que el agua no penetra uniformemente, sino que se encauza por donde las pérdidas por fricción son mínimas. Además del entrapamiento, los altos ritmos de producción ocasionan una severa conificación y canalización debido a la heterogeneidad del yacimiento. Para obtener de estos yacimientos aceite limpio y buena recuperación son esenciales dos prácticas de producción: 1) Gastos reducidos; 2) Un pequeño intervalo en explotación cercano a la cima del espesor impregnado.

## **CAPITULO IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

El proceso de imbibición es efectivo a ritmo de inyección muy bajo; altos ritmos de inyección, causan una rápida irrupción del agua cuando aún hay aceite recuperable.

La acción bajotensora de los surfactantes permite reducir las fuerzas capilares responsables del entrapamiento de los fluidos en el medio poroso. Este efecto es de mayor importancia en formaciones de baja permeabilidad, de pequeños poros, donde las fuerzas retentivas son las causantes de que los hidrocarburos del yacimiento no fluyan con la energía disponible.

El flujo de bióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), es capaz de generar el desplazamiento miscible de algunos aceites, de este modo se tiene la recuperación de más aceite proveniente de la roca del yacimiento. El desplazamiento miscible vence las fuerzas capilares, que retienen el aceite en los poros de la roca. El  $\text{CO}_2$  no es miscible con el aceite inicialmente. Sin embargo, como el  $\text{CO}_2$  contacta al aceite crudo in-situ, algunos de los hidrocarburos constituyentes del aceite crudo se vaporizan. En el desplazamiento frontal, la mezcla resultante ( $\text{CO}_2$  y vapores de hidrocarburos) llega a ser miscible con el  $\text{CO}_2$  y el aceite in-situ.

### **HIDRATACION DE ARCILLAS**

La hidratación del tipo de arcillas expandibles se lleva a cabo por intercambio de agua absorbida en el interior de sus capas y también por las moléculas de agua adsorbidas sobre la superficie de la arcilla mineral, con ello incrementan su volumen, se reduce el tamaño efectivo de las aberturas y se origina una oposición al movimiento del fluido en la roca.

Las arcillas minerales causan problemas de daño a la formación al reducir la permeabilidad, dada su tendencia a hincharse en el medio poroso. El daño a la formación productora se manifiesta en la pérdida de productividad o inyectabilidad, resultado del contacto de fluidos extraños con la roca, al

#### CAPITULO IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

alterarse las características originales de los fluidos del yacimiento o las de los minerales que constituyen la roca.

Esto se torna muy crítico cuando se invade con agua dulce, ya que smectitas con alto contenido de sodio pueden hincharse de 6 a 10 veces su volumen original.

La disminución en la permeabilidad, o daño en el medio poroso, se refleja en la disminución de la capacidad productora de los pozos; este daño puede variar desde un efecto despreciable hasta el obturamiento total de la formación productora, en forma temporal o permanente.

El efecto de la montmorillonita es relativamente grande en arenas de baja permeabilidad. En arenas de alta permeabilidad, se puede tolerar un poco la presencia, en bajas cantidades, de arcillas minerales expandibles.

La inyección de agua con composición semejante al agua de formación y por lo tanto compatible con la roca, produce, probablemente, una alteración mínima de la permeabilidad de la formación.

La corrección de este tipo de daño se basa principalmente en abrir nuevos canales de flujo a través de la formación, ya que el efecto de hinchamiento en sí es muy difícil de corregir. Se utilizan tratamientos con mezclas de ácido clorhídrico (HCL) y ácido fluorhídrico (HF) a presiones menores que las de fracturamiento, cuando la arcillosidad de la arena es baja, o fracturamientos de la formación con ácidos o materiales compatibles con los fluidos contenidos en la misma.

