



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Apuntes y Ejercicios de  
Recuperación Secundaria y  
Mejorada**

**MATERIAL DIDÁCTICO**

Que para obtener el título de

**Ingeniero Petrolero**

**P R E S E N T A**

Luis Alfonso Montero Barrios

**ASESOR DE MATERIAL DIDÁCTICO**

Ing. Martín Carlos Velázquez

Franco



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2020

# APUNTES Y EJERCICIOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA

## ÍNDICE

RESUMEN .....	I
ABSTRACT .....	III
OBJETIVO .....	V

## INTRODUCCIÓN

i.	Ciclo de vida de un yacimiento .....	1
ii.	Recuperación por comportamiento primario .....	2
iii.	Cadena de valor PEP .....	3
iv.	Sistema petrolero .....	4
v.	Clasificación de crudos .....	5
vi.	Proceso exploratorio .....	6
vii.	Clasificación de los pozos petroleros .....	7
viii.	Etapas de explotación de los yacimientos .....	7

## CAPÍTULO 1 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

1.1	Porosidad .....	9
	1.1.1 Porosidad absoluta .....	10
	1.1.2 Porosidad efectiva .....	11
1.2	Permeabilidad .....	11
	1.2.1 Permeabilidad absoluta .....	12
	1.2.2 Permeabilidad efectiva .....	13
	1.2.3 Permeabilidad relativa .....	13
1.3	Presión capilar .....	14
1.4	Saturación .....	16
1.5	Viscosidad .....	17
1.6	Relación de solubilidad Gas-Líquido .....	18

1.7	Factor de volumen .....	19
1.8	Mojabilidad .....	21
	1.8.1 Ángulo de contacto .....	21
	1.8.2 Método de Amott .....	23
1.9	Movilidad .....	25
1.10	Índice de productividad .....	26

## **CAPÍTULO 2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS Y MECANISMOS DE EMPUJE**

2.1	Diagrama de fase .....	27
2.2	Clasificación de los yacimientos .....	27
	2.2.1 Gas seco .....	30
	2.2.2 Gas húmedo .....	31
	2.2.3 Gas y condensado .....	32
	2.2.4 Aceite volátil .....	33
	2.2.5 Aceite negro .....	34
2.3	Clasificación de los mecanismos de empuje .....	35
	2.3.1 Empuje por expansión del sistema sólido-líquido .....	36
	2.3.2 Empuje por expansión del gas disuelto liberado .....	37
	2.3.3 Empuje por expansión del gas libre (casquete de gas) .....	38
	2.3.4 Empuje por acuífero asociado al yacimiento .....	39
	2.3.5 Empuje por segregación gravitacional .....	41
	2.3.6 Empuje por combinación de mecanismos .....	42

## **CAPÍTULO 3 ANÁLISIS PVT**

3.1	Introducción .....	43
3.2	Muestreo del fluido .....	44
	3.2.1 Muestreo en tanques de almacenamiento .....	45
	3.2.2 Muestreo de fondo .....	46
	3.2.3 Muestreo de superficie .....	48
	3.2.4 Muestreo en el separador .....	49
	3.2.5 Muestreo en la cabeza del pozo .....	49
3.3	Tiempos de muestreo .....	51
3.4	Consideraciones en la planeación del muestreo .....	51
3.5	Pruebas PVT .....	52

3.5.1 Separación diferencial a volumen constante	53
3.5.2 Separación diferencial	54
3.5.3 Separación flash	55
3.6 Análisis SARA	56
3.6.1 Índice de inestabilidad coloidal	58

## **CAPÍTULO 4 EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO**

4.1 Eficiencia de desplazamiento	59
4.1.1 Eficiencia de desplazamiento areal	60
4.1.2 Eficiencia de barrido vertical	61
4.1.3 Eficiencia de barrido	63
4.2 Arreglos de pozos de inyección y de producción	63
4.2.1 Inyección en línea directa	64
4.2.2 Inyección en línea alterna	66
4.2.3 Arreglo de 5 pozos	67
4.2.4 Arreglo de 7 pozos	68
4.2.5 Arreglo de 4 pozos	69
4.2.6 Arreglo de 9 pozos	70

## **CAPÍTULO 5 RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA DE HIDROCARBUROS**

5.1 Definición de recuperación secundaria	72
5.2 Desplazamiento	72
5.2.1 Tipos de desplazamiento	72
5.2.2 Etapas de un desplazamiento inmisible	74
5.2.3 Tipos de fluido en un desplazamiento	76
5.2.4 Frente de invasión	76
5.3 Inyección de agua	77
5.4 Inyección de gas	78
5.5 Definición de recuperación mejorada (EOR)	78
5.6 Clasificación de recuperación mejorada	79
5.7 Métodos térmicos	79
5.7.1 Inyección de agua caliente	80
5.7.2 Inyección de vapor	81
5.7.2.1 Inyección continua de vapor	82

5.7.2.2	Inyección cíclica de vapor	83
5.7.3	Combustión in-situ	85
5.8	Métodos químicos	86
5.8.1	Inyección de soluciones alcalinas	87
5.8.2	Inyección de surfactantes	88
5.8.3	Inyección de polímeros	89
5.8.4	Inyección microbiana	90
5.8.5	Inyección de espumas	91
5.8.6	Inyección de geles	91
5.8.7	Inyección de agua alternada con inyección de gas (WAG)	92
5.8.8	Inyección de polímero surfactante-álcali (ASP)	93
5.9	Inyección de gases	93
5.9.1	Inyección de Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	94
5.9.2	Inyección de Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	95
5.10	Criterios de selección para proyectos de EOR	96
5.10.1	Representación gráfica de los criterios de selección para proyectos de EOR	106
5.11	Yacimientos naturalmente fracturados	109
5.11.1	Clasificación de fracturas	110
5.12	EOR en yacimientos naturalmente fracturados	112
5.12.1	Inyección de CO <sub>2</sub>	112
5.12.2	Inyección de nitrógeno (N <sub>2</sub> )	112
5.12.3	Inyección de gases hidrocarburos	113
5.12.4	Inyección de vapor	113
5.12.5	Inyección de polímeros	114
5.12.6	Inyección polímero tensoactivo	114
5.12.7	Inyección ASP	115
5.12.8	Combustión in-situ	115

## **CAPÍTULO 6 CÁLCULOS EN UN PROYECTO DE RECUPERACIÓN**

6.1	Flujo fraccional	118
6.2	Factores que afectan la eficiencia de desplazamiento	125
6.2.1	Mojabilidad	125
6.2.2	Punto de inyección	125
6.2.3	Viscosidad del petróleo	125
6.2.4	Viscosidad del agua	126
6.3	Método de Buckley – Leverett	127
6.4	Solución de Welge	129
6.4.1	Tiempo de surgencia del frente de fluido inyectado	132

6.4.2 Cálculo de la recuperación de aceite por inyección de agua	133
6.4.3 Ejemplos de cálculo	135
6.5 Método de Herman Dykstra y R. L. Parsons	144
6.5.1 Ejemplo de cálculo	153
6.6 Ejercicios propuestos	159
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	170

# Resumen

El presente trabajo trata sobre la recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos, haciendo primero una descripción general de los métodos de recuperación secundaria y mejorada, posteriormente presentar ejemplos de cálculos con métodos de Buckley-Leverett, Welge y Dyckstra y R.L. Parsons, finalmente se proponen problemas para que el estudiante pueda poner en práctica todas las ecuaciones descritas en los capítulos.

En el capítulo uno se define el ciclo de vida de un yacimiento, que es la recuperación por comportamiento primario (agotamiento natural), y conceptos generales como la clasificación del aceite de acuerdo a su densidad API, entre otras cosas.

En el capítulo dos se establece la definición y fórmulas de las fuerzas presentes en el yacimiento, ya que es indispensable conocer las mismas cuando se piensa en un proceso de Recuperación Secundaria y Mejorada.

En el capítulo tres, se presenta la clasificación de los yacimientos de acuerdo a su diagrama de fase, y los diferentes mecanismos de empuje presentes en los yacimientos.

Una parte importante de la selección del proceso de recuperación es saber con qué tipo de aceite se está tratando, es por esto que se realizan estudios de laboratorio PVT, diseñados para conocer el comportamiento volumétrico que tendrán los hidrocarburos a cambios de presión y temperatura durante el proceso de extracción, en el capítulo 4 se toca este tema y además se habla sobre la toma de muestras, tanto de contenedores de muestra como del procedimiento de muestreo en tanque, superficie, entre otros. En este capítulo también se habla del análisis SARA que es un análisis de hidrocarburos y que puede influir en un proceso de recuperación mejorada.

En este trabajo se definen los métodos de recuperación, así como se darán las características ideales para la aplicación de estos métodos, estas características están basadas en el trabajo de J. J. Taber, de donde se obtuvieron tablas y se mejoró la calidad de las mismas para una mejor presentación.

Se destaca que de acuerdo con los resultados de los ejercicios los parámetros más importantes al inyectar un fluido al yacimiento es la eficiencia de barrido, y el arreglo de pozos que se utilizará en el yacimiento, es por eso que el capítulo cinco trata de estos temas.

Por último en el capítulo 6 se presentan los trabajos de Buckley-Leverett, Welge y Dyckstra y R.L. Parsons, en donde se explica a detalle en que consiste cada método

y como se usan las ecuaciones y gráficas, a las cuales se les mejoró la calidad para que la lectura de estas fuera mejor, para poder obtener datos como el flujo fraccional de agua, la relación agua aceite, la intrusión fraccional, entre otros.

Estos métodos evalúan en forma analítica el comportamiento de la inyección de agua para poder determinar aspectos importantes como el momento de la irrupción del agua inyectada al yacimiento, el avance frontal, eficiencias de desplazamiento y el volumen de aceite a recuperar en un determinado tiempo. El cálculo de estos valores se ejemplifica en el presente trabajo para facilitar la comprensión, ya que además de ocupar ecuaciones, muchas ocasiones es necesario ocupar tablas y/o gráficas para obtener valores de manera más rápida y así agilizar la toma de decisiones en campo.

# Abstract

The present work is about the secondary recovery and improvement of hydrocarbon, first doing a general description of the secondary and improved recovery methods; then presenting calculation examples with methods, such as Buckley-Leverett, Welge and Dyckstra, and R.L. Parsons; and finally it comes up with problems in which the student can practice all the equations described in each chapter.

Chapter one defines the conventional life cycle of a reservoir, which is the recovery by primary behavior, and general concepts, like the classification of the oils according to their physicochemical properties.

In chapter two we establish the definitions and formulas of the present forces in the reservoir since it is essential to know them when it comes to a process of Secondary and Improved Recovery.

Chapter three presents the classification of the reservoirs according to their phase diagram, and the different push mechanisms that are present in the deposits.

An important part of the recovery process selection is to know with which kind of oil you are dealing, that is why studies of PVT laboratories are being made, designed to know the volumetric behavior that hydrocarbons will have when exposed to pressure and temperature changes during the extraction process. During chapter 4 we deal with this subject and with sampling, such as container sampling, the sampling procedure of the tank, etc. In this chapter, we also deal with the SARA analysis, which is a hydrocarbons analysis that can have influence during the improvement recovery process.

Throughout this work, we define the recovery methods, and how the ideal characteristics for the application methods come out. These characters were based in J.J. Taber's work, where he obtained parameters and their quality was improved for a better presentation.

According to the results in the exercises, the most important parameters during the injection of a fluid to the reservoir is the efficiency of the sweeping, and the management of the wells that are being used in the reservoir, this is why chapter number 5 covers these subjects.

Finally, during the sixth chapter, the Buckley-Leverett, Welge, and Dyckstra and R.L. Parsons works are presented. It is explained in detail the method and use of the equations and graphics, to which the quality was improved for a better lecture and for being able to obtain results such as the fractional flow of water, the water-oil relation, the fractional intrusion, etc.

These methods calculate in an analytical way the behavior of water injection for determining the important aspects such as the irruption moment of water injected to the reservoir, the frontal advance, the displacement efficiency, and the oil volume to be recovered in a certain time. The calculation of these values is exemplified in the present work to facilitate comprehension, because besides using equations, on some occasions it is necessary to use tables and/or graphics to obtain values in a faster way and this way speed up the making of decisions in the field.

## **OBJETIVO**

El presente trabajo pretende apoyar a los alumnos de la carrera de Ingeniería Petrolera que se encuentran cursando la asignatura de Recuperación Secundaria y Mejorada a través de ejercicios para que el alumno sea capaz de interpretar el comportamiento del yacimiento en procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada considerando en el proceso los cambios de sus propiedades físicas como la porosidad permeabilidad entre otras y la interacción roca fluido.

Es así que de acuerdo con las características propias del yacimiento se analizará en qué etapa productiva se encuentra el yacimiento y una vez identificada se seleccionará la opción más adecuada para que alargue la vida productiva del yacimiento.

# INTRODUCCIÓN

En la actualidad la producción de aceite en su mayoría proviene de campos maduros, es decir, de aquellos yacimientos en los que se ha alcanzado su nivel máximo de producción por comportamiento primario y comienza su etapa de declinación, lo que lleva a la necesidad de implementar algún método de recuperación secundaria y/o mejorada.

Tradicionalmente la producción de hidrocarburos se puede dividir en 3 procesos cronológicos que hasta hace poco se consideraban acertados. Los procesos que se consideraban cronológicos son recuperación primaria, secundaria y mejorada. Se ha encontrado que estos procesos no necesariamente tienen que ser cronológicos, puesto que hay yacimientos que necesitan ser explotados desde un inicio con métodos de recuperación mejorada, tal es el caso de los yacimientos de aceite extrapesado o bitumen que se explotan con métodos térmicos.

## i. Ciclo de vida de un yacimiento

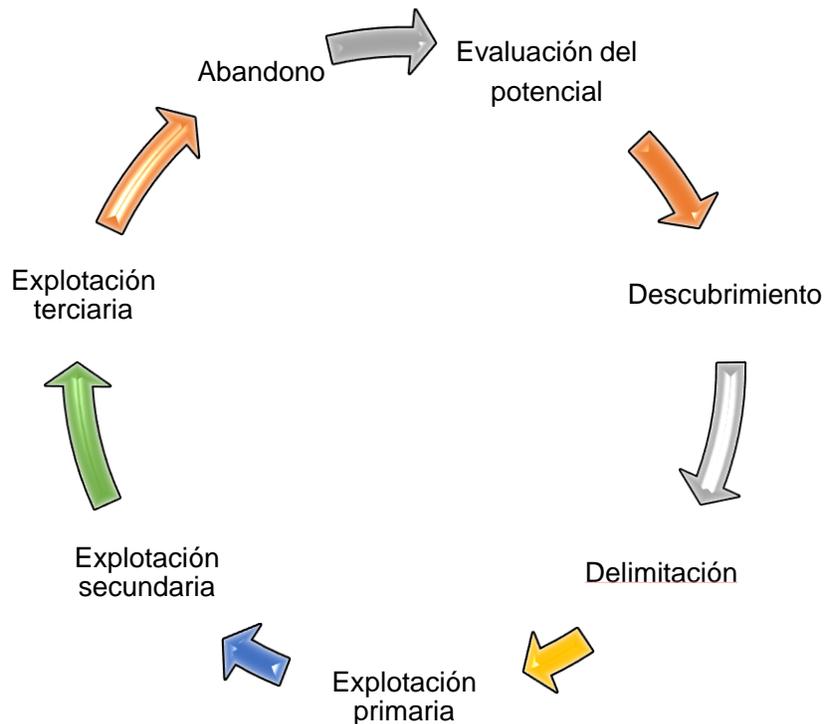


Figura 1.1 Ciclo de vida de un yacimiento

## INTRODUCCIÓN

Durante la vida productiva de un yacimiento petrolero se distinguían únicamente dos periodos de explotación, (explotación por comportamiento primario y explotación por recuperación secundaria) a partir de los años 70 el incremento sustancial en el precio de los hidrocarburos, en particular el aceite permitieron la aplicación de métodos de recuperación más avanzados y costosos, con lo cual comenzó a reconocerse una tercera etapa de producción conocida como recuperación terciaria o mejorada.

A lo largo del presente trabajo se analizarán las diferentes etapas de explotación, así como las fuerzas que intervienen en el movimiento de fluidos dentro del yacimiento, por otro lado se analizarán las etapas que atraviesa típicamente una industria petrolera, en este caso se tomará el modelo de PEMEX.

### ii. **Recuperación por comportamiento primario**

La recuperación por comportamiento primario es la que se obtiene gracias a la energía propia del yacimiento, dicho de otra forma, es la producción que se obtiene por la diferencia de presión entre el yacimiento y los pozos productores dando como resultado un flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo por diferencia de presión. Se da a partir de la utilización de la energía natural presente en el yacimiento, se puede hacer mención de seis fuerzas que trabajan conjuntamente, debido a sus combinaciones los mecanismos de empuje, que se explicarán más adelante en este trabajo, son los responsables de la producción en los yacimientos. No todas las fuerzas ayudan a la producción de hidrocarburos, hay que identificar las situaciones en las que ayudan o entorpecen el desplazamiento de los fluidos.

Las fuerzas presentes en los yacimientos son:

- Fuerzas de presión
- Fuerzas de empuje
- Fuerzas de gravedad
- Fuerzas viscosas
- Fuerzas capilares
- Fuerzas de inercia

## INTRODUCCIÓN

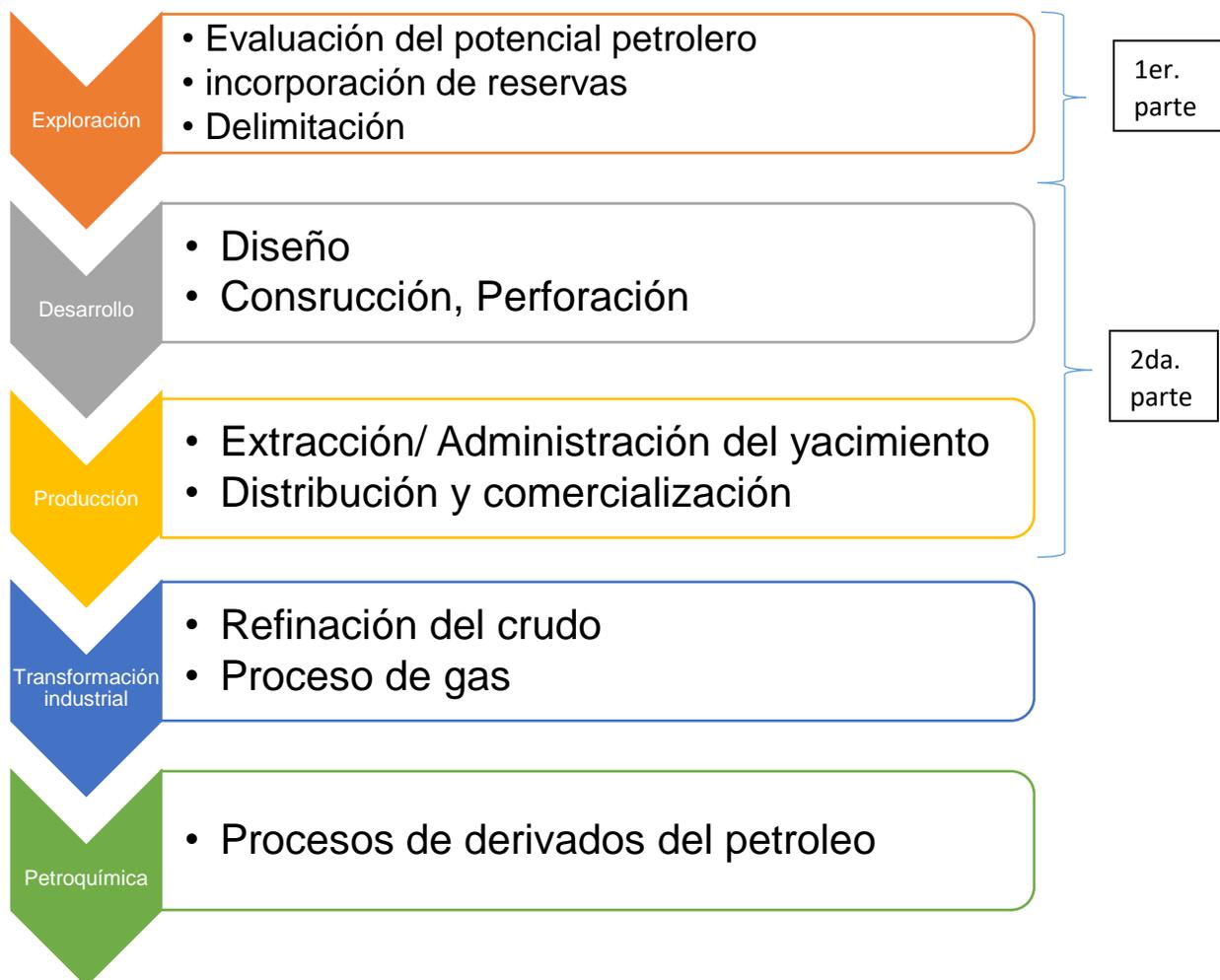
Las fuerzas de presión harán que las moléculas de los fluidos en el yacimiento se desplacen hacia zonas de menor energía.

Las fuerzas de empuje y gravitacionales se apoyaran en el principio de Arquímedes que dice “todo cuerpo sumergido total o parcialmente en un líquido experimentará una fuerza de empuje hacia arriba que es igual al peso del volumen del líquido que desplaza”, para explicar el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento gracias a la densidad de estos y los efectos gravitatorios aplicados en ellos.

Las fuerzas capilares favorecen durante una recuperación primaria al llevarse a cabo procesos de imbibición espontanea, es decir, al tiempo que se van produciendo los hidrocarburos, los fluidos en el yacimiento se acomodan y en zonas con mojabilidad preferencial al agua el aceite es repelido de un poro a otro debido a la tensión interfacial.

### iii. Cadena de valor de PEP

Tabla 1.1 Cadena de valor PEP



# INTRODUCCIÓN

## iv. Sistema Petrolero

Componentes geológicos y procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos, esto incluye: roca generadora, trayecto de migración, roca almacén, trampa y una roca sello. Debe de haber una secuencia cronológica correcta para que haya una acumulación y preservación de los hidrocarburos.

- Roca madre: Roca sedimentaria con alta concentración de materia orgánica.
- Roca almacén: Rocas porosas que a modo de esponja absorben y expulsan fluidos. Los tipos más comunes son las arenas y carbonatos, las principales características son la porosidad y la permeabilidad.
- Roca sello: Roca impermeable que impide el hidrocarburo se escape de forma natural hacia la superficie.
- Generación y migración: Los hidrocarburos se forman por la transformación térmica de la materia orgánica de la roca madre. Esta materia orgánica comienza a transformarse en petróleo o gas al estar sometida a altas temperaturas y presiones. Después de ser expulsados de la roca madre, el petróleo y/o gas deben fluir hacia una roca porosa y permeable.
- Trampas: son la configuración geométrica de una roca porosa y permeable, donde el hidrocarburo puede quedar atrapado, las trampas más comunes son las estructurales (pliegues anticlinales, o trampas asociadas a fallas normales) y estratigráficas.

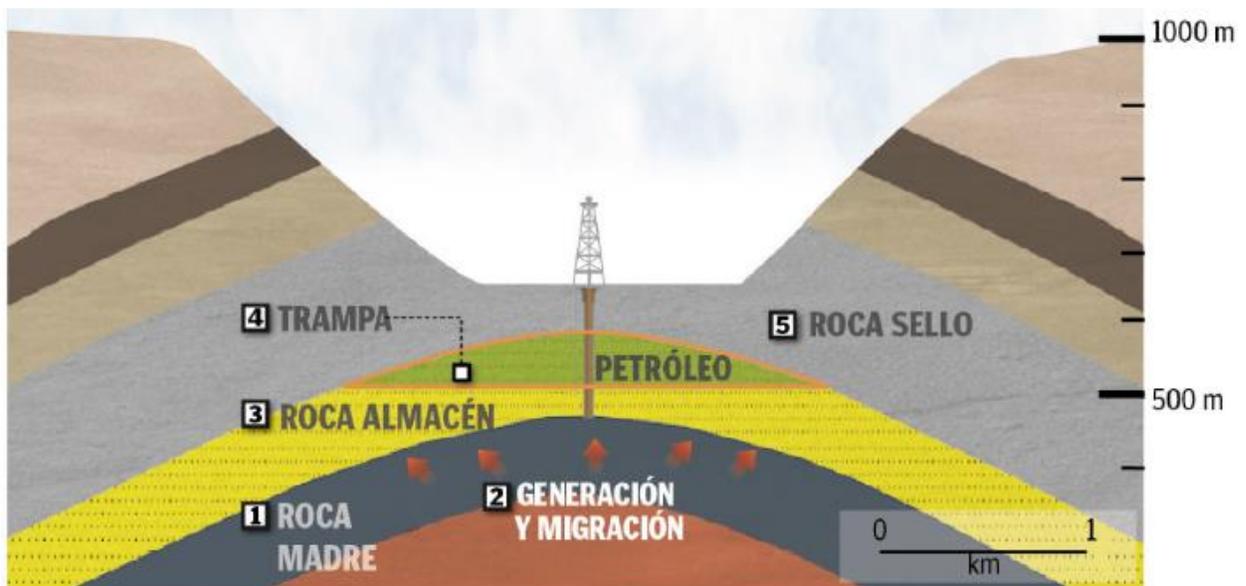


Figura 1.2 Sistema petrolero

## INTRODUCCIÓN

### v. Clasificación de crudos

Los hidrocarburos se clasifican de acuerdo a su densidad, que implica su capacidad calorífica y su costo de proceso para obtener derivados. De esta forma un hidrocarburo se clasifica por la unidad °API que se define por la siguiente fórmula:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{GE} - 131.5 \quad 1.1$$

Tabla 1.2 Clasificación de crudos de acuerdo a sus grados API

Densidad °API		Gravedad específica	
Súper ligero	45.4	0.8	Ligero
	40	0.825	
	35	0.85	
	31.1	0.87	
Ligero	30.2	0.875	
	25.7	0.9	
	22.3	0.92	
Pesado	21.5	0.925	Pesado
	17.4	0.95	
	13.6	0.975	
	10	1	
Extra pesado	6.5	1.025	
	3.3	1.05	
	0.1	1.075	

# INTRODUCCIÓN

## vi. Proceso exploratorio



Figura 1.3 Proceso de exploración-producción

A lo largo del proceso exploratorio la evaluación del potencial petrolero se subdivide en 5 procesos a realizar que tienen un tiempo aproximado de 5 a 10 años, este proceso se muestra a continuación.



