



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

“EFECTO DE LA MOJABILIDAD EN YACIMIENTOS DE
HIDROCARBUROS ”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

RAÚL MEDINA ANGELES



DIRECTOR: DR. VÍCTOR HUGO ARANA ORTIZ



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-361

SR. RAÚL MEDINA ANGELES

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Víctor Hugo Arana Ortiz y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

EFFECTO DE LA MOJABILIDAD EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

RESUMEN
LISTA DE FIGURAS Y TABLAS
I INTRODUCCIÓN
II CONCEPTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS
III DEFINICIÓN Y ANÁLISIS DEL PROBLEMA
IV YACIMIENTOS MOJADOS POR AGUA
V YACIMIENTOS DE MOJABILIDAD INTERMEDIA
VI YACIMIENTOS MOJADOS POR ACEITE
VII ANÁLISIS DE RESULTADOS
VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
NOMENCLATURA
REFERENCIAS
APÉNDICE

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 HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, D.F., a 13 de marzo de 2008

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZÁLO GUERRERO ZEPEDA

RJPYS*tjh

EFFECTO DE LA MOJABILIDAD EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

CONTENIDO

RESUMEN.....	<i>i</i>
LISTA DE FIGURAS Y TABLAS.....	<i>ii</i>
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO II. CONCEPTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS.....	3
II.1 Porosidad.....	3
II.2 Saturación.....	5
II.3 Compresibilidad Isotérmica.....	6
II.4 Permeabilidad.....	7
II.5 Tensión Interfacial.....	8
II.6 Presión Capilar.....	9
II.7 Mojabilidad.....	11
II.8 Drene e Imbibición.....	12
II.9 Histéresis.....	13
II.10 Curvas de Presión Capilar.....	14
II.11 Balance de Materia.....	15
CAPÍTULO III. DEFINICIÓN Y ANÁLISIS DEL PROBLEMA.....	18
III.1 Tensión Interfacial.....	19
III.2 Mojabilidad.....	21
III.2.1 Clasificación de los Tipos de Mojabilidad.....	22
III.2.2 Determinación de la Mojabilidad.....	23

III.2.2.1	Medición del Ángulo de Contacto.....	23
III.2.2.2	Método de Amott.....	26
III.2.2.3	Método de U.S. Bureau of Mines (USBM).....	27
III.2.2.4	Pruebas de Imbibición y Desplazamiento en Núcleos.....	28
III.2.2.5	Exploración Microscópica Cryo-SEM.....	30
III.2.2.6	Exploración Microscópica ESEM.....	31
III.2.2.7	Otros Métodos.....	31
III.2.3	Mojabilidad y Tipos de Roca (Arenas y Carbonatos).....	33
III.2.4	Factores que Afectan la Mojabilidad Original en el Yacimiento.....	35
III.2.5	Mojabilidad y Presión Capilar.....	39
III.2.6	Mojabilidad y las Propiedades Eléctricas.....	44
III.3	Permeabilidad Relativa.....	46
III.3.1	Obtención de las Permeabilidades Relativas.....	47
III.3.1.1	Cálculo de las Permeabilidades Relativas a través de Núcleos.....	48
III.3.1.2	Cálculo de las Permeabilidades Relativas a través de Datos de Producción.....	51
III.3.1.3	Cálculo de las Permeabilidades Relativas a través de Correlaciones.....	52
III.3.2	Núcleos Inalterados y Restaurados.....	52
III.3.3	Permeabilidad Relativa y Mojabilidad.....	55
III.4	Mojabilidad en la Simulación.....	57
III.5	Construcción del Modelo de Simulación.....	58
 CAPÍTULO IV. YACIMIENTOS MOJADOS POR AGUA.....		60
IV.1	Caso 1.....	60
IV.2	Caso 2.....	63
IV.3	Caso 3.....	67

CAPÍTULO V. YACIMIENTOS DE MOJABILIDAD INTERMEDIA.....	71
V.1 Caso 4.....	71
V.2 Caso 5.....	74
V.3 Caso 6.....	77
CAPÍTULO VI. YACIMIENTOS MOJADOS POR ACEITE.....	81
VI.1 Caso 7.....	81
VI.2 Caso 8.....	84
VI.3 Caso 9.....	87
CAPÍTULO VII. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	91
VII.1 Permeabilidades Relativas.....	91
VII.2 Producción.....	94
VII.3 Entrada de Agua al Yacimiento (Acuífero).....	96
CAPÍTULO VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	100
VIII.1 Conclusiones.....	100
VIII.2 Recomendaciones.....	101
NOMENCLATURA.....	102
REFERENCIAS.....	105
APÉNDICE.....	108

RESUMEN

La mojabilidad, representa un fenómeno que involucra a la roca y a los fluidos contenidos en un yacimiento, su estudio, es muy importante, ya que representa un factor esencial en el incremento de la recuperación de hidrocarburos. Su representación en la ingeniería de yacimientos es puramente cualitativa, ya que se utilizan términos como “*mojado*” o “*fuertemente mojado*”, ya sea por agua o por aceite, y mojabilidad mixta o intermedia. Para simular un comportamiento de un yacimiento, ya sea mojado por agua o mojado por aceite, se requiere de una propiedad para cuantificar la mojabilidad, y a su vez sea utilizada en los modelos matemáticos de simulación de yacimientos, esta propiedad es la permeabilidad relativa.

El presente trabajo tiene como objetivo principal mostrar el efecto de la mojabilidad en un pronóstico de producción y adquirir conocimiento de ello. Se presentarán nueve casos, tres casos mojados por agua, tres casos con mojabilidad intermedia y tres casos mojados por aceite. Los nueve casos contarán con un acuífero activo y se observará su comportamiento, en especial en la producción de aceite. Para las corridas de simulación se usará un simulador comercial.

Esta tesis está estructurada de la siguiente manera: una introducción, seguida de algunos conceptos de ingeniería, se explican los conceptos de mojabilidad y permeabilidad relativa y como obtener estos datos, a continuación se presentan los casos y sus resultados, se les analiza mediante una comparación de los casos, y se finaliza con las conclusiones y recomendaciones. El trabajo se realizó principalmente para ver como las permeabilidades relativas afectan la producción y su repercusión en el factor de recuperación final.

FIGURAS

Figura 2.1	Ejemplos de porosidad primaria	4
Figura 2.2	Ejemplos de porosidad secundaria	4
Figura 2.3	Saturación de fluidos	5
Figura 2.4	Tensión interfacial	9
Figura 2.5	Ilustración del fenómeno de presión capilar	10
Figura 2.6	Ángulos que describen la mojabilidad	12
Figura 2.7	Ángulos de contacto en la histéresis	13
Figura 2.8	Curvas capilares de drene e imbibición	15
Figura 3.1	Concepto de tensión interfacial	19
Figura 3.2	Grafica de la tensión interfacial de algunos yacimientos	20
Figura 3.3	Medición del ángulo de contacto	25
Figura 3.4	Mediciones de la prueba para el ángulo de contacto	25
Figura 3.5	Curvas de saturación de agua vs presión capilar	28
Figura 3.6	Imagen del método Cryo-SEM	31
Figura 3.7	Imagen del método ESEM	32
Figura 3.8	Efectos de la litología y características de los fluidos en la mojabilidad	35
Figura 3.9	Efecto de la profundidad sobre la mojabilidad	38
Figura 3.10	Grafica de profundidad vs índice de mojabilidad, del yacimiento Prudhoe Bay	39
Figura 3.11	Diagrama del proceso de drene, desplazamiento de aceite por agua, arena mojada por aceite	40
Figura 3.12	Diagrama del proceso de imbibición, desplazamiento de aceite por agua, arena mojada por agua	40
Figura 3.13	Características de la presión capilar, roca con marcada mojabilidad por agua	41
Figura 3.14	Características de la presión capilar, roca con marcada mojabilidad por aceite	42

Figura 3.15	Características de la presión capilar, roca con mojabilidad intermedia	43
Figura 3.16	Grafica del exponente de saturación vs saturación de agua, sistema mojado por aceite	45
Figura 3.17	Grafica típica de las permeabilidades relativas	47
Figura 3.18	Medición de las permeabilidades relativas por el método de régimen permanente	49
Figura 3.19	Medición de las permeabilidades relativas por el método de régimen variable	50
Figura 3.20	Característica típica de las permeabilidades relativas, con mojabilidad por agua	56
Figura 3.21	Característica típica de las permeabilidades relativas, con mojabilidad por aceite	56
Figura 3.22	Malla de simulación	58
Figura 4.1	Saturación de agua vs permeabilidad relativa, Caso 1	61
Figura 4.2	Producción diaria de aceite y agua, Caso 1	62
Figura 4.3	Caída de presión en el fondo del pozo, Caso 1	63
Figura 4.4	Producción acumulada de aceite, Producción acumulada de aceite debido a la entrada de agua y Entrada acumulada de agua, del Caso 1	63
Figura 4.5	Saturación de agua vs permeabilidad relativa, Caso 2	65
Figura 4.6	Producción diaria de aceite y agua, Caso 2	65
Figura 4.7	Caída de presión en el fondo del pozo, Caso 2	66
Figura 4.8	Producción acumulada de aceite, Producción acumulada de aceite debido a la entrada de agua y Entrada acumulada de agua, del Caso 2	66
Figura 4.9	Saturación de agua vs permeabilidad relativa, Caso 3	68
Figura 4.10	Producción diaria de aceite y agua, Caso 3	69
Figura 4.11	Caída de presión en el fondo del pozo, Caso 3	69
Figura 4.12	Producción acumulada de aceite, Producción acumulada de aceite debido a la entrada de agua y Entrada acumulada de agua, del Caso 3	70

Figura 5.1	Saturación de agua vs permeabilidad relativa, Caso 4	72
Figura 5.2	Producción diaria de aceite y agua, Caso 4	73
Figura 5.3	Caída de presión en el fondo del pozo, Caso 4	73
Figura 5.4	Producción acumulada de aceite, Producción acumulada de aceite debido a la entrada de agua y Entrada acumulada de agua, del Caso 4	74
Figura 5.5	Saturación de agua vs permeabilidad relativa, Caso 5	75
Figura 5.6	Producción diaria de aceite y agua, Caso 5	76
Figura 5.7	Caída de presión en el fondo del pozo, Caso 5	77
Figura 5.8	Producción acumulada de aceite, Producción acumulada de aceite debido a la entrada de agua y Entrada acumulada de agua, del Caso 5	77
Figura 5.9	Saturación de agua vs permeabilidad relativa, Caso 6	79
Figura 5.10	Producción diaria de aceite y agua, Caso 6	79
Figura 5.11	Caída de presión en el fondo del pozo, Caso 6	80
Figura 5.12	Producción acumulada de aceite, Producción acumulada de aceite debido a la entrada de agua y Entrada acumulada de agua, del Caso 6	80
Figura 6.1	Saturación de agua vs permeabilidad relativa, Caso 7	82
Figura 6.2	Producción diaria de aceite y agua, Caso 7	83
Figura 6.3	Caída de presión en el fondo del pozo, Caso 7	83
Figura 6.4	Producción acumulada de aceite, Producción acumulada de aceite debido a la entrada de agua y Entrada acumulada de agua, del Caso 7	84
Figura 6.5	Saturación de agua vs permeabilidad relativa, Caso 8	85
Figura 6.6	Producción diaria de aceite y agua, Caso 8	86
Figura 6.7	Caída de presión en el fondo del pozo, Caso 8	86
Figura 6.8	Producción acumulada de aceite, Producción acumulada de aceite debido a la entrada de agua y Entrada acumulada de agua, del Caso 8	87
Figura 6.9	Saturación de agua vs permeabilidad relativa, Caso 9	88

Figura 6.10	Producción diaria de aceite y agua, Caso 9	89
Figura 6.11	Caída de presión en el fondo del pozo, Caso 9	89
Figura 6.12	Producción acumulada de aceite, Producción acumulada de aceite debido a la entrada de agua y Entrada acumulada de agua, del Caso 9	90
Figura 7.1	Permeabilidades relativas, Casos 1 y 2	92
Figura 7.2	Permeabilidades relativas, Casos 5 y 6	93
Figura 7.3	Permeabilidades relativas, Casos 8 y 9	93
Figura 7.4	Producción diaria de aceite, de Seis Casos	95
Figura 7.5	Producción acumulada de aceite, de los Nueve Casos	95
Figura 7.6	Producción de aceite, debido a la entrada de agua, de los Nueve Casos	97
Figura 7.7	Producción acumulada agua, de los Nueve Casos	97
Figura 7.8	Entrada acumulada de agua al yacimiento, de los Nueve Casos.	98
Figura 7.9	Producción diaria de agua, Casos 1, 5 y 9	99
Figura 7.10	Entrada de agua diaria, Casos 1, 5 y 9	99
Figura 7.11	Presión de fondo, Casos 1, 5 y 9	99

TABLAS

Tabla 3.1	Valores de tensión interfacial de algunos yacimientos	20
Tabla 3.2	Resultados de estudios de mojabilidad de Treiber y Archer	33
Tabla 3.3	Resultados de estudios de mojabilidad de Chilingar y Yen	34
Tabla 3.4	Reglas practicas de las diferentes preferencias de mojabilidad ..	55
Tabla 3.5	Datos del yacimiento	59
Tabla 4.1	Datos de las permeabilidades relativas, Caso 1	61
Tabla 4.2	Datos de las permeabilidades relativas, Caso 2	64
Tabla 4.3	Datos de las permeabilidades relativas, Caso 3	67
Tabla 5.1	Datos de las permeabilidades relativas, Caso 4	72
Tabla 5.2	Datos de las permeabilidades relativas, Caso 5	75
Tabla 5.3	Datos de las permeabilidades relativas, Caso 6	78
Tabla 6.1	Datos de las permeabilidades relativas, Caso 7	82
Tabla 6.2	Datos de las permeabilidades relativas, Caso 8	85
Tabla 6.3	Datos de las permeabilidades relativas, Caso 9	88
Tabla 7.1	Factor de recuperación, de los Nueve Casos	54

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera, la caracterización de un yacimiento es de suma importancia, cualquier información que se disponga del yacimiento será excelente, sin embargo, entre los datos más importantes se encuentran, las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad y saturaciones), y las propiedades combinadas de los fluidos y la roca (presión capilar, tensión interfacial, mojabilidad, etc.), ya que estos datos son indispensables para poder hacer predicciones del comportamiento de los yacimientos.

La mojabilidad², interviene en el comportamiento de algunas propiedades y sucesos que ocurren en el yacimiento como: permeabilidades relativas, presión capilar, propiedades eléctricas, la distribución de saturaciones, entrada de agua e inyección de agua. La mojabilidad al influir sobre las permeabilidades relativas, actúa también sobre el desplazamiento de los fluidos, si un yacimiento es mojado por agua, el aceite tiende a desplazarse con cierta facilidad hasta el pozo, y si el yacimiento es mojado por aceite, el aceite suele quedarse adherido a la roca, otro aspecto importante en el que repercute la mojabilidad es en la producción, debido principalmente por afectar a las permeabilidades relativas.

La mojabilidad¹⁴, es una propiedad que se considera cualitativa, ya que, aunque existe manera de medirla cuantitativamente, los valores que se obtienen son esencialmente para indicar el tipo de mojabilidad que se encuentra en el yacimiento. Por ello, para la simulación de yacimientos con distinto tipo de mojabilidad, se utilizará una propiedad que se vea alterada por ésta y que esté involucrada en los pronósticos de producción de hidrocarburos, esta propiedad es la permeabilidad relativa.

En la actualidad, muchos de los campos a nivel mundial, están produciendo mediante recuperación secundaria, ya sea a través de la inyección de agua, inyección de algún gas (CO_2 , N_2 , etc.) o de ambos. Existen algunos campos en los que se trata de cambiar la mojabilidad de los yacimientos, de mojabilidad de aceite por mojabilidad de agua, esto a través de la inyección de agua adicionada con una sustancia alcalina, que afectaría directamente a la roca del yacimiento; sin embargo, no en todos a los que se les ha aplicado este método se han logrado las mejoras esperadas.

La simulación matemática de yacimientos es una herramienta muy utilizada por los ingenieros, ya que permite modelar un yacimiento bajo distintos esquemas de producción, predecir el comportamiento de un yacimiento y facilitando diversas pruebas, que de hacerse en el yacimiento serían tardadas o muy costosas, de ahí su importancia para la industria.

CAPÍTULO II. CONCEPTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

Un requisito para entender el comportamiento de un yacimiento, es el conocimiento de sus propiedades básicas, estas propiedades son de dos tipos principales, propiedades de la roca, como porosidad, permeabilidad y saturación, y propiedades combinadas de la roca y los fluidos, como la presión capilar, tensión interfacial, mojabilidad, principalmente.

II.1 Porosidad, (ϕ).^{8, 24, 25}

La porosidad, se define como la relación entre el volumen de huecos o poros y el volumen total de la roca, y se puede representar como fracción o porcentaje.

$$\phi = \frac{V_P}{V_T} \dots\dots\dots(2.1)$$

donde:

ϕ = Porosidad.

V_P = Volumen de poros.

V_T = Volumen total de la roca.

Dentro del concepto de porosidad, existen tres clases, una de ellas es la porosidad efectiva (ϕ_e), y es aquella en la cual los poros están conectados entre si, otra es conocida como porosidad residual (ϕ_r), donde los poros no están conectados entre si, es decir, no existe la comunicación entre los poros de la roca, a la suma de ambas porosidades se le conoce como porosidad absoluta (ϕ_a). La porosidad es clasificada en dos tipos, porosidad primaria y porosidad secundaria.

La porosidad primaria, es aquella que se establece al momento en que el sedimento inicialmente se deposita, por lo tanto, es una característica inherente a la roca. El valor de la porosidad primaria depende de varios factores, entre ellos, compactación, arreglo y distribución que guardan los granos del sedimento, la cementación y el grado de interconexión entre los espacios porosos, etc.

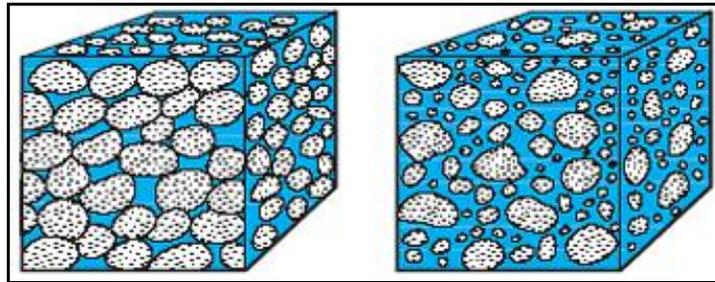


Figura 2.1.- Ejemplos de porosidad primaria.

La porosidad secundaria es el resultado de procesos geológicos después de la depositación de la roca sedimentaria y no tiene relación con la forma de las partículas. En general, la porosidad secundaria se debe a la disolución, recristalización, dolomitización y fracturamiento de las rocas.

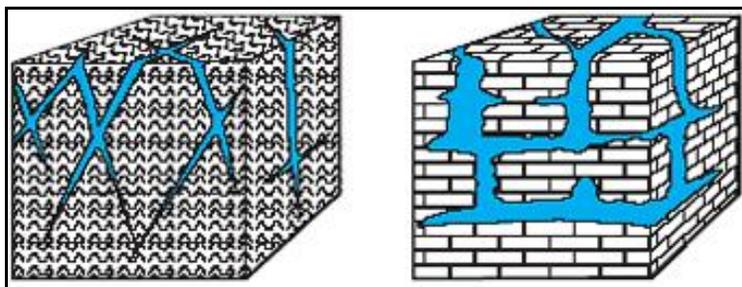


Figura 2.2.- Ejemplos de porosidad secundaria.

II.2 Saturación, (S).^{8, 25}

Se define como, el volumen que ocupa un fluido dentro de una roca, entre el volumen de poros de la misma, y puede ser representada en fracción o porcentaje.²³

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \dots\dots\dots(2.2)$$

donde:

S_f = Saturación del fluido.

V_f = Volumen del fluido.

V_p = Volumen de poros.

Debido a que todos los yacimientos se encuentran saturados al 100% de fluidos, la suma total de saturaciones es igual a 1 ó de 100%, ($S_o + S_g + S_w = 1$). En la figura 2.3, se muestra un ejemplo de saturación de dos fases, agua y petróleo.

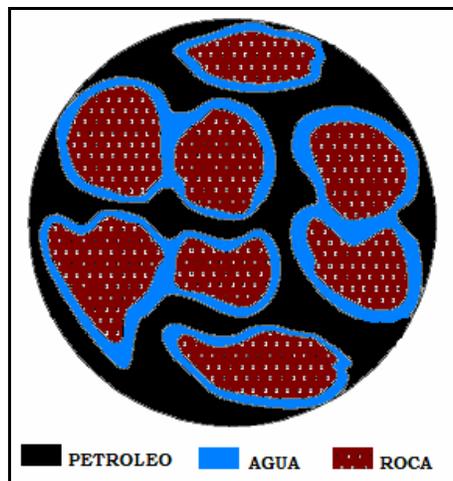


Figura 2.3.- Saturación de fluidos.

Conforme pasa el tiempo de explotación del yacimiento, la saturación de los fluidos cambia en el espacio poroso, de acuerdo al avance de la producción de fluidos, debido a esto se manejan dos saturaciones específicas mínimas, una para el aceite, llamada “saturación de aceite residual” (S_{or}), y otra para el agua llamada “saturación de agua irreductible” (S_{wirr}).

La S_{or} , es el aceite que ya no se puede mover dentro del yacimiento, debido principalmente a las fuerzas capilares, o también, se define como el aceite que no pudo ser llevado a la superficie durante las operaciones de producción.

La S_{wirr} , se define como la saturación mínima de agua, en una zona de aceite, en la cual el agua no puede fluir por el yacimiento cuando existe una diferencia de presión. A condiciones de la saturación de agua irreductible, el agua en la formación es inmóvil y la permeabilidad relativa al agua es igual a cero.

II.3 Compresibilidad Isotérmica, (C).^{7, 8, 13}

Es el cambio de volumen que una sustancia experimenta durante un cambio de presión cuando se mantiene la temperatura constante, considerando un volumen dado “ V ”.

$$C = -\frac{1}{V} \left[\frac{dV}{dP} \right]_T \dots\dots\dots(2.3)$$

donde:

C = Compresibilidad

V = Volumen

P = Presión

T = Temperatura

Debido a que el resultado de dV entre de dP es negativo, se utiliza el signo menos, para que la compresibilidad resulte con signo positivo. Esta ecuación es la que se utiliza normalmente para el sistema roca – fluidos, en los que intervienen la roca, aceite y agua.

II.4 Permeabilidad, (k).^{7, 8, 25}

La permeabilidad, es una propiedad del medio poroso, e indica la facilidad de un fluido para moverse a través de éste, y es una característica principal de los yacimientos para la producción de los fluidos. En los yacimientos se presentan dos clases de permeabilidad, la permeabilidad de la matriz o permeabilidad primaria, y la permeabilidad de fractura o vugular también conocida como permeabilidad secundaria.

Darcy fue el primero en formular el concepto de permeabilidad, midiendo la caída de presión de un flujo de agua filtrado a través de arena no consolidada. Su ecuación, tiene las siguientes restricciones: flujo laminar, temperatura constante, viscosidad constante, fluido incompresible, roca homogénea, ausencia de campo gravitacional, espacio poroso con saturación de 100% del mismo fluido.

Ecuación de Darcy, para flujo horizontal:

$$q = - \frac{kA\Delta P}{\mu L} \dots\dots\dots(2.4)$$

donde:

q = Gasto.

k = Permeabilidad.

A = Área de la sección transversal.

μ = Viscosidad.

ΔP = Caída de presión.

L = Longitud.

La ecuación tiene un signo negativo, porque si el flujo es considerado positivo en la dirección positiva “ x ”, la presión disminuye en esa dirección. En la industria se utilizan tres tipos de permeabilidad, que son determinadas principalmente en el laboratorio, estas son permeabilidad absoluta, efectiva y relativa.

Permeabilidad absoluta (k_a), se presenta cuando la roca está saturada al 100% de un fluido, el más común es el agua.

Permeabilidad efectiva (k_e), se presenta cuando la roca no está saturada al 100% de un fluido, es decir, existe más de un fluido dentro del medio poroso.

Permeabilidad relativa (k_r), es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta, de esta manera se pueden obtener, k_{ro} , k_{rg} y k_{rw} .

II.5 Tensión Interfacial, (σ).^{13, 14, 24}

Dos fluidos inmiscibles en contacto no se mezclan, ya que son separados por una interfase. Las moléculas no se mezclan por su mayor afinidad con las moléculas de su propia clase, cerca de la superficie las moléculas se atraen con mayor intensidad produciendo una fuerza mecánica en la superficie que se conoce como tensión interfacial.

También se puede considerar como el trabajo por unidad de área que hay que desarrollar para desplazar las moléculas de la interfase. La ecuación para el cálculo de la tensión interfacial es:

$$\sigma_{s-ac} - \sigma_{s-ag} = \sigma_{ac-ag} \cos \theta \dots\dots\dots(2.5)$$

donde:

σ_{s-ac} = Energía interfacial entre el aceite y el sólido.

σ_{s-ag} = Energía interfacial entre el agua y el sólido.

σ_{ac-ag} = Energía interfacial entre el aceite y el agua.

θ = Ángulo de la interfase aceite – agua – sólido, medido a través del agua.

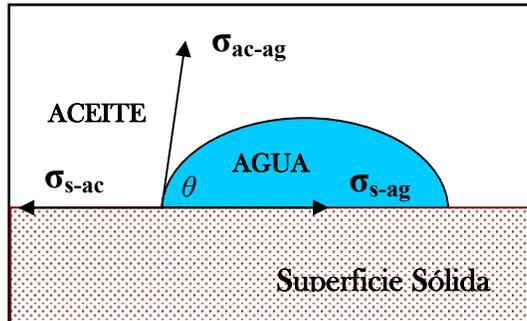


Figura 2.4.- Tensión interfacial.

II.6 Presión Capilar, (P_c).^{13, 24, 25}

Se define como la presión en la fase que no moja menos la presión de la fase que moja. La presión capilar en un medio poroso puede ser comparada con el aumento de un líquido mojante en un tubo capilar. La capilaridad es la elevación o depresión de la superficie de un líquido al estar en contacto con un sólido, como sucede en las paredes internas de un tubo capilar.

En la figura 2.5, se puede observar el fenómeno de presión capilar, para su estudio se realiza un balance de fuerzas, en donde intervienen, la tensión superficial, que es responsable del incremento del nivel del fluido mojante en las paredes del tubo capilar, y el peso de la columna de líquido, que ha subido su nivel en las paredes, tomando como referencia el nivel del menisco.

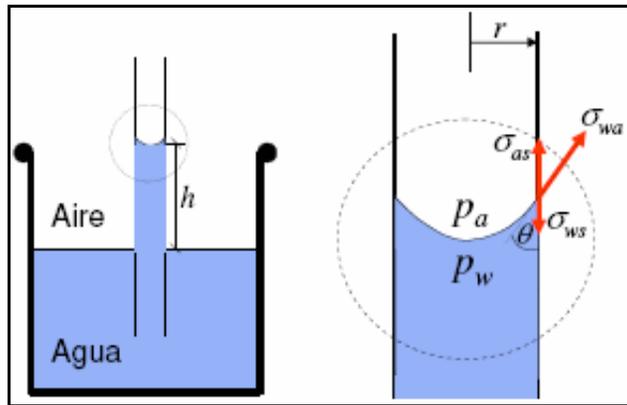


Figura 2.5.- Ilustración del fenómeno de presión capilar.

La presión capilar, por definición es una diferencia de presiones, esto es:

$$P_c = P_a - P_w \dots\dots\dots(2.6)$$

También puede representarse de la siguiente manera:

$$P_c = (\rho_a - \rho_w)hg \dots\dots\dots(2.7)$$

Aplicando el balance de fuerzas:

$$\pi r^2 hg(\rho_a - \rho_w) = 2\pi r \sigma_{wa} \cos\theta \dots\dots\dots(2.8)$$

Reescribiendo la ecuación para la presión capilar:

$$P_c = \frac{2\sigma_{wa} \cos \theta}{r} \dots\dots\dots(2.9)$$

donde:

r = Radio del tubo capilar.

g = Aceleración gravitacional.

ρ_w = Densidad del agua.

ρ_a = Densidad del aire.

$\sigma_{wa} \cos \theta$ = Tensión de adhesión.

II.7 Mojabilidad.^{2, 13, 14, 23}

Se define como la preferencia de un sólido a hacer contacto con un líquido, cuando una roca tiene más de un fluido saturando su espacio poroso. El fluido que moja a la roca, es conocido como la fase mojante. Las rocas pueden ser mojadas por agua, por aceite o por ambos.

En los yacimientos, la mojabilidad es el factor responsable de la distribución de los fluidos, de tal manera que determina en gran medida la saturación de aceite residual y la capacidad de una fase en particular a fluir.