Las arcillas sódicas hidratadas pueden ser reducidas en tamaño por tratamiento con ácidos clorhídrico (HCL), ya que los iones hidrógeno (H<sup>+</sup>) reemplazan los iones potasio (Na<sup>+</sup>) por intercambio catiónico. El tratamiento con HCL tiende a incrementar la permeabilidad de la formación; sin embargo, el HCL puede causar la floculación de las arcillas y de este modo crear daño. Un surfactante aniónico debe ser usado cuando la arena se acidifica con HCL para prevenir la floculación de

#### CAPITULO IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

arcillas, para prevenir emulsiones y para incrementar la mojabilidad de la formación por agua.

### **DISPERSION Y MIGRACION DE ARCILLAS**

La dispersión es la separación (diseminación) de las arcillas minerales de su posición original, pueden fácilmente migrar, al igual que otras partículas finas, moviéndose en el seno de los fluidos dentro de los canales de los poros.

El movimiento de las partículas finas intersticiales puede ocasionar el bloqueo de las gargantas de los poros de una formación haciendo el efecto de válvula de contrapresión. Este daño ocasionado en la formación produce un decremento en la productividad o en la inyectabilidad, debido a que se reduce la permeabilidad absoluta, resultado de la obturación de canales de los poros por partículas inducidas, y la permeabilidad relativa al aceite, resultado de un incremento en la saturación de agua o por cambios en la mojabilidad de la roca.

La remoción de estas partículas se logra con tratamientos de ácido clorhídrico (HCL) y fluorhídrico (HF). La adición de cierto polímeros catiónicos orgánicos al ácido puede minimizar la migración de finos y el subsecuente obturamiento de los poros.

La perturbación y alteración de las arcillas naturales es probablemente la causa más importante de daño a la formación<sup>(23)</sup> y se ha recomendado, en lo general, que los fluidos de invasión contengan cationes divalentes de calcio ( $Ca^{++}$ ) o magnesio ( $Mg^{++}$ ), o altas concentraciones de potasio para minimizar el daño que pueda causar.

El grado de daño dependerá del tipo y cantidad de arcillas o partículas presentes en el yacimiento, de su posición relativa en la roca, de la severidad del cambio iónico en su entorno, de la relación de flujo de fluidos y de la permeabilidad de la formación.

#### CAPITULO IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Si el problema es la dispersión de arcillas, un surfactante no-iónico, ácidos y otros fluidos de bajo pH pueden ser seleccionados para flocular las arcillas y reducir su dispersión y por lo tanto la obturación de los canales de flujo.

La técnica de estabilización actualmente es una práctica basada en el estado floculado de las arcillas en el yacimiento. El tratamiento químico usado para la estabilización de las arcillas puede ser categorizado dentro de cuatro áreas<sup>(35)</sup>: Salmueras, polímeros catiónicos inorgánicos, surfactantes catiónicos y polímeros catiónicos orgánicos.

Los cationes inorgánicos simples, tal como cloruro de potasio (KCL) y cloruro de amonio ( $\text{NH}_4\text{CL}$ ), son frecuentemente recomendados en tratamiento de fluidos para prevenir la dispersión y migración de arcillas no-expandibles y para minimizar el hinchamiento de las arcillas sensibles al agua.

Los cationes polivalentes inorgánicos, tal como oxiclورو de zirconio ( $\text{ZrOCL}_2$ ), e hidróxido de aluminio ( $[\text{Al}_6(\text{OH})_{12}]^{+6}$ ), son también efectivos para la estabilización de arcillas, ya que rápidamente hidrolizan en agua seguida de una hidratación, de este método resulta un catión polinuclear con alta carga catiónica.

La estabilización ocurre con estos "poli-cationes", revisten (forran) la superficie de las arcillas, además, este forro inorgánico, sujeta a las partículas juntas de arcillas, reduciendo la posibilidad de intercambio con otros cationes monovalentes o divalentes.

En la Figura IV.3 se muestra una prueba de laboratorio<sup>(37)</sup> para la estabilización de arcillas utilizando hidróxido de aluminio, que para su aplicación se diluye en agua.