Figura 1.4 Unidad de análisis en la evaluación del potencial petrolero

## vii. Clasificación de los pozos petroleros

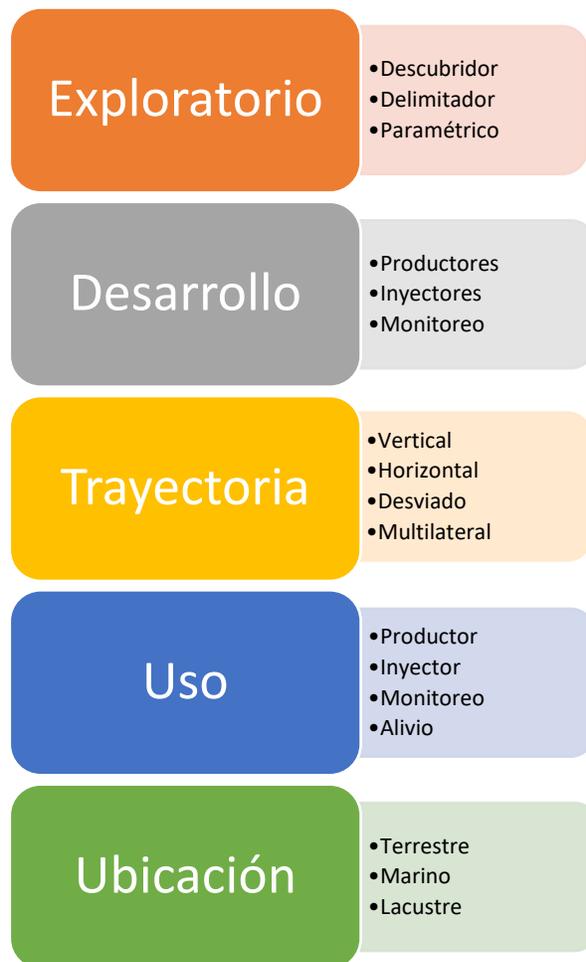


Figura 1.5 Clasificación de los tipos de pozos

## viii. Etapas de explotación de los yacimientos

Como ya se mencionó, la explotación de yacimientos se divide en, recuperación por comportamiento primario, secundaria y terciaria o mejorada. La implementación de estas etapas no es necesariamente en el orden antes mencionado, puede darse el caso de que se implemente una etapa de recuperación mejorada después de la recuperación por comportamiento primario. A continuación se presenta las etapas de explotación de un yacimiento.

# INTRODUCCIÓN

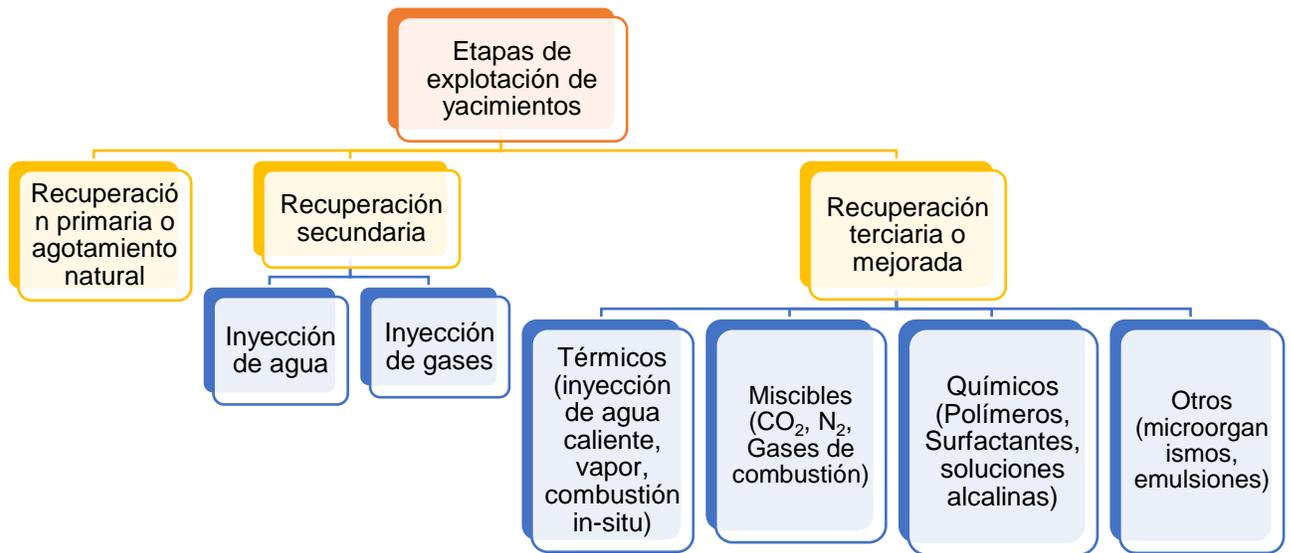


Figura 1.6 Etapas de explotación de un yacimiento

# CAPÍTULO 1

## PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

### 1.1 POROSIDAD

La porosidad es la característica física más conocida de un yacimiento de petróleo. Determina los volúmenes de petróleo o gas que pueden estar presentes, y todas las operaciones de recuperación se basan en la determinación de su valor.<sup>1</sup>

El porcentaje de poros o espacio poroso que puede contener fluidos, esta puede desarrollarse durante la depositación de la roca sedimentaria, el espacio entre detritos (porosidad primaria) o puede desarrollarse a través de la alteración de las rocas (porosidad secundaria), por ejemplo la migración de fluidos durante la diagénesis, o el fracturamiento por algún movimiento tectónico. La porosidad se define de la siguiente manera:

$$\phi = \frac{V_p}{V} \quad 1.1$$

Donde:

$V_p$  = Volumen de poros del medio poroso

$V$  = Volumen total de la roca

Haciendo un análisis dimensional de la porosidad se puede observar lo siguiente:

$$\phi = \frac{L^3}{L^3} = 0 \quad 1.2$$

Si en el volumen de poros del medio poroso se toman en cuenta tanto los poros aislados como los comunicados entre sí, a la porosidad se le llama porosidad absoluta.

---

<sup>1</sup> Sylvain J. Pirson. (1965). Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Barcelona: Omega S.A., 45

La porosidad efectiva es la que se tiene cuando sólo se consideran los poros comunicados entre sí, por ejemplo una roca basáltica puede tener muy alta porosidad absoluta, pero muy poca o incluso nula porosidad efectiva. Para el estudio de yacimientos petroleros el interés se centra en determinar la porosidad efectiva.

Para mayor información sobre porosidad consultar: Sylvain J. Pirson. (1965). Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Barcelona: Omega S.A.

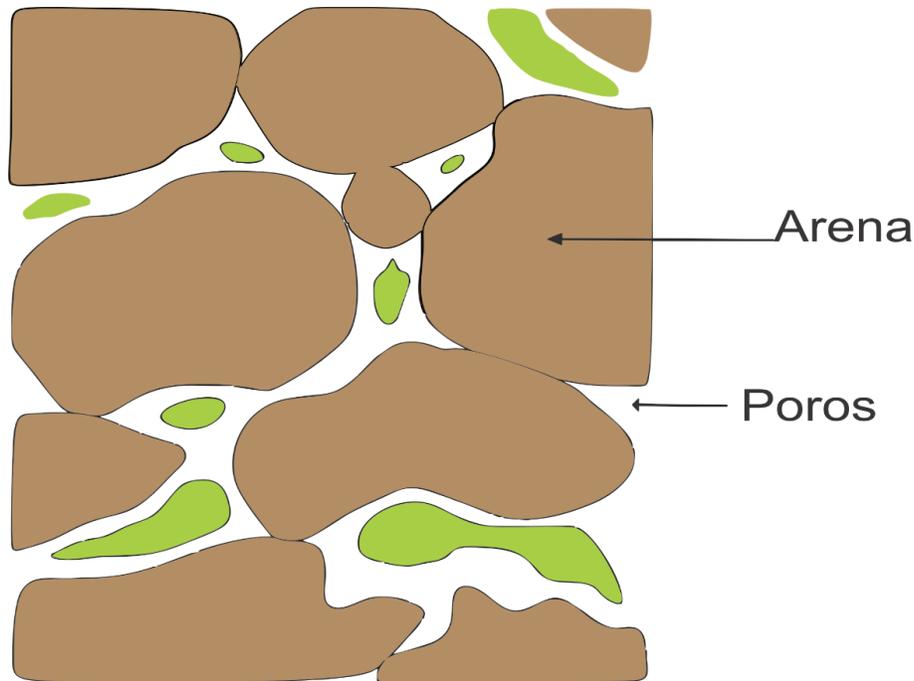


Figura 1.1 Representación de la porosidad de una roca

### 1.1.1 POROSIDAD ABSOLUTA

La porosidad absoluta es el porcentaje de espacio total con respecto al volumen total de la roca sin tener en cuenta si los poros estén interconectados entre sí o no. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y aún así no tener conductividad de fluidos debido a la falta de intercomunicación de los poros. Este es el caso de los basaltos y otras rocas ígneas con porosidad vesicular.<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> craft Hawkins Oil Reservoir Engineering craft Hawkins oil reservoir engineering

### 1.1.2 POROSIDAD EFECTIVA

La porosidad efectiva es el porcentaje de espacio poroso intercomunicado con respecto al volumen total de la roca. Por consiguiente es una indicación a la conductividad de fluidos, aunque no una medida de ellos necesariamente.

La porosidad efectiva es una función de muchos factores litológicos, los más importantes son: tamaño de los granos, empaque de los granos, cementación, meteorización y lixiviación, cantidad y clase de arcillas y estado de hidratación de las mismas.<sup>2</sup>

Para cuantificar la cantidad de poros intercomunicados en el espacio total del medio poroso se mide su porosidad efectiva.

$$\phi = \frac{\text{volumen de poros interconectados}}{\text{volumen total del medio}} \quad 1.3$$

### 1.2 PERMEABILIDAD

La permeabilidad puede definirse como la conductividad de la roca a los fluidos o la facultad que la roca posee para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados. Si los poros de la roca no están interconectados no existirá permeabilidad, de aquí que haya relación entre la porosidad efectiva y la permeabilidad. Las unidades para la permeabilidad son los Darcy o miliDarcy, de forma matemática puede definirse de la siguiente manera:

$$k = \frac{q \mu L}{A \Delta P} \quad 1.4$$

$$K = \frac{K_e}{K_r} \quad 1.5$$

---

<sup>2</sup> craft Hawkins Oil Reservoir Engineering craft Hawkins oil reservoir engineering

Donde:

$q$  = gasto del fluido

$\mu$  = viscosidad

$L$  = longitud del medio poroso

$A$  = área transversal del medio poroso

$\Delta P$  = presión a la que esta sometido el medio

$K$  = permeabilidad absoluta

$K_e$  = permeabilidad efectiva

$K_r$  = permeabilidad relativa

Si se realiza un análisis dimensional a la ecuación 1.4 para deducir las dimensiones de la permeabilidad nos queda:

$$k = \frac{\left[\frac{L^3}{T}\right]\left[\frac{M}{LT}\right][L]}{[L^2]\left[\frac{M}{LT^2}\right]} = \frac{L^5 T^2 M}{L^3 T^2 M} = L^2 \quad 1.6$$

Con la ayuda del análisis dimensional se puede observar que la permeabilidad tiene unidades de longitud cuadradas, ahora bien si este análisis se hace con ayuda del sistema internacional de unidades se tiene lo siguiente:

$$k = \frac{\left[\frac{cm^3}{s}\right]\left[\frac{g}{cms}\right][cm]}{[cm^2]\left[\frac{g}{cms^2}\right]} = \frac{cm^5 s^2 g}{cm^3 s^2 g} = cm^2 \quad 1.7$$

### 1.2.1 Permeabilidad absoluta

Se denomina permeabilidad absoluta a la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido a través de ella, cuando se encuentra saturada al 100% del fluido, que es el mismo que se usa como fluido desplazante durante la prueba.

### 1.2.2 Permeabilidad Efectiva

Se define como permeabilidad efectiva a un fluido en particular, la permeabilidad a del medio a ese fluido cuando su saturación es menor al 100%.

$K_o$ ,  $K_g$  y  $K_w$  representan las permeabilidades efectivas al aceite al gas y al agua, respectivamente, y esto nos indica la preferencia de flujo del fluido por la roca, es decir, la capacidad de flujo preferencial de un fluido en particular cuando existe más de un fluido en el espacio poroso y dependerá de la saturación de los fluidos.

### 1.2.3 Permeabilidad Relativa

La permeabilidad relativa se define dividiendo la permeabilidad efectiva entre la permeabilidad absoluta, para cada caso en particular, es decir, para aceite, gas y agua quedando de la siguiente manera:

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K} \quad 1.8$$

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad 1.9$$

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad 1.10$$

En la figura 1.2 se muestra una gráfica típica de curvas de permeabilidades relativas al agua y al aceite. Es importante resaltar que la permeabilidad relativa depende de la saturación de los fluidos.

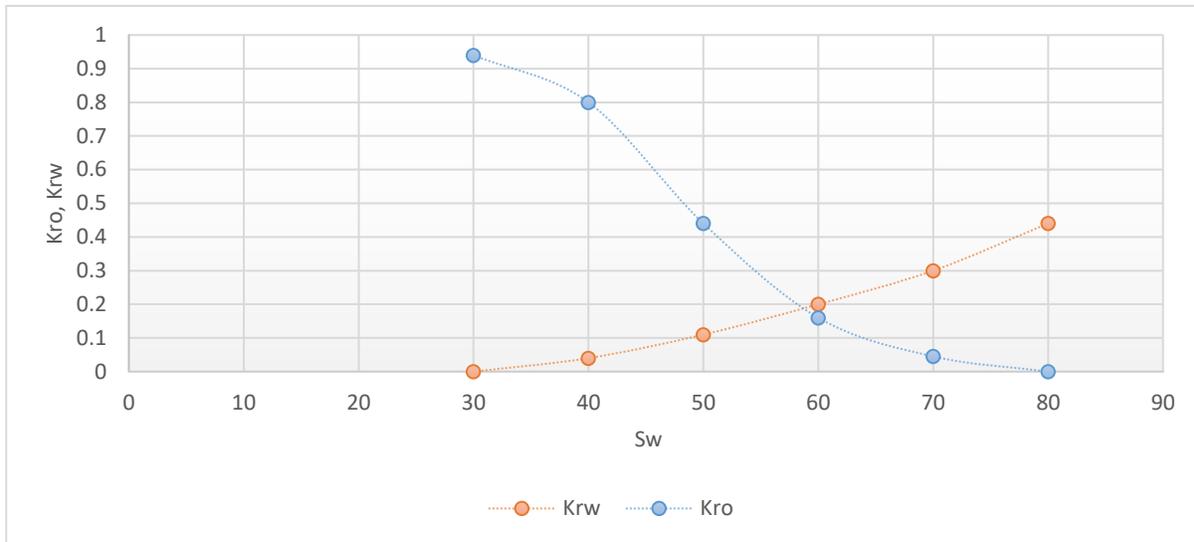


Figura 1.2 Gráfica de permeabilidad relativa contra saturación

Las curvas indican que con un aumento en la saturación de agua la permeabilidad relativa al aceite disminuirá y la permeabilidad relativa al agua aumentará, los valores donde las curvas de permeabilidades relativas tocan el eje de la saturación del agua es el porcentaje de saturación irreducible a dicho fluido.

Para mayor información sobre permeabilidad consultar: Sylvain J. Pirson. (1965). Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Barcelona: Omega S.A.

### 1.3 PRESIÓN CAPILAR

Es la diferencia de presiones que existe en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles uno de los cuales moja preferentemente la roca en condiciones de equilibrio<sup>3</sup>. La curvatura de la interface es una consecuencia de la mojabilidad preferencial de las paredes del sólido por una de las fases. La presión existente dentro del fluido no mojante es mayor que la del fluido mojante y, consecuentemente, la interface entre los fluidos es curva y convexa con respecto al fluido no mojante. Por lo tanto, la presión capilar es definida como la diferencia de presión entre la fase no mojante y la fase mojante.

$$P_c = P_{f_{nm}} - P_{f_m} \quad 1.11$$

<sup>3</sup> Priscila Estefanía Ochoa Porchas. (2011). Estudios que determinan la baja recuperación de aceite en los yacimientos. CDMX: UNAM, 50.

Y la presión está definida por:

$$P = \frac{\text{fuerza}}{\text{área}} = \frac{M}{LT^2} \quad 1.12$$

La magnitud de la presión capilar en un medio poroso depende de varios factores: la porosidad, mojabilidad, tensión interfacial entre fluidos, saturación de fluidos, y la distribución del tamaño de los poros.

La evidencia más común de la existencia de los fenómenos capilares, es la que se obtiene al colocar un tubo capilar en un recipiente con agua y ver como el agua sube en el capilar, hasta alcanzar el equilibrio, tal como se muestra en la figura 1.3

La columna de agua que sube en el capilar es una medida de las fuerzas de superficie en la curva de la interfase líquida (entre los puntos A y B), las cuales soportan el peso de esta columna, si el fluido mojante lo constituye el petróleo en el tubo capilar se presentara la situación que se muestra en la figura 1.4.

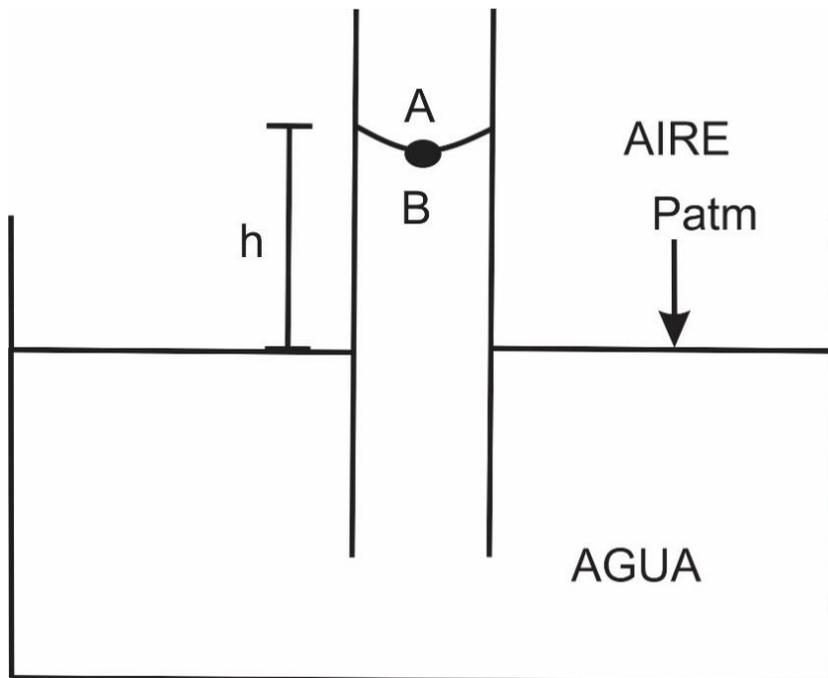


Figura 1.3 Presión capilar

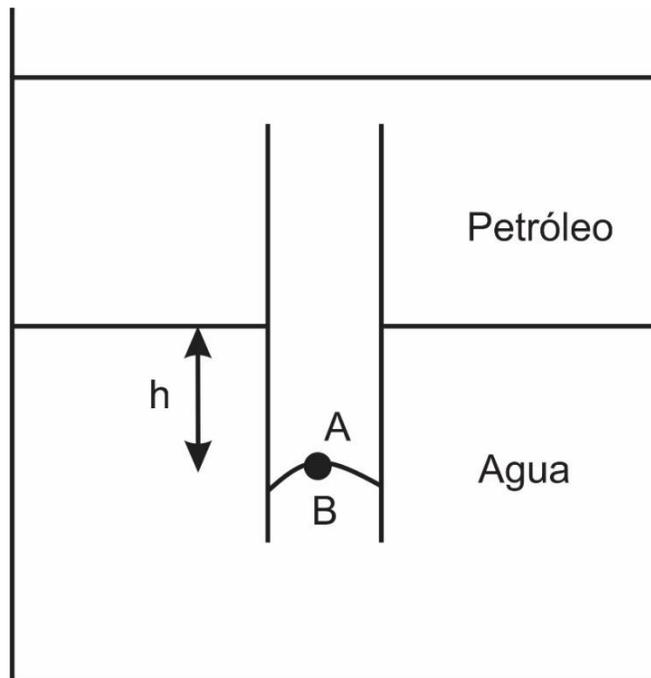


Figura 1.4 Descenso de agua en un capilar (fase mojante: Petróleo)

#### 1.4 SATURACIÓN

La saturación “S” de un fluido en un medio poroso, se define como el volumen de fluido medido a la presión y temperatura a que se encuentre el medio poroso, entre su volumen de poros es decir:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \left[ \frac{L^3}{L^3} \right] \quad 1.13$$

Donde

$S_f$  =saturación del fluido.

$V_f$  = volumen del fluido.

$V_p$  = volumen de poros.

La saturación, al igual que la porosidad puede expresarse en porcentaje.

Cuando se habla de saturación de aceite, agua o gas congénito es el volumen de dicho fluido que se tiene originalmente en el yacimiento.

Cuando se habla de saturación residual se refiere al volumen del fluido que se tiene en el yacimiento después de una etapa de explotación.

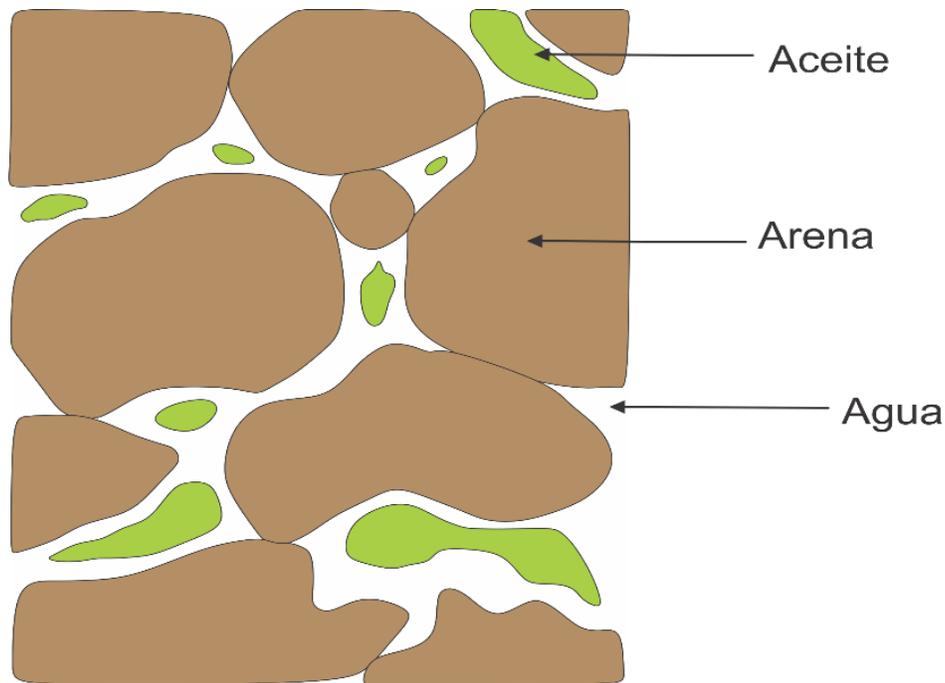


Figura 1.5 Representación de la saturación de agua y aceite en una roca

Para mayor información sobre saturación de fluidos consultar: Sylvain J. Pirson. (1965). Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Barcelona: Omega S.A.,

## 1.5 VISCOSIDAD

La viscosidad se define como la resistencia que opone un fluido a fluir como efecto del rozamiento de sus moléculas y su unidad es el Poise en honor a Jean Léonard Marie Poiseuille. En un sistema conformado por dos placas paralelas, una fija y otra móvil en dirección horizontal (adelante y atrás), que contienen a un fluido continuo entre ambas. Al aplicarse una fuerza de magnitud  $F$  sobre la placa móvil que provoque su desplazamiento positivo a una velocidad  $v$ , se apreciará que el fluido

en contacto con las placas evidencia una distorsión en su volumen, comenzando a fluir en la misma dirección, mas no con la misma velocidad en todo el medio.

$$\mu = \text{Poise} = \text{Pa} * s = \frac{Ns}{m^2} \quad 1.14$$

Como se sabe un Newton está definido por:

$$N = \frac{Kg*m}{s^2} \quad 1.15$$

Sustituyendo la ecuación 2.15 en 2.14 y después de simplificar se obtiene lo siguiente:

$$\mu = \frac{Kg}{ms} = \frac{M}{LT} \quad 1.16$$

## 1.6 RELACIÓN DE SOLUBILIDAD GAS-LÍQUIDO

A presiones superiores a la atmosférica, un líquido puede contener gas disuelto que será liberado al llegar a las condiciones atmosféricas, por lo que sus propiedades se ven afectadas, para describir este fenómeno a diferentes condiciones de saturación en el sistema se define la relación de solubilidad gas líquido ( $R_{sf}$ ), como el volumen de gas que se encuentra disuelto a una presión y temperatura, definidas para un cierto momento, en un volumen de líquido. Ambos están medidos a condiciones estándar.