La mojabilidad dependerá del valor del ángulo de contacto, por convención el ángulo de contacto (θ), es el ángulo medido entre la superficie del sólido y la tangente a la superficie de la fase más densa en un punto de contacto con la superficie plana, de esta forma se tiene que, ángulos menores a 75° la roca es

mojada por agua, ángulos mayores a 105° es mojada por aceite y ángulos entre 75° y 105° es mojada por ambos fluidos.

En la figura 2.6 se aprecia el fenómeno de mojabilidad, considerando como fluidos, agua y aceite, sobre una superficie plana. En la figura A, la roca es mojada por el agua, en la figura B, la roca es mojada por ambos fluidos, y en la figura C, la roca es mojada por el aceite.

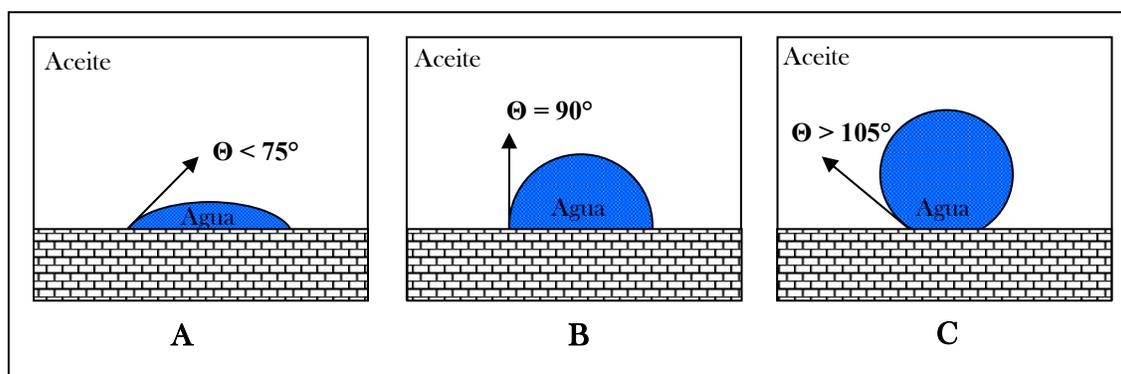


Figura 2.6.- Ángulos que describen la mojabilidad.

II.8 Drene e Imbibición.¹⁴

Ambos términos se refieren al desplazamiento de un fluido, en general se trata del aceite. El drene, se refiere al flujo que resulta en una reducción de la saturación de la fase que moja la roca; el término imbibición se refiere al flujo, que resulta en un incremento de la saturación del fluido que moja la roca. Por ejemplo en un yacimiento con un acuífero activo, si la roca tiene mojabilidad preferente al agua, es un proceso de imbibición, y si la roca tiene mojabilidad preferente al aceite, es un proceso de drene.

II.9 Histéresis.¹⁴

La histéresis, esta referida al concepto de irreversibilidad o dependencia de la trayectoria del fluido, el fenómeno de histéresis, se da cuando la interfase fluido - fluido esta avanzando o retrocediendo sobre una superficie sólida. Un ángulo de contacto de avance, ocurre cuando el agua avanza hacia el petróleo, y un ángulo de contacto de retroceso cuando el petróleo avanza hacia el agua, figura 2.7.

La histéresis, se presenta en dos formas, la primera es cuando un fluido desplaza a otro, y se forma un ángulo en el sistema roca-aceite-agua, cuando la fase mojante desplaza a la fase no mojante, es conocido como ángulo de contacto de avance, y cuando la fase no mojante desplaza a la mojante, se trata de un ángulo de contacto de retroceso. La segunda es cuando en un proceso de imbibición, una fracción de la fase no mojante queda atrapada fuera del flujo, la cual permanecerá inmóvil durante el flujo de fluidos, conocida como saturación entrampada.

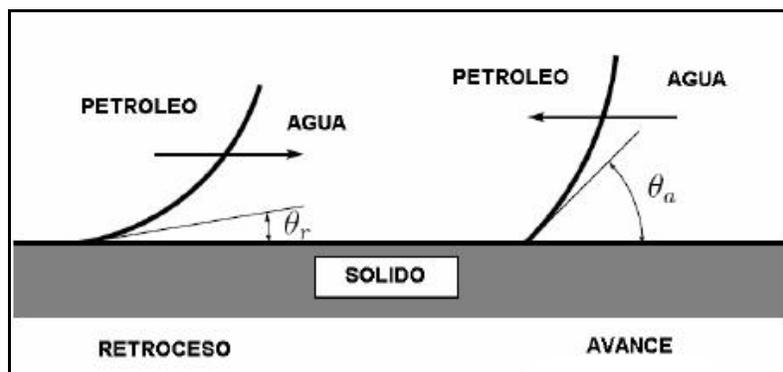


Figura 2.7.- Ángulos de contacto en la histéresis.

La presión capilar esta sujeta a histéresis ya que el ángulo de contacto “ θ ” es una función de la dirección del desplazamiento; “ θ ” puede tener diferentes valores si el equilibrio es alcanzado por avanzar o retroceder sobre la superficie.

II.10 Curvas de Presión Capilar.¹⁴

Si la muestra de un yacimiento se encuentra completamente saturada por un fluido mojante, el desplazamiento de esta fase, mediante un fluido no mojante estará relacionado a la magnitud de la presión capilar y la disminución de la saturación de la fase mojante. A este desplazamiento se le conoce como drene y la relación entre la presión capilar y la saturación se conoce como curva de drene.

La imbibición se presenta cuando la roca del yacimiento se encuentra saturada por una fase no mojante que es desplazada por una fase mojante. Para una distribución normal de poros, la magnitud de la presión capilar para la imbibición es aproximadamente la mitad de la del drene.

Una característica esencial de las curvas de drene e imbibición para dos fluidos ligeramente compresibles, en nuestro caso agua y aceite, es la saturación mínima de la fase mojante. La saturación residual de la fase mojante en condiciones de drene es alcanzada asintóticamente, a medida que la presión capilar aumente de manera infinita. En el caso de la imbibición la curva muestra una saturación de la fase no mojante, esta saturación residual ocurre durante el desplazamiento por imbibición en el cual la fase no mojante queda atrapada en espacios porosos pequeños.

Este entrampamiento es resultado de la interrupción parcial de la comunicación a través del espacio poroso, y como consecuencia varios poros pasan inadvertidos durante la imbibición, por lo que queda una saturación residual mayor de la fase no mojante.

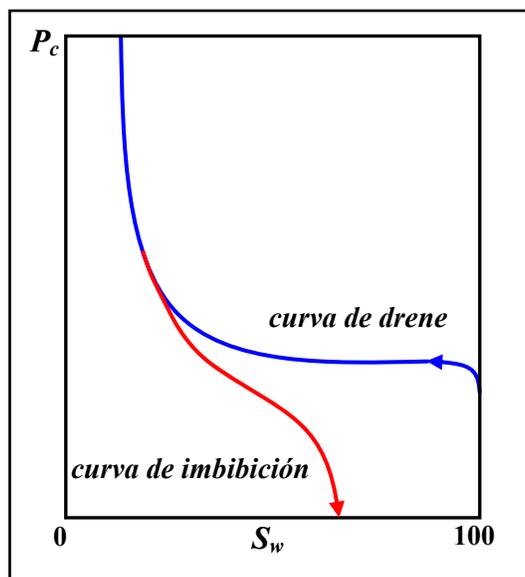


Figura 2.8.- Curvas capilares de drenaje e imbibición.

II.11 Balance de Materia. ^{7, 8, 25}

La ecuación general de balance de materia (*EBM*), esta basada en la ley de la conservación de la materia, la cual nos dice que la cantidad de masa que sale del yacimiento, a condiciones de yacimiento, es la misma cantidad de masa a condiciones de superficie. Sin embargo, su análisis consiste en un balance volumétrico, el cual establece que la expansión de los fluidos, la formación del yacimiento y la entrada de agua, es igual a la producción de fluidos.

La *EBM*, se utiliza principalmente para:

1. Determinar el volumen original de hidrocarburos.
2. Calcular la entrada de agua.
3. Hacer pronósticos de presión y producción del yacimiento.

La *EBM* contempla:

A) *Volúmenes de aceite, agua y gas producidos* = $N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g] + B_w W_p$

B) *Expansión del aceite con su gas disuelto* = $N(B_t - B_{ti})$

C) *Expansión del gas libre inicial* = $\frac{NmB_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi})$

D) *Expansión de la roca y del agua inicial del yacimiento* = $NB_{ti}(1+m) \left[\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P$

E) *Entrada de agua* = W_e

De tal manera que:

$$A = B + C + D + E$$

donde:

$$m = \frac{GB_{gi}}{NB_{ti}}$$

$$B_t = B_o + B_g (R_{si} - R_s)$$

$$B_{ti} = B_{oi}$$

N = Volumen original de aceite.

G = Volumen original del casquete de gas.

N_p = Aceite producido acumulado.

B_{oi} = Factor de volumen inicial del aceite.

B_o = Factor de volumen del aceite.

B_{gi} = Factor de volumen inicial del gas.

B_g = Factor de volumen del gas.

B_w = Factor de volumen del agua.

R_{si} = Relación de solubilidad inicial.

R_p = Relación gas – aceite producidos.

R_s = Relación de solubilidad.

W = Volumen inicial de agua.

W_p = Volumen de agua producida.

W_e = Volumen de entrada de agua.

C_w = Compresibilidad del agua.

C_f = Compresibilidad de la formación.

S_{wi} = Saturación inicial de agua.

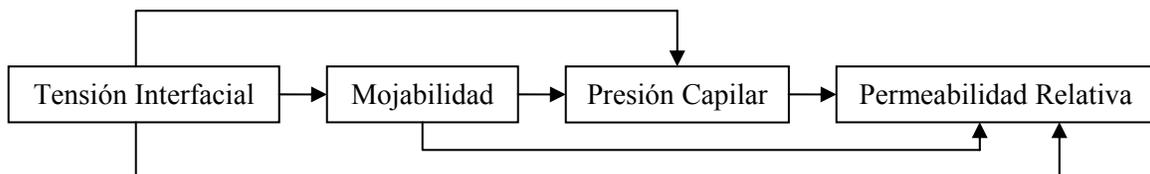
ΔP = Cambio en la presión del yacimiento.

CAPÍTULO III. DEFINICIÓN Y ANÁLISIS DEL PROBLEMA

Cuando existe solo un fluido en un yacimiento, solo es considerada una fuerza de atracción, la que ocurre entre la roca y el fluido, este caso particular se da en los acuíferos de los yacimientos, sin embargo, cuando existen dos fluidos se activan otras fuerzas que se deben considerar, estas son las que se generan debido a los contactos:

Fluido1 ↔ Fluido2
Fluido1 ↔ Roca
Fluido2 ↔ Roca

La existencia de dos o más fluidos, dan origen a otras propiedades como la tensión interfacial, mojabilidad, presión capilar y la permeabilidad relativa. Estas propiedades ayudan a describir características del yacimiento. La primera propiedad a considerar es la tensión interfacial, ya que la mojabilidad depende de esta, la presión capilar depende de la tensión interfacial y la mojabilidad, mientras que la permeabilidad relativa depende de la tensión interfacial, mojabilidad y de la presión capilar, así como de algunas otras propiedades. La dependencia se puede resumir de la siguiente manera:



III.1 TENSIÓN INTERFACIAL ⁹

En los yacimientos de petróleo, pueden coexistir tres fluidos gas, aceite y agua, estos tres fluidos son inmiscibles a las condiciones de yacimiento; cuando estos tres fluidos están en contacto, son separados por una interfase entre ellos (gas-aceite, gas-agua y aceite-agua), cuando los fluidos se tratan de un gas y un líquido, la interfase será conocida como tensión superficial, y si se trata de dos líquidos es conocida como tensión interfacial.

Para entender el concepto de tensión interfacial, consideraremos dos fluidos inmiscibles, aceite y agua, como se muestran en la figura 3.1, las moléculas de aceite o agua que se encuentran lejos de la interfase, son rodeadas por otras moléculas del mismo fluido, por lo que sus fuerzas de atracción son iguales a cero. Sin embargo, las moléculas que se encuentran sobre la interfase, ya no tienen las mismas fuerzas de atracción, es decir, no están balanceadas, lo que da lugar a la tensión interfacial, esta peculiar interfase tiene solo unas moléculas de espesor.

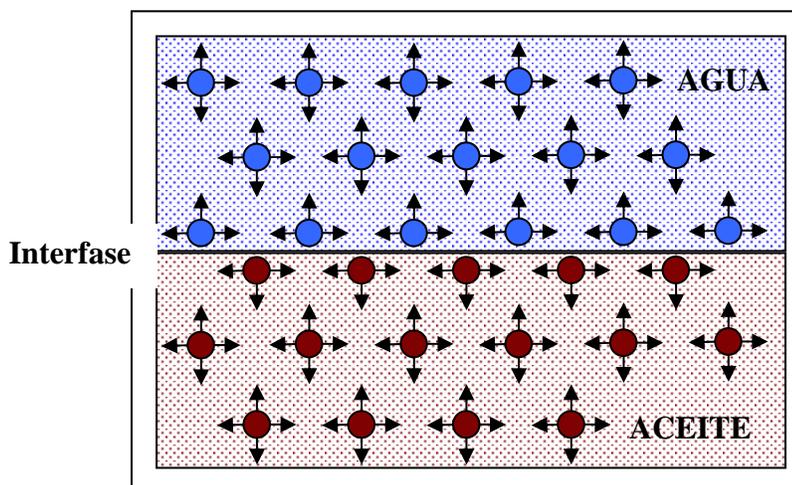


Figura 3.1.- Concepto de tensión interfacial.

La tabla 3.1 y la figura 3.2, nos muestran algunos valores de diversos campos del mundo, las variaciones en la tensión interfacial se deben principalmente a la variación de la presión y temperatura, ya que al descender la temperatura baja también el valor de la tensión interfacial, mientras que al incrementar la presión aumenta el valor de la tensión interfacial.

<i>Crudos</i>	Tensión Interfacial [mN/m]
Australian Black Oil	35 - 25
Crude A & B	30 - 15
Alberta Reservoir Oil	30 - 25
Alaska North	30 - 20
Endicott	29 - 25
Hondo	27 - 16
Maya	29 - 14
Lloydminster	23 - 21
Mississippi Canyon Block	20 - 14
WTI	25 - 19
MY Crudes	30 - 18

Tabla 3.1.- Valores de tensión interfacial de algunos yacimientos.

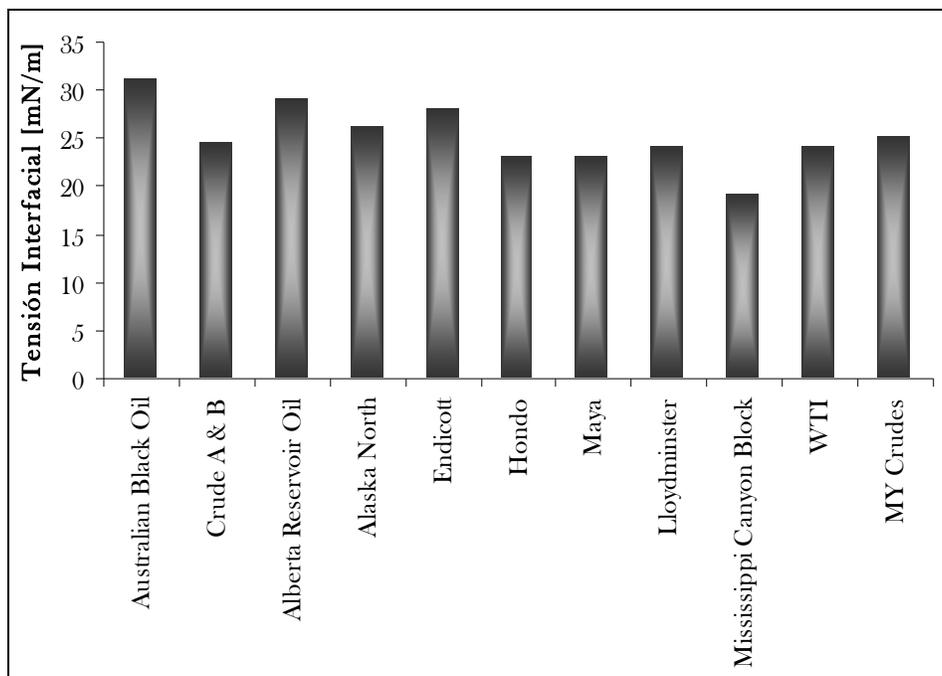


Figura 3.2.-Gráfica de la tensión interfacial de algunos yacimientos.

III.2 MOJABILIDAD ^{2, 14, 23}

En un sistema roca–aceite–agua, la mojabilidad es una medida característica de la forma en que los fluidos tienden a extenderse o adherirse a ésta. En una roca mojada por agua, hay una tendencia para que el agua ocupe los poros pequeños y la mayoría de la superficie de la roca. Similarmente en un sistema mojado por aceite, la roca tiene preferencia de contacto con el aceite, y por lo tanto tiende a ocupar los poros pequeños y la superficie de la roca.

Para determinar que fluido es el que moja a la roca, existen diversas pruebas, que se dividen en cuantitativas y cualitativas. Las cuantitativas, son en las que se obtiene un número que sirve de parámetro, para definir si la roca es mojada por aceite o agua, los métodos más recurridos son: la medición del ángulo de contacto, el método de Amott y el método USBM. Los métodos cuantitativos solo nos mencionan si la roca es mojada por aceite o agua, dentro de las pruebas cualitativas se encuentran: pruebas de desplazamiento, exploración microscópica, curvas de permeabilidad relativa, flotación, etc.

Dentro de las pruebas para determinar la mojabilidad preferente de la roca, la medición del ángulo de contacto “ θ ”, ha alcanzado importancia como medida de mojabilidad, el valor del ángulo de contacto puede variar desde 0° hasta 180° como límites. Los ángulos de contacto de menos de 75° , medidos a través de la fase de agua, indican condiciones de mojabilidad preferente por agua, mientras que los ángulos de contacto mayores de 105° , indican condiciones de mojabilidad preferente por aceite, y un ángulo de contacto entre los 75° y 105° indicaría que la superficie de la roca tiene igual preferencia por el agua que por el aceite.

En la literatura la mojabilidad tiene un sentido cualitativo, ya que aparecen términos como “fuertemente mojados por agua”, “fuertemente mojados por aceite” o “mojabilidad intermedia”. Rara vez se utilizan los términos cuantitativos para describir la mojabilidad. Los ángulos cercanos a 0° , se consideran fuertemente mojados por agua, los ángulos cercanos a 90° , son los de mojabilidad intermedia, los ángulos cercanos a 180° , se consideran fuertemente mojados por aceite.

III.2.1 Clasificación de los Tipos de Mojabilidad.⁹

En los yacimientos de petróleo del mundo, existen diversos tipos de mojabilidad, el tipo de mojabilidad que presenten, dependerá de las características de los fluidos del yacimiento y de las características de la roca. Estos tipos de mojabilidad se clasifican a nivel de los poros.

Mojabilidad por agua: La superficie de la roca tiene preferencia por el agua, mientras que el centro de los poros contienen a los hidrocarburos.

Mojabilidad por aceite: La superficie de la roca tiene preferencia por el aceite, por lo que el centro de los poros contiene agua.

Mojabilidad intermedia: En este tipo de mojabilidad, contiene otros tipos de mojabilidad, se caracteriza principalmente porque la superficie de la roca tiene preferencia por ambos fluidos, cuando todo el yacimiento tiene esta particularidad se le llama mojabilidad neutral, sin embargo puede presentarse en algunos casos acompañada de la mojabilidad fraccional o mixta.

Mojabilidad fraccional: A esta mojabilidad también se le conoce como “*dalmatian*”, ya que se caracteriza por tener algunos poros mojados por agua y otros que son

mojados por aceite. Esto se debe a que las superficies de la roca tienen una composición mineral distinta, y que a su vez tienen diferentes propiedades químicas.

Mojabilidad mixta: Este tipo de mojabilidad fue propuesta por Salathiel, en esta mojabilidad los poros pequeños son ocupados por agua y presentan una mojabilidad por agua, mientras que los poros grandes son ocupados por aceite y presentan una mojabilidad por aceite. Este tipo de mojabilidad se asocia a la invasión o migración del aceite que prefiere los poros grandes, seguidos de componentes de asfaltenos que propician que la superficie de la roca sea mojada por aceite.

III.2.2 Determinación de la Mojabilidad.

Como se mencionó anteriormente, existen tres métodos de determinar la mojabilidad cuantitativamente, y varias maneras de determinarla cualitativamente, los tres métodos cuantitativos serán explicados, mientras que de los métodos cualitativos solo se explicarán los más representativos como: Pruebas de imbibición y desplazamiento en núcleos, exploración microscópica Cryo-SEM y la exploración microscópica ESEM, y más adelante el método de las curvas de permeabilidad relativa.

III.2.2.1 Medición del Ángulo de Contacto.^{3, 14, 23}

Recordando la *ecuación 2.5* para definir la *tensión interfacial*, y considerando en una forma idealizada un sistema típico agua – aceite – sólido, las energías de superficie en el sistema de este tipo, se relacionan mediante la ecuación de Young – Dupre (*ecuación 2.5*), en la forma siguiente:

$$\sigma_{s-ac} - \sigma_{s-ag} = \sigma_{ac-ag} \cos \theta$$

Ninguna de las energías interfaciales, aceite-sólido o agua-sólido, pueden medirse directamente. Sin embargo, los términos equivalentes como la tensión interfacial aceite-agua y el ángulo de contacto, pueden determinarse independientemente en el laboratorio.

Para poder obtener una medida representativa y verdadera de la mojabilidad de la roca mediante la determinación del ángulo de contacto, se necesita una muestra no contaminada del petróleo, conocer la composición de la superficie de la roca del yacimiento y disponer de una muestra del agua de la formación. La medida del ángulo determina básicamente si el aceite contiene surfactantes que pueden hacer que la roca del yacimiento sea mojada por aceite.

La medición se lleva a cabo mediante la utilización de dos cristales pulidos y planos, que son hechos con el mineral predominante de la roca del yacimiento, estos se sumergen en el agua de la formación, a continuación se coloca una gota del aceite del yacimiento, sobre la superficie sólida, las dos placas se mueven en tal forma que el agua avance sobre una parte del cristal previamente cubierto por aceite.

En la figura 3.3, se muestra como se lleva a cabo la prueba. El ángulo de contacto de la superficie recién expuesta al agua se denomina ángulo de contacto de avance de agua, y se mide como función del tiempo durante el cual el aceite ha estado en contacto con la superficie. En la figura 3.4, se observan las mediciones de la prueba, donde se muestra que el ángulo de contacto aumenta conforme pasa el tiempo, hasta alcanzar el equilibrio, y se observa que las medidas iniciales indican una preferencia a la mojabilidad de agua, al llegar al equilibrio la superficie es mojada por aceite. Estas pruebas son muy tardadas, ya que para alcanzar el equilibrio se requieren de centenas a miles de horas.

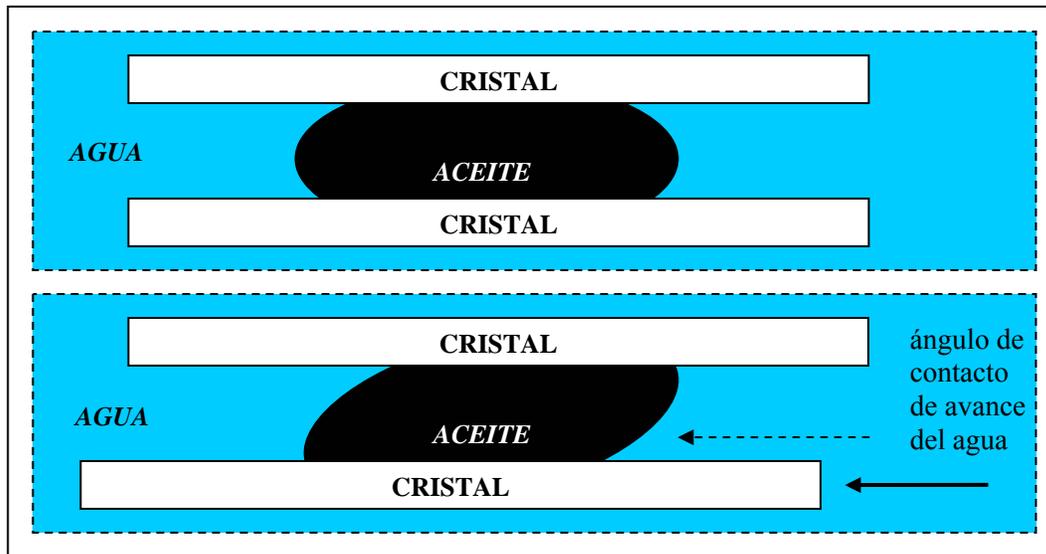


Figura 3.3.- Medición del ángulo de contacto.

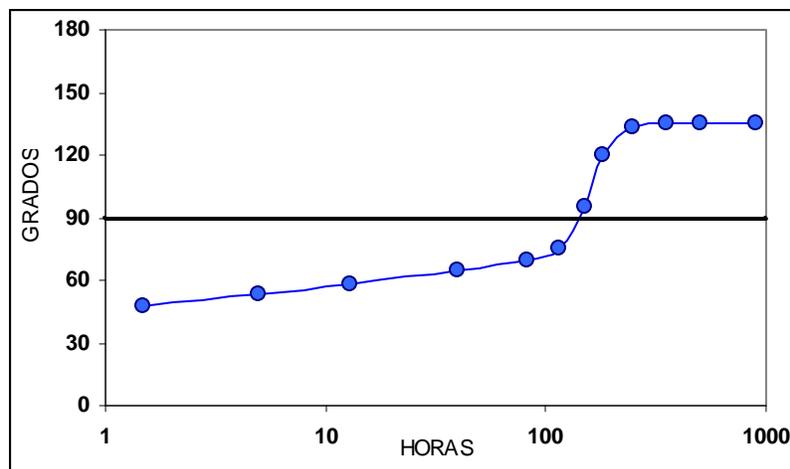


Figura 3.4.- Mediciones de la prueba para el ángulo de contacto.

Las ventajas principales de las mediciones del ángulo de contacto son la confiabilidad de los resultados y la relativa facilidad de obtener muestras no contaminadas de los fluidos del yacimiento, en comparación con la de obtener muestras de roca no contaminada. Las desventajas incluyen, un prolongado tiempo para la prueba y la necesaria limpieza y esterilidad del sistema de prueba.

III.2.2.2 Método de Amott. ^{3, 14, 23}

Amott, propuso un procedimiento de prueba combinado de imbibición y desplazamiento. Después de lavar con agua la muestra del núcleo del yacimiento, hasta obtener la saturación de aceite residual y después de remover el gas, se realiza el procedimiento siguiente:

1. Se sumerge en aceite (kerosina), el volumen del agua desplazada por la imbibición del aceite se mide después de 20 horas de inmersión.
2. Se centrifuga bajo kerosina y se mide el volumen total del agua desplazada.
3. Se sumerge en agua y se registra el volumen de aceite desplazado por la imbibición en agua al término de 20 horas.
4. Se centrifuga bajo agua y se anota el total de aceite desplazado.

Los resultados de la prueba se expresan en términos de la relación entre el volumen de agua desplazada únicamente por la imbibición de aceite (V_{WSP}) y el total desplazado por la imbibición y la centrifugación (V_{WT}), y la relación entre el volumen de aceite desplazado únicamente por la imbibición de agua (V_{OSP}) y el total del volumen de aceite desplazado por imbibición y centrifugación (V_{OT}). Las siguientes ecuaciones son las utilizadas para determinar la mojabilidad:

$$I_W = \frac{V_{WSP}}{V_{WT}} \quad \text{y} \quad I_O = \frac{V_{OSP}}{V_{OT}}$$

Los núcleos que muestran una mojabilidad preferente por agua están caracterizados por una relación positiva de desplazamiento por agua (I_W) y un valor cero para el desplazamiento por el aceite (I_O). Las rocas preferentemente mojadas por aceite se caracterizan por una relación de desplazamiento por aceite cercana a

uno y por una relación de desplazamiento por agua cercana a cero. Este método se considera como uno de los mejores para medir la naturaleza y el grado de la mojabilidad de la roca.

III.2.2.3 Método de U.S. Bureau of Mines (USBM). ^{3, 14, 23}

Esta prueba fue desarrollada por Donalson, Thomas y Lorenz, este método es más rápido que el Amott ya que requiere de pocos días para realizarla. La prueba compara el trabajo necesario de un fluido para desplazar a otro, es decir, pruebas de drene e imbibición, también se requieren datos de la presión capilar, estas mediciones se hacen mediante un proceso de centrifugación similar al de Amott, además de que se requieren solo unos cuantos tapones de núcleos.