Los surfactantes catiónicos, tales como aminas grasas cuaternarias y aminas salinas, prevén la defloculación de las arcillas por su adsorción sobre la superficie de la arcilla para el catión intercambiable. Estos compuestos grasos originan

#### CAPITULO IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

una humedad por aceite a las superficies de arcillas y arenas, de este modo previene una adsorción de agua. Esta técnica temporalmente modifica la mojabilidad de la roca, resultando un decremento de la permeabilidad de la roca al aceite debido al entrapamiento del agua.

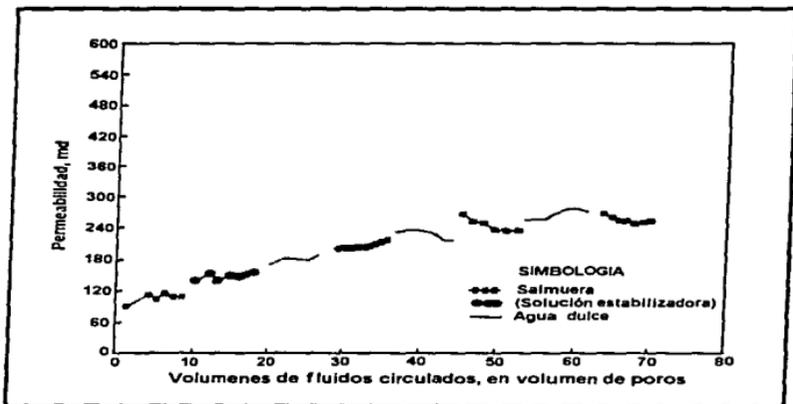


Figura IV.3 Prueba de estabilización de arcillas.  
Fluido de estabilización: hidróxido  
de aluminio:agua (1:50).<sup>(1,6)</sup>

Los aditivos más ampliamente usados para la estabilización de arcillas y para evitar la disgregación de partículas finas, son los polímeros de amina cuaternaria. Una película monomolecular de estos polímeros es fuertemente adsorbida sobre las superficies de las arcillas por intercambio catiónico. Los aditivos son solubles en agua; además, ellos mojan con agua los estratos de la formación. Debido a la naturaleza catiónica de

#### CAPITULO IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

estos minerales, pueden ser usados en tratamiento con fluidos acuosos bajo condiciones ácidas, neutras y básicas.

Los fenómenos físicos que se presentan en los yacimientos petrolíferos tienen un papel muy importante en la explotación de los hidrocarburos. En la mayoría de los casos, estos fenómenos están relacionados muy íntimamente entre sí, como ejemplo la tensión de adhesión y la mojabilidad. Muchas propiedades o características son el resultado de la combinación de varios fenómenos, por ejemplo, la saturación de agua irreductible en un poro, es función del efecto combinado de la tensión de adhesión, la mojabilidad y la presión capilar; no se descarta la posibilidad de que además intervengan otros fenómenos, dada la complejidad del sistema roca-fluidos.

Debido a que estos fenómenos físicos actúan como fuerzas retentivas, pueden afectar a un volumen muy grande de hidrocarburos, dependiendo de la extensión del yacimiento, los cuales quedan como residuales.

A causa del bajo porcentaje de la recuperación de hidrocarburos de un yacimiento, frecuentemente del orden del 20-25% y esporádicamente de alrededor del 50% del volumen original, es necesario incrementar la recuperación de los hidrocarburos retenidos por los fenómenos físicos. Los productos químicos pueden ayudar grandemente en esa tarea.

En general, se debe seleccionar el método más adecuado de recuperación, de acuerdo a las características de la roca y de los fluidos del yacimiento, con la finalidad de recuperar la mayor cantidad de hidrocarburos.