Un líquido a condiciones de bajo-saturación tendrá una  $R_{sf}$  constante si no se modifica la cantidad de masa de la mezcla, mientras que a condiciones de flujo la presión disminuirá y por consecuencia esta relación también.

$$R_{sf} = \frac{V_{gas\ disuelto\ @\ c.s.}}{V_{liquido\ sin\ gas\ disuelto\ @\ c.s.}} \left[ \frac{L^3\ gas\ disuelto\ @\ c.s.}{L^3\ liquido\ sin\ gas\ disuelto\ @\ c.s.} \right] \quad 1.17$$

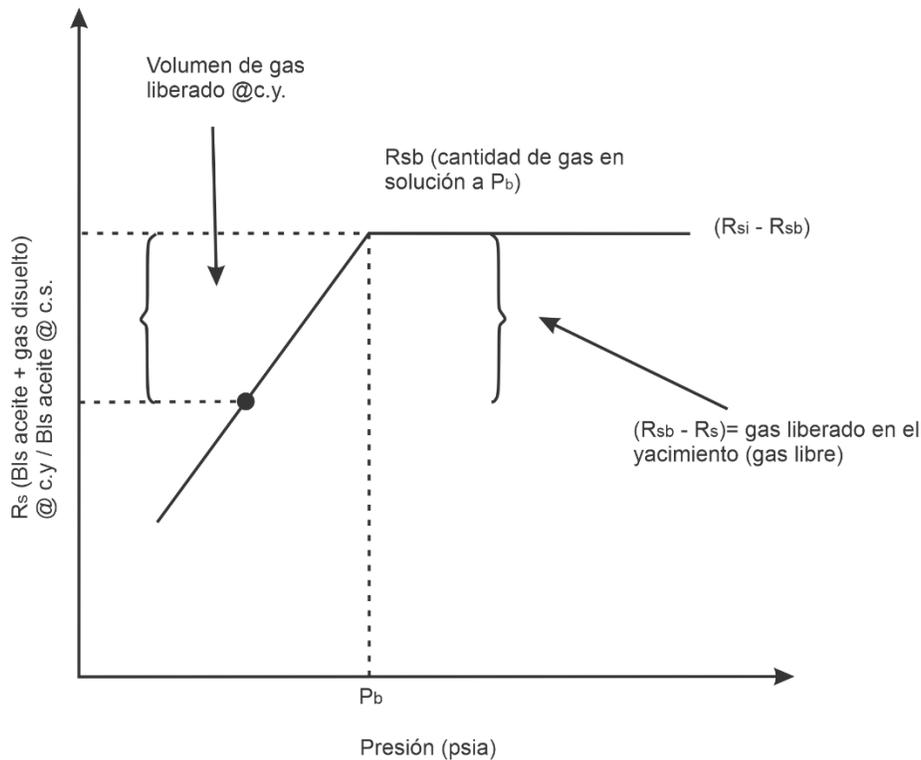


Figura 1.6 Gráfica representativa de la relación de solubilidad

### 1.7 Factor de volumen

Las variaciones en la densidad de un fluido por efectos de las condiciones del medio se pueden analizar mediante su factor de volumen ( $B_f$ ). El  $B_f$  se define como la relación entre el volumen que ocupa la masa de una sustancia a condiciones de presión y temperatura cualesquiera ( $v_f@c.y.$ ) sobre el volumen que ocuparía dicha masa a condiciones estándar (298.15 K y 1 atm)

$$B_f = \frac{V_{f@c.y.} [L^3 f@c.y.]}{V_{f@c.s.} [L^3 f@c.s.]} \quad 1.18$$

De acuerdo a la ley de los gases reales, el volumen que ocuparía una masa, que no presenta cambios en el tiempo, de gas real a cualquier condición de presión y temperatura respecto de las estándar se describe como:

$$B_f = \frac{V_{f@c.y.}}{V_{f@c.s.}} \tag{1.19}$$

Si se utiliza la ecuación de estado de los gases reales, despejando el volumen se tiene:

$$V = \frac{ZnRT}{P} \tag{1.20}$$

Ahora bien, las condiciones a las que se mide el volumen son diferentes, en la parte superior de la ecuación 1.18 se tiene el volumen a condiciones de yacimiento, y en la parte inferior a condiciones de estándar, partiendo de esto y sustituyendo la ecuación 1.20 en la ecuación 1.19 se obtiene lo siguiente:

$$B_f = \frac{\frac{nZ@c.y.RT@c.y.}{P@c.y.}}{\frac{nZ@c.s.RT@c.s.}{P@c.s.}} = \frac{Z@c.y.T@c.y.nRP@c.s.}{P@c.y.Z@c.s.T@c.s.nR} = \frac{Z@c.y.T@c.y.P@c.s.}{P@c.y.T@c.s.} \left[ \frac{L^3}{L^3} \right] \tag{1.21}$$

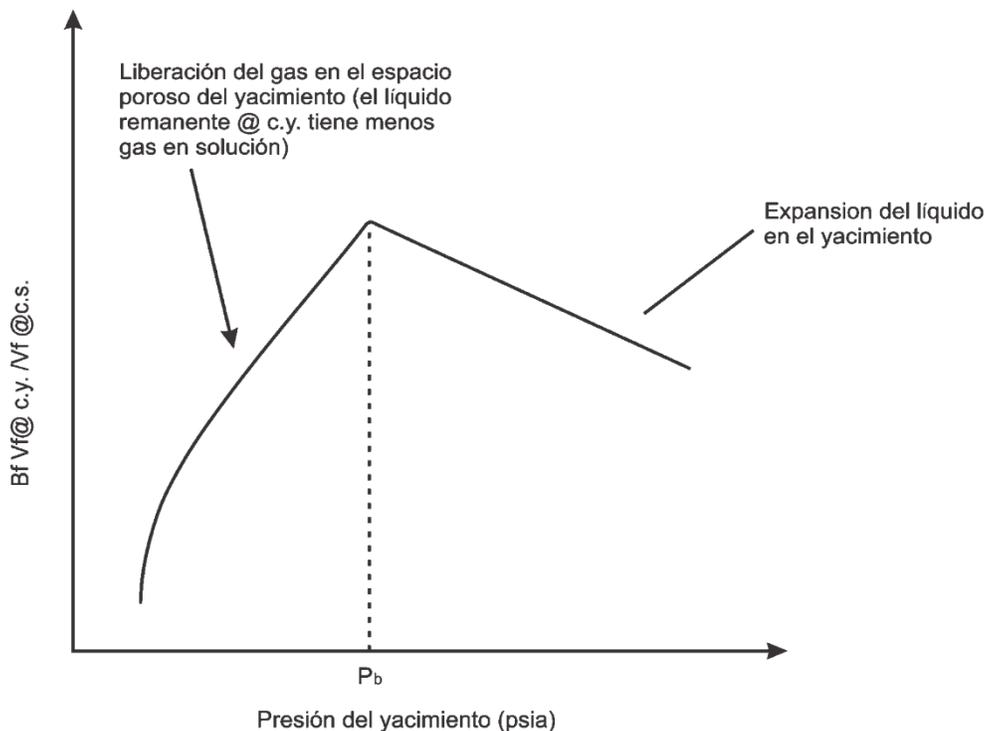


Figura 1.7 Gráfica representativa del factor de volumen de un fluido.

## 1.8 Mojabilidad

Tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. En la aplicación de este término a la ingeniería de yacimientos, la superficie sólida es la roca del yacimiento, que puede ser arenisca, caliza o dolomita y frecuentemente un material detrítico, un cementante o ambos. Los fluidos que existen en los poros de la roca son generalmente aceite, agua y gas. Sin embargo, puesto que las condiciones en las cuales el gas moja la roca en lugar del líquido son muy específicas solamente se considera al aceite y agua como posible fase mojante.

La mojabilidad es el mayor factor que controla el flujo y la distribución de fluidos en el yacimiento. La mojabilidad afectará a la mayoría de los análisis de núcleo, incluida la presión capilar, la permeabilidad relativa y la recuperación terciaria.

La mojabilidad es definida como la tendencia a que un fluido se adhiera a la superficie de un sólido en presencia de otro fluido inmiscible.<sup>4</sup>

Depende de las interacciones específicas entre la roca y el aceite si la mojabilidad será en un rango de fuertemente mojada por agua o fuertemente mojada por aceite, si la roca no es mojada por agua o aceite se considera que su mojabilidad es neutral o intermedia.<sup>4</sup>

Existen muchos métodos para determinar la mojabilidad como el método de Amott (1959), la medición del ángulo de contacto o la correlación de Brownell-Kartz (1947), entre otros.

Para la determinación de la mojabilidad en muestras grandes de baja permeabilidad, con el método de Amott, se requiere de tiempos muy largos para medir los volúmenes de agua y aceite mediante imbibición y desplazamientos de un fluido por otro y aún así los resultados obtenidos de la prueba pueden ser erróneos.

### 1.8.1 Ángulo de contacto

El ángulo de contacto es el mejor método para medir la mojabilidad cuando se utilizan fluidos puros y núcleos artificiales porque no hay posibilidad de que otros agentes tenso activos alteren la mojabilidad.

---

<sup>4</sup>William G. Anderson. (octubre 1986). Wettability Literature Survey Part 1: Rock/Oil/Brine interactions and the effects of core handling on Wettability. Journal of Petroleum Technology.

Los métodos que se utilizan generalmente en la industria son el de la gota sésil y una forma modificada de este método. El método de la gota sésil utiliza un único cristal mineral, como se muestra en la figura 1.8. El método de la gota sésil modificado utiliza dos cristales minerales pulidos y planos que se montan paralelos entre sí en los postes ajustables, como se muestra en la figura 1.9 debido a que las areniscas a menudo están compuestas principalmente de cuarzo y calizas de calcita, se utilizan cuarzos o calcitas para simular las superficies de los poros de la roca.<sup>5</sup>

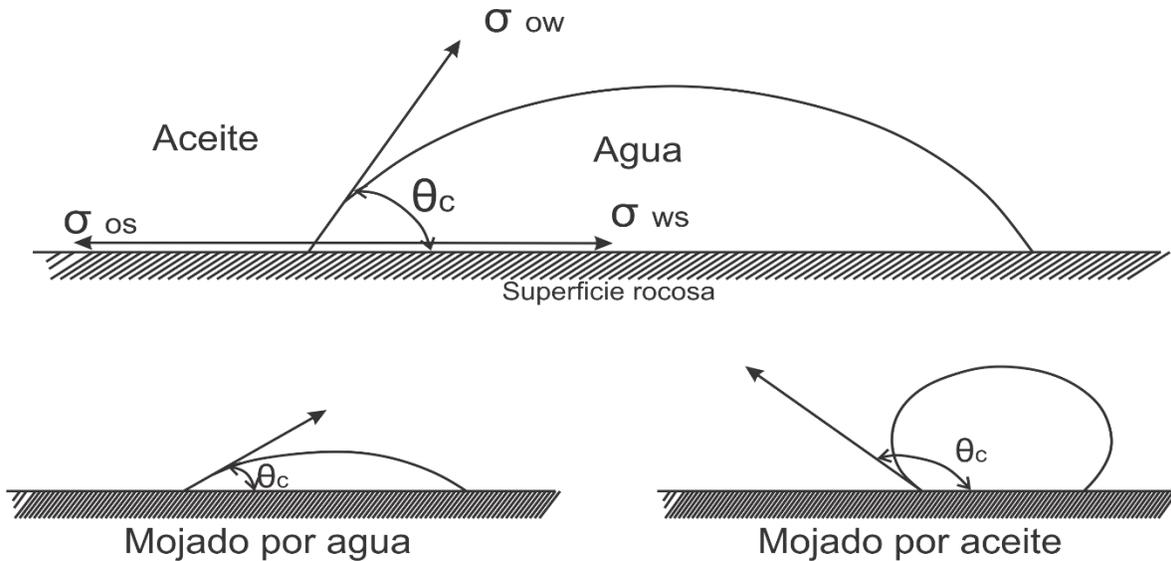


Figura 1.8 Mojabilidad en un sistema aceite/agua/roca<sup>5</sup>

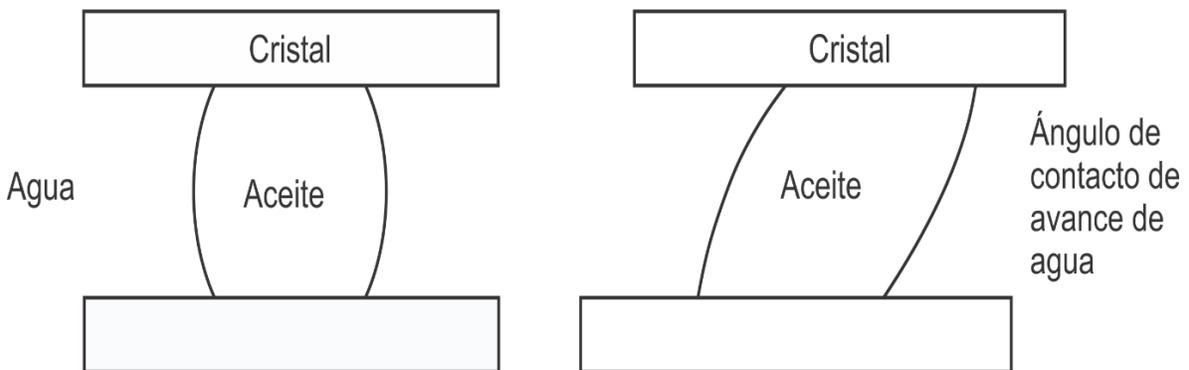


Figura 1.9 Medición del ángulo de contacto.<sup>5</sup>

<sup>5</sup> William G. Anderson. (Noviembre 1986). Wettability Literature Survey Part 2: Wettability Measurement. Journal of Petroleum Technology.

<sup>5</sup> Imágenes tomadas y modificadas de William G. Anderson. (Noviembre 1986). Wettability Literature Survey Part 2: Wettability Measurement. Journal of Petroleum Technology.

La mojabilidad puede ser dividida por tres ángulos de contacto:

1. Mojado por agua: 0 a 75 grados
2. Mojado por aceite: 105 a 180 grados
3. Mojabilidad neutra: 75 a 105 grados

### **1.8.2. Método de Amott**

El método de Amott combina la imbibición y el desplazamiento forzado para medir la mojabilidad promedio del núcleo, el núcleo y los fluidos del yacimiento se pueden usar en la prueba. Este método se basa en el hecho de que el líquido mojante generalmente se embeberá espontáneamente en el núcleo, desplazando al no mojante. La relación de imbibición espontánea y la imbibición forzada es usada para reducir la influencia de otros factores, como la permeabilidad relativa, la viscosidad y la saturación inicial de la roca.<sup>5</sup>

La medición de la mojabilidad de Amott consiste en los siguientes cuatro pasos:

1. Sumergir el núcleo en aceite y medir el volumen de agua desplazada por la imbibición espontánea de aceite después de 20 horas.<sup>5</sup>
2. Centrifugar el núcleo en aceite hasta que se alcanza la saturación de agua irreducible, y medir la cantidad total de agua desplazada, incluyendo el volumen por imbibición espontánea.<sup>5</sup>
3. Sumergir el núcleo en salmuera, y medir el volumen de aceite desplazado espontáneamente por la imbibición de agua después de 20 horas.<sup>5</sup>
4. Centrifugar el núcleo en aceite hasta que se alcance la saturación de aceite residual con lo que se mide la cantidad total de aceite desplazado<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> William G. Anderson. (Noviembre 1986). Wettability Literature Survey Part 2: Wettability Measurement. Journal of Petroleum Technology.

Los resultados de la prueba se expresan mediante:

1. Relación de desplazamiento por aceite: La relación del volumen de agua desplazada solo por imbibición espontanea de aceite,  $V_{wsp}$ , entre el total por imbibición de aceite y desplazamiento centrífugo,  $V_{wt}$ .<sup>5</sup>

$$\delta_o = \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad 1.22$$

2. Relación por desplazamiento por agua: la relación del volumen de aceite desplazado por la imbibición espontanea de agua,  $V_{osp}$ , entre el volumen total de aceite desplazado por la exposición y el desplazamiento centrífugo,  $V_{ot}$ .<sup>5</sup>

$$\delta_w = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} \quad 1.23$$

Después de obtener las relaciones anteriores se obtiene el índice de índice de desplazamiento relativo de Amott-Harvey, esto es la relación de desplazamiento por agua menos la relación de desplazamiento por aceite:<sup>5</sup>

$$I = \delta_w - \delta_o = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} - \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad 1.24$$

La ecuación 1.24 combina las dos relaciones en un solo índice de mojabilidad que varía desde +1 para una mojabilidad total de agua hasta -1 para una mojabilidad total de aceite.<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> William G. Anderson. (Noviembre 1986). Wettability Literature Survey Part 2: Wettability Measurement. Journal of Petroleum Technology.

Tabla 1.1 Relación de índice de mojabilidad de Amott

	Mojado por Agua	Mojabilidad Neutra	Mojado por Aceite
Índice de Mojabilidad	$0.3 \leq I \leq 1.0$	$-0.3 < I < 0.3$	$-1.0 \leq I \leq -0.3$

### 1.9 Movilidad

Esta propiedad se refiere a la facilidad que posee una fase fluida para moverse a través de un medio poroso y permeable en función de su viscosidad y permeabilidad relativa.

$$\lambda_f = \frac{K_{rf}}{\mu_f} \quad 1.25$$

Donde:

$\lambda_f$  = Movilidad de un fluido

$K_{rf}$  = Permeabilidad relativa

$\mu_f$  = Viscosidad del fluido

En un proceso de inyección es necesario conocer la relación de movilidades, esto es que tan buena es la movilidad de la fase desplazante respecto a la fase desplazada, la relación de movilidades está dada por la siguiente ecuación:

$$M_f = \frac{\lambda_{fase\ desplazante}}{\lambda_{fase\ desplazada}} \quad 1.26$$

Cuando la relación de movilidades sea mayor a uno el fluido desplazante tendrá mayor movilidad que el fluido desplazado, de lo contrario el fluido desplazado tendrá

una mejor movilidad, es decir, esta relación nos permitirá saber la efectividad de un proceso para así mejorar el desplazamiento del crudo.

Cuando se trata de medir la movilidad existen dos posibilidades, tipo pistón sin fugas y tipo pistón con fugas, de los cuales se hablará más adelante, cuando se trata del primer caso se puede utilizar la fórmula 1.26.

Para el segundo caso se asume que no todo el aceite se mueve con el fluido desplazante, entonces se debe considerar la movilidad delante y detrás del frente de invasión, para esto, las movilidades de los fluidos son el resultado de la suma de todas las movilidades detrás y delante del frente de invasión teniendo la siguiente fórmula:

$$M = \frac{\sum_i \left( \frac{k_i}{\mu_i} \right)_{\text{fluido desplazante}}}{\sum_i \left( \frac{k_i}{\mu_i} \right)_{\text{fluido desplazado}}} \quad 1.27$$

El comportamiento del frente de desplazamiento se ve afectado por los fluidos detrás y delante del frente de invasión, también es afectado por las propiedades del yacimiento como la porosidad, permeabilidad, entre otras, por lo tanto no existe una relación de movilidades que permita conocer parámetros como la eficiencia de barrido.

### 1.10 Índice de productividad

Al momento de que un pozo comienza su etapa de producción se debe evaluar la productividad de éste a las condiciones que tiene al momento que comienza la producción.

Cuando se calcula la productividad de un pozo se asume que el flujo hacia el pozo es directamente proporcional a la diferencia de presión entre el yacimiento y la pared del pozo, a este cálculo se le conoce como índice de productividad y su fórmula es la siguiente:

$$IP = \frac{q_o}{p_{ws} - p_{wf}} \left[ \frac{\frac{bl}{dia} @ C.S.}{\frac{lb}{in}} \right] \quad 1.28$$

## CAPÍTULO 2

# CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS Y MECANISMOS DE EMPUJE

### 2.1 Diagrama de fase

Representación gráfica de las fronteras entre diferentes estados de la materia de un sistema, en función de variables elegidas para facilitar el estudio del mismo. Cuando en una de estas representaciones todas las fases corresponden a estados de agregación diferentes se suele denominar diagrama de cambio de estado.<sup>6</sup>

Los principales tipos de diagrama de fase son:

- Presión – Temperatura
- Presión – Volumen
- Volumen – Temperatura
- Composicional (P, V, T)

### 2.2 Clasificación de los yacimientos por su diagrama de fase.

El diagrama de fase típico de un sistema de hidrocarburos en el yacimiento que se muestra en la figura 2.1 se puede usar para describir varios tipos de fluidos presentes yacimiento.

Un yacimiento contiene gas si su temperatura es más alta que la temperatura crítica del fluido, de lo contrario contiene aceite. El agotamiento del yacimiento resultará en condensación retrógrada si la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenterma, por otro lado no se formará líquido si se encuentra por encima de la cricondenterma. El aceite en un yacimiento con una temperatura cercana a su punto crítico es más volátil que una temperatura más baja. Una pequeña reducción de la presión por debajo del punto de burbuja, en un yacimiento con una temperatura justo por debajo de la temperatura crítica del fluido, puede vaporizar hasta el volumen de aceite.

---

<sup>6</sup> Jorge A Arévalo - Cuautli Hernández María Elena. Propiedades de los fluidos petroleros. UNAM, 2004.

Es evidente, que la ubicación de la temperatura del yacimiento en el diagrama de fase se puede usar para clasificar los fluidos del yacimiento.

Los fluidos del yacimiento se pueden clasificar de acuerdo con varios criterios. Aunque la identificación de un fluido como gas o petróleo es adecuada en la mayoría de los estudios de comportamiento de fase, es más común clasificar el fluido de acuerdo con su comportamiento volumétrico en las condiciones del yacimiento y superficie. Este enfoque produce algunos conjuntos de formulaciones conocidas como ecuaciones de balance de materia, que se pueden aplicar de manera adecuada a cada clase de fluido para el estudio de los yacimientos.

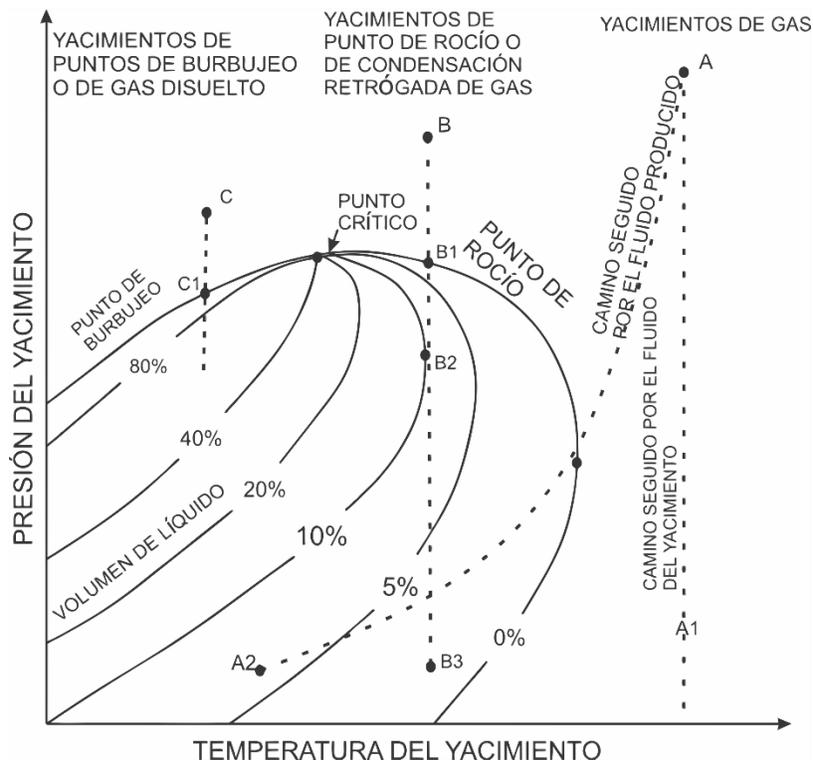


Figura 2.1 Clasificación de los Fluidos de un Yacimiento

Para comprender completamente la importancia de los diagramas de presión temperatura es necesario identificar y definir los puntos clave en estos diagramas:

- A. Cricondenterma: Definida como la temperatura máxima por encima de la cual no se puede formar líquido independientemente de la presión. La presión correspondiente se denomina presión de cricondenterma
- B. Cricondenbara: Presión máxima por encima de la cual no se puede formar gas, independientemente de la temperatura. La temperatura correspondiente se llama temperatura de cricondenbara

- C. Punto crítico: El punto crítico para una mezcla multicomponente se conoce como el estado de presión y temperatura a la que todas las propiedades intensivas de las fases gaseosa y líquida son iguales. En el punto crítico, la presión y temperatura se denominan presión crítica y temperatura crítica<sup>7</sup>
- D. Envolvente de fase (región de dos fases): La región encerrada por la curva del punto de burbuja y la curva del punto de rocío (línea BCA) en la que el gas y el líquido coexisten en equilibrio, se identifica como la envolvente de fase del sistema de hidrocarburos<sup>7</sup>
- E. Líneas de calidad: las líneas de calidad discontinuas dentro del diagrama de fase se denominan líneas de calidad, estas describen las condiciones de presión y temperatura para volúmenes iguales de líquidos. Las líneas de calidad convergen en el punto crítico<sup>7</sup>
- F. Curva de punto de burbuja: Línea que separa la región de la fase líquida de la región de dos fases
- G. Curva de punto de rocío: Línea que separa la región de fase de vapor de la región de dos fases.