Para la prueba se utilizan saturaciones promedio que presenta el núcleo y la presión capilar es medida por medio de centrifugación. Básicamente, la prueba demuestra que el trabajo requerido de un fluido mojante para desplazar a un fluido no mojante es menor, que si se tratara de una situación inversa.

Se define a “ A_1 ” como la superficie entre la curva de drene y eje de las abscisas, y a “ A_2 ” como la superficie que abarca de la curva de imbibición y el mismo eje. Estas superficies son representante de la energía que es necesaria para desplazar un líquido en el medio poroso. Mediante la siguiente ecuación se determina si la roca es mojada por aceite o por agua:

$$N_w = \log\left(\frac{A_1}{A_2}\right)$$

Para los sólidos preferentemente mojados por agua, $A_1 > A_2$, y el logaritmo de $(A_1/A_2) > 0$. Por el contrario, si el sólido es preferentemente mojado por aceite, $A_2 > A_1$, y el logaritmo de $(A_1/A_2) < 0$. Para $A_1 = A_2$, y el logaritmo de $(A_1/A_2) = 0$, se considera mojabilidad neutra.

La forma de las curvas de la presión capilar, depende de la mojabilidad del sólido hacia el agua y aceite, las gráficas de la saturación del agua contra presión capilar en un sistema aceite-agua, aparecen en la figura 3.5.

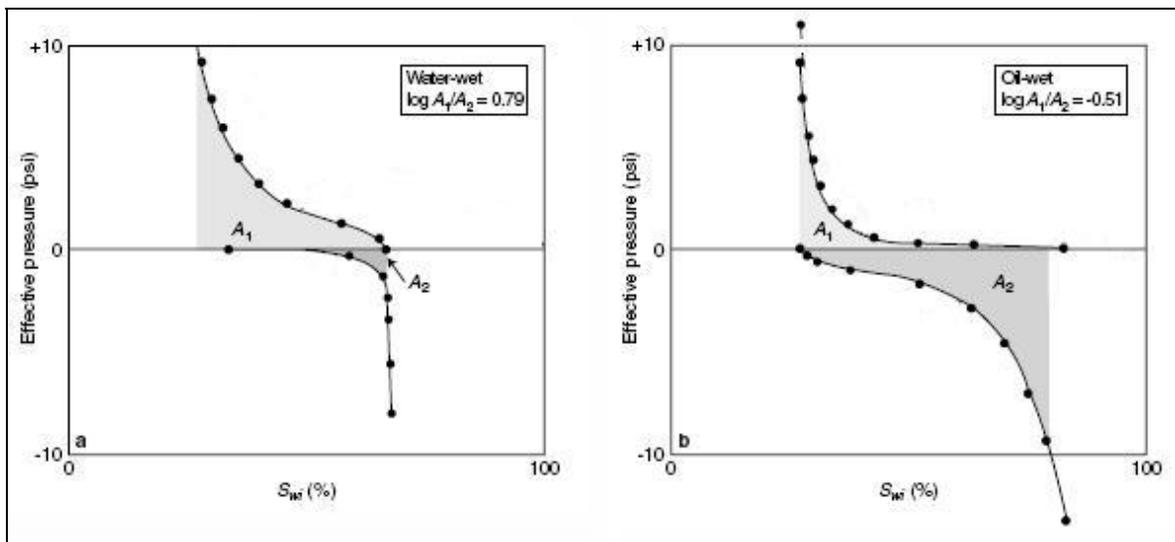


Figura 3.5.- Curvas de saturación de agua vs presión capilar.

III.2.2.4 Pruebas de Imbibición y Desplazamiento en Núcleos. ^{3, 14, 23}

Existen varias pruebas de laboratorio basadas en procedimientos de imbibición y desplazamiento en muestras de la roca del yacimiento. En general, en estas pruebas se usan muestras de núcleos que se manipulan, transportan y almacenan en tal forma que conserven su mojabilidad original.

Algunas pruebas para evaluar la mojabilidad del yacimiento a partir de muestras de núcleos, incluyen frecuentemente la utilización de aceite refinado y de salmueras preparadas en laboratorio, por lo tanto, la mojabilidad obtenida de la prueba y la mojabilidad original del yacimiento no serán exactamente iguales, ya que se han extraído los fluidos que causaron esa mojabilidad preferente, por lo tanto esta prueba es significativa.

Para que la prueba alcance el equilibrio de adsorción de los fluidos, será necesario utilizar un tiempo similar al de las pruebas de medición del ángulo de contacto, sin embargo, si las pruebas que se realizan en el laboratorio se llevan a cabo rápidamente, es posible conservar la mojabilidad preferente de la muestra de la roca. En caso de que las muestras de roca hayan sido contaminadas por la acción de surfactantes en los lodos de perforación o a procedimientos de limpieza completos que incluyen calor, la mojabilidad preferente natural puede ser destruida.

Bobek, Mattas y Denekas, propusieron una prueba del laboratorio para determinar la mojabilidad preferente. Consiste en la determinación del fluido que por imbibición desplaza u otro, en una muestra de roca. Los resultados de esta prueba de imbibición se comparan entonces con los de otra prueba de imbibición de referencia realizada en la misma muestra del núcleo después de haberlo calentado a 400 °F durante 24 horas para remover toda materia orgánica. La asignación de la calidad cualitativa de la mojabilidad se basa en las cantidades y ritmos relativos de imbibición en las dos pruebas.

En el mismo trabajo, se expuso un método para estimar la mojabilidad de un material no consolidado. Se extiende una capa delgada de arena no consolidada sobre el portaobjetos de un microscopio. El contenido de aceite de la arena se incrementa agregando aceite refinado. A continuación se colocan pequeñas gotas de

agua sobre la superficie de los granos de arena y se observa el movimiento del fluido. Si la arena es mojada por agua, el agua agregada desplazará al aceite de la superficie de los granos de arena y el aceite formara pequeñas gotas esféricas, indicando que el aceite no es el fluido que moja al sólido. De manera similar se realiza la prueba para probar la mojabilidad por aceite.

III.2.2.5 Exploración Microscópica Cryo-SEM. ^{18, 21}

El microscopio electrónico, es una herramienta de laboratorio que utiliza electrones en vez de fotones o luz visible para formar imágenes de objetos diminutos. Los microscopios electrónicos permiten alcanzar una capacidad de aumento muy superior a los microscopios convencionales, debido a que la longitud de onda de los electrones es mucho menor que la de los fotones.

El método Cryo-SEM (Cryo Scanning Electron Microscopy), se basa en congelar la muestra que se va a analizar, para congelar la muestra normalmente se utiliza nitrógeno, a continuación se coloca la muestra en el microscopio electrónico y se toman las imágenes. Las imágenes se obtienen mediante la retrodispersión de electrones (imágenes tomadas en aluminio), que son utilizadas para estudiar la distribución de los fluidos.

Las imágenes proporcionan un contraste químico, cada fase, aceite, agua y minerales, aparecen con un diverso nivel de color gris dependiendo de su número atómico, entre más bajo es el número atómico, más oscura aparece la fase. El aceite aparece en negro, el cuarzo y caolinita con un gris claro y el agua con un nivel gris medio.

En la figura 3.6, se muestra una imagen tomada de una prueba Cryo-SEM, y se logra observar como el agua (brine), es la que rodea a la roca, que en este caso se trata de cuarzo, por lo que se deduce que la roca tiene mojabilidad preferente al agua.

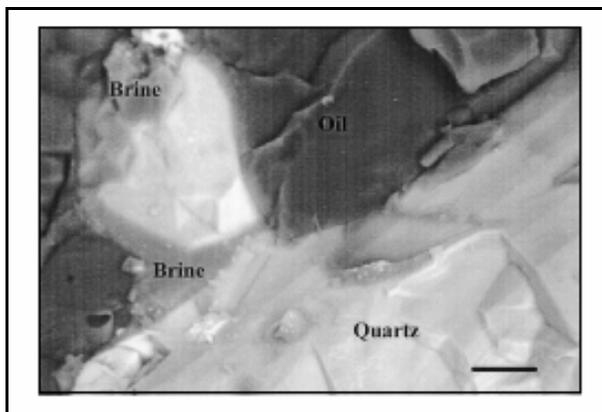


Figura 3.6.- Imagen del método Cryo-SEM.

III.2.2.6 Exploración Microscópica ESEM. ^{18, 21}

El método ESEM (Environmental Scanning Electron Microscopy), es similar al Cryo-SEM, la diferencia radica en que la muestra a examinar no es congelada, la muestra se estudia tal cual es tomada y no requiere de ningún tipo de preparación, debido a esto se pueden realizar diversas pruebas, como de drene e imbibición.

Para llevar a cabo la prueba mediante el ESEM, se necesita mandar una cascada de rayos electrónicos a la muestra, esto generara una nube de iones, los iones son atraídos al portaobjetos, el cual esta conectado a tierra, esto permite la dispersión de las cargas negativas de la muestra, se realiza para tener una mejor observación de la muestra.

Las imágenes son obtenidas de manera similar al método Cryo-SEM. En la figura 3.7, se muestra una imagen de una prueba ESEM, en ella se observa que el aceite es el que moja a la roca.

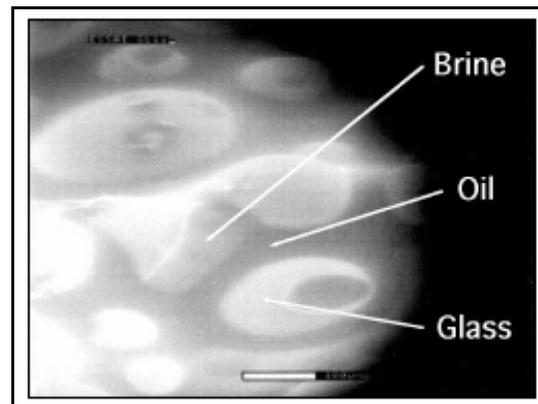


Figura 3.7.- Imagen del método ESEM.

III.2.2.7 Otros Métodos.

Existen otros métodos para poder determinar la mojabilidad de un yacimiento, pero se tratan de métodos no muy prácticos o que no son muy utilizados en la industria. A continuación se mencionan algunos de esos métodos:

- Método de Flotación.
- Curvas de Presión Capilar.
- Método Capilarmétrico.
- Relajamiento Magnético Nuclear.
- Adsorción Dye.

III.2.3 Mojabilidad y Tipos de Roca (Arenas y Carbonatos).^{2, 9, 14}

Históricamente, todos los yacimientos de petróleo se creyeron preferentemente mojados por agua, esto se consideraba lo más natural, ya que los yacimientos de arenisca se sedimentaron en un medio acuoso, y el aceite emigró hacia las arenas después. Además la mayoría de los minerales de las rocas sedimentarias presentan mojabilidad al agua en su estado natural. En las formaciones carbonatadas, el agua desempeña una función de importancia en el desarrollo de la porosidad y también en este caso, el aceite llegó posteriormente.

Treiber y Archer, realizaron pruebas en 55 yacimientos, para determinar su mojabilidad, se basaron en el ángulo de contacto de avance de agua. En sus experimentos utilizaron como fluidos, salmuera sintética desoxigenada y petróleo crudo muerto, las pruebas las realizaron en cristales de cuarzo y calcita, todo esto a temperatura del yacimiento. En la tabla 3.2, se pueden observar los resultados obtenidos de sus experimentos.

	<i>Ángulo de contacto</i>	<i>Yacimientos de arenas</i>	<i>Yacimientos de carbonatos</i>	<i>Total de Yacimientos</i>
<i>Mojados por agua</i>	0° a 75°	13	2	15
<i>Mojabilidad Intermedia</i>	75° a 105°	2	1	3
<i>Mojados por aceite</i>	105° a 180°	15	22	37

Tabla 3.2.- Resultados de estudios de mojabilidad de Treiber y Archer.

Treiber, advirtió que estos resultados no se podrían considerar representativos de un muestreo verdaderamente al azar de los yacimientos petroleros, ya que algunos yacimientos habían mostrado un comportamiento inusual, además de que los fluidos no se podían considerar originales de la formación. Esto originaría una sobrestimación en los yacimientos mojados por aceite.

Chilingar y Yen, hicieron mediciones del ángulo de contacto para determinar la mojabilidad, a 161 núcleos, el estudio fue para rocas carbonatadas ya que se utilizaron núcleos de calizas y dolomitas, de diversos yacimientos del mundo, incluido México, los resultados obtenidos se muestran en la tabla 3.3, como puede observarse los yacimientos carbonatados suelen ser mojados por aceite.

	<i>Ángulo de Contacto</i>	<i>Porcentaje de yacimientos</i>
<i>Mojados por Agua</i>	0° a 80°	8 %
<i>Mojabilidad Intermedia</i>	80° a 100°	12 %
<i>Mojados por Aceite</i>	100° a 80°	80 %

Tabla 3.3.- Resultados de estudios de mojabilidad de Chilingar y Yen.

Los resultados demostraron que los yacimientos de carbonatos son mojados en su mayoría por aceite, los yacimientos de arenas suelen ser mojados por agua en un principio, cambiado su mojabilidad por aceite al transcurrir el tiempo, también es posible que se presente una mojabilidad intermedia en ambos casos.

La figura 3.8, muestra un esquema hipotético, en el se tienen cuatro distintos sistemas de aceite y agua, con distintas composiciones químicas, cada sistema se muestra en dos minerales, el sílice representa a las arenas y la calcita a los carbonatos. En estos casos la mojabilidad depende únicamente de la composición química de los fluidos y de la litología de roca. El “*sistema A*” muestra la misma preferencia de mojabilidad en ambos minerales, de hecho tienen el mismo ángulo de contacto, el “*sistema B*” tiene la misma mojabilidad pero los ángulos de contacto son distintos, en el “*sistema C*” la mojabilidad es distinta, en el sílice tiene preferencia a ser mojado por aceite, mientras que la calcita es mojada por agua, y finalmente en el “*sistema D*” también muestra distintas mojabilidades. En resumen la mojabilidad de un sistema dependerá principalmente de la litología de la roca y de la química de los fluidos que la envuelvan.

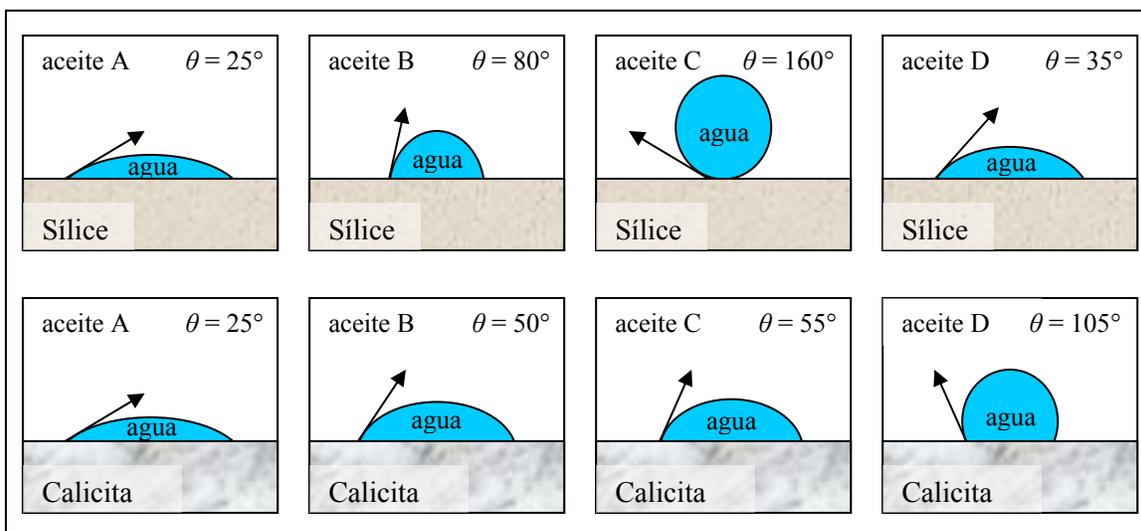


Figura 3.8.- Efectos de la litología y características de los fluidos en la mojabilidad.

III.2.4 Factores que Afectan la Mojabilidad Original en el Yacimiento.^{2, 9, 14, 16}

La mojabilidad de los yacimientos, depende en su mayoría de las características de los fluidos involucrados y de la litología de la roca del yacimiento, adicionalmente la presión, la temperatura, ubicación de los contactos de los fluidos, etc., son factores en la mojabilidad del yacimiento.

Química del Aceite

La mayoría de los yacimientos mojados por agua originalmente, pueden verse alterados por la adsorción de componentes polares o la depositación de materia orgánica que origina al petróleo. Los agentes activos en el petróleo son generalmente creados por componentes que contienen oxígeno, nitrógeno y sulfuros, estos se pueden encontrar en resinas o asfáltenos. Los experimentos han demostrado que algunos surfactantes naturales, son solubles en agua, estos se adsorben en la roca al pasar a través del agua, y posteriormente el componente polar se adsorbe sobre la roca, cambiando la mojabilidad de la roca de agua por aceite.

Cuando los efectos de la química del agua de los yacimientos son removidos, las arenas tienden a adsorber bases orgánicas simples, mientras que los carbonatos tienden a adsorber ácidos orgánicos simples, esto ocurre porque normalmente las arenas están cargadas negativamente y los carbonatos están cargados positivamente, y las superficies adsorben preferentemente componentes de polaridad opuesta, debido a esto la mojabilidad en las arenas se ve afectada por las bases orgánicas y los carbonatos son afectados por los ácidos orgánicos.

Química del Agua

La química y el pH del agua de los yacimientos, también es factor importante en la mojabilidad, ya que el pH afecta en gran medida a la carga de la superficie de la roca y las interfaces de los fluidos, afectando la adsorción de los surfactantes. Un surfactante cargado positivamente (catión) es atraído a una superficie cargada negativamente (anión), y viceversa. La carga en la superficie de una arena o calcita en agua, es positiva si el pH es bajo, y negativa si el pH es alto. El pH también afecta la ionización de las bases y ácidos orgánicos del petróleo. La superficie de las arenas se carga negativamente cuando el pH oscila entre 2 y 3.7, mientras que la calcita se carga negativamente hasta que el pH sea mayor de 8.

El agua de los yacimientos, se trata en realidad de una salmuera, en la cual podemos encontrar distintos minerales como: Ca^{+2} , Mg^{+2} , Cu^{+2} , Ni^{+2} y Fe^{+3} . En una arena, los cationes multivalentes de los minerales dentro de la salmuera, pueden reducir la solubilidad de los surfactantes, haciendo que los minerales sean los que se adsorban a la superficie de la roca, lo que causa que el sistema se vuelva más mojado por aceite.

En mediciones del ángulo de contacto para determinar la mojabilidad en una arena, se le colocó aceite muerto y una salmuera que contenía 10 ppm de Cu^{+2} y de Ni^{+2} , se observó que se podía cambiar la mojabilidad de agua por aceite. En otra prueba sobre un aparato para medir el ángulo de contacto, se colocaron unas gotas de aceite y se llenó con agua destilada, con el tiempo se le adicionó Ca^{+2} y Mg^{+2} en 1 ppm, alterando la mojabilidad, haciendo que se volviera aun más mojado por aceite, y con la adición de trazas de Fe^{+3} también ocasionó cambios en la mojabilidad a favor del aceite.

En general se descubrió que los minerales que se encuentran dentro de la salmuera, son uno de los principales componentes para cambiar la mojabilidad en los yacimientos de arenas, o volverlas aun más mojables al aceite.

Densidad del Aceite

Se ha mencionado que la densidad del petróleo, también influye en la mojabilidad de la roca, ya que en su mayoría los yacimientos con petróleo ligero o de alta densidad °API, son mojados por agua, mientras que los crudos pesados o de baja densidad °API, son mojados por aceite, sin embargo, hay en el mundo algunas excepciones.

Contacto de los Fluidos

Otra variable a considerar para la mojabilidad es la localización relativa del contacto gas-aceite y agua-aceite, en un yacimiento de condiciones equilibradas, es decir, homogéneo, al graficar el índice de mojabilidad de Amott contra la altura sobre el contacto agua-aceite, se aprecia un cambio en los índices, ya que cerca del contacto de agua-aceite se muestra una tendencia a ser mojado por agua, y conforme

avanza hacia el yacimiento la mojabilidad va cambiando gradualmente a aceite, tal como lo muestra la figura 3.9.

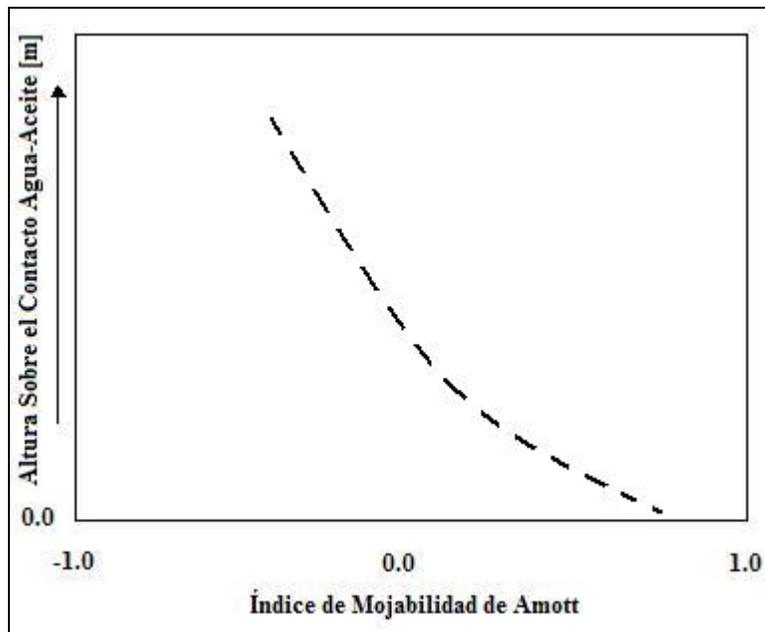


Figura 3.9.-Efecto de la profundidad sobre la mojabilidad.

Jerauld y Rathmell, documentaron la mojabilidad del yacimiento Prudhoe Bay, en función de la profundidad. Obtuvieron núcleos de diferentes profundidades del yacimiento y determinaron la mojabilidad utilizando el método de Amott.

Los resultados fueron, que cerca del contacto agua-aceite existía una preferencia de mojabilidad por agua, más arriba del contacto agua-aceite se encontraron con una mojabilidad mixta, y conforme avanzaban más arriba del contacto gas-aceite se fue mostrando una mojabilidad al aceite. Con ello se demostró que en el yacimiento existía una transición de la mojabilidad, en la parte de abajo del yacimiento la mojabilidad era preferente al agua y conforme ascendían hacia la cima del yacimiento, la mojabilidad fue cambiando hasta tener una mojabilidad preferente al aceite. La figura 3.10, es la gráfica que presentaron Jerauld y Rathmell.

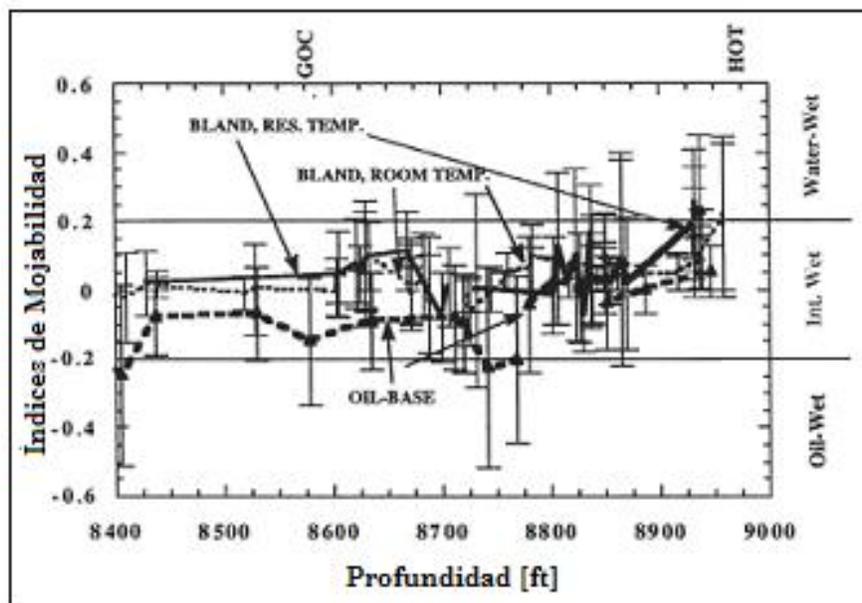


Figura 3.10.- Gráfica de profundidad vs índice de mojabilidad, del yacimiento Prudhoe Bay.

Presión y Temperatura.

Los efectos de la presión y temperatura sobre la mojabilidad se pueden percibir de dos maneras diferentes. La mayoría de los cambios de la mojabilidad debido a la presión y temperatura, se ven reflejados en los fluidos del yacimiento (agua y aceite), la presión y temperatura pueden causar cambios en el petróleo como la precipitación de asfáltenos, estos son capaces de alterar la mojabilidad. Similarmente el aumento o disminución en la presión y temperatura ocasionan cambios en la tensión interfacial agua-aceite, que también interviene en la mojabilidad.

III.2.5 Mojabilidad y Presión Capilar.^{5,14}

La presión capilar en medios porosos, se puede definir de la siguiente manera, la diferencia de presión que existe entre la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente la superficie de la roca.

Generalmente, la presión capilar se expresa como la presión de la fase que no moja, menos, la presión de la fase que moja, y por lo tanto, comúnmente tiene un valor positivo. Como sabemos que las rocas pueden ser preferentemente mojadas por agua o preferentemente mojadas por aceite, se definirá la presión capilar como, la presión en la fase de aceite, menos, la presión en la fase del agua. Por lo tanto la presión capilar puede tener un valor positivo o negativo.

$$P_c = P_{ac} - P_{ag}$$

En las figuras 3.11 y 3.12, se muestra una idealización de la variación de la distribución de los fluidos durante el proceso de drene y el proceso de imbibición.

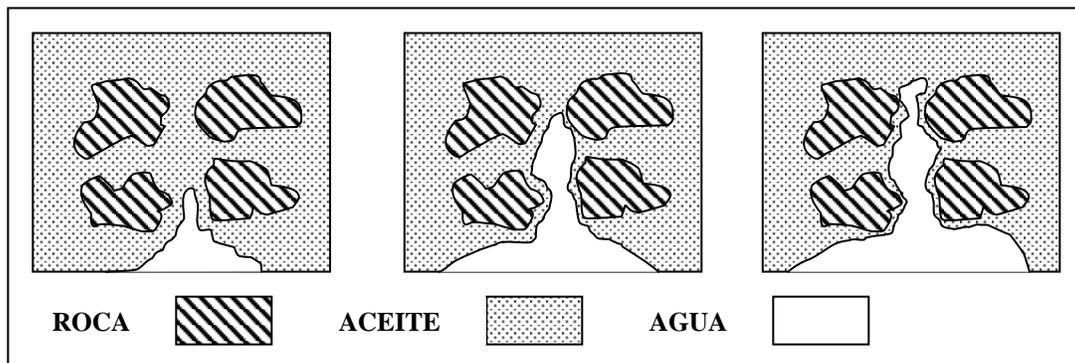


Figura 3.11.- Diagrama del proceso de drene, desplazamiento de aceite por agua, arena mojada por aceite.

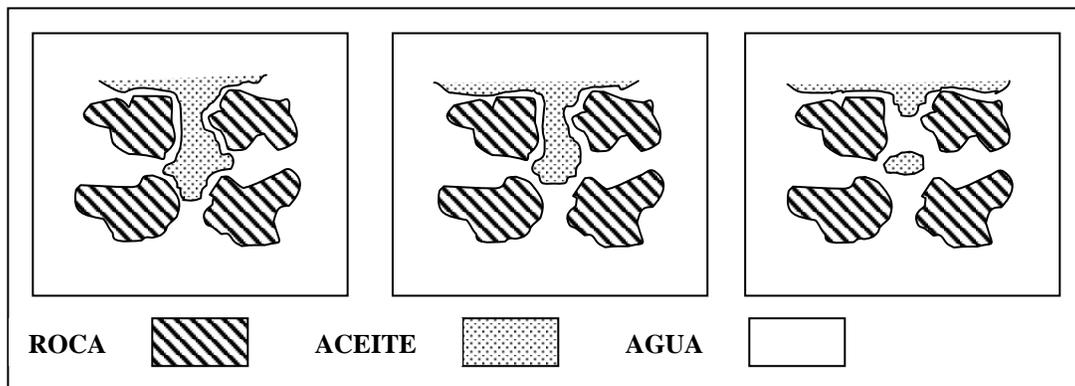


Figura 3.12.- Diagrama del proceso de imbibición, desplazamiento de aceite por agua, arena mojada por agua.

Killins, realizó pruebas para el estudio de la presión capilar aceite – agua, que fueron determinadas en areniscas consolidadas, tanto mojadas por agua como mojadas por aceite. La gráfica 3.13, ilustra las características de presión capilar en drene y en imbibición, de una muestra mojada por agua.