La mayor parte de estos fenómenos son tratados en la carrera de Ingeniería Petrolera, pero con enfoque exclusivamente de carácter a conceptual. En este trabajo se trata de ilustrar la manera en la que estos fenómenos pueden influir en la explotación de yacimientos petroleros. La obtención de la información representó un problema, debido a que hay fenómenos de los que casi no existe información, y en otros casos ésta es demasiado compleja

#### CAPITULO IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este trabajo se trataron varios aspectos de los fenómenos físicos más importantes concernientes al sistema roca-fluidos de los yacimientos petroleros. Se considera que además de tener conocimiento de ellos, es necesario que se realicen estudios más a fondo de los efectos que tales fenómenos ocasionan como fuerzas retenedoras de aceite y vincular la investigación y la operatividad en todos los aspectos que intervienen, para realizar una mejor explotación de los hidrocarburos del subsuelo.

# REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA

## REFERENCIAS

1. Trefethen J.M.  
"Geología para Ingenieros", Continental, S. A.  
2ª Edición, México, Julio 1966.
2. Kennet K. Landes.  
"Geología del Petróleo", Omega, S.A. 3ª Edición, Barcelona, 1977.
3. Walter T. Huang.  
"Petrology", McGraw Hill, New York, 1962
4. Velde B.  
"Introduction to Clay Minerals", Chapman and Hall, London, 1992.
5. Benítez Hernández M.A., Garaicochea Petrirena F.  
y Reyes Alvarez C.  
"Apuntes de Fluidos de Perforación", Facultad de Ingeniería, UNAM,  
México, 1979; cap. 10.
6. Lummus J.L. and Azar J. J.  
"Drilling Fluids Optimization a Practical Field Approach", Penn Well Books,  
1986, Tulsa, Oklahoma, cap. 4.
7. Leet D.L. y Judson S.  
"Fundamentos de Geología Física", Limusa, México, 1993.
8. Craft B.C. y Hawkins M.F.  
"Ingeniería Aplicada a Yacimientos Petrolíferos", Tecnos, Madrid, 1977.
9. Amyx J.W.; Bass D.M., Jr; Whiting R.L.  
"Petroleum Reservoir Engineering", McGraw-Hill, New York, 1960.
10. McCain W.D., Jr.  
"The Properties of Petroleum Fluids", Penn Well Books, 2ª Edition,  
Tulsa, Oklahoma, 1990

11. Chapman R.E.  
"Petroleum Geology", Elsevier Scientific Publishing Company,  
Amsterdam, 1973.
12. Pirson S.J.  
"Oil Reservoir Engineering", Omega S.A. 2<sup>th</sup> Edition, New York, 1958.
13. Clark N.J.  
"Elements of Petroleum Reservoirs", Henry L. Doherty Series. SPE,  
Dallas, Texas, 1960.
14. Bueche F.J.  
"Física para Estudiantes de Ciencias e Ingeniería", Tomo I; McGraw Hill,  
México, 1991.
15. Cole F.W.  
"Reservoir Engineering Manual", Gulf Publishing Company, Houston,  
Texas, 1969.
16. Craig Forrest F., Jr.  
"Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua", Monografía. Vol 3. SPE.  
New York, Febrero 1982.
17. Uren L.C.  
"Ingeniería de producción de Petróleo", Explotación de los Campos  
Petroleros, Continental, S.A. 1<sup>a</sup> Edición en Español, México, 1965.
18. Bradley H.B.  
"Petroleum Engineering Handbook", 1<sup>th</sup> Impreption. SPE, Richardson,  
Texas, 1985.
19. Muskat M.  
"Physical Principles of Oil Production", McGraw Hill Book Company,  
New York, 1949.
20. Chilingar G.V.; Mannon R.W.; Rieke H.H.  
"Oil and Gas Production From Carbonate Rocks", Elsevier, New York, 1972.