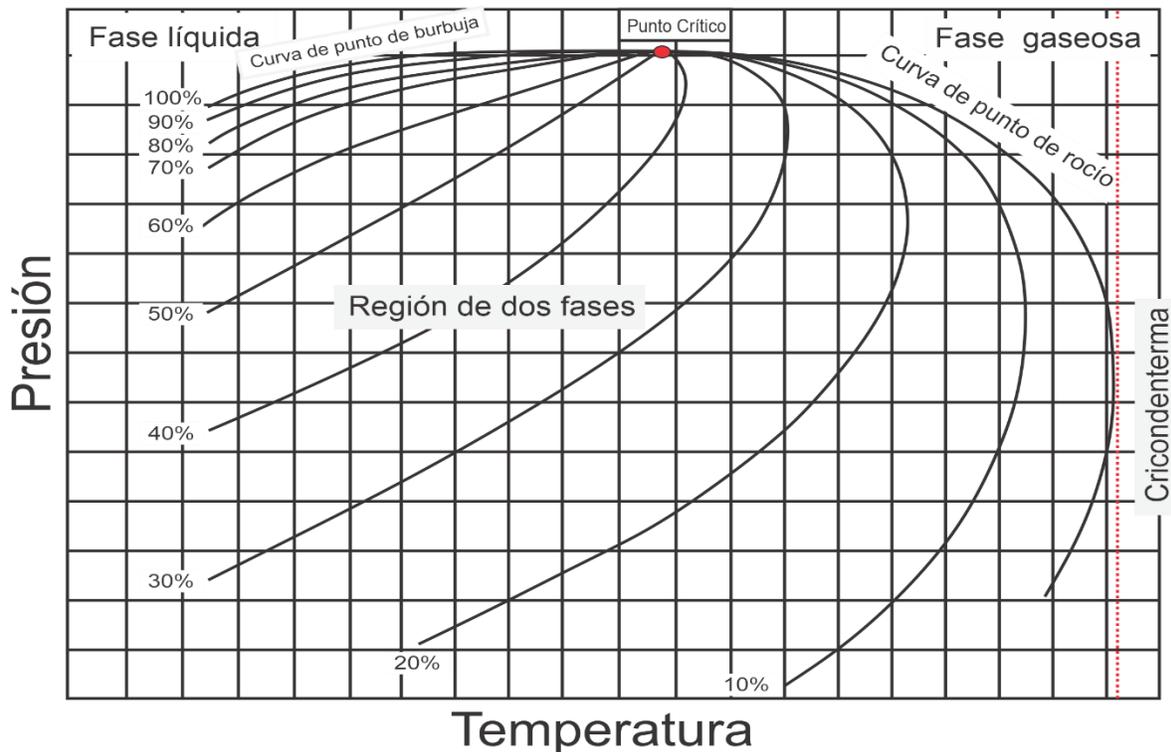


Figura 2.1 diagrama típico de un sistema multicomponente.<sup>7</sup>

<sup>7</sup> Tarek ahmed. (2006). Reservoir engineering handbook. oxford: Elsevier inc.

### 2.2.1 Gas Seco

El gas seco está compuesto principalmente de metano y de gases no hidrocarburos como nitrógeno y dióxido de carbono la figura 2.2 muestra el diagrama de fase del gas seco. La fase envolvente es relativamente estrecha y se encuentra principalmente por debajo de la temperatura ambiente, hay que tener en cuenta que el gas se encuentra en una sola fase desde el yacimiento hasta las condiciones del separador, sin embargo el agua puede condensarse en las condiciones de superficie debido al enfriamiento del gas. Las pruebas PVT en el laboratorio se limitan a la compresibilidad del gas.<sup>8</sup>

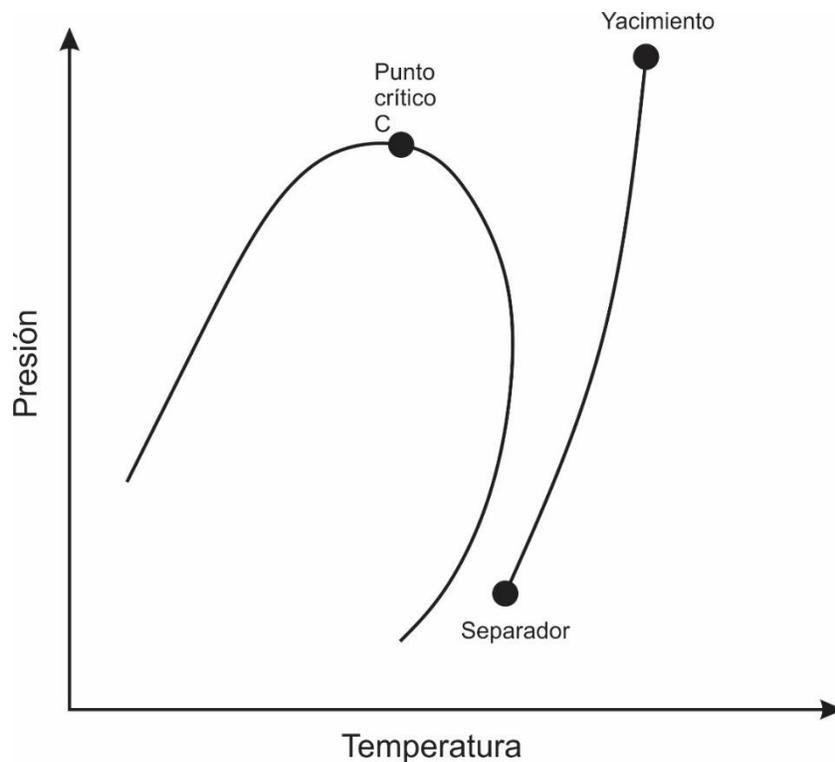


Figura 2.2 Diagrama de Fase del gas seco<sup>8</sup>

<sup>8</sup>Ali Danesh. (1998). PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids. Amsterdam: Elsevier.

<sup>8</sup> Tomada y modificada de Ali Danesh. (1998). PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids. Amsterdam: Elsevier.

### 2.2.2 Gas Húmedo

El gas húmedo está compuesto principalmente de metano y otros componentes ligeros con su fase envolvente localizada completamente en un rango inferior a la del yacimiento. El gas húmedo, por lo tanto, no dejara que se precipiten condensados en el yacimiento durante el agotamiento, (1) a (2), como se muestra en la figura 2.3. Las condiciones del separador se encuentran, sin embargo, dentro de la envolvente de fase, produciendo algo de condensado en la superficie.<sup>8</sup>

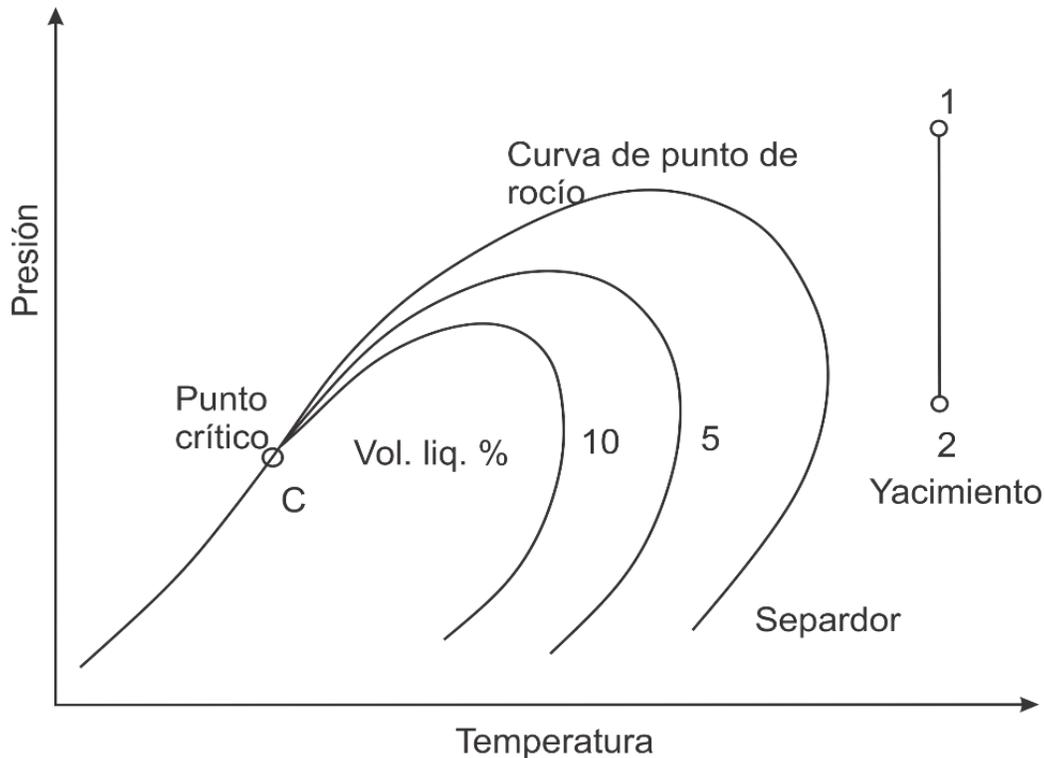


Figura 2.3 Diagrama de fase del gas y condensado<sup>8</sup>

Al no formarse condensado en el yacimiento, las ecuaciones de balance de materia para el gas seco son adecuadas para el gas y condensado. La única prueba PVT requerida para este tipo de yacimientos es la medición de la compresibilidad. Las pruebas de separación generalmente se llevan a cabo para determinar la cantidad y las propiedades de la fase condensada en las condiciones de superficie.<sup>8</sup>

El color del condensado suele ser blanco y con una gravedad específica baja que permanece sin cambios durante la vida de producción del yacimiento.

<sup>8</sup> Ali Danesh. (1998). PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids. Amsterdam: Elsevier.

<sup>8</sup> Tomada y modificada de Ali Danesh. (1998). PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids. Amsterdam: Elsevier.

### 2.2.3 Gas y Condensado

El diagrama de fase típico del gas y condensado se muestra en la figura 2.4. La presencia de hidrocarburos pesados expande la envolvente de fase en relación con la del gas húmedo, por lo tanto, la temperatura del yacimiento se encuentra entre el punto crítico y la cricondenterma. El gas perderá líquido por condensación retrograda en el yacimiento, cuando la presión caiga por debajo del punto de rocío, de (1) a (2) este proceso de condensación retrograda continúa disminuyendo la presión hasta que la pérdida de alcanza su máximo en el punto 3. Una mayor reducción de la presión permite que las moléculas pesadas comiencen el proceso normal de vaporización. En la figura 2.4 se muestra un diagrama típico de gas y condensado. También se produce una condensación adicional en el separador producida por el cambio de temperatura.<sup>8</sup>

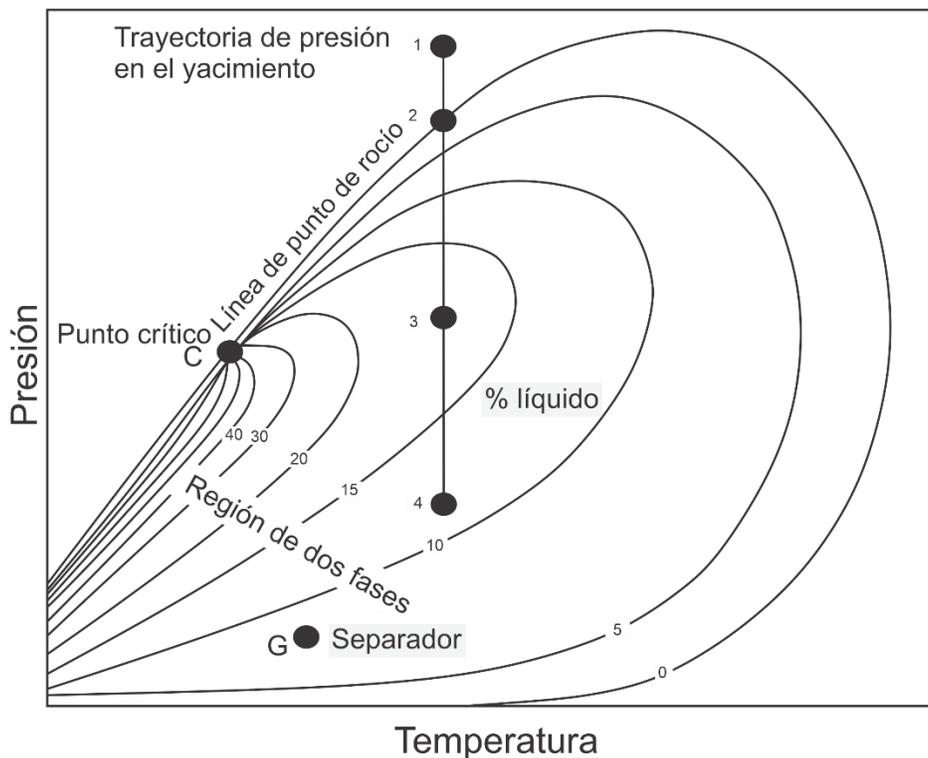


Figura 2.4 Diagrama de fase de gas y condensado.<sup>7</sup>

El color del condensado puede ser blanco o negro, los condensados negros usualmente tienen una gravedad relativa específica alta y están asociados a un alto punto de rocío. La gravedad específica está en los rangos de entre 0.74 y 0.82 (60 40° API).<sup>8</sup>

<sup>8</sup> Ali Danesh. (1998). PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids. Amsterdam: Elsevier.

<sup>7</sup> Tomada y modificada de Tarek Ahmed. (2006). Reservoir engineering handbook. Oxford: Elsevier inc.

Las ecuaciones de balance de materia desarrolladas para gases secos se pueden usar para un yacimiento de gas y condensado siempre que su presión permanezca por encima del punto de rocío. En general, se supone que el condensado formado en el yacimiento permanece inmóvil debido a su baja saturación y, en su mayoría no se puede recuperar.<sup>8</sup>

#### **2.2.4 Aceite volátil**

Los aceites volátiles tienen muchas características en común con el gas y condensado, pero a medida que adquieren compuestos más pesados, se comportan como líquidos en condiciones del yacimiento.<sup>8</sup> La fase envolvente del aceite volátil es relativamente más ancha que la de un gas y condensado con una temperatura más alta debido a su mayor tamaño.

En la figura 2.5 se muestra un típico diagrama de fases de un aceite volátil, la temperatura del yacimiento está cerca de la temperatura crítica pero siempre es menor que la temperatura crítica. El líquido en el tanque de almacenamiento es de colores, con una gravedad específica menor que 55°API, la gravedad específica decrece durante la producción debajo del punto de burbuja.<sup>8</sup>

Las presiones de saturación de los aceites volátiles son altas. Los gases producidos por debajo del punto de burbuja, por lo tanto, son bastante ricos y se comportan como gases retrógrados. La cantidad de líquidos recuperados a partir del gas constituye una porción significativa de la recuperación total del petróleo.<sup>8</sup>

Otras propiedades características de este tipo de aceite incluyen:

- Factor de volumen del aceite es menor que 2 Bls/STB<sup>7</sup>
- Gastos de aceite-gas entre 2,000 a 3,200 scf/STB<sup>7</sup>
- Gravedades del aceite entre 45 y 55° API<sup>7</sup>

---

<sup>8</sup> Ali Danesh. (1998). PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids. Amsterdam: Elsevier.

<sup>7</sup> Tarek ahmed. (2006). Reservoir engineering handbook. oxford: Elsevier inc.

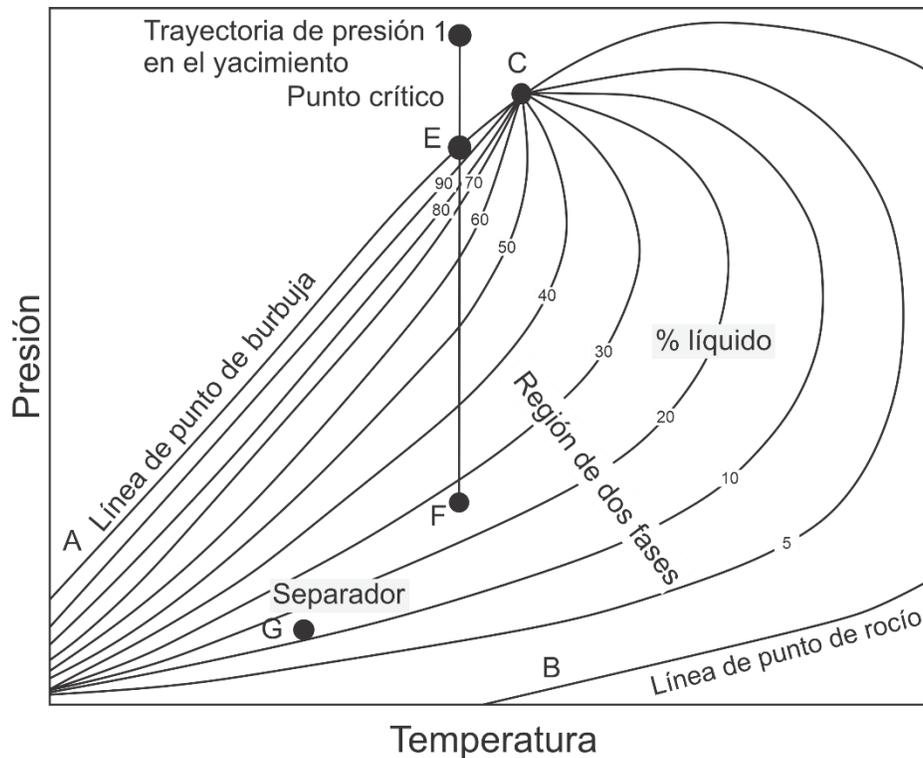


Figura 2.5 Diagrama de fase de un aceite volátil.<sup>7</sup>

### 2.2.5 Aceite Negro

Los aceites negros son el tipo más común de reservas de petróleo. El nombre no refleja el color, este se usa para distinguirlo del aceite volátil. El contenido de este tipo de aceite es, aproximadamente de un 20% en moles heptanos y compuestos más pesados, por lo tanto, su envolvente de fase es más amplia que todos los tipos de fluidos de yacimientos antes vistos con la temperatura crítica por encima del yacimiento. En la figura 2.6 se muestra un diagrama de fase típico de este tipo de yacimientos, las líneas de calidad son ampliamente espaciadas a condiciones de yacimiento y las líneas de calidad a condiciones de separador relativamente altas, lo que conduce a una baja contracción del aceite cuando se produce.

La presión de saturación es relativamente baja y la contribución de los elementos pesados en los gases en el yacimiento en la recuperación total del líquido no es significativa.<sup>9</sup>

<sup>7</sup>Tomada y modificada de<sup>7</sup> Tarek ahmed. (2006). Reservoir engineering handbook. oxford: Elsevier inc.

<sup>9</sup>Jaime Sustentante. Villarruel Gonzalez. Muestreo y análisis PVT de hidrocarburos, volumen 1. UNAM, 1984.

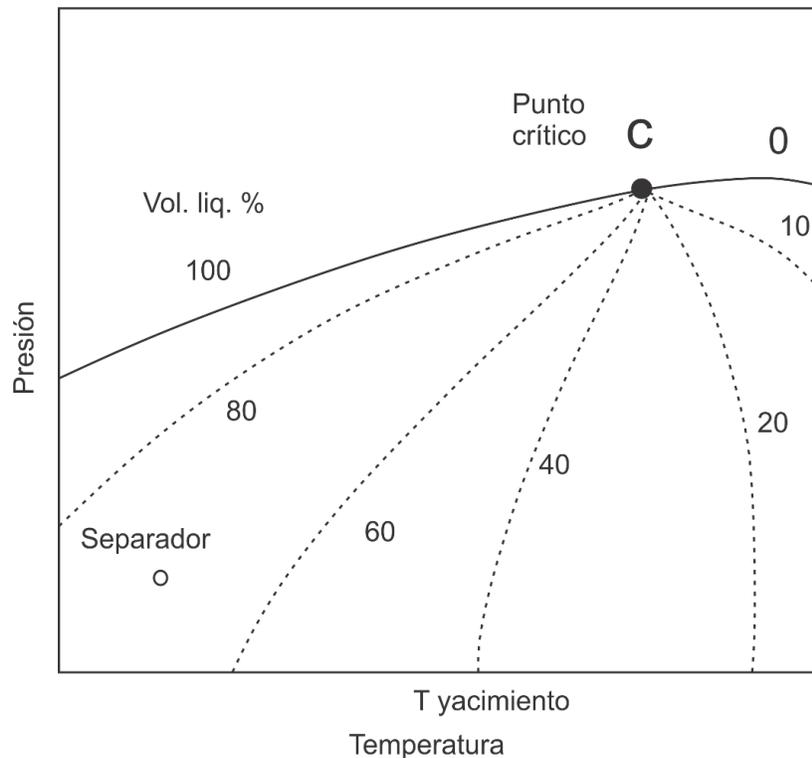


Figura 2.6 Diagrama de fase de un Aceite Negro.<sup>8</sup>

El color del líquido en el tanque de almacenamiento es negro con una gravedad específica menor a 80 (menor que 45°API). La variación en la gravedad específica es muy poca en comparación con los aceites volátiles.

Para mayor información sobre clasificación de yacimientos consultar: Tarek ahmed. (2006). Reservoir engineering handbook. oxford: Elsevier inc. ó Ali Danesh. (1998). PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids. Amsterdam: Elsevier.

### 2.3 Clasificación de los mecanismos de empuje.

La recuperación de hidrocarburos se debe a un proceso de expansión y desplazamiento de fases en el yacimiento hacia los pozos productores, causado, principalmente por un gradiente de presión que estimula la energía contenida originalmente en el medio. Sin embargo, este movimiento no puede darse sin que otro volumen de materia ocupe el espacio que desalojan los fluidos producidos o el mismo se expanda, para ayudar a mantener la caída de presión en dicho punto.

<sup>8</sup> Tomada y modificada de Ali Danesh. (1998). PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids. Amsterdam: Elsevier.

Los principales mecanismos de desplazamiento en un yacimiento son:

1. Empuje por expansión del sistema sólido-líquidos
2. Empuje por expansión del gas disuelto liberado
3. Empuje por la expansión del gas libre
4. Empuje por acuífero asociado
5. Empuje por segregación gravitacional
6. Empuje por combinación de mecanismos

### **2.3.1 Empuje por expansión del sistema sólido-líquidos**

Cuando un yacimiento posee una presión inicial mayor que la presión de burbuja, el petróleo, agua y la roca del yacimiento son los únicos materiales presentes. Conforme se inicia la extracción de hidrocarburos, la presión declinará, y los sólidos y fluidos del medio se expandirán debido a sus propias compresibilidades, y se disminuirá la porosidad del sistema, lo que contribuirá a la expulsión del aceite hacia los pozos productores.<sup>10</sup>

Debido a la presión del medio, la liberación del gas ocurre únicamente en las tuberías de producción, por lo que la relación gas aceite (RGA) medida a condiciones de superficie permanece constante, mientras que al no haber gas en el yacimiento, la compresibilidad total es muy baja, y la presión se abate de manera pronunciada por efecto de la extracción.

Este mecanismo de empuje es considerado el menos eficiente, resultando en la recuperación de pequeños porcentajes del volumen total del aceite en el lugar.

---

<sup>10</sup> Héctor Erick Gallardo Ferrera. (2012). Modelo de Flujo por imbibición en yacimientos fracturados. CDMX: UNAM.

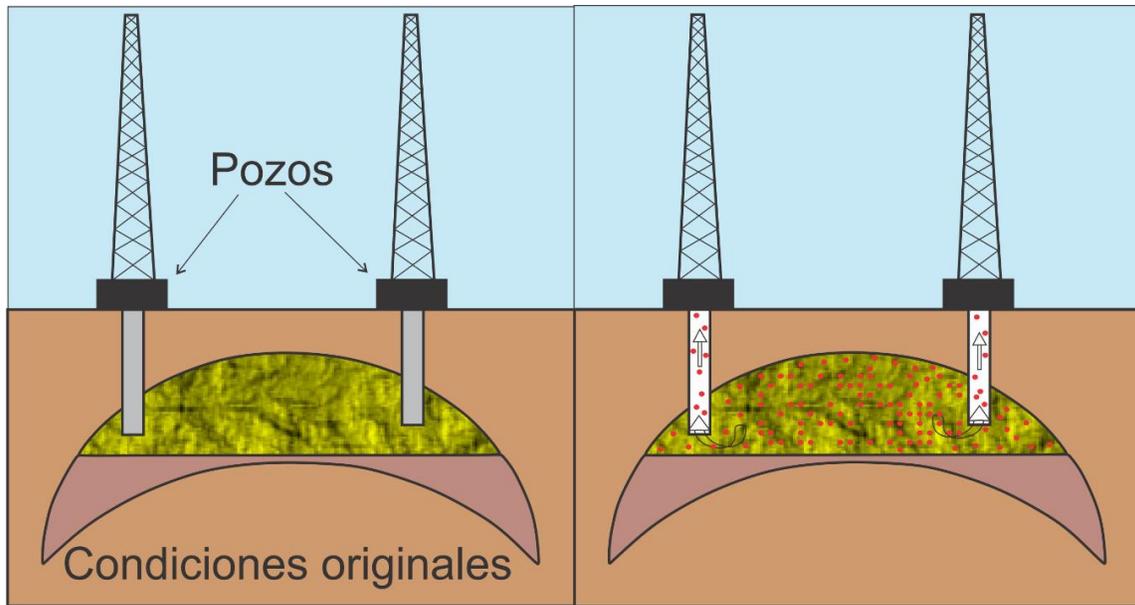


Figura 2.7 Empuje por expansión del sistema sólido – líquidos.

### 2.3.2 Empuje por expansión del gas disuelto liberado.

Una vez alcanzada la condición de burbujeo, el gas comienza a liberarse del aceite, y si las condiciones de presión en las fases lo permiten, se quedará ocluido y disperso, inicialmente, en pequeñas burbujas. En la superficie esto se manifiesta con una disminución del RGA medida, debido a que el gas no fluiría hasta haber alcanzado las condiciones críticas de saturación en el medio. Conforme la presión declina, el volumen de gas contenido en las burbujas aumentará, suministrando energía al aceite que se desplaza en dirección a los pozos productores.