Se puede observar que la presión en la fase del aceite excede la de la fase de agua, antes de que el aceite entre en la roca, inicialmente saturada con agua. Esta presión inicial comúnmente se denomina “presión de entrada” o “presión de desplazamiento”, su valor es una medida del grado de mojabilidad de la roca, de la tensión interfacial aceite – agua y del diámetro del poro mayor en el exterior de la muestra de la roca. Una alta presión de desplazamiento indica un marcado grado de mojabilidad, poros pequeños o ambas cosas.

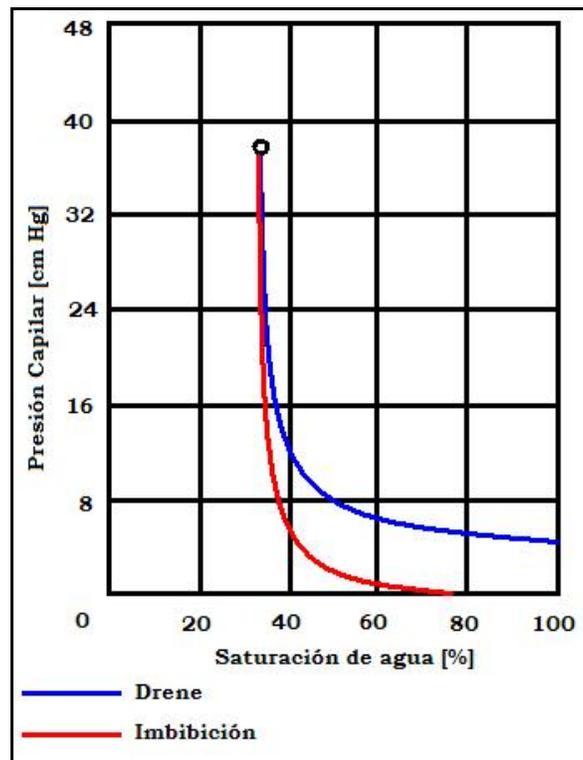


Figura 3.13.- Características de la presión capilar, roca con marcada mojabilidad por agua.

La pendiente de la curva de la presión capilar durante el drene es una buena medida cualitativa de la gama de la distribución de las dimensiones de los poros, mientras más se acerque la curva de la presión capilar a la horizontal, o mientras más plana sea, mas uniformes serán las dimensiones de los poros dentro de la roca.

Al final del ciclo de drene, la muestra del núcleo se dejó embeber por la fase mojante. La curva de imbibición, nos indica una saturación de agua al final de la imbibición de aproximadamente 78%.

En la gráfica 3.14, se ilustra las curvas de capilaridad durante el drene y la imbibición para una muestra de arenisca, preferentemente mojada por aceite, las ordenadas tienen el signo invertido para tomar en cuenta la diferencia de mojabilidad, se puede observar las similitudes de las características durante el drene y durante la imbibición de ambas gráficas.

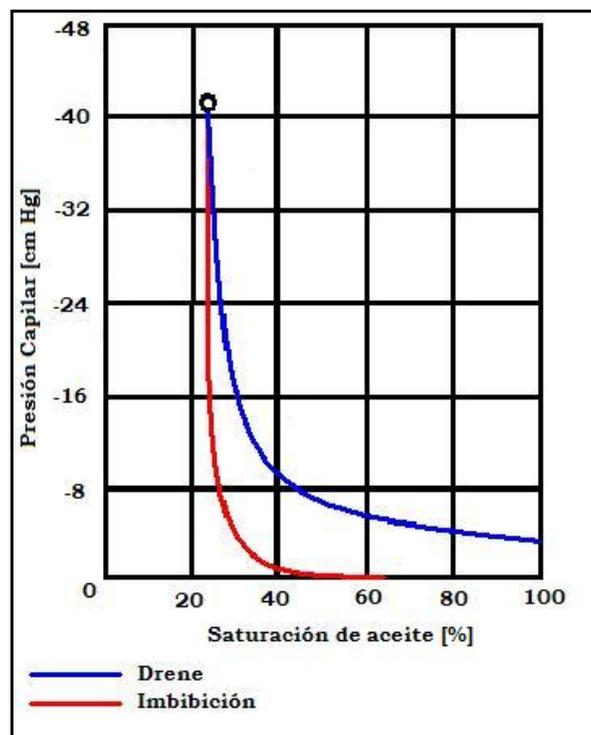


Figura 3.14.- Características de la presión capilar, roca con marcada mojabilidad por aceite.

La gráfica 3.15, nos muestra las características de presión capilar de una arenisca con mojabilidad intermedia. Al terminar el ciclo de drene, la muestra se impregna espontáneamente, a una presión capilar igual acero alcanza una saturación de agua de 55%.

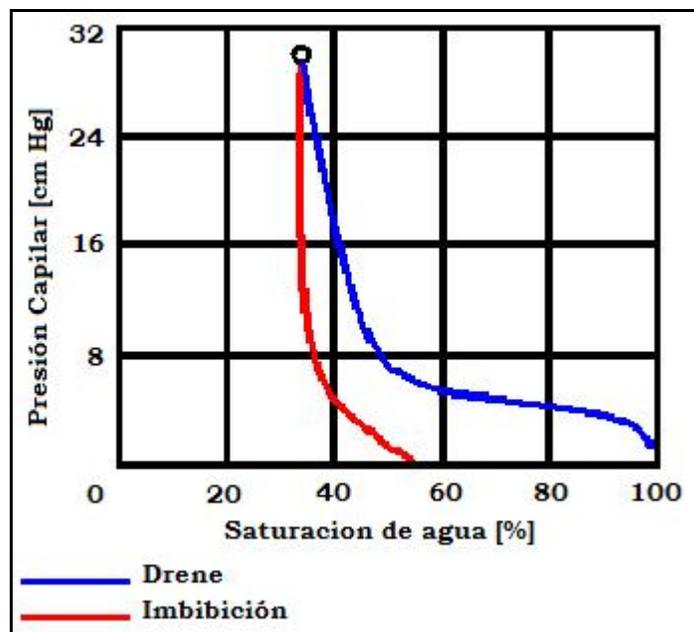


Figura 3.15.- Características de la presión capilar, roca con mojabilidad intermedia.

Desafortunadamente los datos sobre la presión capilar agua – aceite son difíciles de medir por lo tanto, rara vez se obtienen, las características de la presión capilar más comúnmente medidas son las del sistema aire – agua y aire – mercurio.

Las curvas de presión capilar aire-agua, son utilizadas para tener un cálculo aproximado de la saturación de agua congénita, estos cálculos solo son validos cuando exista una marcada mojabilidad por agua. Mientras que las curvas de presión capilar aire-mercurio, muestran una curva tipo drene, ya que el mercurio no moja la superficie de las rocas.

III.2.6 Mojabilidad y las Propiedades Eléctricas. ^{4,9}

La resistividad eléctrica, puede ser afectada por factores como la mojabilidad y el historial de la saturación, ya que controlan la localización y distribución de los fluidos en el yacimiento.

El parámetro que se ve afectado por la mojabilidad es el exponente de saturación “ n ”, ya que su valor depende de la distribución de la fase conductiva en el medio poroso, la que a su vez depende de la mojabilidad del sistema. El exponente de saturación, es utilizado para el cálculo de la saturación de agua (ecuación 3.1), y en caso de que haya incertidumbre en el valor del exponente, se generaría un error en el cálculo de hidrocarburos en el yacimiento.

$$S_w = \left(\frac{R_o}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \dots\dots\dots(3.1)$$

Anderson W., estudió los efectos de la mojabilidad en el exponente de saturación, llegando a las siguientes conclusiones:

El exponente de saturación es independiente de la mojabilidad del sistema cuando la saturación de agua es suficientemente alta, ya que se forma una película continua sobre la superficie de la roca, formando así un camino para el flujo de la corriente, esta situación es común en sistemas con mojabilidad preferente al agua y el valor del exponente de saturación es cercano a 2.

En el caso de sistemas con mojabilidad preferente al aceite, los valores son superiores a 2, al llegar a la saturación de agua irreductible, el valor del exponente de saturación se eleva hasta 10 o más, el incremento en el exponente de saturación

cuando decrece la saturación de agua para un sistema mojado por aceite, se debe al incremento de la resistividad del sistema.

Mungan y Moore, realizaron pruebas en un núcleo de teflón, con dos sistemas de fluidos, aire-agua y agua-aceite, donde el agua representa a la fase no mojante en ambos casos, lo cual indica un comportamiento mojado por aceite en el núcleo.

En la figura 3.16, se muestran los resultados que obtuvieron, demostrando lo que sucede en un sistema mojado por aceite cuando la saturación de agua decrece.

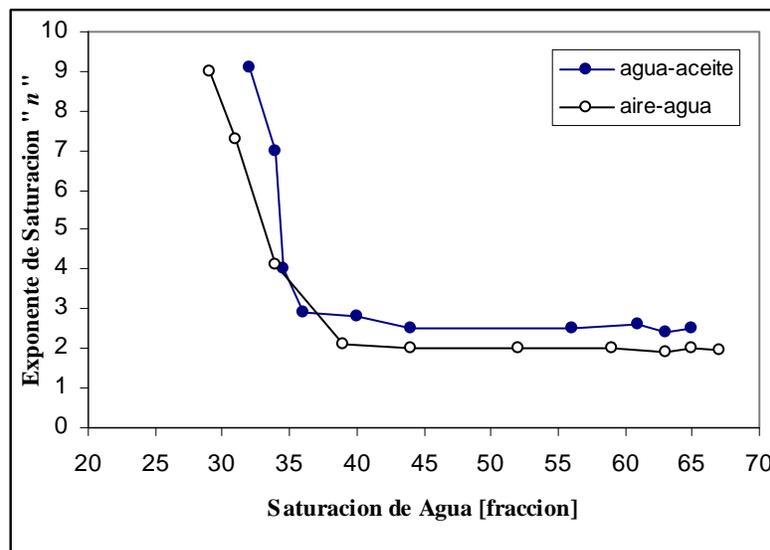


Figura 3.16.- Gráfica del exponente de saturación vs saturación de agua, sistema mojado por aceite.

Una recomendación para evitar alteraciones en el exponente de saturación es realizar las pruebas para ello en núcleos nativos (no alterados), cuando se tenga un yacimiento fuertemente mojado por agua, y si el yacimiento es preferentemente mojado por aceite, es conveniente limpiar el núcleo.

III.3 PERMEABILIDAD RELATIVA.⁸

Las características de la permeabilidad relativa son una medida directa de la capacidad de un sistema poroso para conducir un fluido en la presencia de uno o varios fluidos. Estas propiedades de flujo son el efecto combinado de la geometría de poros, la mojabilidad, la distribución de los fluidos y la historia de la saturación.

La permeabilidad relativa, se define como la permeabilidad efectiva de un fluido específico, dividida entre una permeabilidad base, por lo que las permeabilidades relativas tendrán un valor entre 0.0 y 1.0. Generalmente se utilizan tres diferentes permeabilidades base: la permeabilidad absoluta al aire, la permeabilidad absoluta al agua y la permeabilidad al aceite a la saturación de agua congénita del yacimiento, al utilizar esta permeabilidad como base, se tiene que la permeabilidad relativa al aceite a la saturación de agua congénita es de 1.0 o de 100%.

Las gráficas de las permeabilidades relativas, son divididas en tres partes o regiones para su estudio, en la figura 3.17 se observa una gráfica típica de permeabilidades relativas que nos muestra las tres regiones en que es dividida, la región "A", representa la saturación de agua irreductible, la región "B", muestra la relación que existe entre ambas fases agua y aceite, al ser dos fluidos inmiscibles cada fase obstaculiza el flujo de la otra fase, la región "C", muestra a la saturación de aceite residual. De las regiones A y C, el interés se encuentra en las saturaciones irreductible y residual, ya que los demás valores de saturación hacia los extremos suponen valores donde ya no existe flujo, y solo son considerados para procesos de recuperación terciaria.

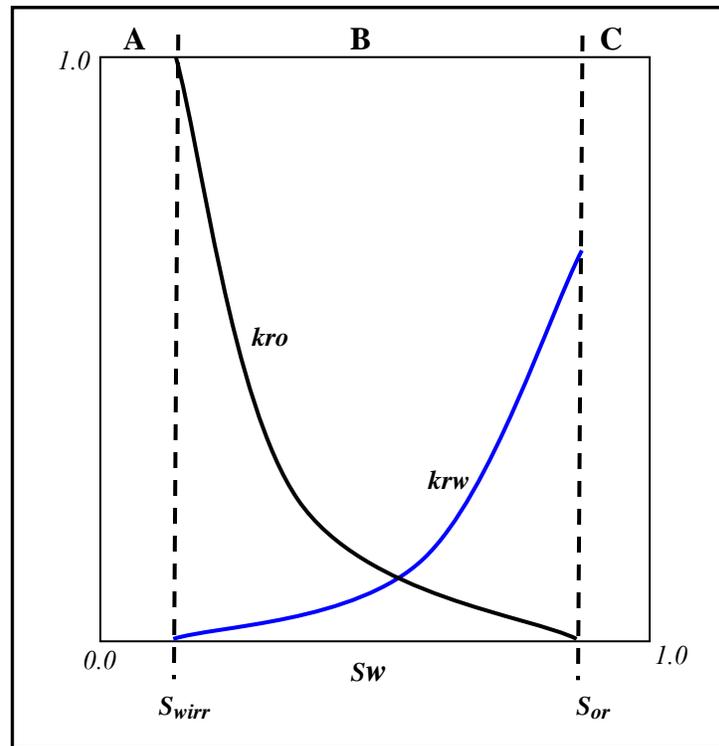


Figura 3.17.- Gráfica típica de las permeabilidades relativas.

III.3.1 Obtención de las Permeabilidades Relativas.⁸

Para la predicción del comportamiento de un yacimiento, es importante conocer las permeabilidades relativas de los fluidos, ya que son las que gobiernan el flujo de los fluidos que se encuentren en el yacimiento e influyen directamente en la producción de hidrocarburos. Existen tres formas para poder determinar las curvas de permeabilidad relativa:

- Por medio de núcleos, en pruebas de laboratorio.
- Por datos de campo.
- Por correlaciones.

III.3.1.1 Cálculo de las Permeabilidades Relativas a través de Núcleos.

En caso de poder contar con núcleos, se podrán realizar muchas pruebas para, determinar diversas propiedades del sistema roca-fluidos, sin embargo se trata de un análisis especial, y no todos los laboratorios pueden realizar esta prueba. Además, se debe prever que el núcleo sea representativo del yacimiento o se deberán obtener diversos núcleos del mismo yacimiento, y tomar en cuenta que los núcleos pueden llegar a tener daños provocados por el fluido de perforación o por la manera de obtener dichos núcleos.

Hay dos métodos básicos para obtener los datos de permeabilidad relativa a través de núcleos, el método de régimen permanente (steady-state) y el método de régimen variable (unsteady-state).

Régimen Permanente (Steady-State).

El método de régimen permanente, se basa en inyectar el mismo volumen de ambos fluidos, hasta que la producción de éstos sea la misma para alcanzar el denominado régimen permanente. A continuación se establecen los pasos que se suelen aplicar a esta prueba:

1. Se prepara la muestra en una celda.
2. Se inyecta el mismo volumen de agua y aceite, en la muestra.
3. Se prosigue la inyección de ambos líquidos, hasta que el volumen de producción de cada fluido, sea idéntico al volumen de inyección.
4. Se mide, la caída de presión, y la saturación de ambos fluidos por medio de resistividad o balance de materia.
5. Se cambia el volumen de inyección, para cubrir el rango de saturaciones.

En la figura 3.18, se muestra una idealización de la prueba.

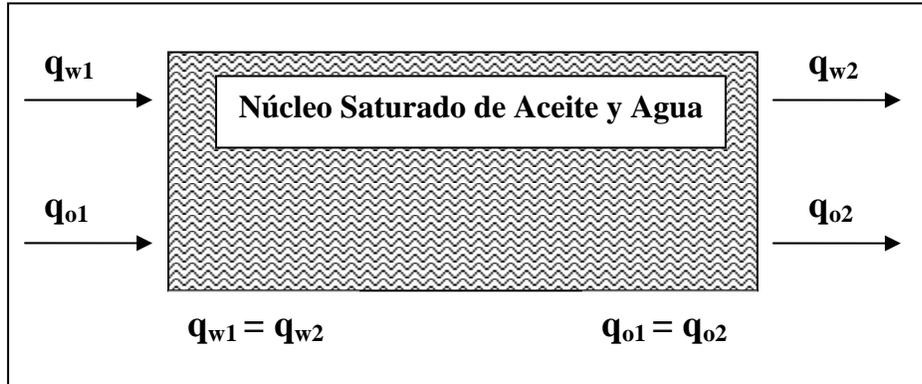


Figura 3.18.- Medición de las permeabilidades relativas por el método de régimen permanente.

Los valores de las saturaciones en los extremos (S_{or} y S_{wirr}), se obtienen inyectando un solo fluido, hasta que deja de producirse el otro fluido. En este método no se toman en cuenta los efectos capilares y la fuerza de gravedad.

El método es conceptualmente simple, pero operativamente largo, ya que puede tardar días o semanas en realizarse. El cálculo es muy simple, ya que se utiliza la ley de Darcy para determinar las permeabilidades relativas, el subíndice “ i ”, se refiere al fluido que se desee analizar.

$$q_i = \frac{kA\Delta P}{\mu_i L} k_{ri}$$

Régimen Variable (Unsteady-State).

El método de régimen variable, está basado en un proceso de desplazamiento inmisible. El núcleo es saturado con uno de los fluidos que se vaya a utilizar en la prueba, normalmente es el aceite, mientras que el agua es el fluido que será inyectado.

Los pasos para realizar esta prueba son los siguientes:

1. Lavado de la muestra para eliminación de agua y aceite.
2. Medición de la porosidad y permeabilidad al gas de la muestra.
3. Saturación con agua de formación.
4. Medición de la permeabilidad absoluta al agua.
5. Barrido con petróleo hasta obtener la S_{wirr} .
6. Medición de la permeabilidad efectiva del aceite.
7. Desplazamiento, por inyección de agua hasta obtener la S_{or} , registrando presiones y volúmenes de los fluidos producidos.
8. Medición de la permeabilidad efectiva del agua.
9. Cálculo de las propiedades.

Si la inyección se produce a presión constante, se registra el volumen producido de ambos fluidos. Si la inyección se produce a gasto constante, se registra el volumen producido de ambos fluidos, y la diferencia de presión entre ambas caras del núcleo, los registros se toman durante la prueba.

En la figura 3.19, se muestra una idealización de la prueba de régimen variable.

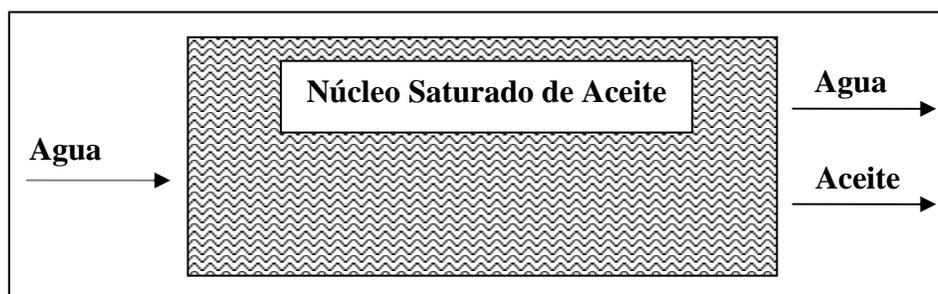


Figura 3.19.- Medición de las permeabilidades relativas por el método de régimen variable.

Para el cálculo de las permeabilidades relativas, se utiliza la teoría de avance frontal de Buckley y Leverett, completada por Welge y ampliada por Johnson, Bossler y Naumann. En el cálculo intervienen, primeras y segundas derivadas de los datos experimentales y ajustes numéricos, por lo cual se considera algo compleja la determinación de las permeabilidades relativas.

La metodología experimental es simple y el desarrollo teórico requiere que el medio sea totalmente homogéneo. La ventaja de este método es su simplicidad y su rapidez para realizar la prueba.

III.3.1.2 Cálculo de las Permeabilidades Relativas a través de Datos de Producción.

En caso de contar con datos de producción, las permeabilidades relativas pueden ser obtenidas con dichos datos y las ecuaciones correspondientes. Los datos de producción serán válidos, cuando la producción de los diferentes fluidos sea simultánea y sean de la formación de interés, los datos serán erróneos, en caso de que se presente conificación o intrusión de los fluidos de otras formaciones.

Los datos requeridos para obtener las permeabilidades relativas son: gastos de ambos fluidos (q_w y q_o), factores de volumen (B_w y B_o), y las viscosidades (μ_w y μ_o), se recomienda también tener los valores de k_w y k_o . En este método es indispensable que exista producción de agua, ya que en algunos yacimientos al comienzo de la explotación no producen agua, este método tiene otro beneficio, ya que al obtener estos datos, se adquiere un reflejo actual del comportamiento del yacimiento.

$$\frac{k_{ro}}{k_{rw}} = \frac{k_o}{k_w} = \frac{q_o B_o \mu_o}{q_w B_w \mu_w}$$

donde:

k_{rw} = Permeabilidad relativa del agua

k_{ro} = Permeabilidad relativa del aceite

q_w = Gasto del agua

q_o = Gasto del aceite

B_w = Factor de volumen del agua

B_o = Factor de volumen del aceite

μ_w = Viscosidad del agua

μ_o = Viscosidad del agua

III.3.1.3 Cálculo de las Permeabilidades Relativas a través de Correlaciones.

Cuando no se tienen núcleos o datos de producción, se puede recurrir a las correlaciones, sin embargo, las características del yacimiento, pueden diferir con las características que se usaron para la correlación, lo cual originaría un enorme error, afortunadamente existen varias correlaciones que representan diversos yacimientos y distintas características del sistema roca-fluidos. Estas correlaciones, usadas en conjunción con datos de campo pueden representar el fenómeno de flujo con una mejor aproximación.

III.3.2 Núcleos Inalterados y Restaurados. ^{2, 14}

En caso de determinar las permeabilidades relativas, por medio del laboratorio, es necesario que las propiedades de flujo correspondan a las de la formación, por lo tanto es vital tener un manejo apropiado de las muestras de núcleos para garantizar que la mojabilidad se mantenga desde la formación hasta el aparato de prueba del laboratorio.

El termino “condiciones inalteradas”, se usa para indicar que la muestra de la roca conserva la mojabilidad preferente original y frecuentemente las saturaciones de los fluidos del yacimiento, desde la formación hasta el laboratorio. Las “condiciones restauradas”, significan que la muestra del núcleo se limpia, se seca y después de esto se restaura su mojabilidad y saturación de los fluidos a las condiciones que según se cree, existen en el yacimiento.

Para restaurar una muestra del núcleo a la mojabilidad y saturación del yacimiento, se requiere una medida independiente de estas propiedades. En caso de que se este seguro que los procesos de extracción, manejo, transporte y almacenamiento de los núcleos, para la obtención de muestras de núcleos, no alteran la mojabilidad, no será necesaria la información independiente de la mojabilidad y saturación de fluidos de la formación, estos núcleos inalterados son los más deseables, si son debidamente manejados.

En 1958 Bobek y Mattas, presentaron un estudio detallado del efecto que tienen los fluidos del núcleo y los procedimientos de manipulación, sobre la alteración de la mojabilidad de la roca. Descubrieron que al exponer rocas naturalmente mojadas por agua durante un tiempo prolongado el filtrado de los lodos base aceite y emulsionados, podrían cambiar estas rocas a una mojabilidad neutral o por aceite. Los lodos base agua, también afectan la mojabilidad de las muestras de roca y los lodos bentoníticos de pH neutro o ácidos tienen un mínimo efecto.

Un estudio, indicó que la exposición de muestras de núcleos al aire libre, puede hacer que estos presenten una saturación de aceite residual mas elevada durante las pruebas de laboratorio, que la obtenida en las muestras de núcleos frescos. Además, las muestras de núcleos sujetas a extracción por solventes

presentaron una saturación de aceite residual más elevada que la de muestras de núcleos frescos no sujetos a la extracción, por solventes.

El oxígeno, también puede alterar considerablemente la mojabilidad de la roca, la exposición al aire afecta principalmente a las rocas mojadas por aceite, cambiándolas a mojabilidad por agua. Por lo tanto, es necesario proteger las muestras de núcleos de la contaminación de oxígeno. A continuación se muestran dos procedimientos para evitar la contaminación por oxígeno, es importante realizarse en el pozo, inmediatamente después de recuperado el núcleo.

1.- Sumérgase el núcleo, ya sea en salmuera desoxigenada de la formación o en salmuera sintética, contenida en tubos de acero recubiertos de cristal o en tubos de plástico que puedan sellarse contra el escape del contenido y también contra la penetración del oxígeno.

2.- Envuélvase los núcleos con una hoja de polietileno, cubierta por papel aluminio. A continuación, recúbrase este paquete con parafina o plástico.

La utilización de los núcleos restaurados se limita generalmente a las formaciones conocidas como, fuertemente mojadas por aceite o fuertemente mojadas por agua, puesto que es casi imposible dar a las muestras de núcleos alguna mojabilidad específica. En el caso de muestras, en las que gracias a la medida del ángulo de contacto o a las pruebas de imbibición en el pozo, se conozca una marcada mojabilidad por agua, el procedimiento recomendado es:

1.- Saturar la muestra de núcleo con agua.

2.- Desplazar una parte de esta agua con aceite refinado, hasta obtener la saturación simulada del yacimiento con agua congénita.

3.- Llevar a cabo la prueba de permeabilidad relativa.

III.3.3 Permeabilidad Relativa y Mojabilidad.^{5, 14}

Como se comento anteriormente, las gráficas de permeabilidad relativa, son capaces de indicarnos la mojabilidad preferente del yacimiento, este método esta considerado como cualitativo.

Las diferencias en las permeabilidades relativas, son causadas principalmente por la distribución de fluidos, si consideramos un núcleo mojado por agua, el agua se localizara en los poros pequeños y su efecto en el flujo de aceite será pobre, ya que no significará un bloqueo en el flujo del aceite, por lo que su permeabilidad efectiva será alta, de manera similar ocurrirá si se considera un núcleo mojado por aceite, solo que se invertirían las consideraciones.

Craig, presento reglas prácticas para determinar la mojabilidad, indicando las diferencias en las curvas de permeabilidad relativa que caracterizan a los núcleos mojados por agua y mojados por aceite. En la tabla 3.4, se establecen las reglas prácticas para determinar la mojabilidad de la formación, a través de las curvas de permeabilidad relativa.

	Mojadas por Agua	Mojadas por Aceite
<i>Saturación de agua inicial.</i>	Generalmente mayor de 20% a 25%.	Generalmente menos del 15%, frecuentemente menos del 10%.
<i>Saturación a la cual son iguales las permeabilidades relativas al aceite y al agua.</i>	Mas del 50% de saturación de agua.	Menos del 50% de saturación de agua.
<i>Permeabilidad relativa al agua, a la máxima saturación de agua, es decir, al barrido total.</i>	Generalmente menos del 30%.	Mas del 50%, acercándose al 100%.

Tabla 3.4.- Reglas prácticas de las diferentes preferencias de mojabilidad.

En las figuras 3.20 y 3.21, se pueden observar las diferencias de cuando una roca es preferentemente mojada por agua y cuando es preferentemente mojada por aceite, a través de las curvas de permeabilidad relativa.

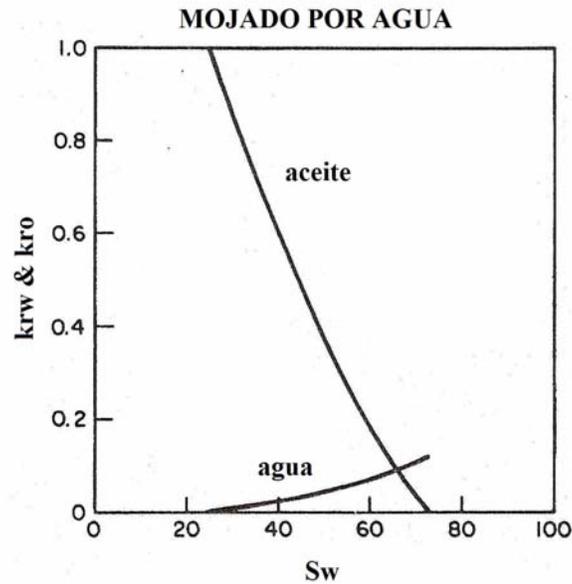


Figura 3.20.- Característica típica de las permeabilidades relativas, con mojabilidad por agua.