21. González O.D.; Teyssier S.J.  
"Recuperación por Imbibición del Yacimiento Tamaulipas Inferior Sección A Campo Tamaulipas Constituciones", Ingeniería Petrolera, México, Agosto 1967.
22. Allen T.O.; Robert A.P.  
"Production Operations", Vol 2; Oil and Gas Consultants International, Inc. 3<sup>th</sup> Edition. Tulsa, 1989, Chap. 5.
23. Grim R.E.  
"Applied Clay Mineralogy", Monograph No. II. McGraw Hill Company, New York, 1962.
24. Morrow N.R.  
"Interfacial Phenomena in Petroleum Recovery", Surfactant Science Series, Vol. 36; Marcell Dekker, Inc. New York, 1991.
25. Archer J.S. and Wall C.G.  
"Petroleum Engineering Principles and Practice", Graham & Trotman, London, 1986.
26. Donaldson E.C.; Chilingarian G.V.; Yen T.F.  
"Enhanced Oil Recovery, Processes and Operations", Vol. II; Elsevier, Amsterdam, 1989.
27. Schechter D.S.; Zhou D.; and Orr F.M.  
"Capillary Imbibition and gravity Segregation in Low IFT Systems", SPE 22594, Annual Technical Conference and Exhibition of Petroleum Engineering held in Dallas, Texas, October 6-9, 1991.
28. Muravyon I.; Andriasov R.; Gimatudinov Sh.; Govorova G.; Polozkov V.  
"Development and Exploitation of Oil and Gas Fields", Peace Publishers Moscow, 1969.
29. Slider H.C.  
"Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods", Penn Well Books, Tulsa, 1983.
30. Timmerman E.H.  
"Practical Reservoir Engineering", Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma, 1982.

- 31 Islas Silva C.  
"Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros", CIPM, México, 1991.
32. Haynes H.J.; Thrasher L.W., Katz M.L., Eck T.R.  
"Enhanced Oil Recovery", National Petroleum Council, U.S.A. December 1976.
33. Galar Alberto.  
"Daño a la Formación", Ingeniería Petrolera, México, Enero 1972.
34. Bavière M.  
"Basic Concepts in Enhanced Oil Recovery Processes", Critical Reports on Applied Chemistry, Vol. 33. Elsevier Applied Science, London, 1991.
35. Hill Donal G.  
"Clay Stabilization - Criteria for Best Performance", SPE 10656, This paper was presented at the SPE Formation Damage Control Symposium, held in Lafayette, LA, March 24-25, 1982.
36. Riaño Caraza J.M.  
"Evaluación de Estabilizadores de Arcillas Utilizandos para Mejorar la recuperación de Hidrocarburos", Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM, 1984.

## **BIBLIOGRAFIA**

1. Broseta D. and Ragil K.  
"Parachors in Terms of Critical Temperature, Critical Pressure and Acentric Factor", SPE 30784, Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, 22-25 October, 1995.
2. Calvo A.L., Chertcoff R.H., Cachile M.A. and Rosen M.  
"The Effect of Wettability on Two-Phase Flow", SPE 27019, April 1994.
3. Case L.C.; M.A.  
"Water Problems in Oil Production", The Petroleum Publishing Co. III Latin American/Caribbean Petroleum Engineering Conference held Buenos Aires, Argentina, 27-29 April, 1970.

4. Holmes A..  
"Geologia Física", Omega, Barcelona, 1980.
5. Johansen R.T and Dunning H.N.  
"Clays and Clay Minerals", Vol.9. Monograph No. 2. Earth Science Series.  
Earl Ingerson, Pergamon Press, New York, 1959.
6. Schechter D.S. and Guo B.  
"Parachors Based on Modern Physics and Their Uses in IFT Prediction  
of Reservoir Fluids", SPE 30785, Annual Technical Conference and  
Exhibition held in Dallas, Texas, 22-25 October, 1995.
7. Van Lingen P.P.; Bruining J.; Van Kruijsdijk C.P.J.W.  
"Capillary Entrapment Caused by Small-Scale Wettability Heterogeneities",  
SPE Reservoir Engineering, May 1996.  
Paper SPE 30782 Annual Technical Conference and Exhibition  
held in Dallas, October 22-25, 1995.
8. Vizika O. and Lombard J.M.  
"Wettability and Spreading: Two Key Parameters in Oil Recovery  
With Three-Phase Gravity Drainage", SPE Reservoir Engineering,  
February 1996.  
Paper SPE 28613 Annual Technical Conference and Exhibition  
held in New Orleans, Sept. 25-28, 1994