Cuando la cantidad de gas liberado sea suficiente para fluir  $S_{gcr}$ , este tenderá a agruparse, abriéndose paso en medio del espacio poroso, relegando el flujo de aceite a las paredes de los poros. Este comportamiento se debe a que el petróleo posee mayor viscosidad, densidad y afinidad al medio poroso, y durante su flujo desprende gas continuamente por efecto de la caída de presión que experimenta como se muestra en la figura 2.8, de manera que la permeabilidad relativa al aceite disminuye de manera gradual, y la RGA medida en la superficie experimenta un aumento.



Figura 2.8 Empuje por expansión de gas disuelto liberado

Al no poder reemplazar los volúmenes de petróleo y gas desalojados por efectos de producción, la presión en este tipo de yacimientos cae rápidamente, sin haber producción significativa de agua.

### 2.3.3 Empuje por expansión de gas libre (casquete de gas)

Debido a la diferencia de densidades que existen entre las fases líquidas y gaseosas de un yacimiento de petróleo, si la permeabilidad es favorable en un medio relativamente homogéneo, el gas libre invadirá la zona de aceite móvil para acumularse en la cima del yacimiento y formar un casquete, esta capa de gas se puede originar durante el tiempo geológico, a causa de la migración y entrapamiento de fluidos; o bien, durante la explotación permitiendo la acumulación natural del gas liberado debido a las caídas de presión, o artificialmente al inyectar gas al yacimiento.

La presencia de gas libre en la zona de aceite es un elemento indeseable para la producción, debido a que, al tener menor viscosidad que el aceite habrá una tendencia que el gas fluya hacia los pozos productores por esto la recuperación en este tipo de yacimientos es sensible al ritmo de producción.

Al igual que un yacimiento cuyo empuje principal es la expansión del gas disuelto liberado, la alta compresibilidad de la fase gaseosa es la causante del desplazamiento del aceite, sin embargo, la eficiencia de recuperación en estos

yacimientos es mayor. Esto se debe a que el gas acumulado en el casquete ejerce un empuje frontal sobre la cara superior del yacimiento obligando al petróleo a desplazarse a la parte inferior.

Las dimensiones del casquete son la medida de la energía disponible para la producción, y repercute de manera directa al porcentaje de aceite recuperable del yacimiento.

Las recuperaciones varían normalmente entre el 20 y 45% del aceite originalmente contenido, mas, en condiciones donde la inclinación del yacimiento favorezca el drenaje gravitacional al fondo de la estructura las recuperaciones pueden ser aún mayores.<sup>10</sup>

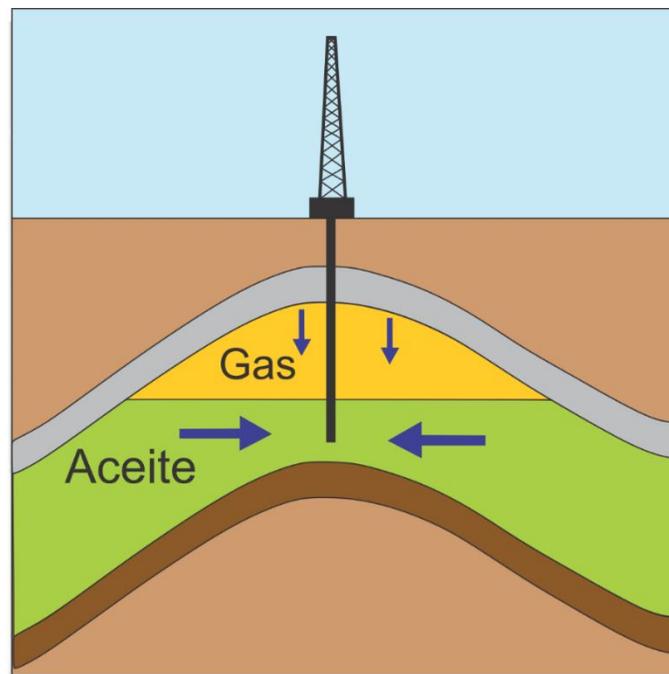


Figura 2.9 Diagrama de empuje por expansión del gas libre.

### 2.3.4 Empuje por acuífero asociado al yacimiento

No siempre las fronteras de los yacimientos son cerradas e impermeables. Muchas veces se encuentran limitados por un acuífero, que puede llegar a tener dimensiones tan grandes como para considerarse infinito para un fin práctico, o tan pequeños como para afectar el comportamiento del yacimiento.

<sup>10</sup> Héctor Erick Gallardo Ferrera. (2012). Modelo de Flujo por imbibición en yacimientos fracturados. CDMX: UNAM.

Un acuífero es una unidad porosa y permeable que permite la acumulación y tránsito del agua a través de su volumen. De acuerdo a sus características, se les clasifica como confinado, si sus fronteras son impermeables; o libre, si mantiene una recarga superficial. Inicialmente, estos cuerpos de agua no se manifiestan activamente en la producción, sino que lo hacen al propagarse las condiciones de abatimiento, originadas en torno a los pozos productores a la zona de contacto agua-aceite.

Ante la diferencia de potencial entre las formaciones, causada por el desequilibrio de las fuerzas que actúan en la frontera, el acuífero comienza a invadir el espacio poroso del yacimiento. En este proceso, el aceite es desplazado hacia la zona superior, en dirección a los pozos, iniciándose un proceso de mantenimiento de presión.

La recuperación en estos yacimientos se verá afectada notablemente por el grado de actividad del acuífero, con lo que de encontrarse confinado en la misma unidad volumétrica del yacimiento, únicamente podrá aportar una cantidad de energía limitada a sus dimensiones. Por otro lado, un acuífero libre suele tener una participación más activa en la producción, ya que sus aguas se recargan de manera continua, reduciendo el rol del gas en el proceso de recuperación.

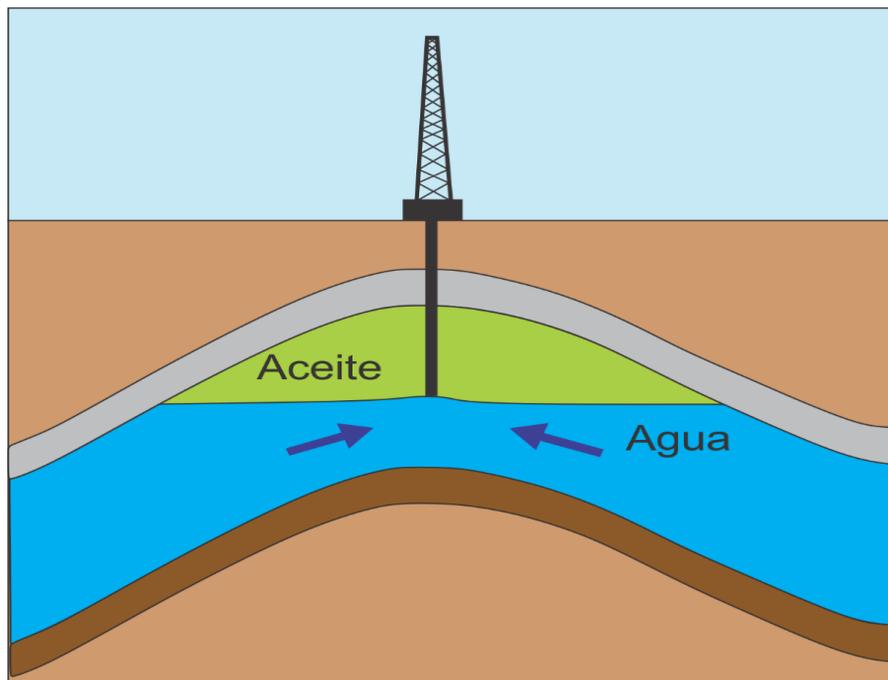


Figura 2.10 Empuje por acuífero asociado

### 2.3.5 Empuje por segregación gravitacional

La segregación gravitacional es un fenómeno que ocurre por la diferencia que existe entre las densidades de fluidos inmiscibles, en la cual las fases móviles se reacomodan en capas, donde el fluido cuya densidad es menor se coloca en la parte superior y el más denso en la parte inferior del yacimiento.

Este mecanismo de empuje es lento pero muy efectivo, los pozos en yacimientos que ya no tienen otra energía disponible más que la gravedad se reconocen por que poseen gastos de producción lentos pero constantes para periodos largos.

El reacomodamiento de las fases ocurre en un proceso lento, en el cual el gas migra hacia la cima del yacimiento, desplazando al aceite a la parte basal durante su paso. Para que los fluidos alcancen la posición deseada dentro de la estructura, es necesario que el ritmo de producción no gobierne del todo el movimiento de las fases, ya que la movilidad del gas es mucho mayor que la del aceite.<sup>10</sup>

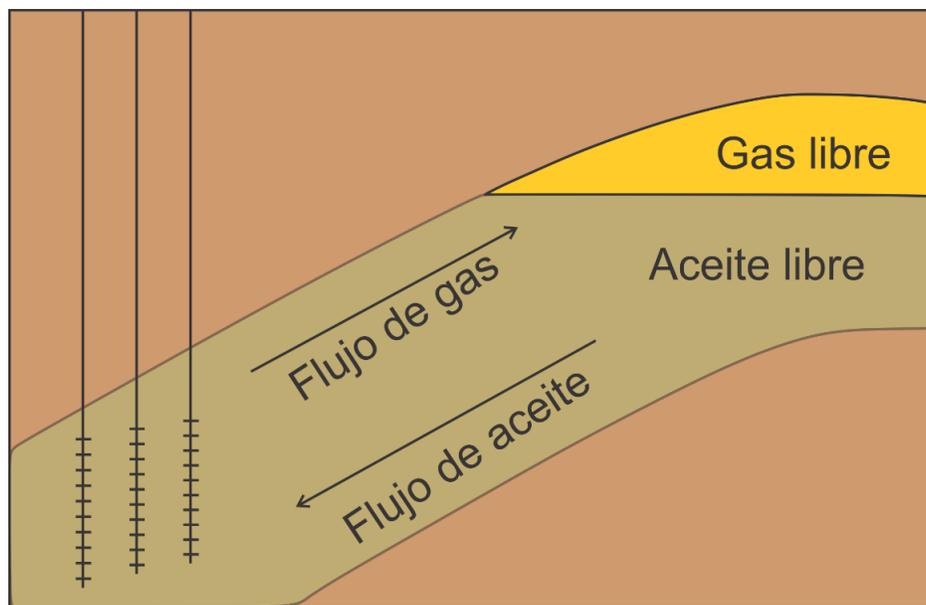


Figura 2.11 Empuje por segregación gravitacional

---

<sup>10</sup> Héctor Erick Gallardo Ferrera. (2012). Modelo de Flujo por imbibición en yacimientos fracturados. CDMX: UNAM.

Las fuerzas presentes en el yacimiento son: gravedad, originada por el propio peso de la burbuja de gas; el empuje, causada por la diferencia de densidades entre el gas y el aceite; la presión, afectada por el estímulo que ejercen los pozos productores; y la viscosidad, que se opone al movimiento del cuerpo gaseoso.

Existen características de producción que indican la ocurrencia de drene gravitacional como la variación en la RGA con el yacimiento, aparente tendencia con el mantenimiento de presión.

### 2.3.6 Empuje por combinación de mecanismos.

La mayoría de los yacimientos están sometidos durante su explotación a más de uno de los mecanismos de empuje antes mencionados, el mecanismo más comúnmente encontrado es aquel donde tanto el agua como el gas poseen una fase móvil, por lo que ambos contribuyen en algún grado a la producción de aceite.

Normalmente esta condición se da como resultado de la combinación del empuje que ejerce un cuerpo de agua menor y la alta expansibilidad de la fase gaseosa. Esta última puede presentarse acumulada en un casquete pequeño; o bien, como gas disuelto liberado a través del yacimiento.

Este efecto de empujes combinados permite un mantenimiento leve de presión, y la recuperación dependerá del grado en el que pueda evitarse la presencia del gas disuelto liberado en la zona de aceite libre. En estos yacimientos suele recurrirse a métodos de mantenimiento de presión para mejorar la eficiencia de recuperación del aceite, ya sea con la inyección de gas, agua, o de ambos fluidos.<sup>10</sup>

Tabla 2.1 Rango de producción de los mecanismos de empuje.<sup>10</sup>

Mecanismo de empuje	Rango de Recuperación [%]
Expansión del sistema sólido-líquido	3 -- 7
Expansión del gas disuelto liberado	5 -- 30
Expansión del gas libre	20 -- 45
Empuje por acuífero asociado al yacimiento	35 -- 75
Empuje por segregación gravitacional	< 80
Empuje por combinación de mecanismos	30 -- 60

<sup>10</sup> Héctor Erick Gallardo Ferrera. (2012). Modelo de Flujo por imbibición en yacimientos fracturados. CDMX: UNAM.

## CAPÍTULO 3

# ANÁLISIS PVT

### 3.1 introducción

La determinación de la calidad del crudo es una de las operaciones más importantes dentro del manejo de los hidrocarburos en la superficie y para efectuarlo es necesario recolectar muestras bajo las normas establecidas. La información es necesaria para el diseño de instalaciones, toma de decisiones, análisis del buen funcionamiento de la explotación, etc. Durante la vida productiva de los yacimientos, los hidrocarburos son sometidos a cambios de presión, volumen y temperatura, sin embargo, en el yacimiento la explotación de los mismos se considera isotérmica ya que la temperatura del yacimiento depende principalmente del gradiente geotérmico, y aunque en algunos procesos de recuperación secundaria y mejorada se incrementa la temperatura, este incremento es solo en un área determinada, es decir, sólo donde el fluido inyectado está en contacto con los fluidos presentes en el yacimiento y/o donde se generan las reacciones que permiten el incremento de la temperatura, por esta razón es que se considera que el proceso de explotación es un proceso isotérmico, sin embargo, es necesario predecir el comportamiento volumétrico a los cambios de presión en el yacimiento.

En el enfoque más simple para predecir el comportamiento de los hidrocarburos, el aceite del yacimiento se considera compuesto por dos fases, es decir, gas y aceite. Estas fases, se identifican a lo largo de la trayectoria de flujo o historia de producción, donde debido a los cambios de presión y temperatura principalmente, habrá cambios de volumen de estas fases presentes, donde el aceite podrá convertirse en gas o viceversa.

Los experimentos PVT están enfocados a medir la relación existente entre estas tres variables, dejando una de estas fijas y variando las otras dos. Ya que el proceso de explotación se considera isotérmico, normalmente se deja fija la variable de temperatura, haciendo variar la presión para medir el volumen o variando el volumen para medir la presión, a este proceso de medir sólo las variaciones se les llama estudios de aceite negro, pero cuando a cada etapa se le miden la composición de las fases se les llama análisis PVT composicional.

El presente capítulo se dividirá en dos secciones: la primera se refiere a la toma de muestras y los métodos para recolectar éstas, mientras en la segunda parte se hablará de los estudios PVT que se realizan a las muestras recolectadas.

### 3.2 Muestreo del Fluido

El objetivo del muestreo es obtener una pequeña porción del material de un área seleccionada dentro de un contenedor que sea representativa del material contenido en éste.

Las muestras de fluido se deben tomar tan pronto como sea posible, ya que durante la vida útil del yacimiento éste puede cambiar. Cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de saturación inicial, se forman dos fases en el yacimiento, gas y líquido. La relación molar de las dos fases que fluyen al pozo no es generalmente igual a la original del yacimiento.

La muestra se puede recolectar como una sola fase en el fondo del pozo, cuando la presión todavía está por encima de la presión de saturación, o en la superficie. Las muestras de fondo de pozo generalmente se recolectan durante las pruebas de formación, antes del inicio de la producción. El muestreo superior se realiza en pozos ya productores ya sea en la cabeza del pozo, como una mezcla que representa la corriente de la mezcla productora como muestras separadas de gas y líquido de los separadores.

Cuando la presión del yacimiento nunca ha estado por debajo de la presión de saturación, y que fluya mezcla de una sola fase hacia la botella de muestreo, la probabilidad de obtener una mezcla representativa es alta.

Para la recolección de muestras primero, se debe garantizar que fluyan fluidos representativos de la formación, acondicionando adecuadamente el pozo antes del muestreo. A continuación, se explicarán algunos de los equipos que se utilizan para el muestreo de fluidos.

Extractor: sirve para tomar muestras en un tanque a cualquier profundidad y evita que se contamine al sacarla. Está hecho de metal de baja tendencia a la chispa.<sup>11</sup>

Botella: (figura 3.1) Es un envase de metal o de vidrio donde se recolectan muestras al sumergirlo en un tanque o conectarlo a una válvula muestreadora. En el fondo tiene un contrapeso con el fin de poder sumergirlo en el tanque.<sup>11</sup>

Adicionalmente a este equipo existe un portamuestras, que es una probeta que sirve para detectar el porcentaje de agua del tanque; una copa que sirve para mezclar varias muestras de un tanque y a partir de ahí hacerles pruebas para determinar los valores por medio de sus profundidades.<sup>11</sup>

---

<sup>11</sup> J. Ángel Gómez Cabrera, Francisco Becerril Cárdenas, Leobardo Flores Sánchez. (1986). Apuntes de manejo de la producción en la superficie. UNAM CDMX: UNAM

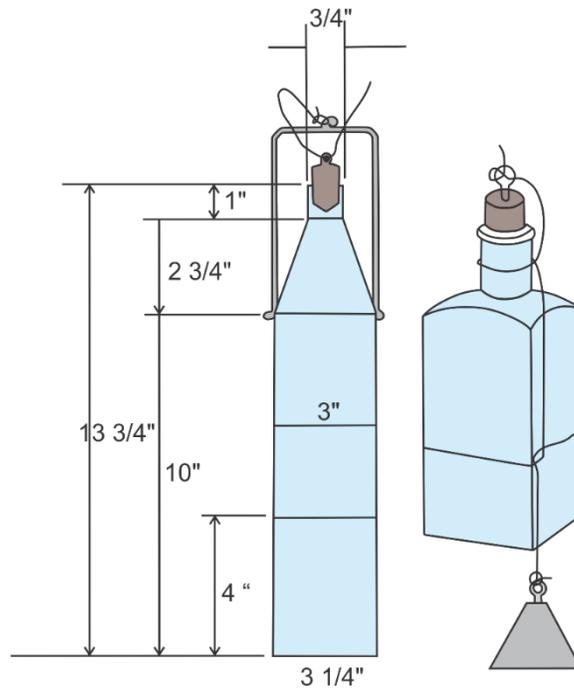


Figura 3.1 Muestreador tipo botella.<sup>11</sup>

### 3.2.1 Muestreo en tanques de almacenamiento

Existen diferentes técnicas en el muestreo de tanques. Una de estas consiste en obtener una muestra compuesta, es decir, obtener varias muestras a diferentes profundidades y analizarlas independientemente para después obtener un promedio con los resultados; o también mezclar las muestras y analizar la mezcla. Las profundidades a las que la muestra es tomada depende del nivel del aceite en el tanque, si este se encuentra a su máxima capacidad, se recolectarán tres muestras, una en la superficie, otra en la parte intermedia del tanque y la última al fondo.

Otra técnica consiste en obtener una muestra continua, es decir, introducir el muestreador o la botella tapada hasta llegar al fondo del tanque, una vez ahí se retira el tapón y se comienza a subir a una velocidad constante, con el fin de recolectar una muestra que represente aproximadamente el 85% de su capacidad.

Otro método consiste en introducir la botella destapada al tanque y bajarla hasta el fondo, permitiendo que esta se llene, al llegar la botella al fondo se sube a una velocidad constante, renovándose el líquido contenido en la botella.

<sup>11</sup> Tomada y modificada de J. Ángel Gómez Cabrera, Francisco Becerril Cárdenas, Leobardo Flores Sánchez. (1986). Apuntes de manejo de la producción en la superficie. UNAM CDMX: UNAM.

### 3.2.2 Muestreo de fondo

El objetivo del muestreo de fondo es obtener muestras de fluido del yacimiento tal y como existe a esas condiciones originales, es decir, antes de que el yacimiento sea puesto en producción.

Por tal razón, normalmente, deben tomarse muestras de fondo en el pozo que descubre el yacimiento. En muchos casos también, puede resultar conveniente tomar muestras de fondo cuando el yacimiento ya ha sido puesto a producción, por ejemplo, cuando se cae por debajo de la  $P_b$ , cuando se piensa en un proceso de recuperación secundaria y/o mejorada, para esto es indispensable que el fluido contenido en el fondo del pozo sea representativo de los fluidos del yacimiento.

Se tiene que tomar en cuenta las siguientes bases para el muestreo cuando el pozo no es el primero:

- Yacimientos de aceite bajosaturado en los que la presión del yacimiento ha declinado por debajo de la presión de saturación<sup>12</sup>
- Yacimientos de gran espesor para determinar la variación de la composición y las características de los fluidos contenidos en el yacimiento, con relación a la profundidad<sup>12</sup>
- En pozos relativamente cercanos que producen fluidos de diferente composición<sup>12</sup>
- Cuando se desea comprobar los datos obtenidos por el análisis PVT del primer pozo<sup>12</sup>

El muestreo de fondo es una operación importante y delicada, debido a que los datos que se obtienen del análisis PVT de las muestras, se utilizan para realizar cálculos tanto técnicos como económicos, para una eficiente administración y explotación del yacimiento, algunos de los cálculos que cobran relevancia son:

- Reservas de gas y aceite
- Predicciones del comportamiento
- Vida fluyente de los pozos

---

<sup>12</sup> Avitúa Varela Pedro Ángel, Vargas Bermúdez Rafael. (2014). Tesis: Validación de muestreos de fluidos petroleros para su representatividad en el análisis y simulación PVT. Ciudad Universitaria CDMX: UNAM.

- Condiciones óptimas de separación
- Diseño de baterías de separación y recolección
- Diseño de métodos de recuperación de hidrocarburos

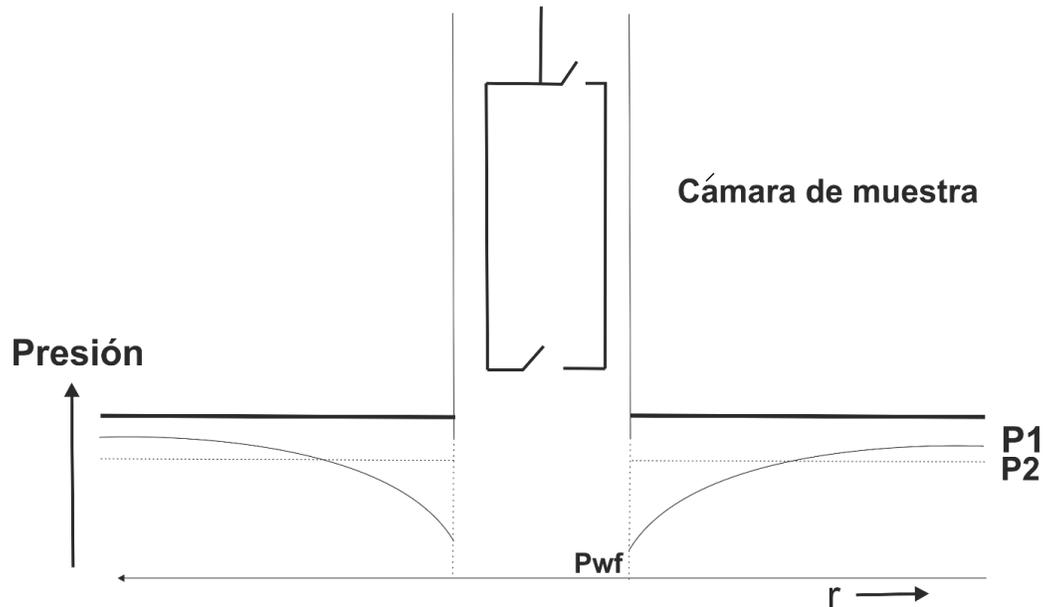


Figura 3.2 Recolección de una muestra PVT de fondo

Para el muestreo en el fondo de pozos se deben considerar las condiciones de producción, así como su integridad. A continuación, se explican condiciones para la toma de una muestra representativa para diferentes tipos de pozos dependiendo del fluido producido:

a) Pozos de aceite fluyendo

El pozo debe acondicionarse dejándolo producir hasta que el aceite no representativo haya sido desplazado por el aceite original.

El acondicionamiento apropiado de un pozo que está produciendo, consiste en una serie de cambios de gastos de forma secuencial como se describe a continuación:

- Observar y medir el gasto de producción del pozo antes de iniciar el muestreo, por lo menos durante 24 horas, para establecerlas como condiciones iniciales o de referencia.
- Medir la presión de fondo fluyendo del pozo.
- Asegurar que los gastos de aceite y gas sean constantes.
- Reducir el diámetro de estrangulador del pozo.

#### b) Pozos de gas y condensado

El procedimiento se basa en la interpretación de los cambios en la relación gas-aceite que resultan en la reducción en la producción a diferentes gastos. Cuando la presión en un yacimiento de gas y condensado se reduce más allá de la presión de rocío provoca que se forme condensado. El aumento de este líquido puede reducir la productividad del pozo y causar problemas de estabilización. Por lo tanto no se recomiendan los muestreos de fondo en los yacimientos de gas y condensado debido a la posibilidad de recolectar muestras no representativas de condensado del yacimiento y la dificultad de llevar las muestras a una sola fase antes de realizar la transferencia en el campo.

#### c) Pozos de gas seco y gas húmedo

La composición del fluido de un yacimiento de gas seco y gas húmedo no cambia conforme se agota el yacimiento, ya que el fluido no formará dos fases en ningún punto del proceso de producción. Por lo tanto, las muestras pueden ser tomadas en cualquier momento y no necesita de acondicionamiento del pozo.

### **3.2.3 Muestreo de superficie**

El objetivo en este tipo de muestreo es obtener muestras de fluido contenido en el yacimiento cuando las condiciones mecánicas del pozo o de explotación no permitan recuperar muestras de fondo. El muestreo puede realizarse tanto en los separadores de campo como en la cabeza del pozo, este último dependiendo de las condiciones de presión de fondo y de saturación de la muestra.