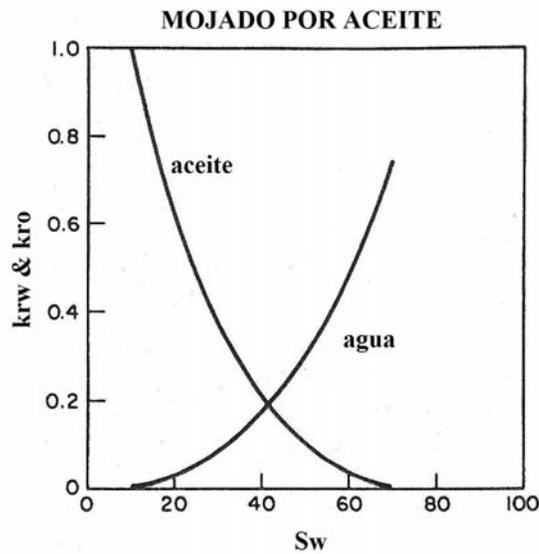


Figura 3.21.- Característica típica de las permeabilidades relativas, con mojabilidad por aceite.

III.4 Mojabilidad en la Simulación.^{8, 22, 28}

Como sabemos, la mojabilidad es un fenómeno del sistema roca – fluidos, que nos indica que fluido se encuentra adherido a la roca, y aunque es posible obtener su medición de una forma cuantitativa, sus valores no son utilizados para simular la mojabilidad en un yacimiento. La manera más práctica para representar la mojabilidad de un yacimiento en la simulación, es mediante las permeabilidades relativas.

Los datos de permeabilidad relativa serán obtenidos mediante correlaciones, las correlaciones empleadas se escogieron de tal manera que pudieran representar ya sea un comportamiento mojado por agua o por aceite, y para ello, se utilizaron las reglas prácticas para determinar la mojabilidad de los yacimientos mediante las gráficas de permeabilidad relativa.

En la actualidad hay un gran número de correlaciones, que nos ayudan a representar diversos ambientes tales como: determinados valores de permeabilidad y porosidad, mojabilidad, tipos de roca, desplazamiento por imbibición y drene, etc. Las correlaciones usadas, dependen de las saturaciones de agua, aceite, S_{wirr} , y S_{or} , esto nos hizo más sencillo adaptar las condiciones de mojabilidad, ya que estas saturaciones forman parte de las reglas prácticas.

Las correlaciones seleccionadas fueron las de Honarpour, Corey, Pirson y Willie ya que fueron las que más se ajustaron para los casos que se quieren representar, tres casos mojados por agua, uno de ellos fuertemente mojado, tres casos con mojabilidad intermedia y tres casos mojados por aceite, también uno de ellos fuertemente mojado.

III.5 Construcción del Modelo de Simulación.

Para la simulación, se construyó una malla de 10 celdas en dirección “*i*”, 10 celdas en dirección “*j*” y 50 celdas en dirección “*k*”, cada celda tiene una dimensión de 10 x 10 x 14 m, por lo que las dimensiones de la malla son 100 x 100 x 700 m.

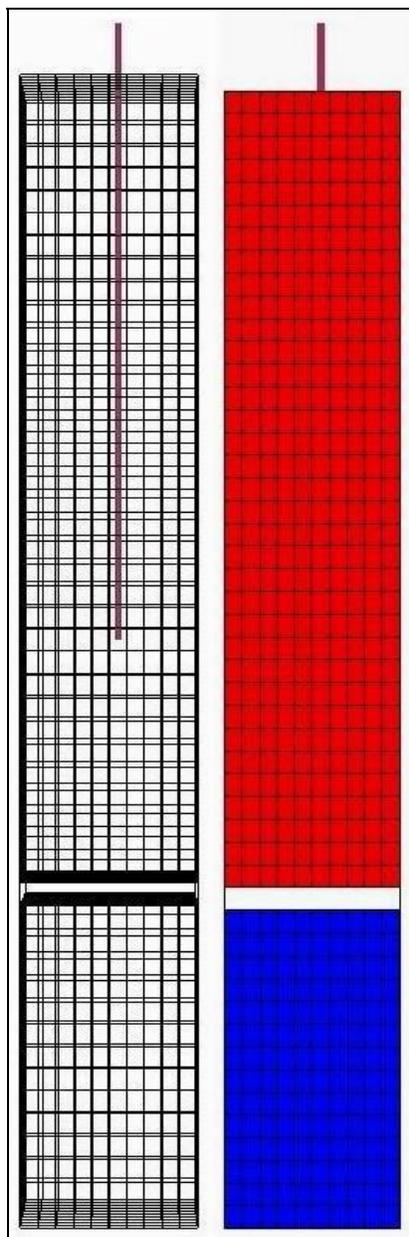


Figura 3.22.- Malla de simulación.

El pozo productor se encuentra ubicado en la celda (5,5) en dirección (i, j) , y la zona disparada se localiza en las celdas 21-25 en dirección $-z$. El diámetro de la tubería de producción es de 0.1524 m.

La presión inicial en el modelo de simulación, es de 345.0 bar (5004.0 psi), a una profundidad de 2400.0 m, el contacto agua - aceite se encuentra a 2904.0 m. La simulación contará con un acuífero activo, el acuífero esta conectado a las celdas vecinas del yacimiento. El tiempo de simulación es de 2000 días (aproximadamente 5.5 años).

La producción de aceite en un principio será de gasto constante 200 m³/d (1260 bl/d), hasta que la presión en el fondo del pozo sea de 35 bar (507.63 psi), esta presión se mantendrá hasta finalizar la simulación.

El yacimiento se considera homogéneo, por lo tanto, sus propiedades petrofísicas, son constantes en todo el yacimiento. Para poder analizar la mojabilidad de los yacimientos mediante la simulación, se utilizaran como fluidos únicamente agua y aceite. En la tabla 3.5, se encuentran las propiedades de los fluidos y de la roca.

Propiedades del Yacimiento		
	<i>Sistema Métrico</i>	<i>Unidades de Campo</i>
Porosidad	0.18 [%]	0.18 [%]
Permeabilidad X	200 [mD]	200 [mD]
Permeabilidad Y	200 [mD]	200 [mD]
Permeabilidad Z	200 [mD]	200 [mD]
Compresibilidad de la Roca	4.35E-5 [bar ⁻¹]	3.0E-6 [psi ⁻¹]
Densidad aceite	903.748 [Kg/m ³]	25 [API°]
Bo	1.100 [adim]	1.100 [adim]
Densidad agua	1038.0 [Kg/m ³]	64.80 [lb/ft ³]
Bw	1.029 [adim]	1.029 [adim]

Tabla 3.5.-Datos del yacimiento.

CAPÍTULO IV. YACIMIENTOS MOJADOS POR AGUA

Un yacimiento mojado por agua, se caracteriza por tener una saturación de agua congénita de 20% a 25%, y en su mayoría se trata de yacimientos de arenas, otro de sus aspectos es que se tiene una buena recuperación de aceite, esto principalmente a que el aceite no se queda adherido a las paredes de los poros y tiende a fluir mas fácilmente.

IV.1 Caso 1.

El caso 1, tiene como características una S_{wi} de 0.30% y una S_{or} de 0.10%, lo que ejemplificaría un yacimiento fuertemente mojado por agua, para este caso se utilizaron las correlaciones de Honarpour.

Correlaciones de Honarpour:

$$k_{rw} = 0.035388 \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} - 0.010874 \left[\frac{(S_w - S_{or})}{(1 - S_{wi} - S_{or})} \right]^{2.9} + 0.56556(S_w)^{3.6} (S_w - S_{wi}) \dots(4.1)$$

$$k_{ro} = 0.76067 \left[\frac{\left(\frac{S_o}{1 - S_{wi}} \right) - S_{or}}{1 - S_{or}} \right]^{1.8} \left(\frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^2 + 2.6318\phi(1 - S_{or})(S_o - S_{or}) \dots\dots\dots(4.2)$$

La tabla 4.1 y la figura 4.1, muestran los resultados obtenidos mediante las correlaciones de Honarpour.

Sw	krw	So	kro
0.30	0.00000	0.10	0.00000
0.35	0.00274	0.15	0.02145
0.40	0.00653	0.20	0.04387
0.45	0.01136	0.25	0.06894
0.50	0.01777	0.30	0.09905
0.55	0.02646	0.35	0.13727
0.60	0.03826	0.40	0.18729
0.65	0.05417	0.45	0.25341
0.70	0.07536	0.50	0.34054
0.75	0.10317	0.55	0.45412
0.80	0.13913	0.60	0.60018
0.85	0.18495	0.65	0.78527
0.90	0.24257	0.70	1.00000

Tabla 4.1.- Datos de las permeabilidades relativas, Caso 1.

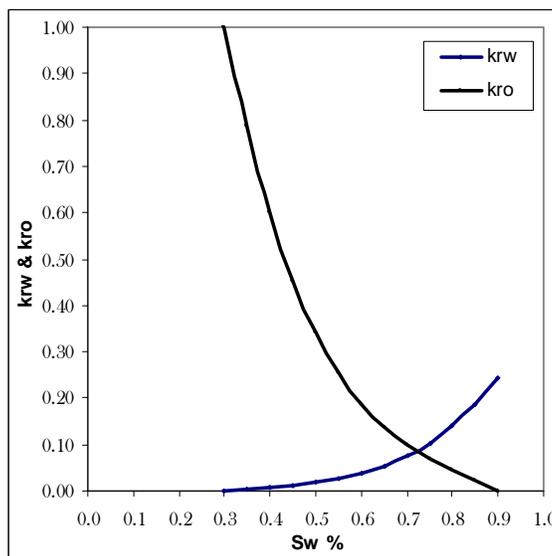


Figura 4.1.- Saturación de agua vs permeabilidad relativa, Caso 1.

Las características de la gráfica 4.1, representan a un yacimiento mojado por agua, ya que la intersección de las curvas de permeabilidad relativa ocurre aproximadamente a 0.73, sobre el eje de la saturación de agua, se tiene una S_{wi} de 0.30% y la permeabilidad a la saturación máxima de agua es de 0.24257, tal como nos lo indican las reglas prácticas para determinar la mojabilidad del yacimiento mediante las gráficas de permeabilidad relativa.

De la simulación del caso 1, se exponen a continuación sus resultados. En la figura 4.2, se observa que la producción de aceite de 200 [m³/día], se mantuvo durante aproximadamente 3.3 años, pero cae abruptamente hasta 60 [m³/día] en menos de un año, En cuanto a la entrada de agua se vuelve relevante poco antes de los 3 años.

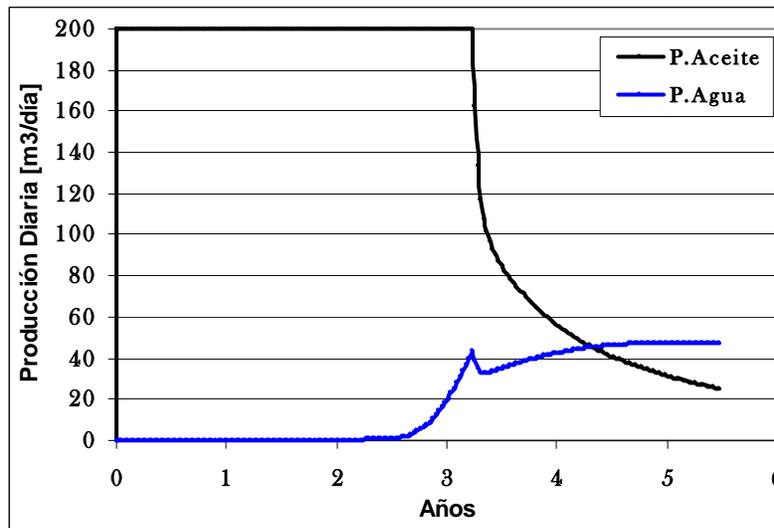


Figura 4.2.- Producción diaria de aceite y agua, Caso 1.

En la figura 4.3, vemos la caída de la presión en el fondo del pozo, al obligar al yacimiento a una producción constante, se observa una caída gradual ya que la presión desciende a razón de 100 [bar] por año, hasta alcanzar los 35 [bar]. Cabe mencionar que la simulación se hizo para una producción a gasto constante hasta que la presión sea de 35 [bar], de ahí en adelante la producción cambia a presión constante.

La figura 4.4, nos muestra la producción acumulada de aceite, la producción acumulada de aceite debido a la entrada de agua al yacimiento y la entrada acumulada de agua al yacimiento. Como se observa la entrada de agua aporta poco más de la mitad de la producción de aceite en este caso.

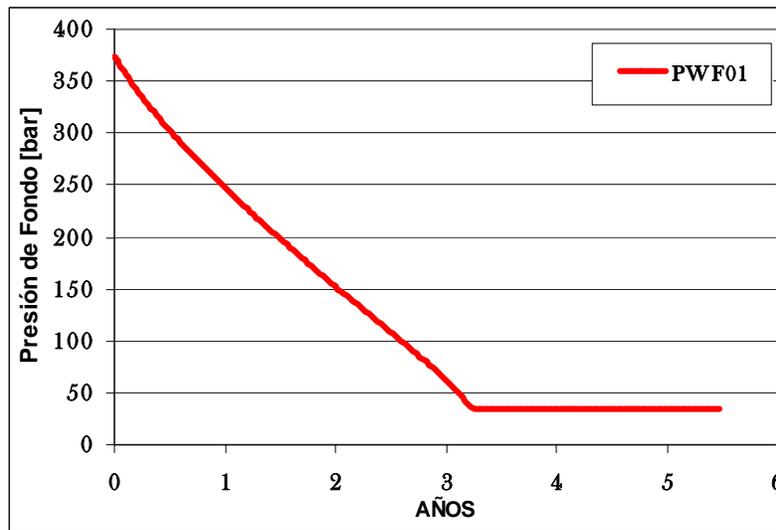


Figura 4.3.- Caída de presión en el fondo del pozo, Caso 1.

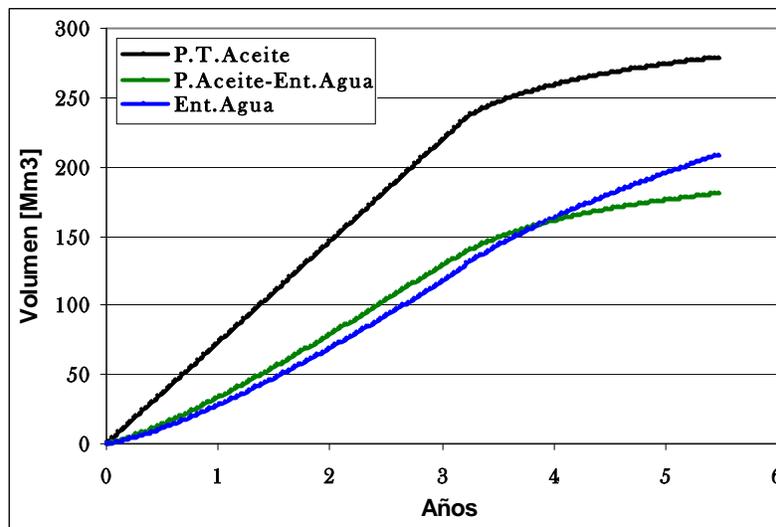


Figura 4.4.- Producción acumulada de aceite, Producción acumulada de aceite debido a la entrada de agua y Entrada acumulada de agua, del Caso 1.

IV.2 Caso 2.

El caso 2, tiene como características una S_{wi} de 0.28% y una S_{or} de 0.12%, lo que ejemplificaría un yacimiento mojado por agua, para este caso se utilizaron las correlaciones de Corey (ec. 4.3) y Pirson (ec. 4.4).

Correlaciones de Corey y Pirson:

$$k_{rw} = \left(1 - \frac{S_o}{1 - S_{wi}}\right)^4 \dots\dots\dots(4.3)$$

$$k_{ro} = \left[1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}}\right]^2 \dots\dots\dots(4.4)$$

La tabla 4.2 y la figura 4.5, muestran los resultados obtenidos mediante las correlaciones de Corey y Pirson.

Sw	krw	So	kro
0.28	0.00000	0.12	0.00000
0.33	0.00002	0.17	0.00694
0.38	0.00037	0.22	0.02778
0.43	0.00188	0.27	0.06250
0.48	0.00595	0.32	0.11111
0.53	0.01454	0.37	0.17361
0.58	0.03014	0.42	0.25000
0.63	0.05584	0.47	0.34028
0.68	0.09526	0.52	0.44444
0.73	0.15259	0.57	0.56250
0.78	0.23257	0.62	0.69444
0.83	0.34050	0.67	0.84028
0.88	0.48225	0.72	1.00000

Tabla 4.2.- Datos de las permeabilidades relativas, Caso 2.

Las características de la gráfica 4.5, representan a un yacimiento mojado por agua, ya que la intersección de las curvas de permeabilidad relativa ocurre aproximadamente a 0.69, sobre el eje de la saturación de agua, se tiene una S_{wi} de 0.28% y la permeabilidad a la saturación máxima de agua es de 0.48225.

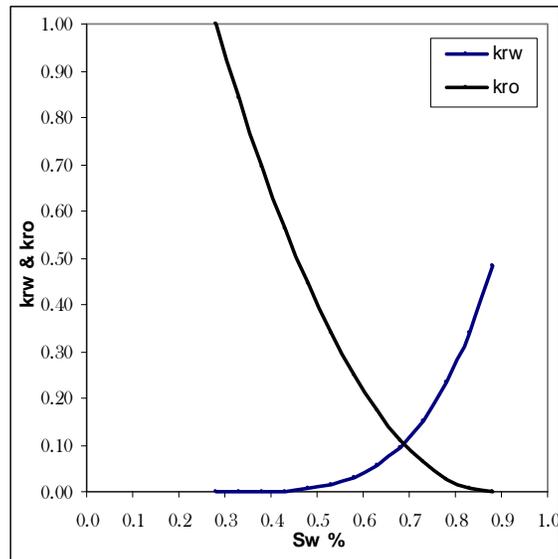


Figura 4.5.- Saturación de agua vs permeabilidad relativa, Caso 2.

La figura 4.6, nos indica que la producción se mantuvo constante hasta los 3.3 años aproximadamente, y cae a 50 [m³/día] a los 4 años, y la producción de agua se incremento de gran manera en un lapso de 5 meses y se estabiliza debido al cambio de producción.

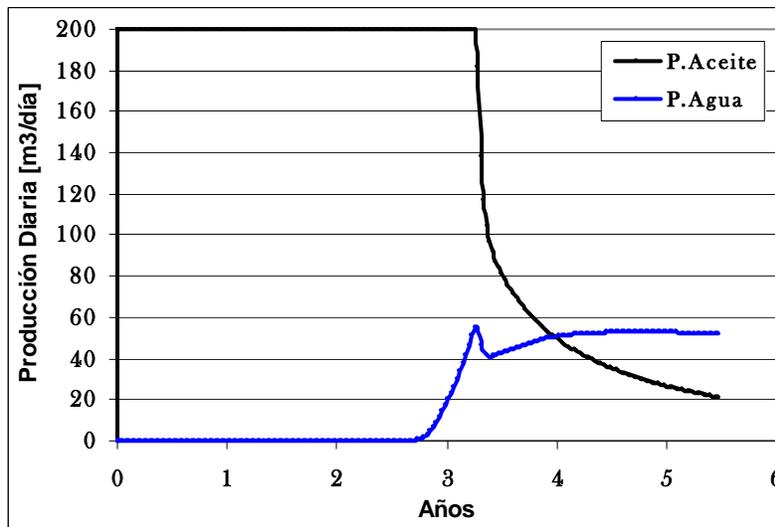


Figura 4.6.- Producción diaria de aceite y agua, Caso 2.

De manera muy similar al caso 1, la caída de presión es considerable y también cae a una razón de 100 [bar] por año, podemos añadir que la caída forma una pendiente de 45°, lo que se conoce como una relación 1 a 1, figura 4.7. En cuanto a la entrada de agua sigue siendo un factor importante en la producción de aceite, figura 4.8.

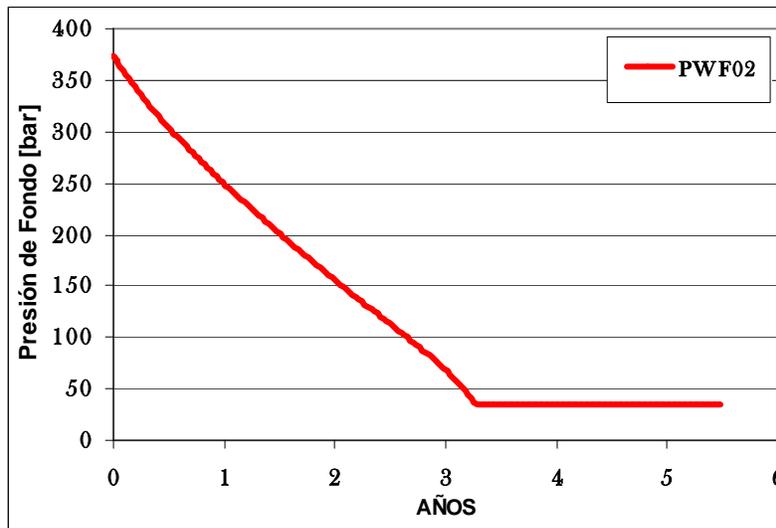


Figura 4.7.- Caída de presión en el fondo del pozo, Caso 2.

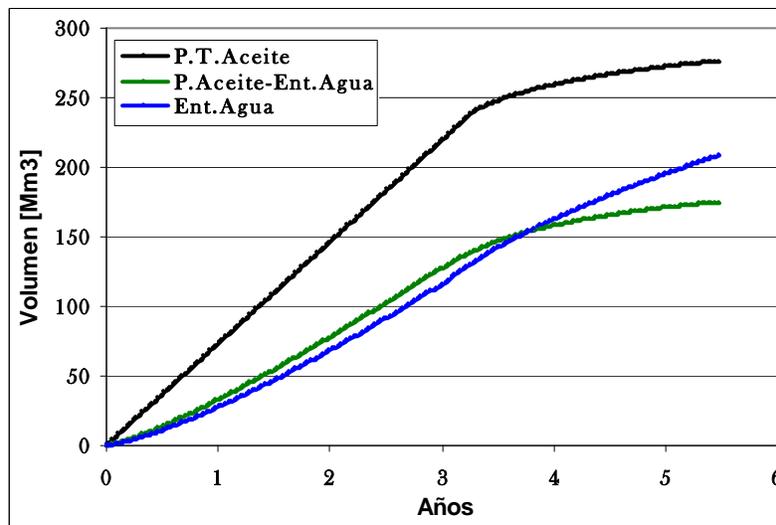


Figura 4.8.- Producción acumulada de aceite, Producción acumulada de aceite debido a la entrada de agua y Entrada acumulada de agua, del Caso 2.

IV.3 Caso 3.

El caso 3, tiene como características una S_{wi} de 0.26% y una S_{or} de 0.14%, lo que ejemplificaría un yacimiento mojado por agua, para este caso se utilizaron las correlaciones de Willie.

Correlaciones de Willie:

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^3 \dots\dots\dots(4.5)$$

$$k_{ro} = \left(1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^3 \dots\dots\dots(4.6)$$

La tabla 4.3 y la figura 4.9, muestran los resultados obtenidos mediante las correlaciones de Willie.

Sw	krw	So	kro
0.26	0.00000	0.14	0.00000
0.31	0.00031	0.19	0.01016
0.36	0.00247	0.24	0.02734
0.41	0.00833	0.29	0.05342
0.46	0.01974	0.34	0.09022
0.51	0.03856	0.39	0.13962
0.56	0.06663	0.44	0.20344
0.61	0.10581	0.49	0.28356
0.66	0.15794	0.54	0.38182
0.71	0.22488	0.59	0.50006
0.76	0.30847	0.64	0.64014
0.81	0.41058	0.69	0.80391
0.86	0.53304	0.74	0.99323

Tabla 4.3.- Datos de las permeabilidades relativas, Caso 3.

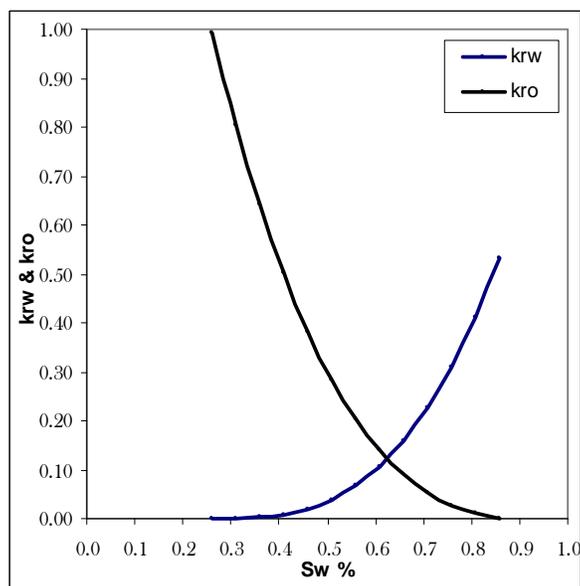


Figura 4.9.- Saturación de agua vs permeabilidad relativa, Caso 3.

Las características de la gráfica 4.9, representan a un yacimiento mojado por agua, ya que la intersección de las curvas de permeabilidad relativa ocurre aproximadamente a 0.63, sobre el eje de la saturación de agua, se tiene una S_{wi} de 0.26% y la permeabilidad a la saturación máxima de agua es de 0.53304.

La producción de aceite a gasto constante dura aproximadamente 3.2 años cayendo a 40 [m³/día] a los 4 años, la producción de agua comienza a manifestarse a los 2.5 años, aumentando rápidamente, ya que dobla su producción de los 3 a los 3.2 años, tal como lo muestra la figura 4.10.

En la figura 4.11, se observa que la presión cae gradualmente, los cambios en la producción cambian, como es de esperarse, cuando la presión llega a los 35 [bar], que es cuando ocurre el cambio de producción de gasto constante a presión constante.

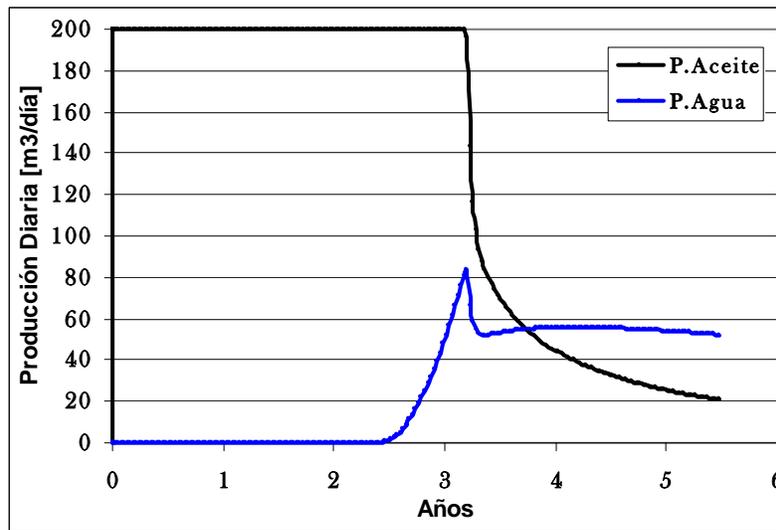


Figura 4.10.- Producción diaria de aceite y agua, Caso 3.

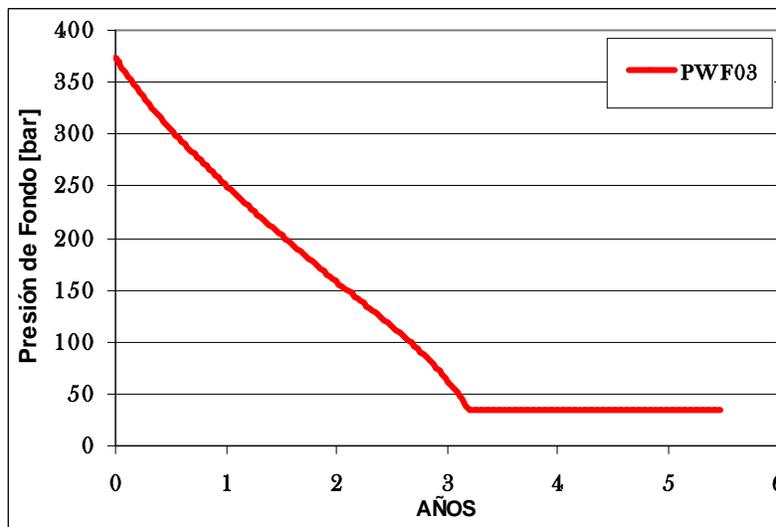


Figura 4.11.- Caída de presión en el fondo del pozo, Caso 3.

Por ultimo, en la figura 4.12, se observa que la entrada de agua sigue siendo un mecanismo de empuje importante para la producción de aceite, y que el volumen de agua que entra al yacimiento, es similar al volumen de aceite hasta los 3.4 años, después de ese tiempo comienza a disminuir la producción de aceite.