El equipo adecuado para el muestreo de superficie debe soportar las condiciones críticas de presión y temperatura durante la operación del muestreo.

En caso de tomar una muestra de aceite se debe tener la precaución de crear un casquete de gas en el recipiente muestreador, para evitar el incremento de presión por temperatura durante el transporte al laboratorio, por lo que esa operación se realiza por seguridad de la calidad de la muestra.<sup>12</sup>

### **3.2.4 Muestreo en el separador**

Con el muestreo en el separador se obtienen muestras de gas y de líquido que están siendo producidos en los separadores, al mismo tiempo que se efectúan medidas exactas y precisas de los gastos de gas y aceite en el separador que prevalecen durante la operación del muestreo. Cuando se emplean sistemas de separación de etapas múltiples, las muestras se obtienen del separador de alta presión. Dichas muestras son posteriormente recombinadas en el laboratorio para reproducir una muestra que sea representativa del yacimiento.

Las muestras deben obtenerse tan pronto como se haya estabilizado, también las muestras de gas y líquido deben recuperarse prácticamente al mismo tiempo o con no más de una hora de diferencia, ya que pueden ocurrir cambios significativos en las condiciones de separación, particularmente en la temperatura.

### **3.2.5 Muestreo en la cabeza del pozo**

El muestreo en la cabeza del pozo no es común, pero es valioso, si se sabe que el fluido se encuentra en una sola fase, a las condiciones de temperatura y presión en la cabeza del pozo, lo cual aplica para aceites bajosaturados y gases secos.

El problema de utilizar la toma de muestra en la cabeza del pozo radica en saber si el fluido se encuentra en una sola fase o no.

Para el muestreo en la cabeza del pozo se deben buscar ciertas condiciones como que el aumento de la presión en la cabeza del pozo por arriba de la presión de saturación del fluido del yacimiento. Para este tipo de muestreos el periodo de acondicionamiento del pozo depende de:

---

<sup>12</sup> Avitúa Varela Pedro Ángel, Vargas Bermúdez Rafael. (2014). Tesis: Validación de muestreos de fluidos petroleros para su representatividad en el análisis y simulación PVT. Ciudad Universitaria CDMX: UNAM.

- El volumen de fluido del yacimiento que ha sido alterado, ya sea por contaminación con fluidos de perforación o por la producción del pozo a presiones menores a la presión de saturación original del yacimiento.
- Gasto de fluidos producidos del yacimiento.

Para la estabilización del flujo en la cabeza del pozo se deben seguir ciertos pasos que a continuación se enlistan.

- Medir y registrar el gasto de aceite y/o gas
- Conectar el aparejo de muestreo a la cabeza del pozo
- Purgar la línea de conexión para desplazar el aire en ella
- Conectar la botella porta-muestra
- Colectar la muestra de aceite
- Acondicionar la botella porta-muestra para su traslado
- Lubricar con cinta teflón los tapones
- Poner tapones en las válvulas
- Verificar que no existan fugas de gas
- Poner capuchas
- Etiquetar la botella porta-muestra

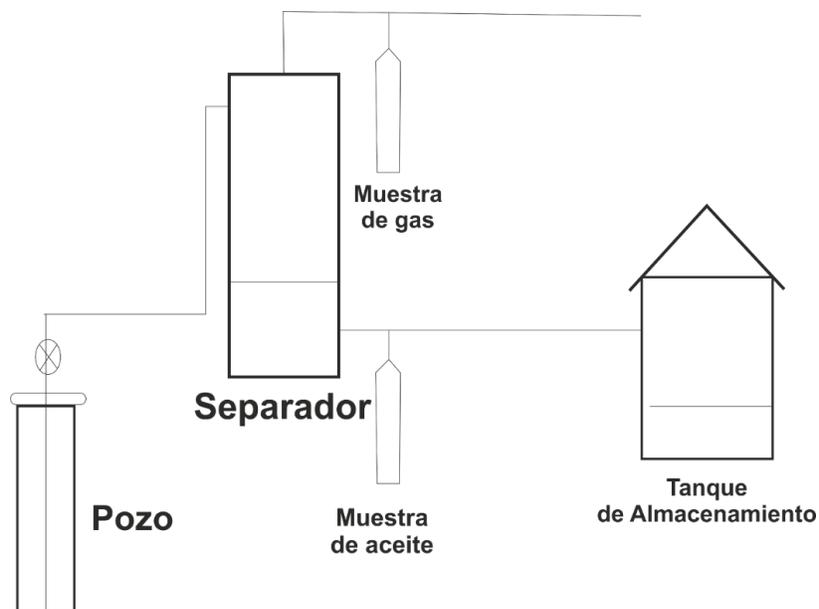


Figura 3.3 Recolección de una muestra PVT por recombinación superficial.

### 3.3 Tiempos de muestreo

El momento adecuado para la toma de muestras se presenta cuando la presión del fondo del pozo, es mayor a la presión del fluido, bajo estas condiciones el fluido será representativo del yacimiento, puesto que no ha caído por debajo de la presión de saturación en la vecindad del pozo.

Cuando la presión en la región cercana al pozo cae por debajo de la presión de saturación del fluido original del yacimiento, el fluido se separa en dos fases (aceite y gas). Cuando esto surge se tiene dificultad para que el muestreo sea representativo, ya que se da lugar a la presencia de gases diferentes de gas y de líquido que forman la composición del fluido original del yacimiento, por lo menos, durante el periodo inmediato a la estabilización del flujo.

Para el caso de que el yacimiento sea bajosaturado, el muestreo puede retrasarse hasta que se hayan perforado otros pozos. El retraso es determinado por el grado de bajosaturación y el índice de la declinación en la presión del yacimiento.

### 3.4 Consideraciones en la planeación del muestreo

Es deseable tener cierto tipo de características en la producción de los pozos, durante la planeación del muestreo, estas son las siguientes:

- Sin producción de agua
- RGA y densidad del aceite similar al de pozos vecinos
- Índice de productividad que permita mantener la presión en la cara de la formación por arriba de la presión de saturación
- Gasto constante

Hay casos en que el casquete de gas no se puede evitar, en estos casos se debe seleccionar el pozo que tenga la mayor columna de aceite y cuyos disparos se encuentren dentro de la zona del aceite del yacimiento.

Las recomendaciones generales e información importante en la planeación de un muestreo son:

- Condiciones generales e información del pozo
- Volumen de muestras requerido para las pruebas (500 a 2000  $cm^3$ )
- Selección del punto de muestreo (nivel medio de los disparos)
- Evaluación y selección del método de muestreo, de fondo o superficie
- 

### 3.5 Pruebas PVT

Las pruebas PVT están diseñadas para estudiar y cuantificar el comportamiento del fluido y las propiedades en condiciones de recuperación simuladas. La mayoría de las pruebas ignoran los efectos del agua intersticial sobre el comportamiento de fase de los fluidos de hidrocarburos, y las pruebas PVT se realizan en ausencia de agua. La mayoría de las pruebas son experimentos de agotamiento, donde la presión del fluido de prueba de una sola fase se reduce en pasos sucesivos ya sea aumentando el volumen del líquido o eliminando parte de él.<sup>8</sup>

La reducción de la presión da como resultado una segunda fase que suele ir acompañada de un cierto grado de sobresaturación. La presión de una muestra de aceite puede disminuir de su punto de burbuja gradualmente, manteniéndola como un fluido de una sola fase.

Una prueba importante en todas las muestras del fluido del yacimiento es la determinación de la composición del fluido. El método más común de análisis de composición de los fluidos a alta presión es extraer un volumen relativamente grande de la muestra de fluido a la presión atmosférica para formar generalmente dos fases estabilizadas de gas y líquido. Las dos fases son analizadas individualmente y luego numéricamente recombinadas, utilizando la relación de las fases separadas. Las fases gaseosa y líquida se analizan comúnmente mediante cromatografía de gases y destilación, respectivamente.<sup>8</sup>

Algunas de las propiedades que se pueden obtener a partir de análisis PVT son:

- Gravedad del gas libre
- Gravedad específica del gas disuelto
- Densidad del aceite
- Presión de burbuja
- Factor de volumen total

---

<sup>8</sup> Ali Danesh. (1998). PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids. Amsterdam: Elsevier.

Estos análisis deben realizarse con muestra representativas de los fluidos existentes en el yacimiento poder simular el comportamiento de los hidrocarburos tanto en condiciones de yacimiento como en condiciones de superficie.

Los procedimientos en el laboratorio para realizar análisis PVT son:

- Separación diferencial a volumen constante
- Separación diferencial
- Separación flash

Antes de realizar cualquier separación diferencial las muestras son sometidas a una separación flash, con la cual se obtiene el punto de saturación y las relaciones de presión - volumen a composición constante.

### **3.5.1 Separación diferencial a volumen constante**

Esta técnica es aplicada a aceites volátiles y condensados, donde durante el agotamiento de presión se extrae una parte del gas liberado, para que al final de cada etapa se mantenga un volumen igual al ocupado por la muestra a la presión de saturación, este volumen estará compuesto por aceite con gas disuelto y un casquete de gas, como se muestra en la figura 3.4, aunque la prueba de separación diferencial a volumen constante no describe adecuadamente lo que ocurre en el yacimiento cuando está en su etapa de explotación.

En la prueba es extraído el gas que se libera de la solución en cada etapa de despresurización, quedando líquido en la celda de prueba, antes de realizar la siguiente etapa de despresurización, esto implica que el gas que se libera en el yacimiento es inmediatamente producido.

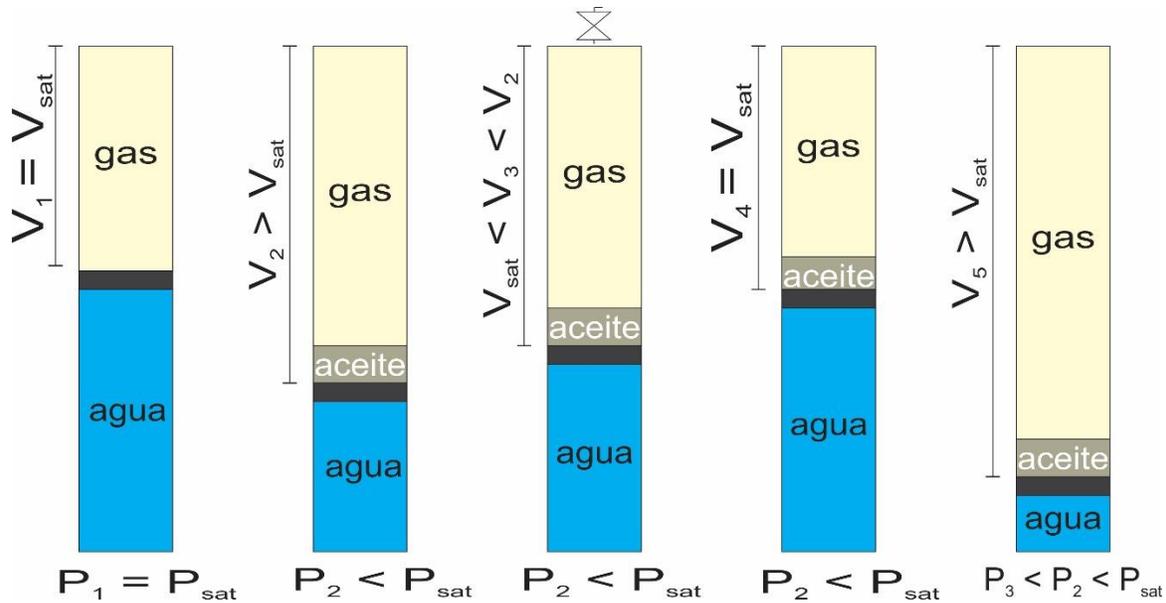


Figura 3.4 Separación diferencial a volumen constante.

Esta prueba arroja información relacionada con:

- Composición del fluido producido contra la presión del yacimiento
- Saturación del condensado en el yacimiento, condensación y revaporización, que ocurre durante el agotamiento de presión
- Un balance de materia en el yacimiento que provee de la presión del yacimiento en función de los volúmenes producidos

### 3.5.2 Separación diferencial

La prueba de separación diferencial consiste en disminuir la presión de la celda por etapas, a temperatura normalmente constante, sacando el gas liberado en cada una de las etapas de despresurización.

Para cada etapa de despresurización, la celda es agitada para asegurar equilibrio entre las fases existentes en la celda, después el gas libre se extrae mientras la presión de la celda se mantiene constante, disminuyendo su volumen.

Para cada presión se registra el volumen de gas extraído de la celda, su gravedad específica y el volumen del líquido remanente en la celda, este proceso se repite hasta que la celda alcanza la presión atmosférica.

La penúltima etapa consiste en bajar la presión de la celda hasta la presión atmosférica a la temperatura del yacimiento y la última, manteniendo la presión atmosférica.

La presión inicial de la prueba es la presión de burbuja de la muestra y la presión final será la atmosférica.

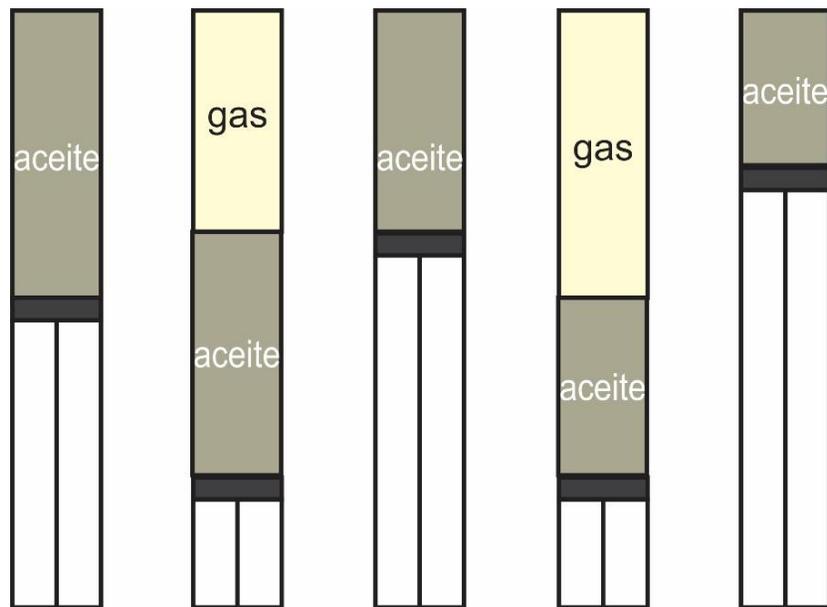


Figura 3.5 Separación diferencial

### 3.5.3 Separación flash

Esta prueba consiste en someter una muestra representativa de fluido, inicialmente a presión y temperatura del yacimiento a varias etapas de despresurización, pero en ninguna de estas etapas se extrae fluido de la celda.

El proceso debe ocurrir como una secuencia de etapas de equilibrio que se inicia a presión mayor que la presión de burbuja y se continúa hasta alcanzar la presión atmosférica, manteniendo siempre la temperatura del yacimiento para que los resultados sean representativos.

La separación flash permite establecer la presión de burbuja y la compresibilidad del fluido.

Para determinar la presión de burbuja a partir de la información arrojada por esta prueba se tiene que graficar la presión contra la relación del volumen de la celda a

cualquier otra presión entre el volumen de la celda a la presión de saturación para todo el rango de presiones a la temperatura del yacimiento.

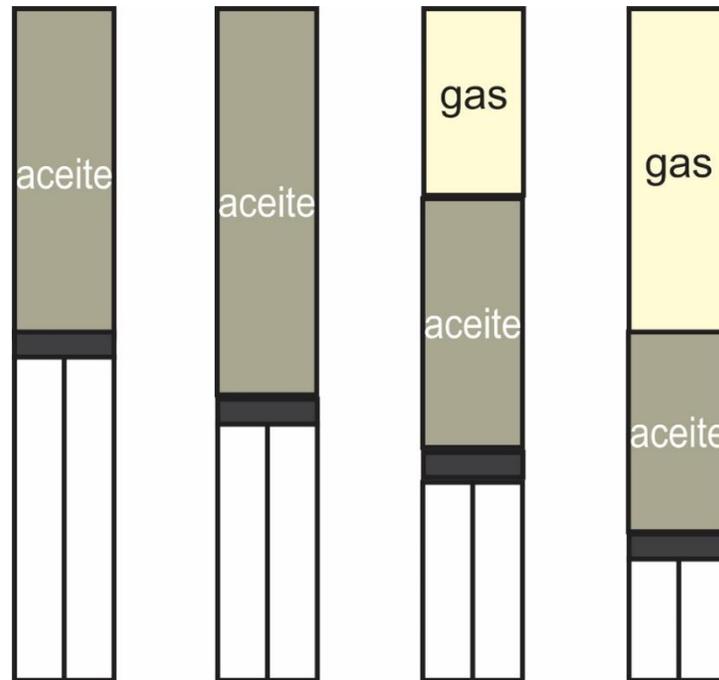


Figura 3.6 Separación flash.

### 3.6 Análisis SARA

El análisis SARA consiste en la separación del aceite en 4 fases principales; la primera es la fracción saturada la cual está compuesta por material no polar que incluye hidrocarburos saturados, la segunda es la fracción de los aromáticos compuesta por anillos aromáticos que son más polarizables; y las dos fases restantes son resinas y asfáltenos, estos tienen sustituyentes polares, pero la diferencia entre ellos es que los asfáltenos son insolubles en un exceso de heptano o pentano y las resinas son miscibles en dichos compuestos.<sup>13</sup>

Los aceites crudos se pueden describir composicionalmente por varios métodos. El análisis SARA se usa ampliamente para dividir los componentes del petróleo crudo de acuerdo con su polarización y polaridad, a continuación se hablarán de 3 métodos de análisis SARA: cromatografía de adsorción de gel de arcilla, cromatografía de capa fina (TLC) y cromatografía líquida de alta presión (HPLC).<sup>13</sup>

<sup>13</sup> Jianxin Wang, Jill S. Buckley. (2002). Evaluating Crude Oils by SARA Analysis. Nuevo México: SPE.

El análisis SARA utilizó tres enfoques principales para separar los aceites crudos y otros componentes de hidrocarburos en fracciones SARA. El primero es la cromatografía de adsorción de gel de arcilla, es la base del ASTM D2007, este método requiere una muestra grande, mucho tiempo, es difícil de automatizar y requiere de grandes cantidades de solventes.<sup>13</sup>

Los otros dos métodos, son métodos mejorados que se dividen en dos grupos, en el primero se encuentran los métodos de cromatografía líquida de alta presión (HPLC), las primeras técnicas de HPLC usaban columnas de sílice o alúmina (óxido de aluminio  $Al_2O_3$ ) para separar las fracciones de petróleo más ligeras. Estas técnicas son más rápidas y más fácilmente automatizables que las técnicas de ASTM, pero en ambos casos es necesario eliminar la fracción de asfaltenos antes de proceder con la cromatografía. Los asfaltenos se adsorben o precipitan irreversiblemente durante la etapa de elución saturada y no se puede lograr la recuperación cuantitativa.<sup>13</sup>

El segundo grupo es el método de separación más rápido y utiliza la cromatografía de capa fina (TLC) con varillas de cuarzo que están recubiertas con partículas de sílice sintetizado. A diferencia de las técnicas de columna y HPLC, los asfaltenos no necesitan separarse de otros componentes de petróleo antes del análisis cromatográfico.<sup>13</sup>

Uno de los objetivos de este análisis es la precipitación de asfaltenos ya que es un problema que afecta seriamente las operaciones de producción y refinación, por esta razón un objetivo importante es minimizar la precipitación de estos.

Los asfaltenos junto con las resinas componen la parte dispersa de los aceites crudos, la precipitación de asfaltenos depende de la estabilidad coloidal de estos sistemas. Las resinas juegan un papel muy importante, ya que estas de forma natural le dan estabilidad a los asfaltenos.

La complejidad de los asfaltenos es debido a que lo conforman compuestos no hidrocarburos como lo es el oxígeno, nitrógeno y azufre.

El análisis SARA nos ayudara principalmente en dos áreas, sabiendo que tipo de crudo se tiene de acuerdo a sus fracciones el análisis ayudara a obtener el mayor provecho al crudo en refinación, y de acuerdo a las fracciones también se sabrá si habran problemas de aseguramiento de flujo

---

<sup>13</sup> Jianxin Wang, Jill S. Buckley. (2002). Evaluating Crude Oils by SARA Analysis. Nuevo México: SPE.

### 3.6.1 Índice de inestabilidad coloidal

El índice de inestabilidad coloidal se define como la relación de las composiciones másicas de las fracciones que inducen la precipitación a las fracciones que estabilizan los asfaltenos como se muestra a continuación:

$$CII = \frac{\%Saturados + \%Asfaltenos}{\%Resinas + \%Aromáticos}$$

Las proporciones de cada una de las fracciones SARA en un petróleo crudo están relacionadas con la estabilidad de los asfaltenos en ese aceite. Se demostró que los yacimientos con problemas de asfaltenos no eran principalmente aquellos con grandes cantidades de asfaltenos en el aceite, pero si aquellos con fracciones muy saturadas.

A medida que decrece el valor del índice de inestabilidad el sistema se hace más estable debido a la preponderancia de las fracciones peptizantes en la mezcla.

## CAPÍTULO 4

### EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO.

#### 4.1 Eficiencia de desplazamiento

La eficiencia de recuperación total de cualquier proceso de desplazamiento de fluidos es el resultado de la eficiencia macroscópica y microscópica.

- Eficiencia de desplazamiento macroscópico o desplazamiento volumétrico,  $E_v$ .
- Eficiencia de desplazamiento o eficiencia microscópica,  $E_d$ .

Es decir:

$$E = E_v \times E_d \quad 4.1$$

La eficiencia volumétrica se compone del producto de otras dos eficiencias, la eficiencia vertical y areal.

La eficiencia de desplazamiento microscópica es una medida de que tan bien el fluido desplazante moviliza el petróleo una vez que están en contacto. La eficiencia de desplazamiento macroscópica es una medida de que tan bien el fluido desplazante se ha contactado con las partes del yacimiento que contienen hidrocarburos.

Considerando constante la densidad del aire, la definición de eficiencia de desplazamiento microscópico por aceite se convierte en:

$$E_D = \frac{\text{acumulación de aceite desplazado}}{\text{acumulación de aceite contactado por el agente desplazante}} \quad 4.2$$

$E_D$  estará delimitada entre 0 y 1. El gasto para que  $E_D$  se acerque a 1 es afectado por las condiciones iniciales, el agente desplazado y la cantidad de agente desplazado, las propiedades roca-fluido también afectan la eficiencia. Si el desplazamiento permite que el agente desplazante se ponga en contacto con todo

el petróleo inicial presente en el medio, la eficiencia de barrido volumétrico será de 1, y  $E_D$  vendría siendo la eficiencia de recuperación.

La eficiencia de desplazamiento microscópico es afectada por los siguientes factores:

- Fuerzas de tensión superficial e interfacial
- Mojabilidad
- Presión capilar
- Permeabilidad relativa

La eficiencia de desplazamiento macroscópica es afectada por los siguientes factores:

- Heterogeneidad
- Movilidad de la fase desplazante respecto a la movilidad de los fluidos desplazados
- Arreglo físico de los pozos de producción inyección
- Tipo de roca en la cual se encuentra el petróleo y el gas

#### 4.1.1 Eficiencia de desplazamiento areal

La eficiencia areal se define como la relación que hay entre el área contactada por los fluidos inyectados y el área total a considerar en el análisis, es decir, la relación del área barrida de un determinado modelo entre el área total del mismo, es decir:<sup>14</sup>

$$E_A = \frac{\text{area horizontal invadida}}{\text{area total}} \quad 4.3$$

Este factor es determinado mediante modelos en laboratorio, en donde se controla la porosidad, la saturación y el espesor, con el fin de hacerlos uniformes. La eficiencia areal se define como la relación del área barrida de un determinado modelo entre el área total del mismo. Representa el conocimiento de lo que en

---

<sup>14</sup> Depto. de explotación de petróleo. (1976). Apuntes de recuperación secundaria. Ciudad de México: UNAM.

proyección horizontal es barrido durante el proceso de recuperación en un yacimiento.<sup>14</sup>

En la figura 4.1 se puede ver la eficiencia de desplazamiento areal y la posición del frente de invasión hasta el momento de la ruptura, esta eficiencia se relaciona con factores propios del yacimiento como las propiedades de la roca que, por lo tanto, son incontrolables, y las propiedades del sistema roca-fluido como el ángulo de contacto, permeabilidades relativas entre otros, las cuales tienen influencia directa sobre el volumen de roca invadida por el fluido inyectado.