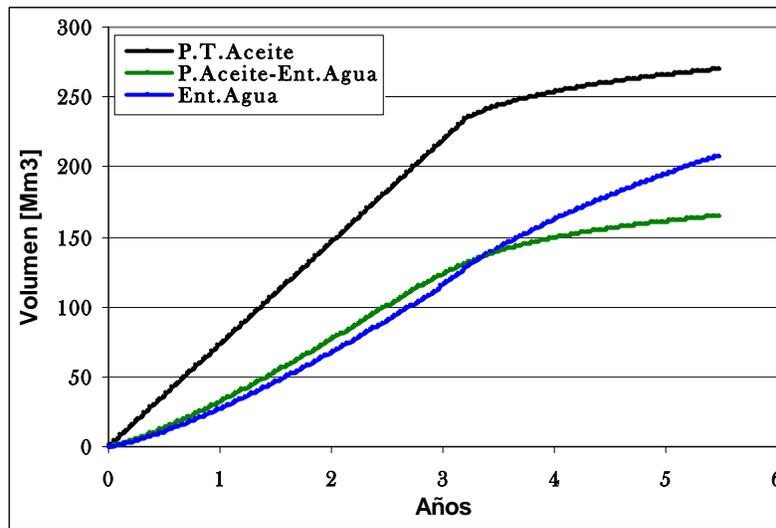


Figura 4.12.- Producción acumulada de aceite, Producción acumulada de aceite debido a la entrada de agua y Entrada acumulada de agua, del Caso 3.

CAPÍTULO V. YACIMIENTOS DE MOJABILIDAD INTERMEDIA

Los yacimientos con mojabilidad intermedia, se caracterizan por tener igual preferencia a ser mojados por agua o aceite. Su característica principal en las graficas de permeabilidad relativa es el cruce de las graficas k_{rw} y k_{ro} , la intersección de ambas curvas de estar cercana al 50% de la saturación de agua.

V.1 Caso 4.

El caso 4, tiene como características una S_{wi} de 0.24% y una S_{or} de 0.16%, lo que ejemplificaría a un yacimiento con mojabilidad intermedia, pero cercano a una mojabilidad por agua, para este caso se utilizaron las correlaciones de Corey.

Correlaciones de Corey:

$$k_{rw} = \left(1 - \frac{S_o}{1 - S_{wi}}\right)^2 \dots\dots\dots(5.1)$$

$$k_{ro} = \left(\frac{S_o}{1 - S_{wi}}\right)^3 \dots\dots\dots(5.2)$$

La tabla 5.1 y la figura 5.1, muestran los resultados obtenidos mediante las correlaciones de Corey. Las características de la gráfica 5.1, representan a un yacimiento mojado por agua, pero se le considerara de mojabilidad intermedia, ya que la intersección de las curvas de permeabilidad relativa ocurre aproximadamente a 0.57, sobre el eje de la saturación de agua, tiene una S_{wi} de 0.24% y la permeabilidad a la saturación máxima de agua es de 0.62327.

Sw	krw	So	kro
0.24	0.00000	0.16	0.00000
0.29	0.00433	0.21	0.01177
0.34	0.01731	0.26	0.03071
0.39	0.03895	0.31	0.05853
0.44	0.06925	0.36	0.09695
0.49	0.10821	0.41	0.14767
0.54	0.15582	0.46	0.21240
0.59	0.21208	0.51	0.29285
0.64	0.27701	0.56	0.39073
0.69	0.35059	0.61	0.50774
0.74	0.43283	0.66	0.64559
0.79	0.52372	0.71	0.80600
0.84	0.62327	0.76	0.99067

Tabla 5.1.- Datos de las permeabilidades relativas, Caso 4.

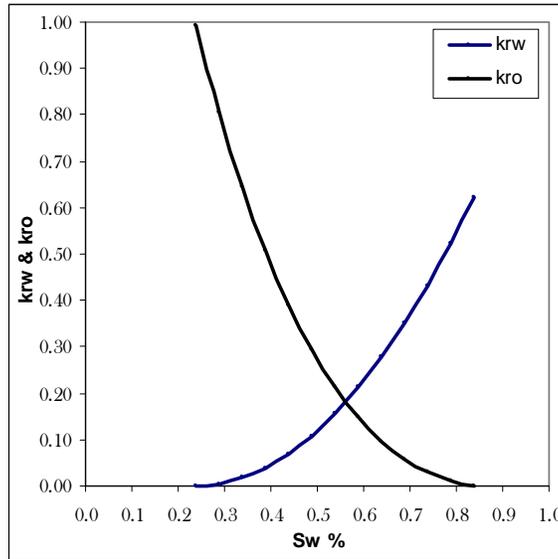


Figura 5.1.- Saturación de agua vs permeabilidad relativa, Caso 4.

Los resultados de la simulación, en cuanto a la producción diaria de aceite y agua, se muestran en la figura 5.2, la producción de aceite a gasto constante duró poco más de 3 años, mientras que la producción de agua aumenta en menos de 1 año, ya que pasa de 1 a 110 [m³/día].

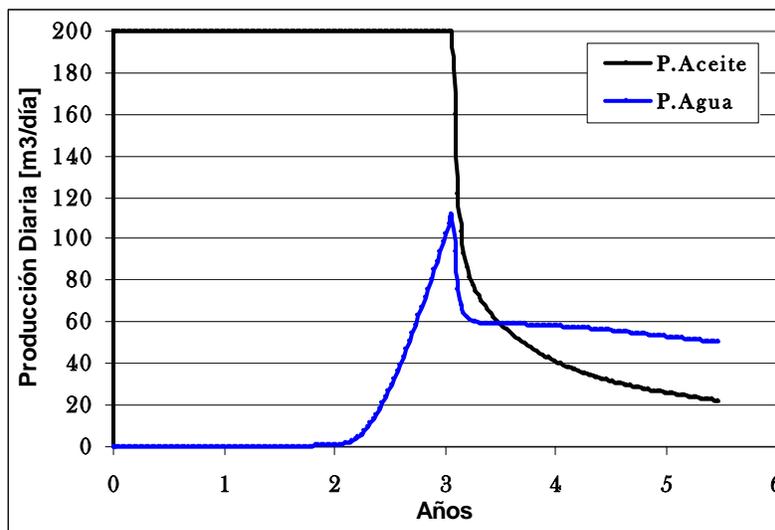


Figura 5.2.- Producción diaria de aceite y agua, Caso 4.

La figura 5.3, nos muestra la caída de presión en el fondo del pozo, como se puede apreciar, la caída de presión comienza de forma casi recta, desde el comienzo de la producción hasta el año 2, después se forma una curva hasta que se estabiliza a los 3 años, esta curva coincide con el comienzo de la producción de agua, por lo que podemos deducir que ese cambio en la caída de presión se debe a ese cambio que ocurre en el yacimiento, en el cual esta involucrado el acuífero.

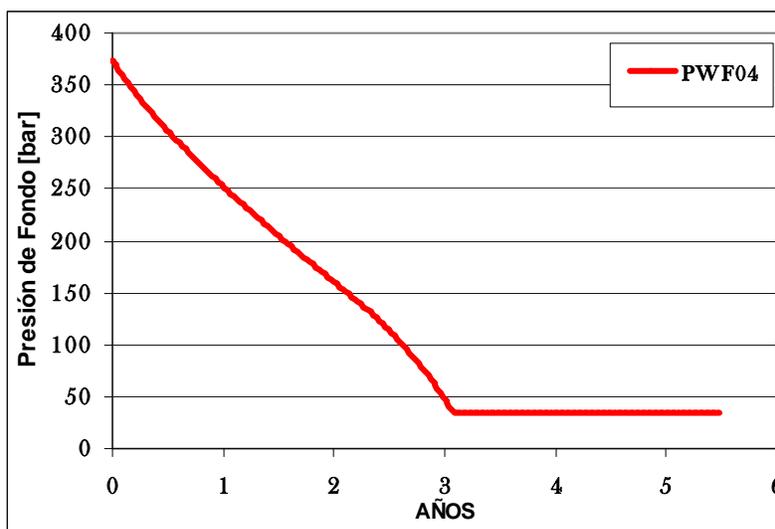


Figura 5.3.- Caída de presión en el fondo del pozo, Caso 4.

En la figura 5.4, se observa que el volumen de agua que entra al yacimiento, y la producción debido a ésta, es casi igual, y es hasta después de los 3 años que se comienza a ver un cambio, al finalizar la simulación se ve un decremento aproximado de 50 [Mm³].

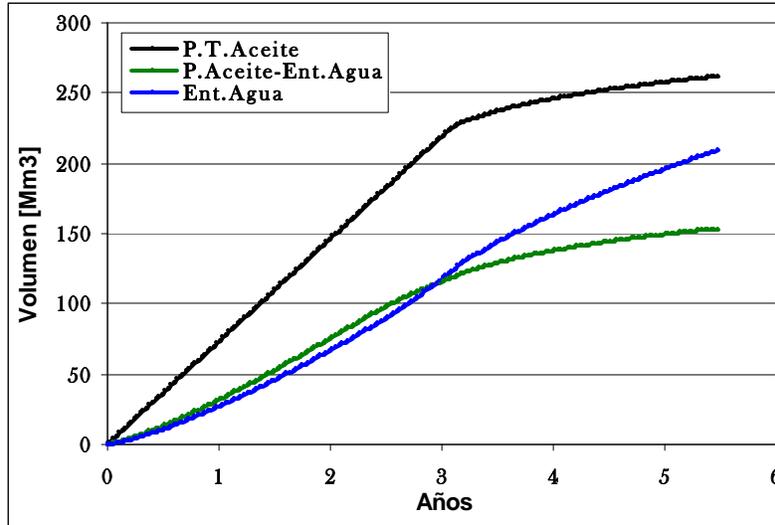


Figura 5.4.- Producción acumulada de aceite, Producción acumulada de aceite debido a la entrada de agua y Entrada acumulada de agua, del Caso 4.

V.2 Caso 5.

El caso 5, tiene como características una S_{wi} de 0.22% y una S_{or} de 0.18%, lo que ejemplificaría a un yacimiento con mojabilidad intermedia, para este caso se utilizaron las correlaciones de Corey.

Correlaciones de Corey:

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w}{1 - S_{or}} \right)^3 \left(2 - \frac{S_w}{1 - S_{or}} \right) \dots\dots\dots(5.3)$$

$$k_{ro} = \left(\frac{S_o}{1 - S_{wi}} \right)^3 \dots\dots\dots(5.4)$$

La tabla 5.2 y la figura 5.5, muestran los resultados obtenidos mediante las correlaciones de Corey.

Sw	krw	So	kro
0.22	0.00000	0.18	0.00000
0.27	0.02620	0.23	0.01335
0.32	0.06223	0.28	0.03397
0.37	0.10884	0.33	0.06344
0.42	0.16648	0.38	0.10334
0.47	0.23523	0.43	0.15525
0.52	0.31488	0.48	0.22076
0.57	0.40484	0.53	0.30143
0.62	0.50423	0.58	0.39886
0.67	0.61183	0.63	0.51462
0.72	0.72606	0.68	0.65030
0.77	0.84505	0.73	0.80747
0.82	0.96656	0.78	0.98771

Tabla 5.2.- Datos de las permeabilidades relativas, Caso 5.

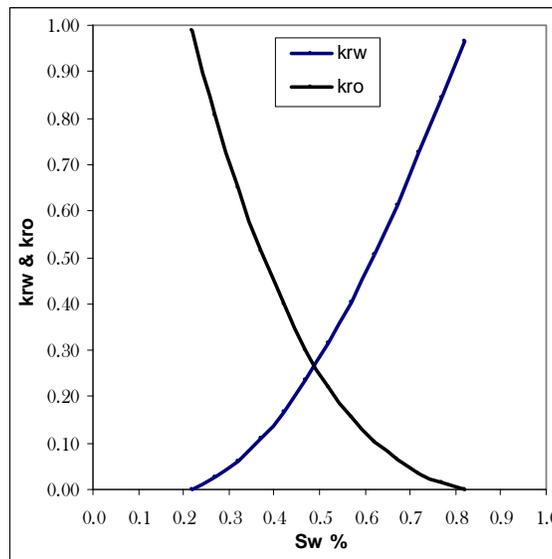


Figura 5.5.- Saturación de agua vs permeabilidad relativa, Caso 5.

Las características de la gráfica 5.5, representan a un yacimiento con mojabilidad intermedia, ya que la intersección de las curvas de permeabilidad relativa ocurre aproximadamente a 0.49, sobre el eje de la saturación de agua, tiene una S_{wi} de 0.22% y la permeabilidad a la saturación máxima de agua es de 0.96656.

La producción de aceite se logra mantener durante 3 años, y cae de manera casi vertical a 80 [m³/día], en un lapso de tiempo muy corto, mientras que la producción de agua pasa de 20 [m³/día] a 130 [m³/día] en 1 año, tal como lo muestra la figura 5.6.

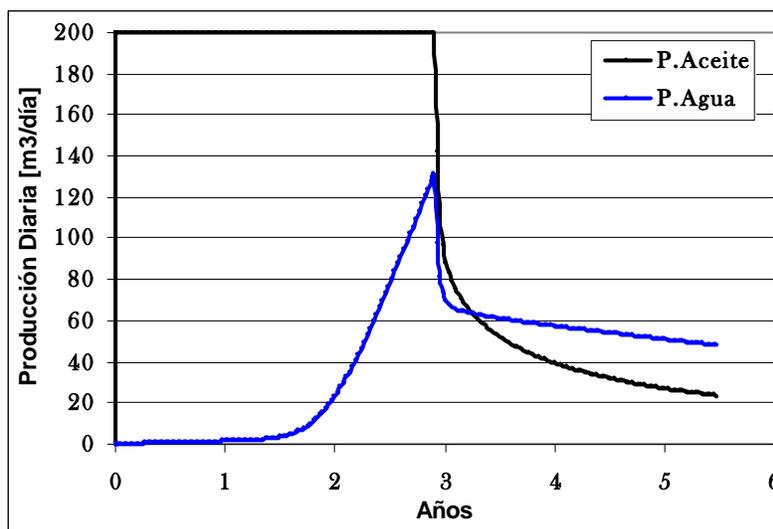


Figura 5.6.- Producción diaria de aceite y agua, Caso 5.

La figura 5.7, nos muestra como cae la presión en este caso, se observa como la presión desciende de manera paulatina hasta que comienza la producción de agua, estabilizándose antes de los 3 años. En la figura 5.8, podemos observar que después de los 2.7 años, la producción acumulada de aceite debido a la entrada de agua disminuye casi un 50%, llegando al final de la simulación a más de 50 [Mm³].

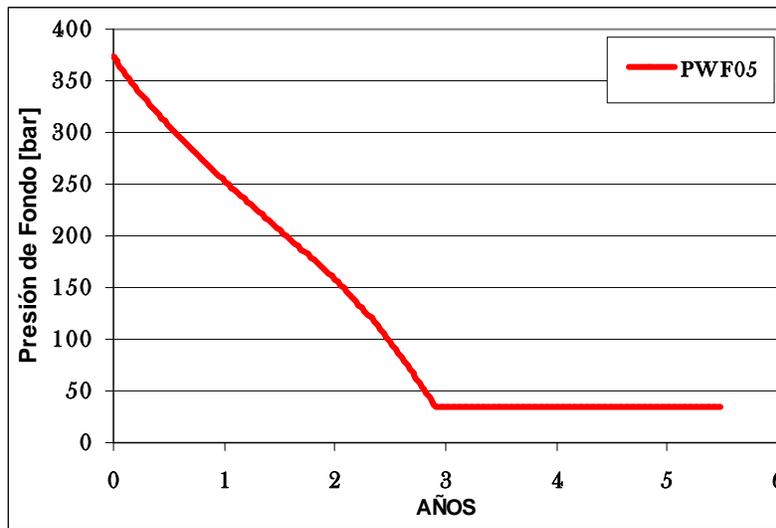


Figura 5.7.- Caída de presión en el fondo del pozo, Caso 5.

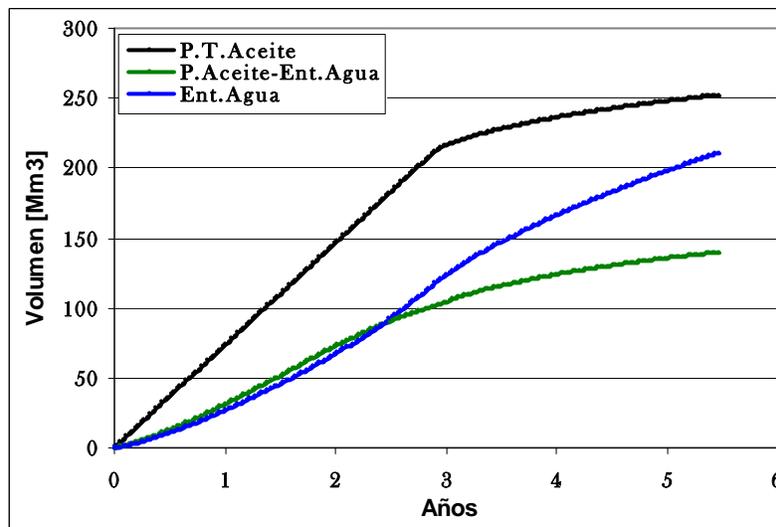


Figura 5.8.- Producción acumulada de aceite, Producción acumulada de aceite debido a la entrada de agua y Entrada acumulada de agua, del Caso 5.

V.3 Caso 6.

El caso 6, tiene como características una S_{wi} de 0.18% y una S_{or} de 0.22%, lo que ejemplificaría a un yacimiento con mojabilidad intermedia, pero cercano a una mojabilidad por aceite, para este caso se utilizaron las correlaciones de Corey.

Correlaciones de Corey:

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w}{1 - S_{or}} \right)^3 \dots\dots\dots(5.5)$$

$$k_{ro} = \left(1 - \frac{S_w}{1 - S_{or}} \right)^2 \dots\dots\dots(5.6)$$

La tabla 5.3 y la figura 5.9, muestran los resultados obtenidos mediante las correlaciones de Corey.

Sw	krw	So	kro
0.18	0.00000	0.22	0.00000
0.23	0.01335	0.27	0.00411
0.28	0.03397	0.32	0.01644
0.33	0.06344	0.37	0.03698
0.38	0.10334	0.42	0.06575
0.43	0.15525	0.47	0.10273
0.48	0.22076	0.52	0.14793
0.53	0.30143	0.57	0.20135
0.58	0.39886	0.62	0.26298
0.63	0.51462	0.67	0.33284
0.68	0.65030	0.72	0.41091
0.73	0.80747	0.77	0.49721
0.78	0.98771	0.82	0.59172

Tabla 5.3.- Datos de las permeabilidades relativas, Caso 6.

Las características de la gráfica 5.9, representan a un yacimiento mojado por aceite, pero se le considerara de mojabilidad intermedia, ya que la intersección de las curvas de permeabilidad relativa ocurre aproximadamente a 0.45, sobre el eje de la saturación de agua, tiene una S_{wi} de 0.18% y la permeabilidad a la saturación máxima de agua es de 0.98771.

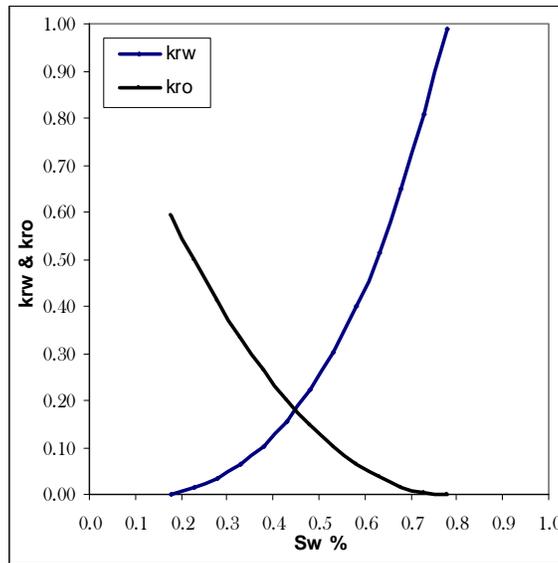


Figura 5.9.- Saturación de agua vs permeabilidad relativa, Caso 6.

La producción de aceite a gasto constante dura casi 3 años, cayendo inmediatamente a 80 [m3/día] y en 1 año desciende hasta casi 40 [m3/día], la producción de agua, es relevante hasta 1.5 años después del comienzo de la simulación, llegando a 140 [m3/día] al llegar a los 3 años, como se muestra en la figura 5.10.

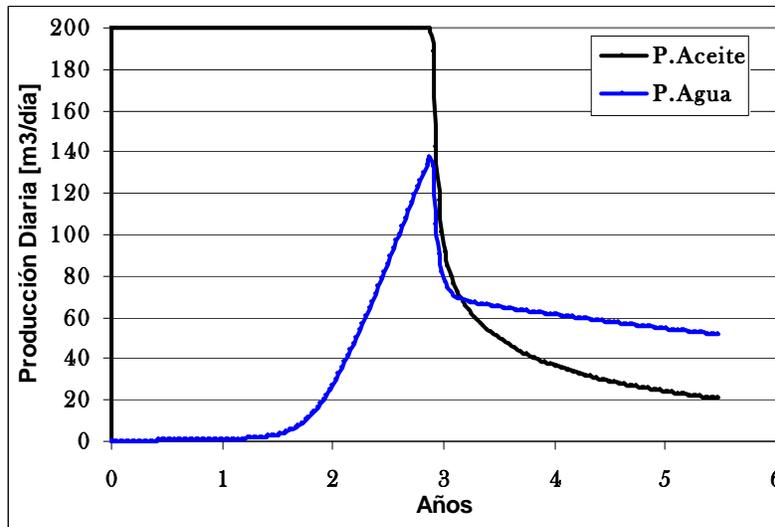


Figura 5.10.- Producción diaria de aceite y agua, Caso 6.

La figura 5.11 muestra la caída de la presión en el fondo del pozo, notándose más la curva en la gráfica y su relación con la producción de agua. La figura 5.12, muestra que la producción de aceite debido a la entrada de agua es prácticamente del 50%.

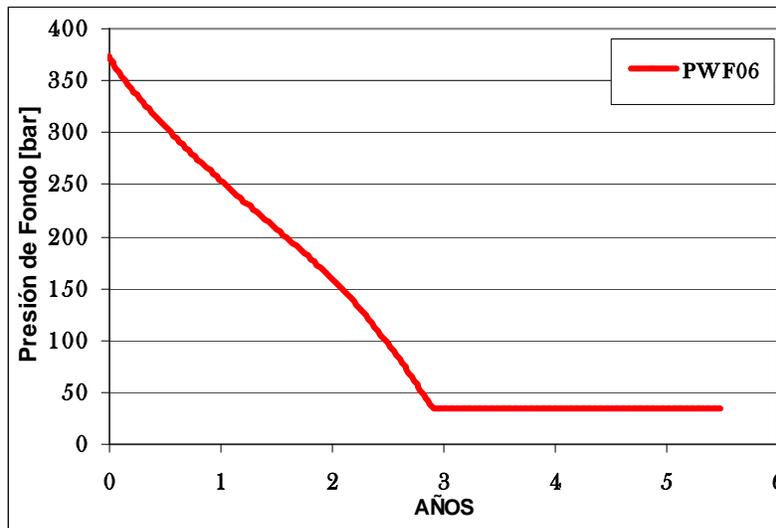


Figura 5.11.- Caída de presión en el fondo del pozo, Caso 6.

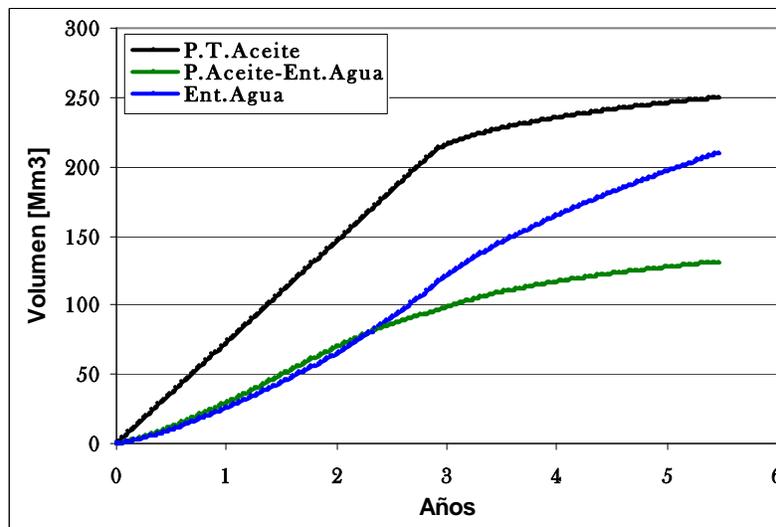


Figura 5.12.- Producción acumulada de aceite, Producción acumulada de aceite debido a la entrada de agua y Entrada acumulada de agua, del Caso 6.

CAPÍTULO VI. YACIMIENTOS MOJADOS POR ACEITE

Los yacimientos mojados por aceite se caracterizan por tener una saturación de agua congénita e irreductible de 15% a 10%, se tratan en su mayoría de yacimientos carbonatados, en cuanto a la recuperación de aceite es baja, ya que el aceite permanece adherido a las paredes de los poros, y por lo tanto es más difícil que fluya.

VI.1 Caso 7.

El caso 7, tiene como características una S_{wi} de 0.16% y una S_{or} de 0.24%, lo que ejemplificaría un yacimiento mojado por aceite, para este caso se utilizaron las correlaciones de Willie.

Correlaciones de Willie:

$$k_{rw} = \left(1 - \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or}}\right)^3 \dots\dots\dots(6.1)$$

$$k_{ro} = \left(\frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or}}\right)^3 \dots\dots\dots(6.2)$$

La tabla 6.1 y la figura 6.1, muestran los resultados obtenidos mediante las correlaciones de Willie. Las características de la gráfica 6.1, representan a un yacimiento mojado por aceite, ya que la intersección de las curvas de permeabilidad relativa ocurre aproximadamente a 0.39, sobre el eje de la saturación de agua, se tiene una S_{wi} de 0.16% y la permeabilidad a la saturación máxima de agua es de 1.0.

Sw	krw	So	kro
0.16	0.00000	0.24	0.00000
0.21	0.01177	0.29	0.00028
0.26	0.03071	0.34	0.00228
0.31	0.05853	0.39	0.00769
0.36	0.09695	0.44	0.01822
0.41	0.14767	0.49	0.03559
0.46	0.21240	0.54	0.06151
0.51	0.29285	0.59	0.09767
0.56	0.39073	0.64	0.14579
0.61	0.50774	0.69	0.20759
0.66	0.64559	0.74	0.28475
0.71	0.80600	0.79	0.37901
0.76	0.99067	0.84	0.49205

Tabla 6.1.- Datos de las permeabilidades relativas, Caso 7.

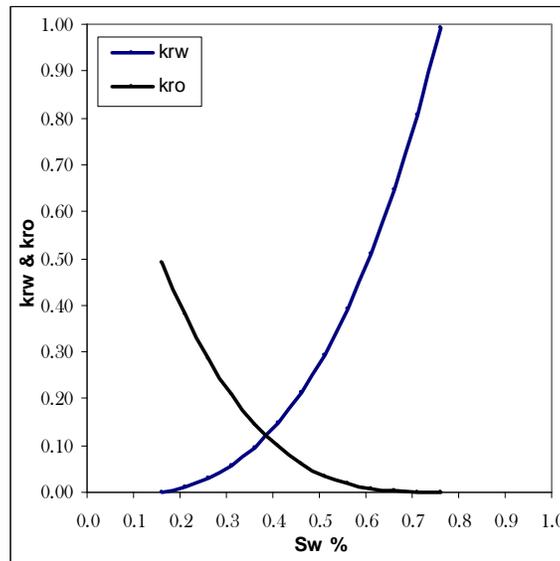


Figura 6.1.- Saturación de agua vs permeabilidad relativa, Caso 7.

Los resultados de la producción de aceite y agua se muestran en la figura 6.2, en ella se observa una caída de la producción de los 200 [m³/día] hasta 70 [m³/día], en cuestión de días, mientras que la producción de agua asciende rápidamente, pasando de los 20 [m³/día] a 160 [m³/día] en 1 año aproximadamente.

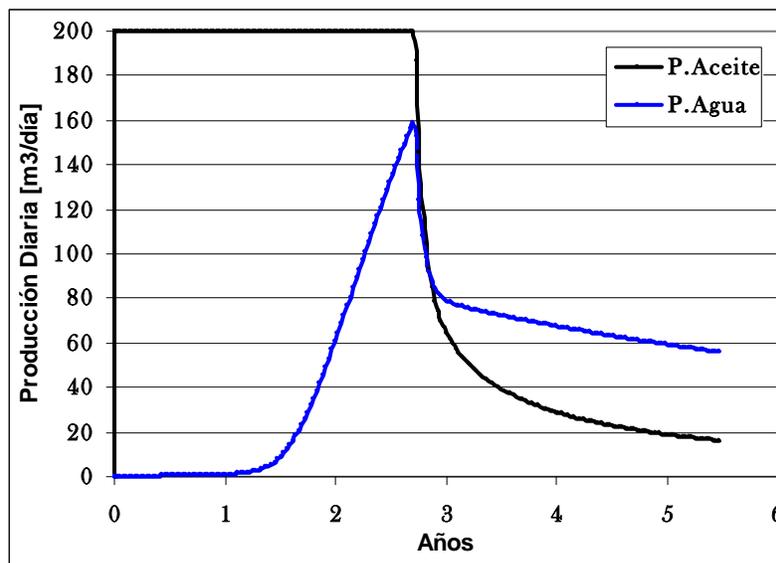


Figura 6.2.- Producción diaria de aceite y agua, Caso 7.