Existen factores que se pueden modificar entre los más importantes son:

- Geometría de los pozos de inyección y producción
- Razón de movilidad
- Volumen de fluidos inyectados

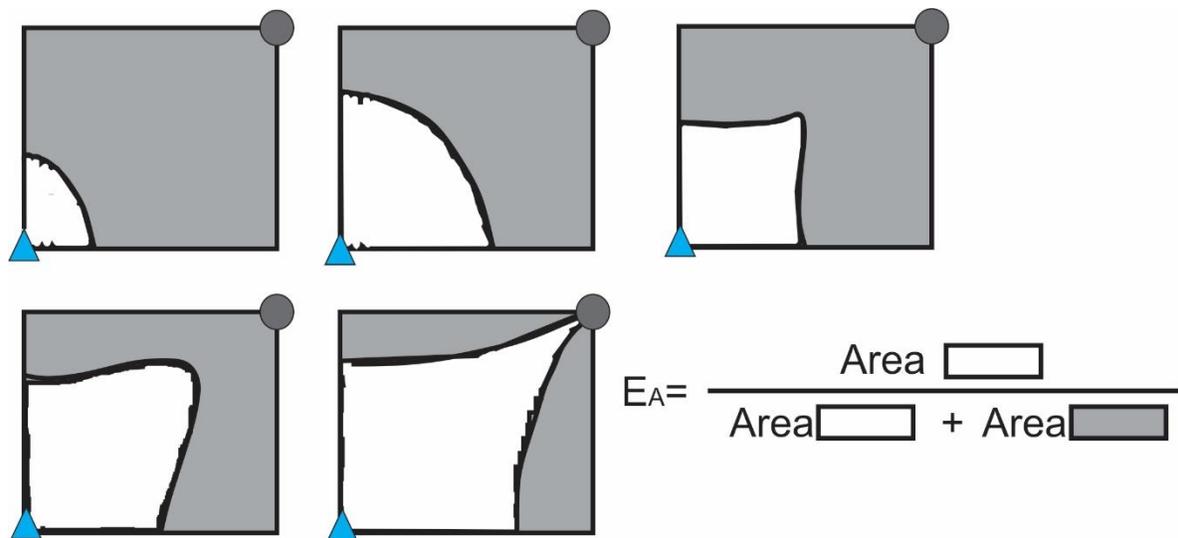


Figura 4.1 Eficiencia de área a diferentes tiempos

#### 4.1.2 Eficiencia de desplazamiento vertical

La eficiencia vertical es el espacio de poros invadido por el fluido que es inyectado dividido entre el espacio de poros cerrado en las capas de la zona transversal del frente de invasión y se puede establecer la siguiente expresión:

<sup>14</sup>Depto. de explotación de petróleo. (1976). Apuntes de recuperación secundaria. Ciudad de México: UNAM.

$$E_V = \frac{\text{area vertical invadida}}{\text{area vertical total}}$$

4.4

En la figura 4.2 se muestra un desplazamiento en un yacimiento de 4 estratos, la eficiencia areal así como la eficiencia vertical en cada uno de ellos, por lo tanto, la eficiencia vertical total será la suma total de cada una de estas eficiencias verticales.

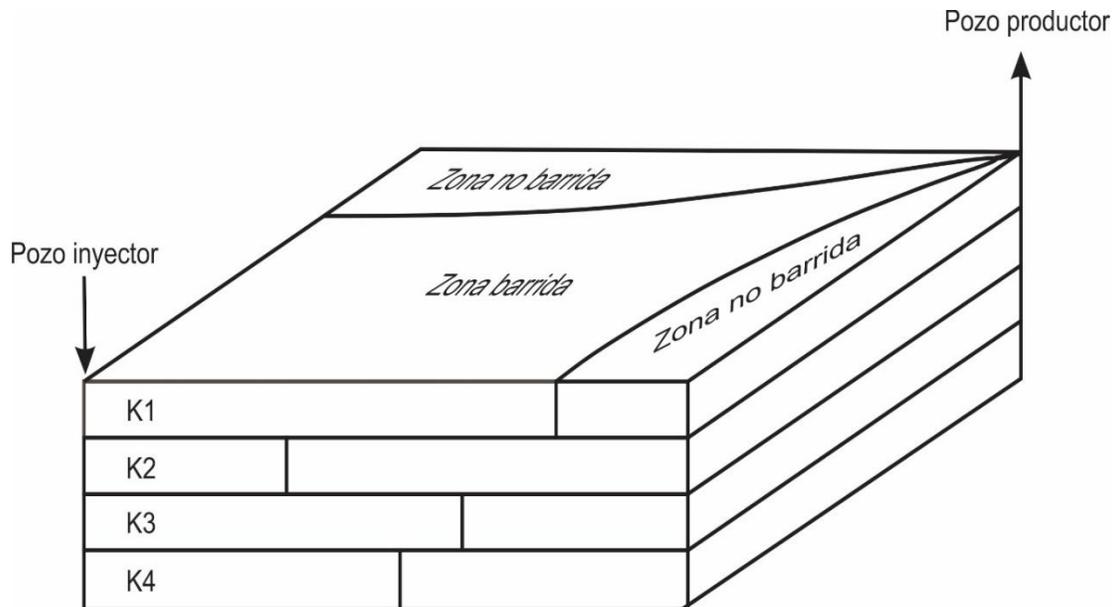


Figura 4.2 Eficiencia de barrido en yacimiento estratificado.

Los factores que afectan la eficiencia vertical son:

- Relación de movilidades
- Variación horizontal y vertical de la permeabilidad
- Fuerzas capilares
- Volumen total del fluido inyectado

### 4.1.3 Eficiencia de barrido ( $E_p$ )

Esta eficiencia se define como el área ocupada por hidrocarburos, encerrados atrás del frente del fluido desplazante, dividida entre el área total de poros del sistema ocupado por hidrocarburos.<sup>14</sup>

Si el espesor, la porosidad y saturación son o se hacen constantes, por medio de una ponderación, la eficiencia de barrido coincide con la eficiencia areal. En el caso de un solo cuerpo homogéneo se tratara del mismo concepto.

## 4.2 Arreglos de pozos de inyección y de producción

Al momento de planificar el proceso de recuperación el campo se desarrolla sobre la base de un arreglo regular donde los pozos inyectoros y productores forman figuras geométricas conocidas<sup>15</sup> como se muestra en la figura 4.4. Existen factores que influyen en la selección del tipo de arreglo que se utilizara en el campo como:

- Forma en que ha sido producido el yacimiento
- Permeabilidad
- Viscosidad de los fluidos del yacimiento
- Características geológicas
- Relación de movilidades
- Heterogeneidades del yacimiento

Por lo anterior algunas veces se eligen arreglos irregulares como el mostrado en la figura 4.3

---

<sup>14</sup> Depto. de explotación de petróleo. (1976). Apuntes de recuperación secundaria. Ciudad de México: UNAM.

<sup>15</sup> Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

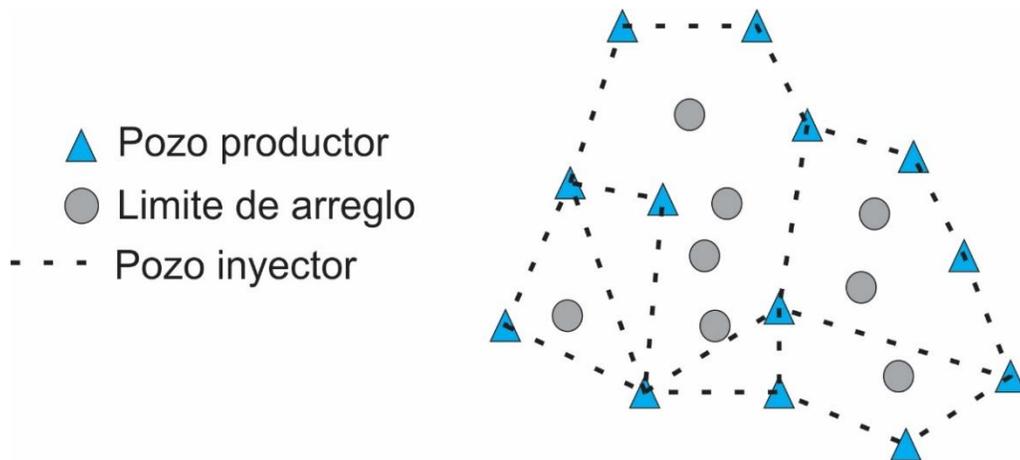


Figura 4.3 Arreglo irregular

Existen parámetros que caracterizan los arreglos de pozos como se muestra en la figura 4.5, algunos de los parámetros son:

- Relación  $d/a$   
 $d$ : Distancia más corta entre líneas de pozos inyectores y productores situados en la misma columna<sup>15</sup>  
 $a$ : Distancia más corta entre pozos del mismo tipo situados en la misma fila.
- Razón pozos de inyección a pozos de producción,  $R_{pupp}$ <sup>15</sup>  
 Se calcula dividiendo el número de pozos inyectores que afectan directamente a cada pozo productor, entre el número de pozos productores que tienen un efecto directo de un pozo inyector<sup>15</sup>

#### 4.2.1 Inyección en línea directa

Para un plano de avance vertical (con desplazamiento horizontal) podría ser usado un manejo de línea directa, donde los pozos productores están directamente a ambos lados y alineados en ángulo recto respecto a los pozos inyectores, como se muestra en la figura 4.5, la eficiencia de barrido en este arreglo se mejora a medida que la relación  $d/a$  aumenta.

<sup>15</sup> Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

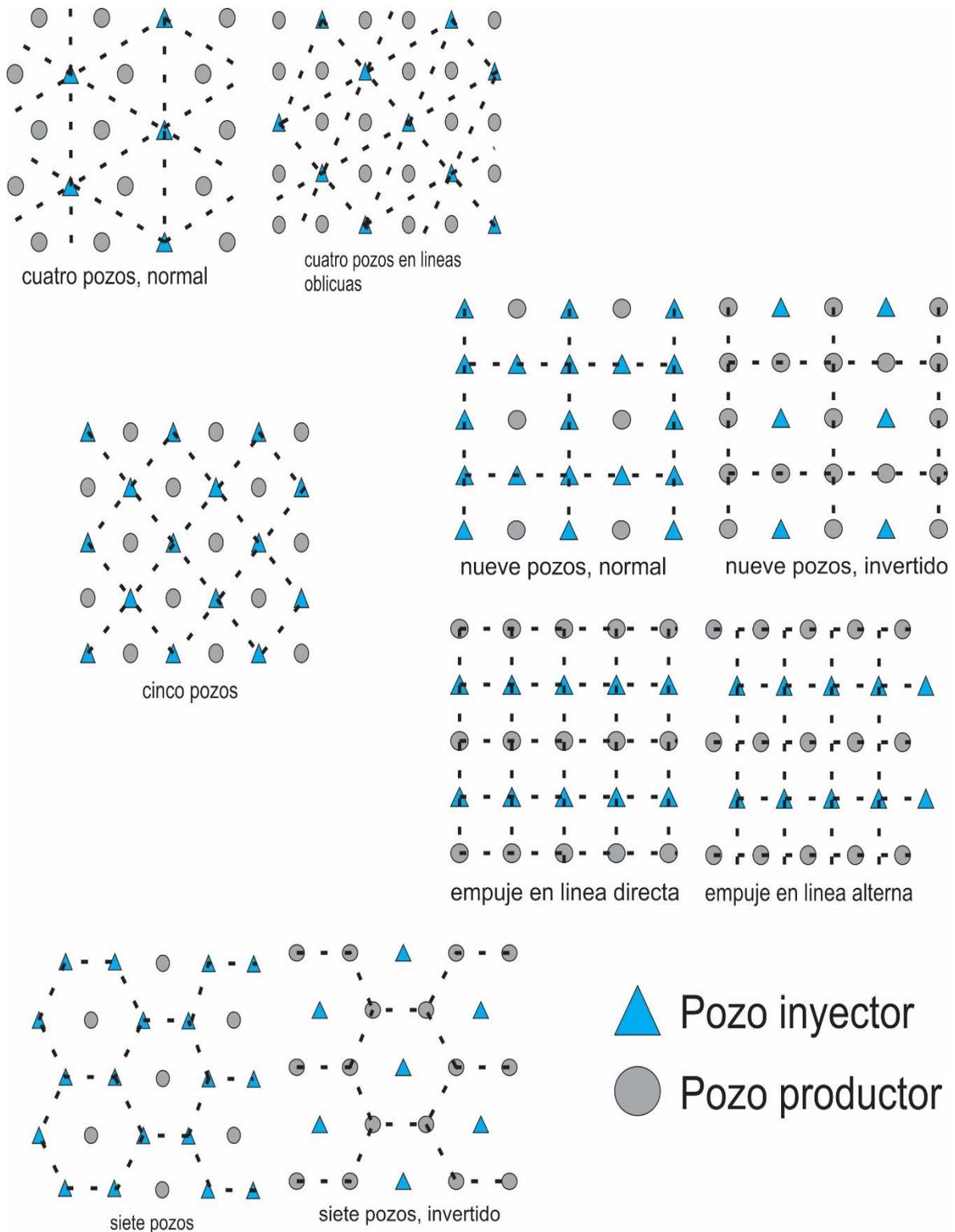


Figura 4.4 Arreglos de pozos.<sup>15</sup>

<sup>15</sup> Tomada y modificada de Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

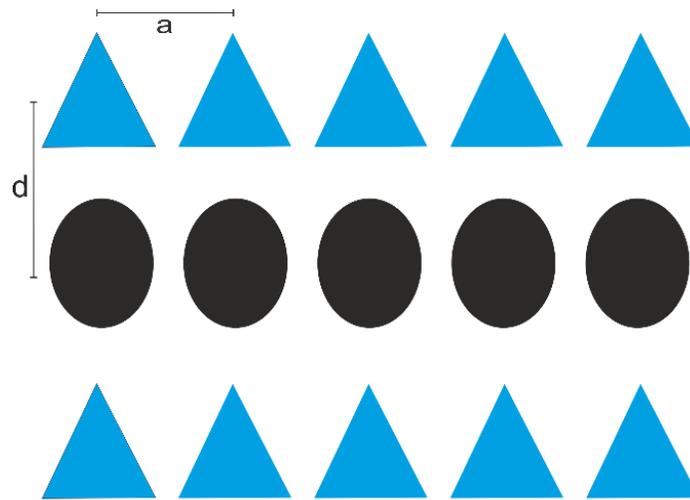


Figura 4.5 Arreglo de inyección en línea directa.<sup>15</sup>

#### 4.2.2 inyección en línea alterna

En una línea de inyección se puede variar o cambiar el parámetro  $d/a$ , es decir, los pozos pueden ser alterados modificando la geometría del arreglo. En este arreglo, los pozos productores se desfasan  $a/2$  de los pozos inyectores, como se muestra en la figura 4.6.

---

<sup>15</sup> Tomada y modificada de Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

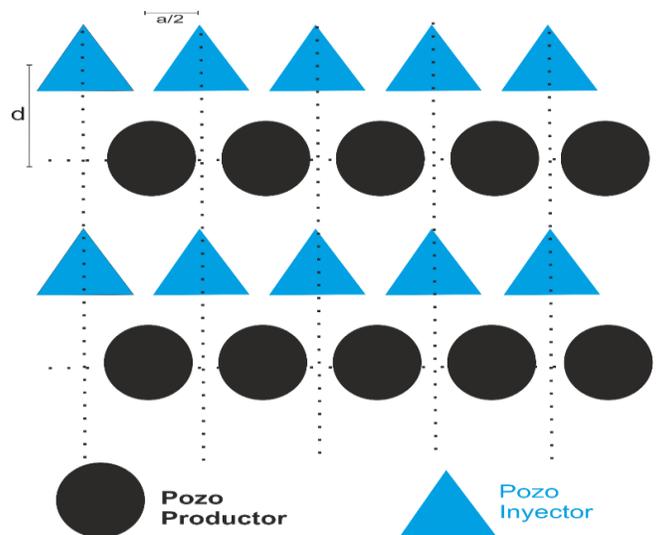


Figura 4.6 arreglo de inyección en línea alterna.<sup>15</sup>

### 4.2.3 Arreglo de 5 pozos

El arreglo de 5 pozos es un caso especial del empuje en línea alterna donde la relación  $d/a = 0.5$ . Este tipo de arreglo es altamente conductivo, ya que la vía de flujo más corta es una línea recta entre el pozo inyector y productor, proporcionando una buena eficiencia de barrido.<sup>15</sup> La figura 4.7 es un ejemplo de un arreglo de 5 pozos.

<sup>15</sup> Tomada y modificada de Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

<sup>15</sup> Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

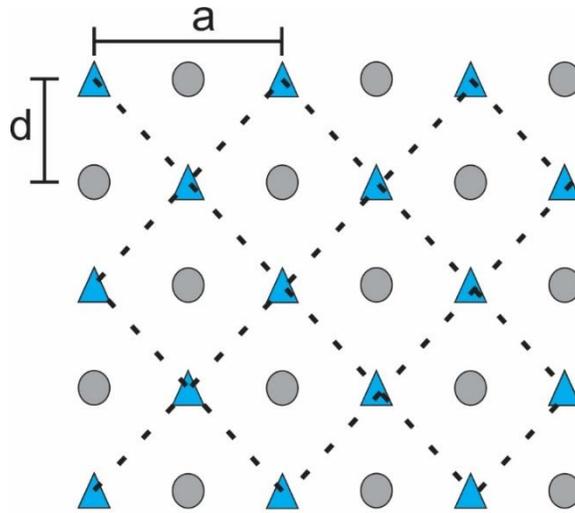


Figura 4.7 Arreglo de cinco pozos.<sup>15</sup>

#### 4.2.4 Arreglo de 7 pozos

En este tipo de arreglo se tienen dos pozos inyectores por cada pozo productor, el patrón de este modelo es un triángulo equilátero como se muestra en la figura 4.8, se puede considerar un arreglo en línea alterna donde la relación  $d/a = 0.866$  y la razón de pozos de inyección a pozos de producción es igual a 2.<sup>15</sup>

<sup>15</sup> Tomada y modificada de Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

<sup>15</sup> Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

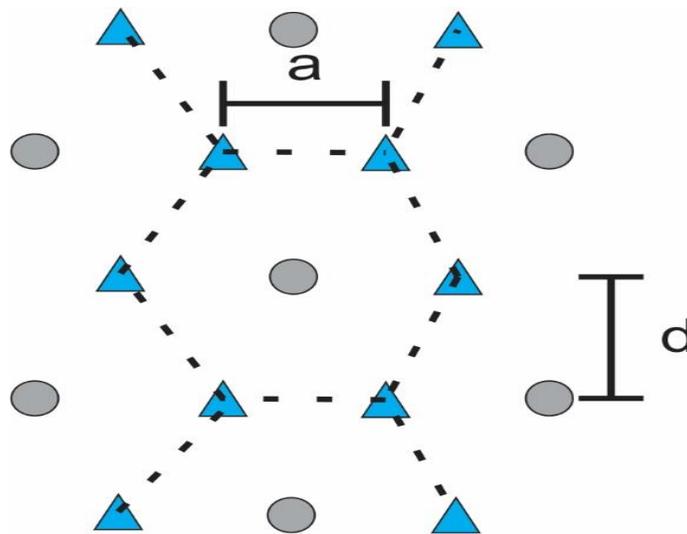


Figura 4.8 Arreglo de 7 pozos<sup>15</sup>

#### 4.2.5 Arreglo de 4 pozos

Este arreglo es un caso especial de un arreglo de 7 pozos, la diferencia es que en este caso la posición que ocupan los pozos inyectores y productores se invierte, la relación de pozos de inyección a pozos de producción es igual a 0.5.<sup>15</sup>

<sup>15</sup> Tomada y modificada de Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

<sup>15</sup> Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

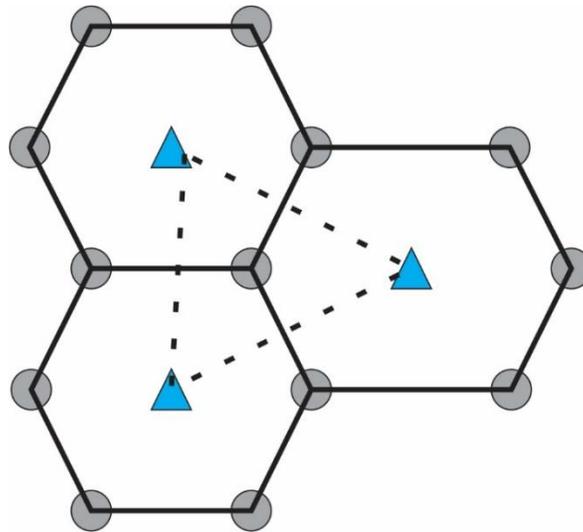


Figura 4.9 Arreglo de 4 pozos<sup>15</sup>

#### 4.2.6 Arreglo de 9 pozos

Se puede desarrollar con pozos perforados formando un cuadrado, con los pozos de inyección en los vértices y puntos medios en los lados del cuadrado y con el pozo productor ubicado en el centro del cuadrado, para el caso de 9 pozos invertido los pozos productores estarán en los vértices y puntos medios de cada lado y el inyector en el centro del cuadrado, como se muestra en la figura 4.10.<sup>15</sup>

---

<sup>15</sup> Tomada y modificada de Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

<sup>15</sup> Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

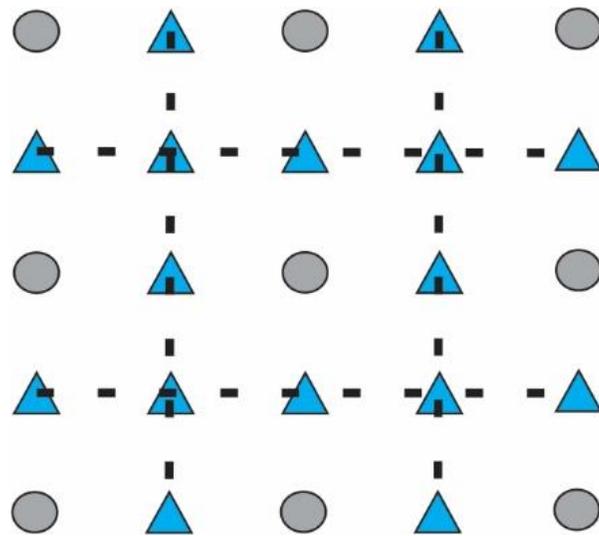


Figura 4.10 Arreglo de 9 pozos.<sup>15</sup>

---

<sup>15</sup> Tomada y modificada de Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

# CAPÍTULO 5

## RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA DE HIDROCARBUROS

### 5.1 Definición de recuperación secundaria

Es la segunda etapa de producción de hidrocarburos durante la cual un fluido externo, como agua o gas, se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección ubicados en la roca que tengan comunicación de fluidos con los pozos productores. El propósito de la recuperación secundaria es mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo productor. Las técnicas de recuperación secundaria más comunes son la inyección de gas y el desplazamiento con agua. Normalmente, el gas se inyecta en el casquete de gas y el agua se inyecta en la zona de producción para barrer el petróleo del yacimiento, o del acuífero. Durante la etapa de recuperación primaria, puede comenzar un programa de mantenimiento de la presión, sin embargo es una forma de recuperación mejorada. La etapa de recuperación secundaria alcanza su límite cuando el fluido inyectado (agua o gas) se produce en relaciones que dejan de ser económicamente explotables. El uso sucesivo de la recuperación primaria y la recuperación secundaria en un yacimiento de petróleo estadísticamente produce alrededor del 15% al 40% del petróleo original existente en el lugar, es importante señalar que los fluidos inyectados no alteran la interacción roca fluidos originales, en caso contrario será considerada recuperación mejorada.

### 5.2 Desplazamiento

Proceso por el cual un fluido ocupa el lugar de otro en un medio poroso cambiando las saturaciones con el tiempo. Consta de dos fases generales, fase inicial (antes de la irrupción) y fase subordinada (después de la irrupción).

#### 5.2.1 Tipos de desplazamiento

1.- Desplazamiento tipo pistón sin fugas: ocurre cuando el petróleo remanente en la zona invadida no tiene movilidad. En esta zona la saturación del fluido desplazante es máxima y la del petróleo es la residual.<sup>14</sup>

---

<sup>14</sup> Depto. de explotación de petróleo. (1976). Apuntes de recuperación secundaria. Ciudad de México: UNAM.

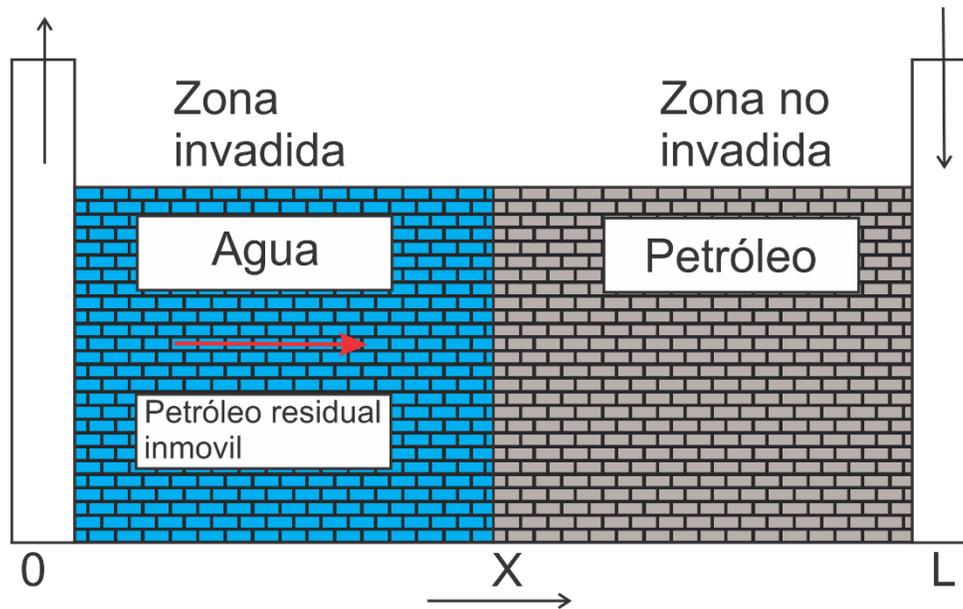


Figura 5.1 Desplazamiento tipo pistón sin fugas

2.- Desplazamiento tipo pistón con fugas: En este caso el petróleo remanente tiene cierta movilidad y ocurre flujo de dos fases, en la zona invadida donde la saturación del petróleo es mayor que la residual. Cuando el fluido desplazante llega a los pozos productores se siguen produciendo cantidades variables de petróleo.<sup>14</sup>

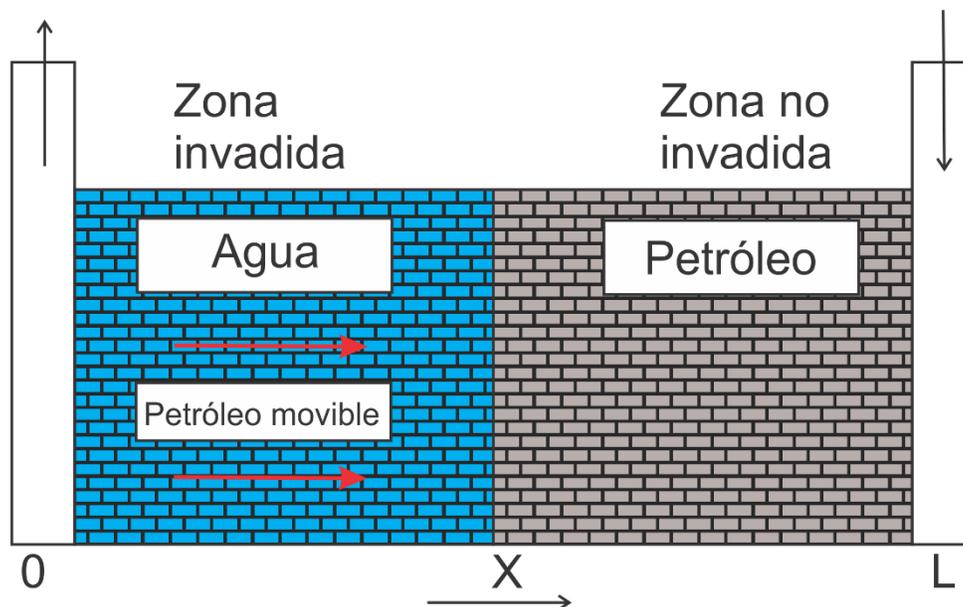


Figura 5.2 Desplazamiento tipo pistón con fugas.