La caída de la presión en el fondo del pozo, se muestra en la figura 6.3, la curva que se aprecia en la gráfica, esta relacionada con el comienzo de la producción de agua, esto puede significar que el acuífero ha comenzado a aumentar el volumen de agua que entra al yacimiento.

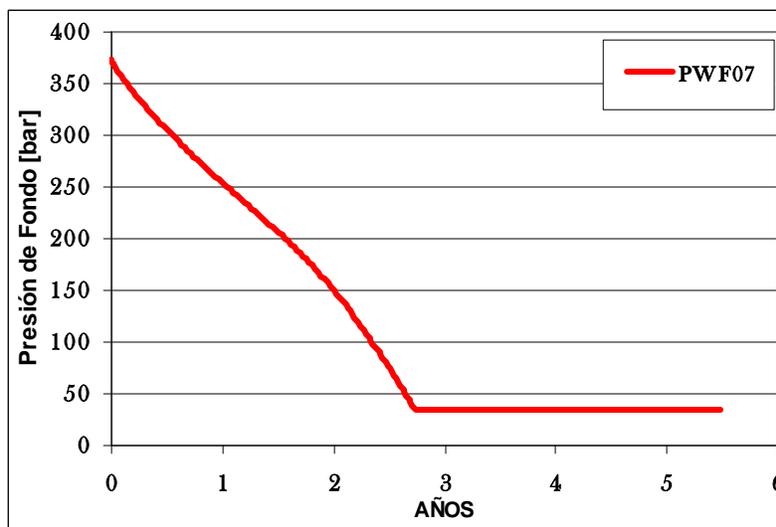


Figura 6.3.- Caída de presión en el fondo del pozo, Caso 7.

En la figura 6.4, se logra observar que la entrada de agua al yacimiento aporta un 45%, de la producción de aceite, por lo que podemos afirmar que es un importante mecanismo de desplazamiento.

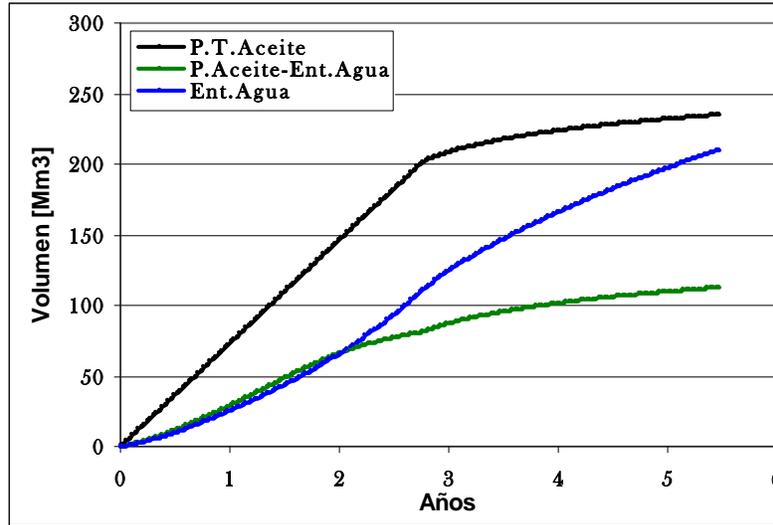


Figura 6.4.- Producción acumulada de aceite, Producción acumulada de aceite debido a la entrada de agua y Entrada acumulada de agua, del Caso 7.

VI.2 Caso 8.

El caso 8, tiene como características una S_{wi} de 0.14% y una S_{or} de 0.26%, lo que ejemplificaría un yacimiento mojado por aceite, para este caso se utilizaron las correlaciones de Corey, adecuadas a esta condición.

Correlaciones de Corey:

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w}{1 - S_{or}} \right)^3 \left(2 - \frac{S_w}{1 - S_{or}} \right) \dots\dots\dots(6.3)$$

$$k_{ro} = \left(1 - \frac{S_w}{1 - S_{or}} \right)^4 \dots\dots\dots(6.4)$$

La tabla 6.2 y la figura 6.5, muestran los resultados obtenidos mediante las correlaciones de Corey.

Sw	krw	So	kro
0.14	0.00000	0.26	0.00000
0.19	0.01725	0.31	0.00002
0.24	0.04490	0.36	0.00033
0.29	0.08453	0.41	0.00169
0.34	0.13716	0.46	0.00534
0.39	0.20336	0.51	0.01303
0.44	0.28318	0.56	0.02701
0.49	0.37616	0.61	0.05004
0.54	0.48135	0.66	0.08537
0.59	0.59730	0.71	0.13675
0.64	0.72207	0.76	0.20843
0.69	0.85320	0.81	0.30516
0.74	0.98774	0.86	0.43219

Tabla 6.2.- Datos de las permeabilidades relativas, Caso 8.

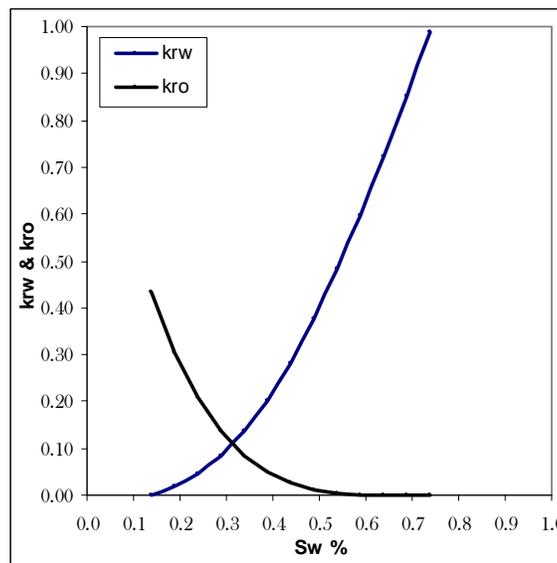


Figura 6.5.- Saturación de agua vs permeabilidad relativa, Caso 8.

Las características de la gráfica 6.5, representan a un yacimiento mojado por aceite, ya que la intersección de las curvas de permeabilidad relativa ocurre aproximadamente a 0.31, sobre el eje de la saturación de agua, se tiene una S_{wi} de 0.14% y la permeabilidad a la saturación máxima de agua es de 1.0.

La figura 6.6, muestra que la producción de aceite, se mantuvo hasta los 2.5 años, cayendo a 50 [m³/día] en 6 meses, la producción de agua, empezó a ser notoria a partir de 1 año, aumentando 20 [m³/día] cada 2.5 meses aproximadamente. En la figura 6.7, se muestra la gráfica de la caída de la presión.

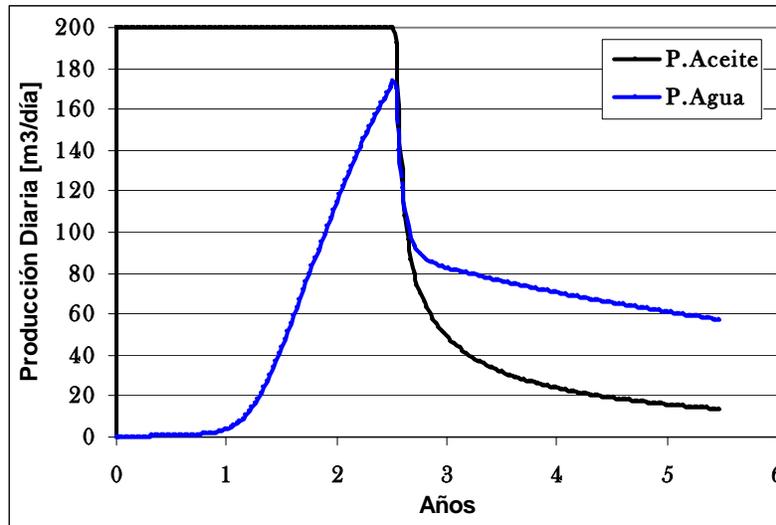


Figura 6.6.- Producción diaria de aceite y agua, Caso 8.

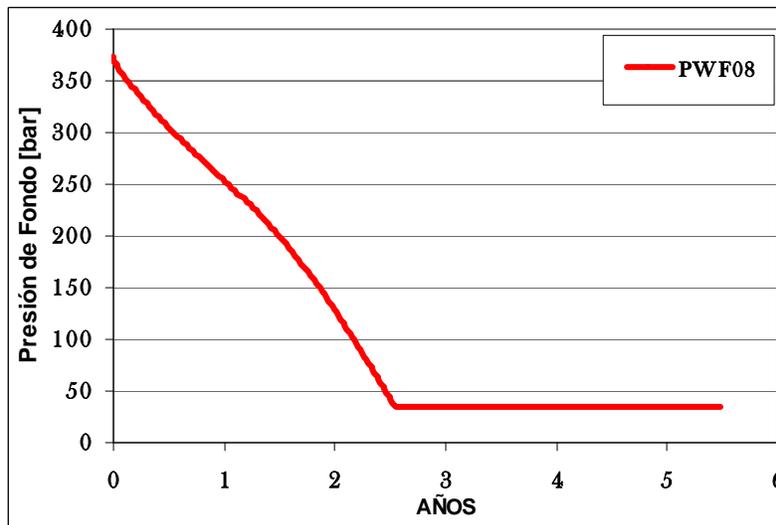


Figura 6.7.- Caída de presión en el fondo del pozo, Caso 8.

La figura 6.8 se observa que la entrada de agua y su relación con la producción de aceite debido a esta, se mantiene casi igual hasta casi los 2 años, pero después se separan, y al final se observa una diferencia de mas de 100 [Mm³].

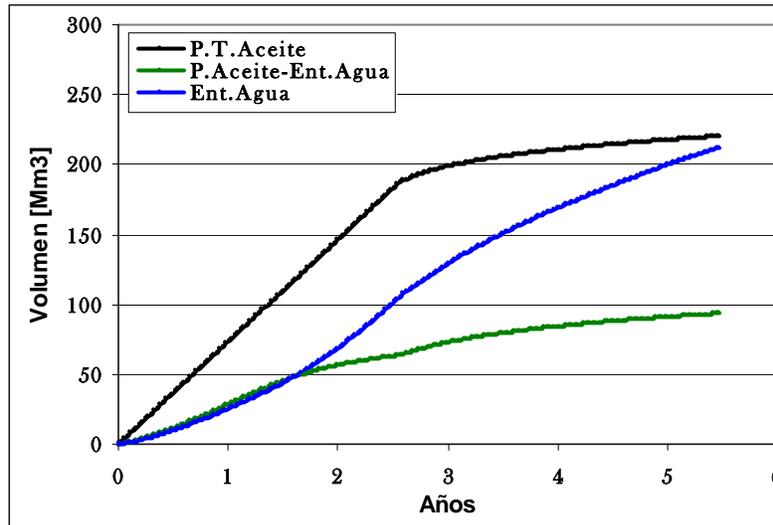


Figura 6.8.- Producción acumulada de aceite, Producción acumulada de aceite debido a la entrada de agua y Entrada acumulada de agua, del Caso 8.

VI.3 Caso 9.

El caso 9, tiene como características una S_{wi} de 0.12% y una S_{or} de 0.28%, lo que ejemplificaría un yacimiento fuertemente mojado por aceite, para este caso se utilizaron las correlaciones de Willie.

Correlaciones de Willie:

$$k_{rw} = \left(1 - \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or}}\right)^2 \left(1 - \left(\frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or}}\right)^2\right) \dots\dots\dots(6.5)$$

$$k_{ro} = \left(\frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or}}\right)^4 \dots\dots\dots(6.6)$$

La tabla 6.3 y la figura 6.9, muestran los resultados obtenidos mediante las correlaciones de Willie.

Sw	krw	So	kro
0.12	0.00000	0.28	0.00000
0.17	0.01473	0.33	0.00001
0.22	0.03985	0.38	0.00022
0.27	0.07720	0.43	0.00112
0.32	0.12807	0.48	0.00354
0.37	0.19319	0.53	0.00864
0.42	0.27271	0.58	0.01792
0.47	0.36625	0.63	0.03319
0.52	0.47287	0.68	0.05662
0.57	0.59104	0.73	0.09070
0.62	0.71872	0.78	0.13824
0.67	0.85327	0.83	0.20239
0.72	0.99151	0.88	0.28665

Tabla 6.3.- Datos de las permeabilidades relativas, Caso 9.

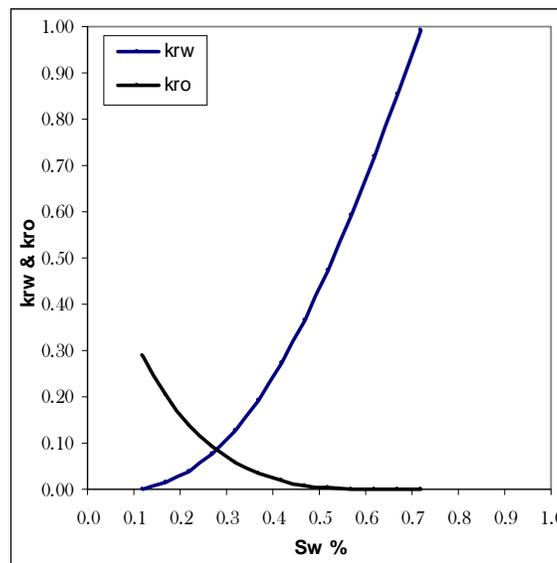


Figura 6.9.- Saturación de agua vs permeabilidad relativa, Caso 9.

Las características de la gráfica 6.9, representan a un yacimiento fuertemente mojado por aceite, ya que la intersección de las curvas de permeabilidad relativa ocurre aproximadamente a 0.29, sobre el eje de la saturación de agua, se tiene una S_{wi} de 0.12% y la permeabilidad a la saturación máxima de agua es de 1.0.

En la figura 6.10, se observa la producción de aceite y agua, la producción de aceite descende a 45 [m³] en un lapso de 6 meses, mientras que la producción de agua aumenta 20 [m³] cada 2.5 meses. A continuación la figura 6.11 muestra la presión en el fondo del pozo, y en la figura 6.12, se aprecia que el volumen de agua que entró al yacimiento es similar a la producción total de aceite, no se compara con la producción de aceite debido a la entrada de agua.

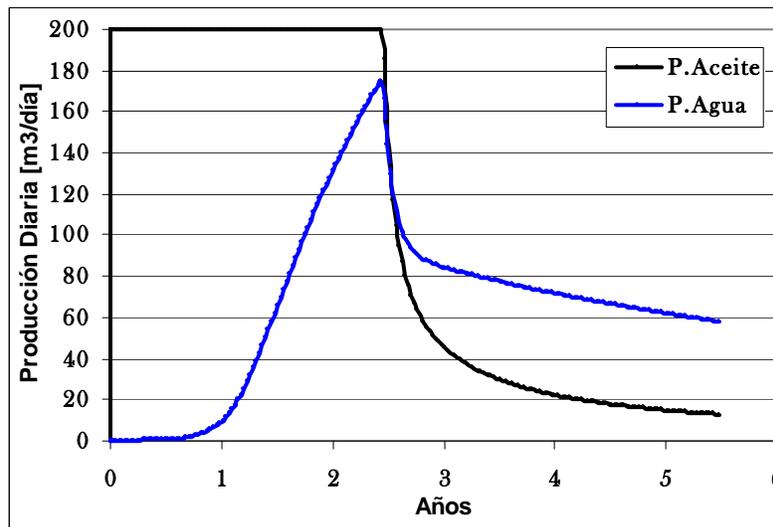


Figura 6.10.- Producción diaria de aceite y agua, Caso 9.

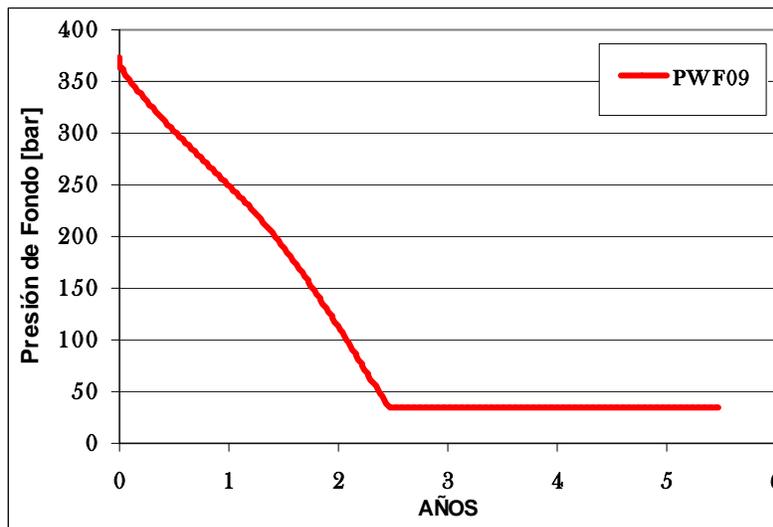


Figura 6.11.- Caída de presión en el fondo del pozo, Caso 9.

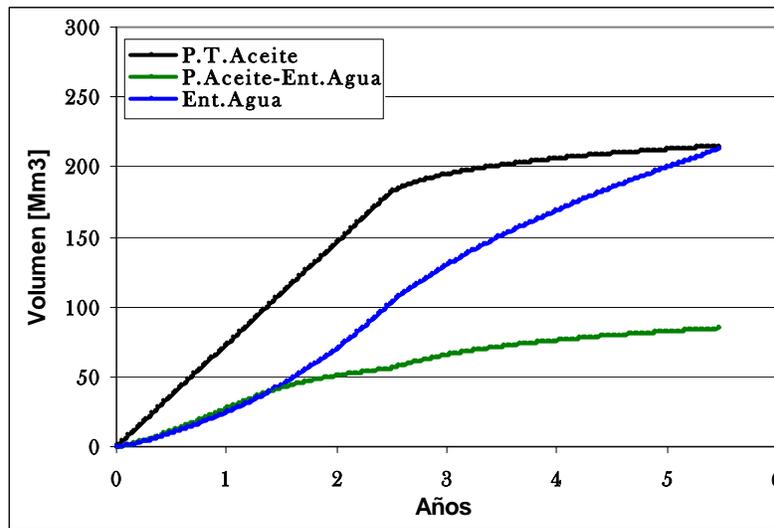


Figura 6.12.- Producción acumulada de aceite, Producción acumulada de aceite debido a la entrada de agua y Entrada acumulada de agua, del Caso 9.

CAPÍTULO VII. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El análisis, se hará, comparando los resultados obtenidos de la simulación de los distintos casos, sin embargo, no utilizaremos todos los casos, ya que en algunas gráficas se amontonan los resultados y sería difícil poder observarlos detalladamente, por eso, utilizaremos en la mayoría de los análisis solo algunos casos, de esa manera observaremos mejor las diferencias.

Analizaremos de algunos casos, las gráficas de permeabilidad relativa, cuanto varían y los posibles errores que puedan generar en los pronósticos. Analizaremos la producción de todos los casos y el factor de recuperación de cada uno. Observaremos el comportamiento del acuífero, en la producción de los distintos casos, así como su intervención en la caída de presión en el fondo del pozo.

VII.1 PERMEABILIDADES RELATIVAS.

La figura 7.1, muestra las permeabilidades de los casos 1 y 2, como se puede observar la diferencia entre ambas graficas no es mucha, de hecho su diferencia en la S_{wi} y S_{or} , es de apenas 0.02%, donde se logra ver una mayor diferencia es en la k_{rw} de ambos casos. El caso 1 reportó una producción acumulada de **278987.7 [m³]**, mientras que el caso 2 es de **276294.1 [m³]**, la diferencia es de **2693.6 [m³]**, lo que equivale a **16969.7 [bl]**, en este caso la diferencia es relativamente poca ya que estamos hablando de mas de 5 años de producción, y que equivaldría a **3400 [bl]** al año aproximadamente, si suponemos un precio del barril a *90 dll*, estaríamos hablando de *306,000 dll* anuales, una cantidad considerable.

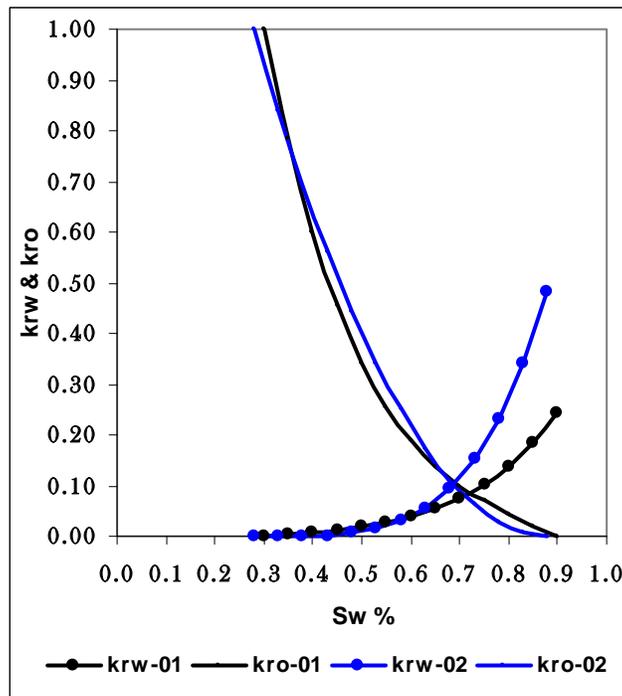


Figura 7.1.-Permeabilidades relativas, Casos 1 y 2.

De manera similar a la anterior analizaremos otro par de casos. En la figura 7.2, vemos las permeabilidades de los casos 5 y 6, su diferencia en la S_{wi} y S_{or} , es de 0.04%, y en este caso su diferencia es mas notoria en la k_{ro} . El caso 5 reportó una producción acumulada de **252154.9 [m³]**, mientras que el caso 6 de **249870.8 [m³]**, la diferencia es de **2284.1 [m³]**, lo que equivale a **14389.83 [bl]**, y que equivaldría a **2878 [bl]** al año aproximadamente, en dinero serian unos *259,020 dll*, anuales.

La figura 7.3, vemos las permeabilidades de los casos 8 y 9, su diferencia en la S_{wi} y S_{or} , es de 0.02%, y en este caso su diferencia es en la k_{ro} . El caso 8 reportó una producción acumulada de **220256.3 [m³]**, mientras que el caso 9 de **215005.7 [m³]**, la diferencia es de **5250.6 [m³]**, lo que equivale a **33078.8 [bl]**, y que equivaldría a **6616 [bl]** al año aproximadamente, en dinero serian unos *595,440 dll*, anuales.

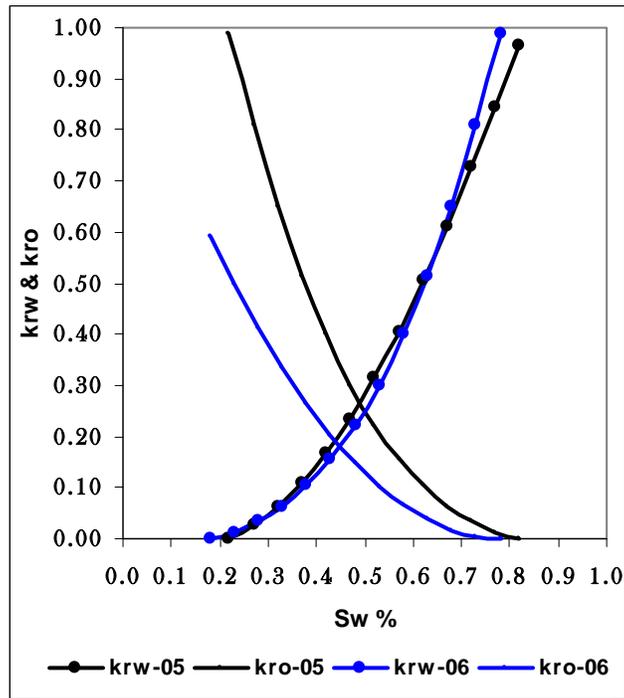


Figura 7.2.-Permeabilidades relativas, Casos 5 y 6.

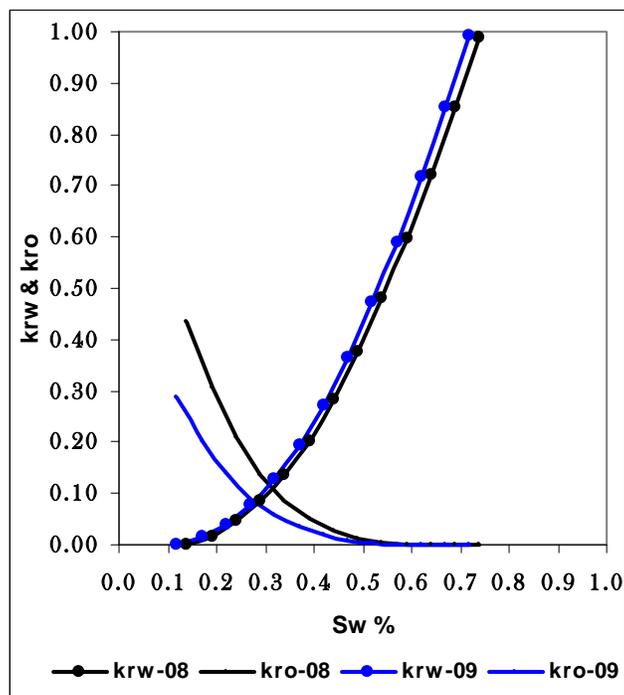


Figura 7.3.-Permeabilidades relativas, Casos 8 y 9.

Lo que se trata de demostrar, es que si las permeabilidades relativas no son bien calculadas pueden generar malos pronósticos de producción, como se observó, en las figuras anteriores, las gráficas de permeabilidades relativas son muy parecidas y sus diferencias en las saturaciones son mínimas. Los problemas económicos serían los principales, ya que se está hablando de 300,000 a 600,000 *dll* de pérdidas al año, en el caso de sobreestimar la producción, y todo debido al mal cálculo de las permeabilidades relativas.

VII.2 PRODUCCIÓN.

Recordando que la simulación de los casos, se deriva de un mismo yacimiento, por así llamarlo, es decir, todas sus dimensiones y propiedades son las mismas, exceptuando las permeabilidades relativas. La producción de aceite, en los 9 casos empezó constante, se requerían de 200 [m³/día] de aceite, hasta que la presión en el fondo del pozo fuera de 35 [bar], por lo tanto su diferencia real se vería hasta que los casos alcanzaran esta presión. En la gráfica 7.4, observamos la producción diaria de algunos casos, la caída de la producción va de los casos 9 a 1, es decir, de los yacimientos mojados por aceite, a los yacimientos mojados por agua.

En la producción acumulada de aceite, las producciones son iguales hasta los 2.5 años aproximadamente, después se empiezan a separar, de tal manera que, los casos van de 1 a 9 en orden descendiente de producción, tal como lo muestra la figura 7.5. Haciendo énfasis nuevamente en las producciones totales, la diferencia en dólares entre los casos 1 y 9 es de 36,277,794 *dll*, y aunque no se puede escoger que un yacimiento sea mojado por agua y no por aceite, es preferible tener un yacimiento mojado por agua.

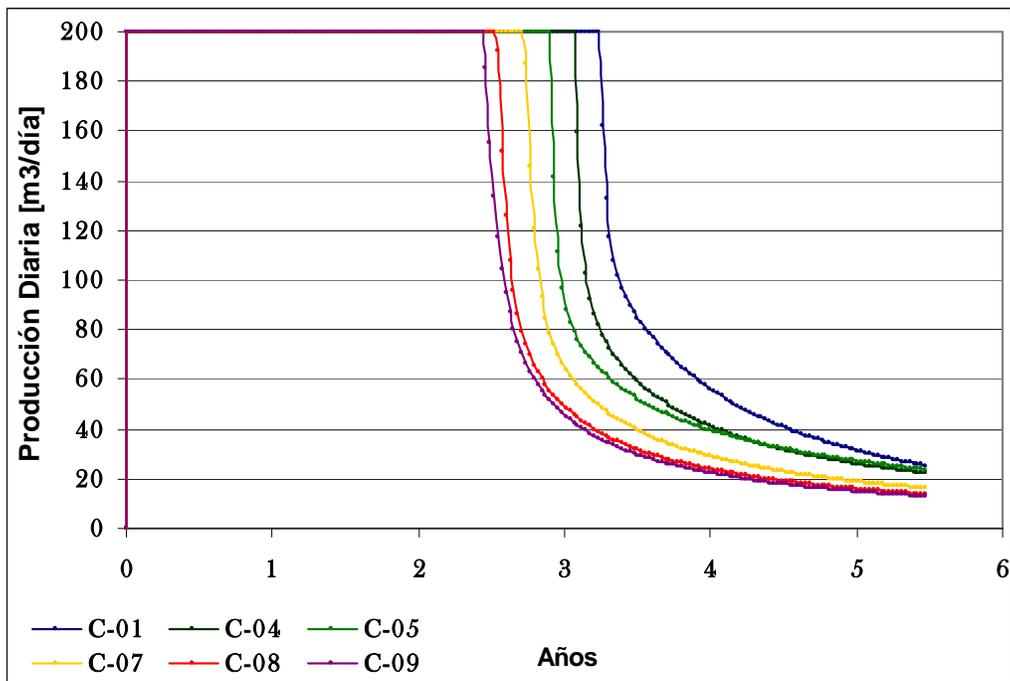


Figura 7.4.- Producción diaria de aceite, de Seis Casos.

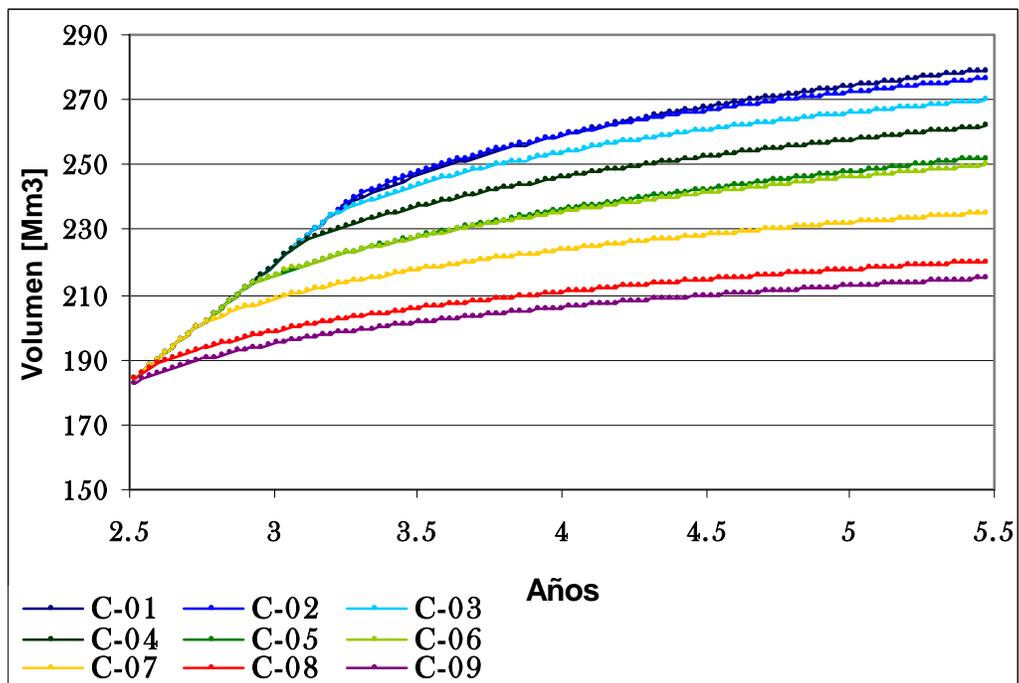


Figura 7.5.- Producción acumulada de aceite, de los Nueve Casos.

En la tabla 7.1, vemos el factor de recuperación de aceite por caso, notablemente los yacimientos mojados por agua, son los que nos proporcionan una mejor recuperación, la diferencia entre los casos 1 y 9 es de 19%.

	Volumen Original de Aceite @ C.Y. [m ³]	Volumen de Aceite Producido @ C.Y. [m ³]	Factor de Recuperación [%]
Caso 1	627346.10	192760.00	0.31
Caso 2	645270.30	186770.90	0.29
Caso 3	663194.50	176698.30	0.27
Caso 4	681118.70	164868.00	0.24
Caso 5	699042.80	151264.60	0.22
Caso 6	734891.20	142772.30	0.19
Caso 7	752815.40	123928.60	0.16
Caso 8	770739.60	104884.10	0.14
Caso 9	788663.70	096316.10	0.12

Tabla 7.1.- Factor de recuperación, de los Nueve Casos.

VII.3 ENTRADA DE AGUA AL YACIMIENTO (ACUÍFERO).

Un acuífero, es un mecanismo de desplazamiento altamente favorable en los yacimientos, tal como veremos a continuación. En las siguientes graficas se verán diferencias en cuanto a la producción de aceite y agua, y esas diferencias corresponden directamente a las permeabilidades relativas, que fueron determinadas para representar una mojabilidad diferente para cada caso.

En la grafica 7.6, observamos el aceite producido debido a la entrada de agua, las diferencias evidentes comienzan poco antes del año, el orden de mayor a menor producción, va de los casos 1 a 9, es decir, de los casos mojados por agua a los casos mojados por aceite. Por el contrario, la producción de agua va de los casos 9 a 1, de los casos mojados por aceite a los mojados por agua, tal como se aprecia en la figura 7.7. Esto tiene sentido, ya que el agua que entra al yacimiento y no desplaza aceite, es producida.

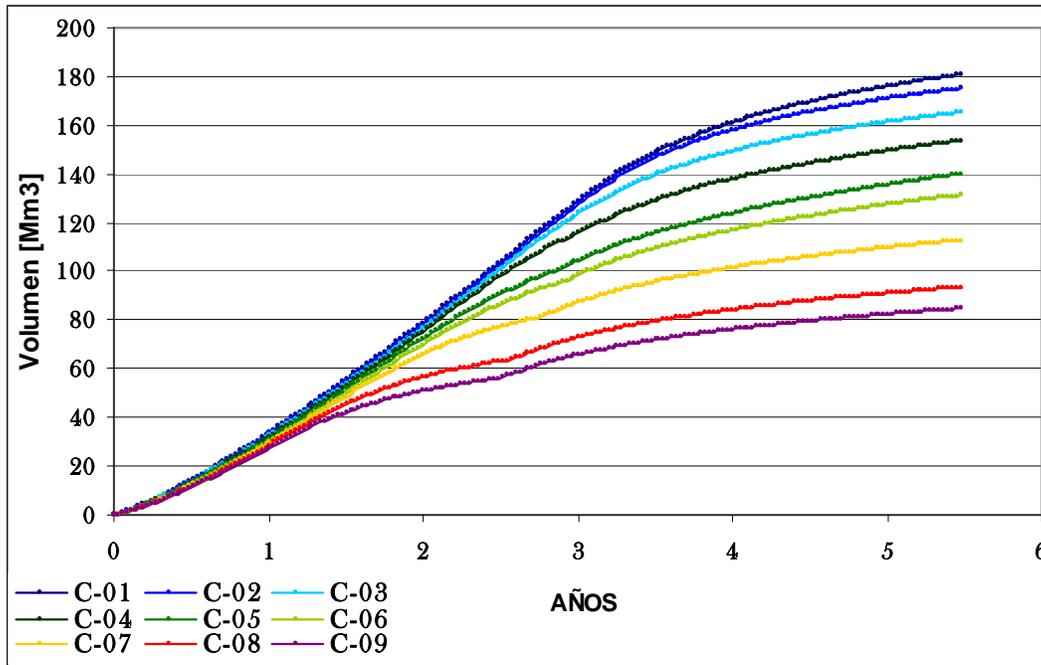


Figura 7.6.- Producción de aceite, debido a la entrada de agua, de los Nueve Casos.

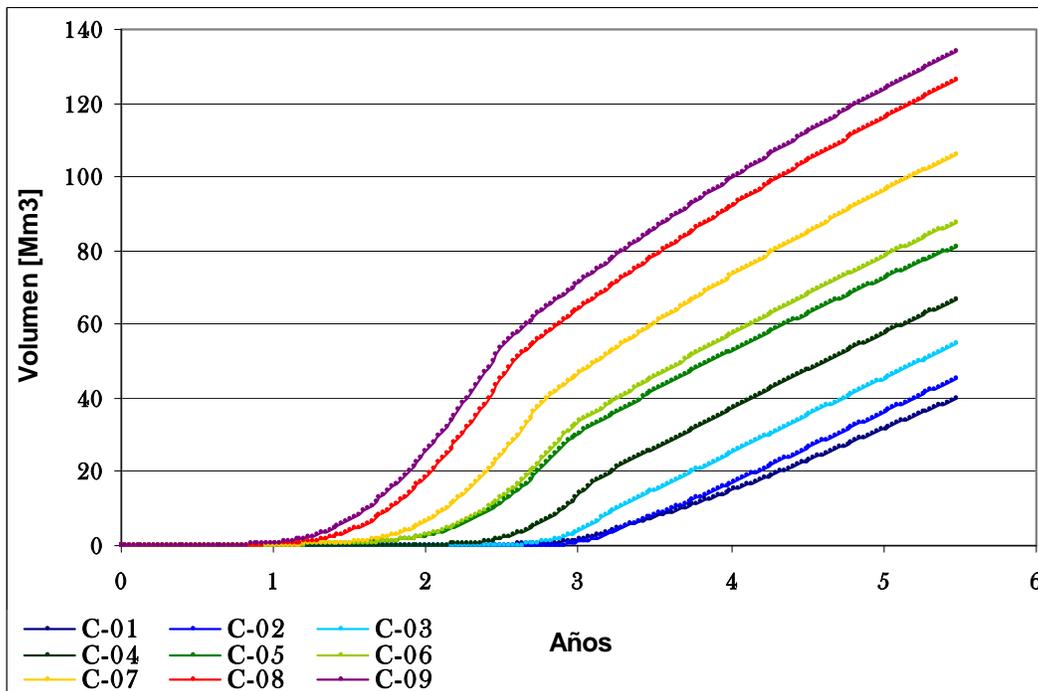


Figura 7.7.- Producción acumulada agua, de los Nueve Casos.

La gráfica 7.8, muestra la entrada de agua al yacimiento, que salvo el periodo que comprende de los 2 a los 4 años, fue similar en los nueve casos, la variación se debe a que en ese periodo se comenzó a producir a presión constante, por lo que, los casos se ajustaron los ritmos de producción para lograr mantener la presión.

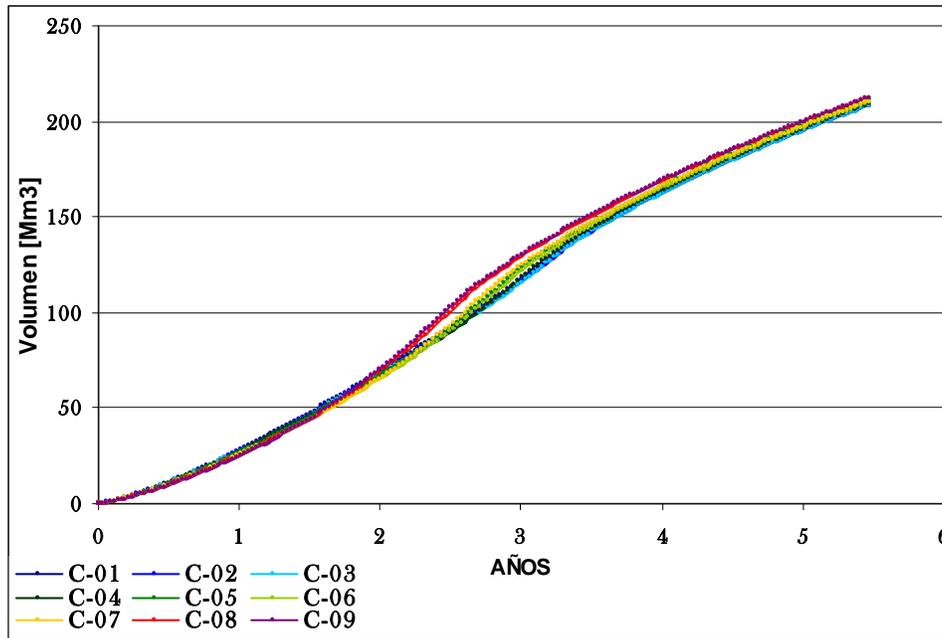


Figura 7.8.-Entrada acumulada de agua al yacimiento, de los Nueve Casos.

Finalmente, las figuras 7.9, 7.10 y 7.11, nos ayudaran a demostrar que el aumento en la producción de agua, fue la que originó alteraciones en la caída de presión de fondo, si observamos detalladamente las figuras 7.9 y 7.10, veremos que cuando se eleva la producción de agua en los casos, y cuando cambia de sentido la curva de la entrada de agua, comienza a generarse la curva en la caída de presión de fondo de la figura 7.11.

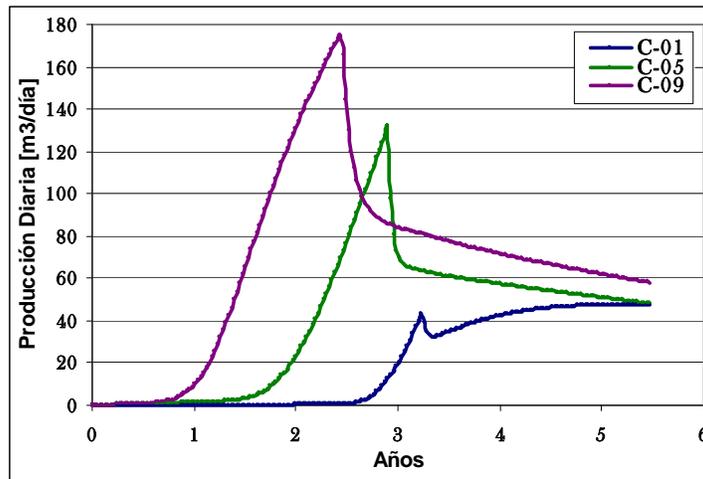


Figura 7.9.- Producción diaria de agua, Casos 1, 5 y 9.

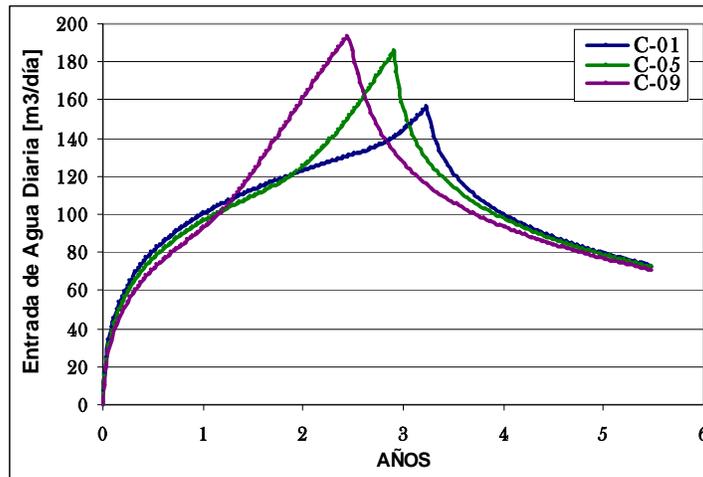


Figura 7.10.-Entrada de agua diaria, Casos 1, 5 y 9.

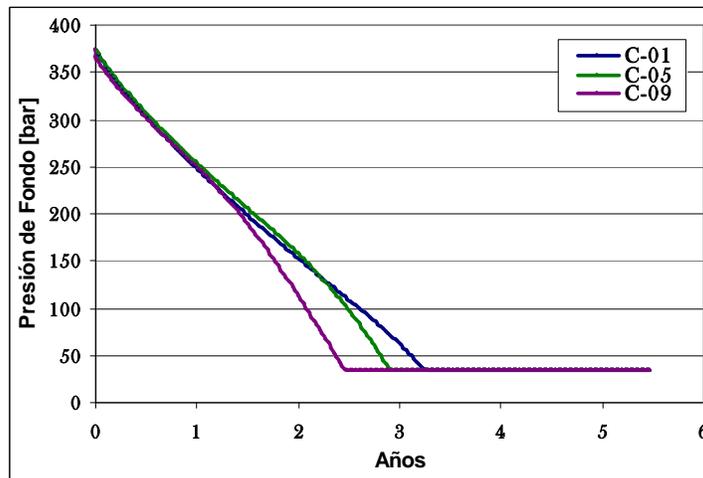


Figura 7.11.- Presión de fondo, Casos 1, 5 y 9.

CAPÍTULO VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

VIII.1 CONCLUSIONES.

La mojabilidad, es un fenómeno que afecta directamente, a la saturación de aceite residual, saturación de agua irreducible y las permeabilidades relativas. En el caso de un yacimiento mojado por agua, la S_{wirr} es mayor al 20%, mientras que la S_{or} no suele alcanzar el 20%, y las curvas de permeabilidad relativa se cargan hacia la derecha en una gráfica “ S_w vs k_{rw} & k_{ro} ”. Si se tiene un yacimiento mojado por aceite tenemos que la S_{wirr} es menor al 15%, y la S_{or} puede llegar a rebasar el 30%, mientras que las curvas de permeabilidad relativa se cargan hacia la izquierda.

La mojabilidad, al afectar las permeabilidades relativas hace que la producción varíe, aumentando o disminuyendo la producción de aceite dependiendo de que fluido moje a la roca. Como lo muestran los casos, se tiene una mayor producción y una mejor recuperación de aceite, si el yacimiento se encuentra mojado por agua.

Si no se tiene un conocimiento adecuado de las permeabilidades relativas, las variaciones en cuanto a la predicción de la producción, pueden ocasionar grandes problemas económicos para una empresa, en el caso de que se pronostique una producción mayor de lo que en realidad se va a obtener.

La entrada de agua al yacimiento, se mantiene casi constante en los nueve casos, sin embargo, se ve afectada, cuando se cambia la producción a presión constante, se estabiliza la entrada de agua, una vez que las presiones de fondo han alcanzado los 35 [Bar].

VIII.2 RECOMENDACIONES.

El trabajo se centró en un yacimiento homogéneo no fracturado, sería conveniente trabajar en simulaciones de yacimientos heterogéneos y fracturados o una combinación de ambos, también se maneja un yacimiento sin gas, no se tenía gas libre inicial y tampoco gas disuelto en el aceite, por lo tanto se recomienda incluir al gas, para futuras simulaciones. Otra recomendación es trabajar con pozos inyectores, ya que la inyección de agua, también es afectada por la mojabilidad.

Es muy importante tener los datos correctos, para poder hacer pronósticos adecuados, ya que las ecuaciones que se utilizan para predecir el comportamiento de los yacimientos, dependen de las propiedades de la roca y de los fluidos. En el caso de usar correlaciones, se debe asegurar que tengan características afines a las del yacimiento a analizar, y si las propiedades se obtienen en laboratorios, ajustar las condiciones de presión y temperatura, para que sean lo más parecidas a las que existen en el yacimiento.

NOMENCLATURA

A	Área
B_{oi}	Factor de volumen inicial del aceite
B_o	Factor de volumen del aceite
B_{gi}	Factor de volumen inicial del gas
B_g	Factor de volumen del gas
B_w	Factor de volumen del agua
C	Compresibilidad
C_f	Compresibilidad de la formación
C_w	Compresibilidad del agua
G	Volumen original del casquete de gas
g	Aceleración gravitacional
h	Altura del nivel del liquido
I_w	Índice desplazamiento por agua
I_o	Índice desplazamiento por el aceite
k	Permeabilidad
k_a	Permeabilidad absoluta
k_e	Permeabilidad efectiva
k_g	Permeabilidad del gas
k_o	Permeabilidad del aceite
k_r	Permeabilidad relativa
k_{ro}	Permeabilidad relativa del aceite
k_{rw}	Permeabilidad relativa del agua
k_w	Permeabilidad del agua
L	Longitud
N	Volumen original de aceite
N_p	Aceite producido acumulado

P	Presión
P_{ac}	Presión en la fase de aceite
P_{ag}	Presión en la fase de agua
P_c	Presión capilar
q	Gasto
R_o	Resistividad con saturación al 100% del fluido
R_p	Relación gas – aceite producidos
R_s	Relación de solubilidad
R_{si}	Relación de solubilidad inicial
R_t	Resistividad a la S_w
r	Radio del tubo capilar
S	Saturación
S_f	Saturación del fluido
S_g	Saturación del gas
S_o	Saturación del aceite
S_{or}	Saturación de aceite residual
S_w	Saturación del agua
S_{wi}	Saturación inicial de agua
S_{wirr}	Saturación irreductible del agua
V	Volumen
V_f	Volumen del fluido
V_{OSP}	Volumen de aceite desplazado únicamente por la imbibición de agua
V_{OT}	Volumen de aceite desplazado por imbibición y centrifugación
V_P	Volumen de poros
V_T	Volumen total de la roca
V_{WSP}	Volumen de agua desplazada únicamente por la imbibición de aceite
V_{WT}	Volumen de agua desplazado por imbibición y centrifugación
W	Volumen inicial de agua

W_p	Volumen de agua producida
W_e	Volumen de entrada de agua

Símbolos

ΔP	Cambio en la presión del yacimiento
θ	Ángulo de la interfase aceite – agua – sólido, medido a través del agua
θ_a	Ángulo de avance
θ_r	Ángulo de retroceso
μ	Viscosidad
ρ_w	Densidad del agua
ρ_a	Densidad del aire
σ_{s-ac}	Energía interfacial entre el aceite y el sólido
σ_{s-ag}	Energía interfacial entre el agua y el sólido
σ_{ac-ag}	Energía interfacial entre el aceite y el agua
ϕ	Porosidad
ϕ_a	Porosidad absoluta
ϕ_e	Porosidad efectiva
ϕ_r	Porosidad residual

REFERENCIAS

1. **Abaci, J. S. Edwards y B. N. Whittaker.:** “Relative Permeability Measurements for Two Phase Flow in Unconsolidated Sands”, *IMWA*, (Junio 1992).
2. **Anderson William G.:** “Wettability Literatura Survey-Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability”, *JPT* (Oct 1986), 1125-1149.
3. **Anderson William G.:** “Wettability Literatura Survey-Part 2: Wettability Measurement”, *JPT* (Nov 1986), 1246-1262.
4. **Anderson William G.:** “Wettability Literatura Survey-Part 3: The Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porus Media”, *JPT* (Dec 1986), 1371-1378.
5. **Anderson William G.:** “Wettability Literatura Survey-Part 4: The Effects of Wettability on the Capillary Pressure”, *JPT* (Oct 1987), 1283-1300.
6. **Anderson William G.:** “Wettability Literatura Survey-Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability”, *JPT* (Nov 1987), 1453-1468.
7. **C. Craft, M. Hawkins y Ronald E. Terry.:** “Applied Petroleum Reservoir Engineering”, Prentice Hall, 1991.
8. **Charles Smith, G.W. Tracy y R. Lance Farrar.:** “Applied Reservoir Engineering”, OGCI, 1992.
9. **Dandekar Y. Abhijit.:**“Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties”, Taylor & Francis, 2006.
10. **Denekas M. O., Mattax C. C. y Davis G. T.:** “Effects of Crude Oil Components on Rock Wettability”, *AIME*, (1959).

-
-
11. **ECLIPSE** Reference Manual 2005a, Schlumberger.
 12. **ECLIPSE** Technical Description 2005a, Schlumberger.
 13. **Fernando Rodríguez de la Garza.**: “Apuntes de Comportamiento de Yacimientos”, *UNAM*, 2005.
 14. **Forrest F. Crair Jr.**: “Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua”, *AIME*, 1982.
 15. **Frode Lomeland, Einar Ebeltoft y Wibeke H. Thomas.**: “A New Versatile Relative Permeability Correlation”, *ISSCA*, (Ago 2005).
 16. **G.R. Jerauld y J. J. Rathmel.**: "Wettability and Relative Permeability of Prudhoe Bay: A Case Study in Mixed-Wet Reservoirs", *SPE*, (Feb 1997).
 17. **Jean Louis Salager.**: “Recuperación Mejorada del Petróleo”, *Universidad de los Andes*, 2005.
 18. **J.O. Buckman.**: “Wettability Studies of Petroleum Reservoir Rocks”.
 19. **Jill S. Buckley.**: “Evaluation Of Reservoir Wettability And Its Effect On Oil Recovery”, 1998.
 20. **Kjosavik A. y J.K. Ringen.**: “Relative Permeability Correlation for Mixed-Wet Reservoirs”, *SPE*, (Abr 2000).
 21. **M. Robin.**: “Interfacial Phenomena: Reservoir Wettability in Oil Recovery”, *Oil & Gas Science and Technology*, (2001).
 22. **Mehdi Honarpour, L. F. Koederitz y A. H. Harvey.**: “Empirical Equations for Estimating Two-Phase Relative Permeability in Consolidated Rock”, *JPT* (Dec 1982), 2905-2908.
 23. **Norman R. Morrow.**: “Wettability and its Effect on oil Recovery”, *JPT* (Dec 1990), 1476-1484.

24. **Rafael Rodríguez Nieto.:**“Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos”, *UNAM*.
25. **René Cossé.:** “Basics of Reservoir Engineering”, *Technip*, 1993.
26. **Sylvain J. Pirson.:** “Oil Reservoir Engineering”, Mc.Graw- Hill, 1958.
27. **T.M. Okasha, J.J. Funk, S.M. Al-Enezi y H.N. Al-Rashidi.:** “Fifty Years Of Wettability Measurements In The Arab-D Carbonate”, *ISSCA*, (Oct 2004).
28. **W. W. Owens y D. L. Archer.:** “The Effect of Rock Wettability on Oil-Water Relative Permeability Relationships”, *JPT* (July 1971), 873-878.

APÉNDICE

Dado que la permeabilidad relativa es un dato elemental para el estudio de los yacimientos, diversos investigadores han desarrollado correlaciones para determinar la permeabilidad relativa. A continuación se muestran algunas correlaciones de las permeabilidades relativas.

COREY

Arenas no consolidadas, durante procesos de imbibición:

$$k_{rw} = \left(1 - \frac{S_o}{1 - S_{wi}}\right)^2$$

$$k_{ro} = \left(\frac{S_o}{1 - S_{wi}}\right)^3$$

Arenas no consolidadas, durante procesos de drene:

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w}{1 - S_{or}}\right)^3$$

$$k_{ro} = \left(1 - \frac{S_w}{1 - S_{or}}\right)^2$$

Arenas consolidadas, durante procesos de drene:

$$k_{rw} = \left(1 - \frac{S_o}{1 - S_{wi}}\right)^4$$

$$k_{ro} = \left(\frac{S_o}{1 - S_{wi}}\right)^3 \left(2 - \frac{S_o}{1 - S_{wi}}\right)$$

WILLIE

Arenas no consolidadas con grano bien clasificado:

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^3$$

$$k_{ro} = \left(1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^3$$

Arenas no consolidadas con grano pobremente clasificado:

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^{3.5}$$

$$k_{ro} = \left(1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^2 \left(1 - \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^{1.5} \right)$$

Arenas cementadas y formaciones limosas:

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^4$$

$$k_{ro} = \left(1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^2 \left(1 - \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^2 \right)$$

NAAR-HENDERSON

Arenas consolidadas durante procesos de imbibición:

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^4$$

$$k_{ro} = \left(1 - \left(2 * \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^{1.5} \right) \left(2 - \left(1 - \left(2 * \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) \right)^{0.5} \right)$$

PIRSON

Porosidad media intergranular, mojabilidad de agua:

$$k_{rw} = S_w^4 \left[\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right]^{0.5}$$

$$k_{ro} = \left[1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right]^2$$

Porosidad media intergranular, mojabilidad de aceite:

$$k_{rw} = \left[1 - \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right]^2$$

$$k_{ro} = S_o^4 \left[\frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or}} \right]^{0.5}$$

HONARPOUR

Arenas y conglomerados, mojadas por agua:

$$k_{rw} = 0.035388 \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} - 0.010874 \left[\frac{(S_w - S_{or})}{(1 - S_{wi} - S_{or})} \right]^{2.9} + 0.56556 (S_w)^{3.6} (S_w - S_{wi})$$

Arenas y conglomerados, mojadas por aceite:

$$k_{rw} = 1.5814 \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^{1.91} - 0.58617 \left(\frac{S_w - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right) (S_w - S_{wi}) - 1.2484 \phi (1 - S_{wi}) (S_w - S_{wi})$$

Arenas y conglomerados, cualquier mojabilidad:

$$k_{ro} = 0.76067 \left[\frac{\left(\frac{S_o}{1 - S_{wi}} \right) - S_{or}}{1 - S_{or}} \right]^{1.8} \left(\frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^2 + 2.6318 \phi (1 - S_{or}) (S_o - S_{or})$$

Calizas y dolomitas, mojadas por agua:

$$k_{rw} = 0.0020525 \frac{S_w - S_{wi}}{\phi^{2.15}} - 0.051371(S_w - S_{wi}) \left(\frac{1}{k_a} \right)^{0.43}$$

Calizas y dolomitas, mojadas por aceite:

$$k_{rw} = 0.29986 \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) - 0.32797 \left(\frac{S_w - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^2 (S_w - S_{wi}) + 0.413259 \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^4$$

Calizas y dolomitas, cualquier mojabilidad:

$$k_{ro} = 1.2624 \left(\frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or}} \right) \left(\frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^2$$