<sup>14</sup> Depto. de explotación de petróleo. (1976). Apuntes de recuperación secundaria. Ciudad de México: UNAM.

### 5.2.2 Etapas de un desplazamiento

El desplazamiento consta de cuatro etapas:

1. Condiciones iniciales
2. Etapa de invasión o llenado
3. Etapa de irrupción
4. Condiciones posteriores a la irrupción

1.- Condiciones iniciales: son las condiciones que se tienen en un proyecto al inicio, la figura 5.3 muestra la situación inicial en un yacimiento homogéneo y con saturaciones constantes de fluidos al iniciarse la inyección de agua.

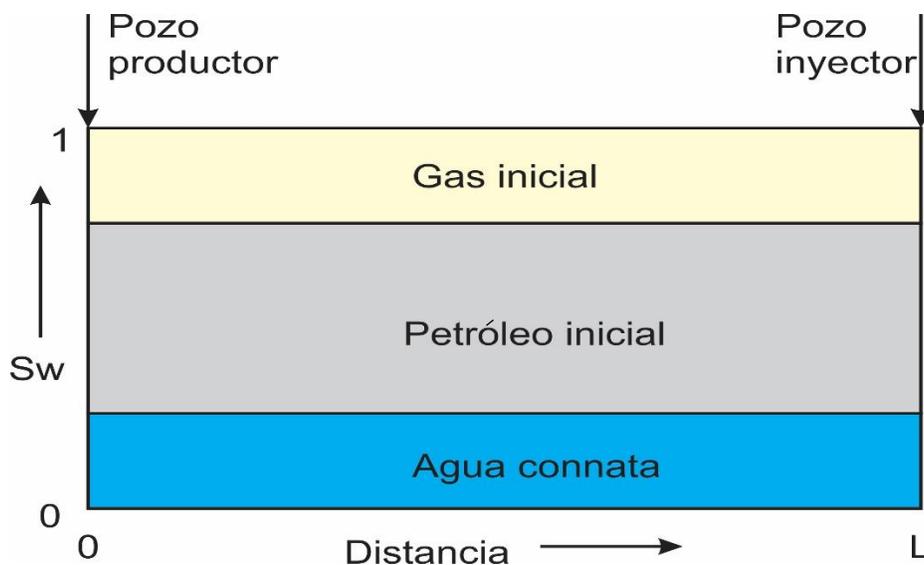


Figura 5.3 Condiciones de saturación inicial (agua connata o congénita).

2.- Etapa de invasión o llenado: Esta etapa ocurre entre las condiciones iniciales y hasta un momento antes de la irrupción, en esta etapa la saturación de agua se incrementa mientras que la saturación de aceite disminuye debido a la producción todo esto de forma gradual en la zona invadida.

3.- Etapa de irrupción: la condición de irrupción es aquella en la que después de un cierto tiempo de inyección, el fluido desplazante comienza a producirse en los pozos productores.

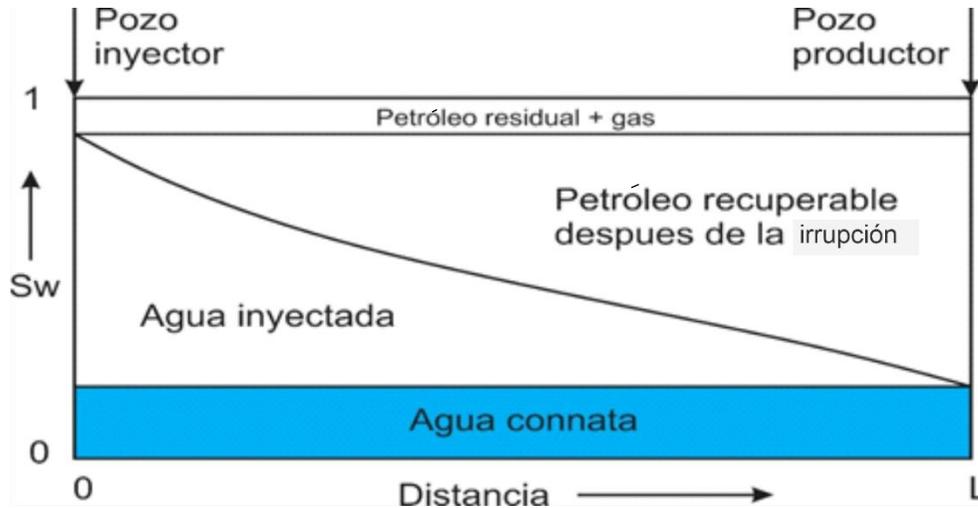


Figura 5.4 Distribución esquemática de los fluidos en la irrupción.

4.- Condiciones posteriores a la irrupción: condiciones posteriores a las que el fluido desplazante llega al pozo productor, se observa que el corte de agua se incrementa y la producción de aceite disminuye como se muestra en la figura 5.5.

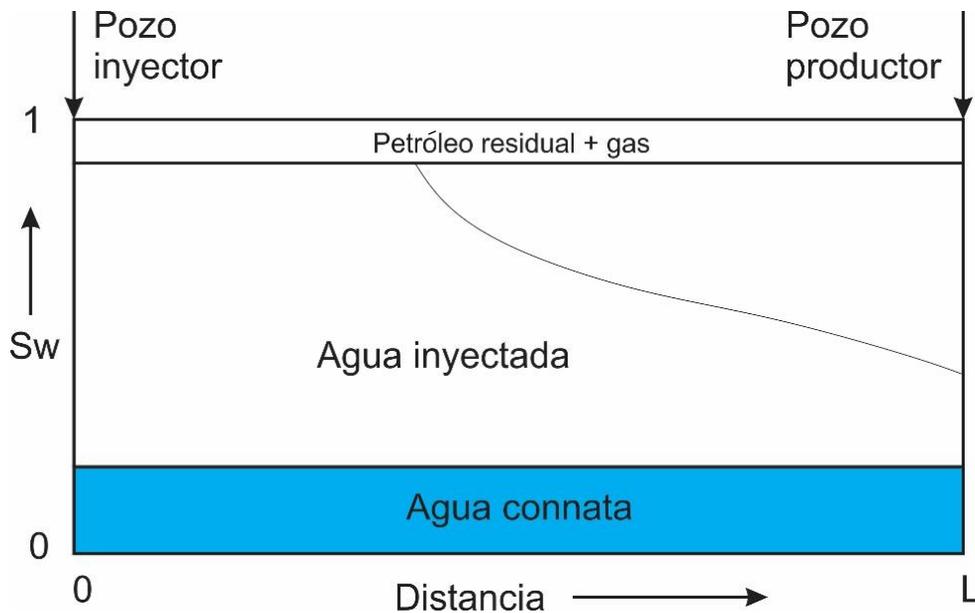


Figura 5.5 Condiciones después de la irrupción.

### 5.2.3 Tipos de fluido en un desplazamiento

Fluido desplazante: Es el fluido que desplaza a otro fluido en un medio poroso, tiene mayor energía que el fluido desplazado, en el caso de recuperación secundaria el fluido puede ser agua y/o gas.

Fluido desplazado: Es el fluido que es desplazado cuando se introduce una cantidad de fluido desplazante en el medio poroso y ocupa el lugar de éste.

### 5.2.4 Frente de invasión

Digitación: el fenómeno de digitación o formación de dedos en el frente de desplazamiento de un proceso de invasión, se origina, incluso en rocas de permeabilidad uniforme, debido a que se emplea un fluido de baja viscosidad para desplazar a otro más viscoso, lo que implica una disminución en la eficiencia de barrido.<sup>14</sup>

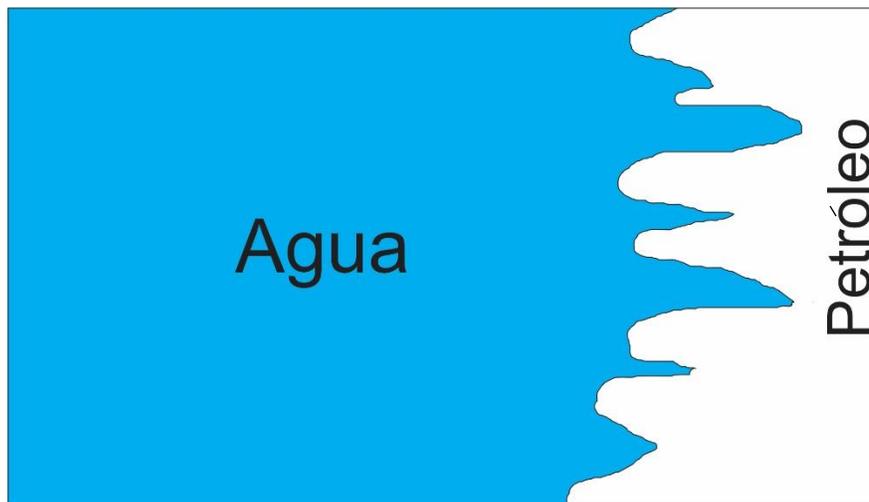


Figura 5.6 Digitación viscosa en el frente de invasión.

---

<sup>14</sup> Depto. de explotación de petróleo. (1976). Apuntes de recuperación secundaria. Ciudad de México: UNAM.

Lenguas de agua: Condición donde se genera una gran zona de transición entre el fluido desplazado y el desplazante, vista como una gran digitación de agua, resultado de la segregación gravitacional y heterogeneidad del yacimiento (permeabilidad, mojabilidad, etc.) y ritmo de inyección.

### **5.3 Inyección de agua**

El agua que se inyecta o se produce generalmente necesita tratamientos ya sea para poder ser inyectada, reinyectada o desechada, ya que en el último caso debe cumplir con la normatividad vigente en la ubicación de desarrollo.

En una formación con preferencia a ser mojada por agua, será factible la inyección de este líquido, debido a que la tensión interfacial beneficiará el desplazamiento, lo que propiciará la imbibición espontánea del aceite y por consiguiente una eficiencia de barrido elevada.

La inyección de agua también se realiza en yacimientos no volumétricos que tienen un acuífero asociado, se puede inyectar el agua directamente en el acuífero, en la zona del contacto agua-aceite o bien en la zona de aceite, dependiendo el análisis realizado y determinación del punto óptimo de inyección, a este tipo de inyección se le conoce como inyección periférica.

El agua también se puede inyectar en pozos de relleno, o bien, en arreglos de pozos cuando el contacto agua-aceite ha alcanzado los pozos productores, estos pueden cambiar su función y convertirse en pozos inyectoros.

Los problemas más comunes en la inyección de agua son la corrosión, provocada por los cambios de pH, y los cambios de temperatura, o por la presencia de gases no deseados como el O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, y el H<sub>2</sub>S.

La formación de escamas, que es la acumulación de sedimentos, generando un taponamiento en la tubería, lo que provoca un alza de presión en la línea y disminución en las cuotas de inyección.

En todo proceso de inyección se deben analizar las propiedades del yacimiento para su correcta inyección, por ejemplo debe realizarse un análisis de compatibilidad para que no haya mezcla de aguas incompatibles y que esto provoque un taponamiento.

## 5.4 Inyección de gas

La inyección de gas tendrá una mayor eficiencia en yacimientos bajosaturados, de espesor pequeño y con mojabilidad preferencial al aceite, debido a que al ser un aceite negro el hinchamiento será mayor y, más representativo el efecto de empuje al evitar el resbalamiento del gas desplazante. Los gases más usados son el nitrógeno, dióxido de carbono por su bajo costo.

## 5.5 Definición de recuperación mejorada (EOR)

La recuperación mejorada se refiere a la recuperación de aceite obtenida al inyectar materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento, o materiales que comúnmente están en el yacimiento pero que son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico-químico de los fluidos del yacimiento y la interacción roca fluidos.<sup>16</sup>

Originalmente, la recuperación mejorada se clasificaba como la tercera etapa de la recuperación de hidrocarburos aplicando tecnología más moderna pero en la actualidad este tipo de recuperación no necesariamente se tiene que llevar a cabo después de la recuperación secundaria.

Este tipo de recuperación altera las propiedades originales del petróleo y la interacción que existe entre los fluidos del yacimiento y la roca que lo contiene, y su propósito no es necesariamente restaurar la presión original del yacimiento si no también mejorar la eficiencia de desplazamiento del petróleo o el flujo de fluidos presentes en el yacimiento.

Los hidrocarburos donde se pueden aplicar técnicas de EOR tienen un amplio rango de características físico-químicas: desde crudos volátiles con altas gravedades API y baja viscosidad hasta crudos con gravedades API muy bajas y viscosidades muy altas. Asimismo, pueden estar almacenados en yacimientos con características geológicas diversas; desde yacimientos carbonatados de baja permeabilidad en profundidades considerables, hasta formaciones de arenas someras. Por lo anterior, los métodos EOR pueden aplicarse casi en cualquier tipo de sistema roca-fluido,<sup>16</sup> lo importante es no perder de vista que es un negocio por lo que debe ser económicamente rentable.

---

<sup>16</sup> Rangel, E. (2012). El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

## 5.6 Clasificación de recuperación mejorada

La recuperación mejorada se puede clasificar en los siguientes tres grupos

Tabla 5.1 Clasificación de los métodos de recuperación mejorada.

<p><b>Térmicos</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Combustión in-situ</li> <li>• Inyección de vapor (continua y ciclica)</li> <li>• Inyección de agua caliente</li> </ul>
<p><b>Inyección de gas (miscible/ inmiscible)</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hidrocarburos</li> <li>• Nitrógeno (N<sub>2</sub>)</li> <li>• Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)</li> </ul>
<p><b>Químicos</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alcalina</li> <li>• Polímeros</li> <li>• Espumas</li> </ul>

En este capítulo se hablaran solo de algunos de los casos mencionados en la tabla 5.1.

## 5.7 Métodos térmicos

Este tipo de método es aquel en donde se suministra energía térmica al yacimiento y a los fluidos con el fin de disminuir la viscosidad del aceite, producir una expansión térmica del aceite y así incrementar la producción por el efecto de empuje por expansión de fluidos. Este tipo de métodos se aplican por lo general a aceites pesados.

Existen dos formas de suministrar calor al yacimiento:

- Desde el exterior mediante la inyección de vapor o la inyección de agua caliente (lo más común) o alternadamente con un gas que permite inhibir la pérdida del calor hacia estratos superiores en el yacimiento.

- Desde el interior de la formación, mediante la inyección de aire o cualquier fluido que contenga oxígeno, donde el aceite funciona como combustible y el oxígeno como agente oxidante generando una reacción exotérmica que permite la liberación de calor en el yacimiento.

### **5.7.1 Inyección de agua caliente**

La inyección de agua caliente es el proceso térmico más simple y seguro. En algunos casos puede ser el más económico y ventajoso.

El agua caliente disminuye la viscosidad del aceite y lo desplaza de manera inmisible, el agua caliente se puede mezclar con agua connata y por lo tanto, perder parte del calor provocando pérdida de efectividad. Este proceso aumenta la movilidad del aceite debido al aumento de temperatura lo que ocasiona una disminución en la viscosidad. Este proceso es aplicado principalmente cuando se tiene aceite viscoso.

Durante la inyección del agua se pueden distinguir dos zonas, la zona de inyección donde la temperatura del agua es la de inyección donde disminuye la saturación de aceite residual, y la zona alejada al punto de inyección, que es donde el agua pierde temperatura cercana al pozo productor, debido a que existe transferencia de calor hacia la formación y los fluidos contactados en el recorrido.

En un cierto punto a lo largo del yacimiento el agua alcanzará la temperatura de este provocando así que el comportamiento en esta zona sea como la inyección de agua de la recuperación secundaria.

Algunos de los beneficios de la inyección de agua caliente son:

- Mejora la movilidad del aceite
- Reduce la saturación residual de aceite por altas temperaturas
- Expansión térmica del aceite
- No existen problemas de eliminación de vapor

### 5.7.2 Inyección de vapor

Tomando en cuenta la baja movilidad de los aceites pesados, la recuperación primaria de dichos aceites son bajas. En casos donde la viscosidad del aceite es alta se utilizan métodos como éste con el fin de reducir su viscosidad.

Es evidente que el principal obstáculo en la recuperación de hidrocarburos pesados es la alta viscosidad. Por lo que se requiere reducir la viscosidad para incrementar la movilidad de los hidrocarburos.

Existen dos grupos de métodos para reducir la viscosidad del aceite en el yacimiento, los térmicos, que disminuyen la viscosidad del aceite incrementando la temperatura en el yacimiento, y los métodos fríos, en los cuales se inyectan solventes para disminuir la viscosidad.

Los métodos térmicos, consisten básicamente en aumentar la temperatura del yacimiento, ya que los aceites pesados presentan una gran disminución de su viscosidad con un incremento en la temperatura.

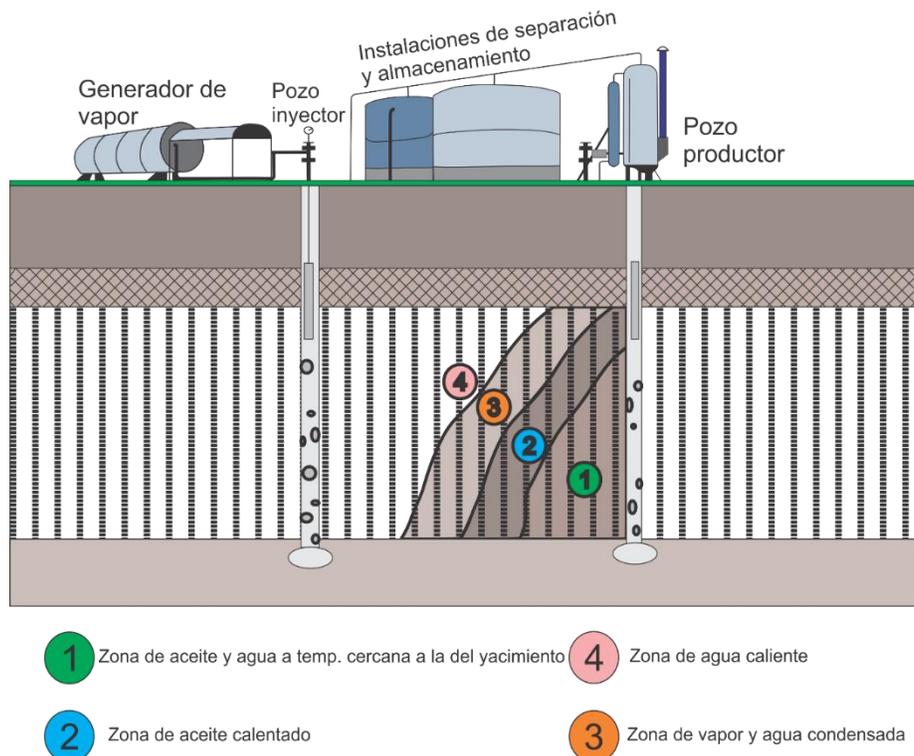


Figura 5.7 Inyección de vapor <sup>16</sup>

<sup>16</sup> Tomada y modificada de: Rangel, E. (2012). El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

### 5.7.2.1 Inyección continua de vapor

En este método como su nombre lo indica la inyección de vapor es continua y se aplica al yacimiento completo, generalmente en campos donde el espaciamento es pequeño (menores a 400 metros) y yacimiento someros donde la profundidad no excede los 1,000m, y normalmente se aplica solo cuando se ha obtenido un resultado positivo con inyección cíclica.

En inyección continua, si los espaciamentos son grandes es muy común que ocurra el fenómeno de destilación en el yacimiento, y como consecuencia se formará un frente de agua caliente y se pierde la efectividad del desplazamiento.

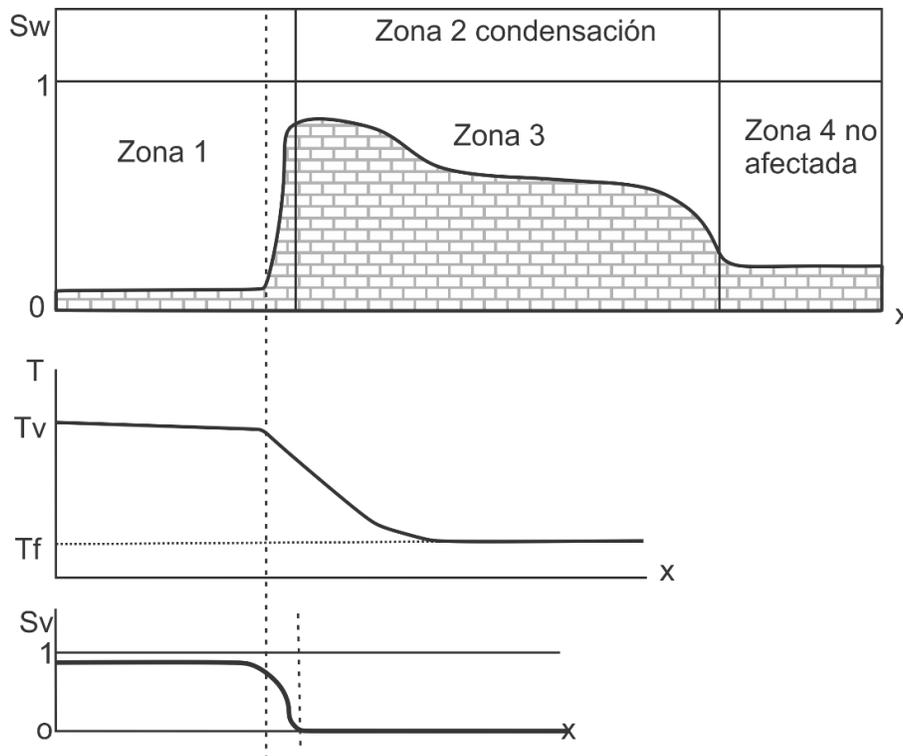


Figura 5.8 Perfil de saturación de vapor, agua y temperatura.

En la zona alrededor del pozo inyector tres fluidos coexisten: agua, hidrocarburo líquido y una fase gaseosa. La temperatura es alta y razonablemente uniforme y lejos del pozo inyector la temperatura decrece lentamente de acuerdo con la dependencia de la temperatura de saturación frente a la presión.

La saturación de aceite es también razonablemente uniforme ya que el aceite ha sido expulsado de la zona por la inyección del vapor, así como por la vaporización de los demás compuestos volátiles.

En la zona 2 el agua y las fracciones de hidrocarburo volátil condensan arriba del contacto con la matriz fría. En la zona 3 todos los fenómenos ocurridos son similares a los ocurridos en un desplazamiento de agua caliente. Sin embargo, como la zona de vapor (zona 1) se mueve hacia delante y puesto que el volumen por unidad de masa para el vapor es mucho mayor que el del agua caliente o fría, la velocidad del agua en la zona 3 es considerablemente más alta de lo que habría sido si el agua hubiera sido inyectada dentro de la formación a la misma temperatura y con el mismo gasto de inyección de masa. La zona 4 es la que no ha sido afectada por el calor.

Algunos de los beneficios de la inyección de vapor son:

- Reducción de la viscosidad
- Destilación de la fracción ligera
- Reducción de la saturación residual de aceite
- Expansión térmica
- Drene gravitacional

#### **5.7.2.2 Inyección cíclica de vapor**

En este método el vapor es inyectado al yacimiento a gastos del orden de 1000 BPD durante unas semanas, posteriormente se cierra el pozo con el fin de que se caliente el yacimiento, por último el pozo se abre a producir y se utiliza un sistema artificial de producción para extraer el fluido del pozo. En las condiciones adecuadas la producción de aceite es rápida y el proceso es eficiente, al menos en los primeros ciclos.

La inyección cíclica de vapor se puede dividir en las siguientes etapas:

- **Inyección de vapor:** En esta etapa se inyecta vapor al yacimiento a altos gastos para disminuir las pérdidas de calor, durante un periodo de 2 a 6 semanas.

- **Adsorción de calor:** Esta etapa dura de 3 a 14 días, en este periodo el pozo permanece cerrado con el propósito de maximizar la transferencia de calor al yacimiento y al mismo tiempo minimizar las pérdidas de calor hacia formaciones adyacentes. Si se inicia la producción demasiado rápido, es posible que el vapor se regrese al pozo, lo cual ocasionaría un proceso ineficiente. Por otro lado, de ser muy prolongado el periodo, el aceite podría enfriarse nuevamente.
- **Producción:** Una vez que el calor es transferido al yacimiento, se produce el aceite que fue calentado en las etapas anteriores, la etapa de producción es la más prolongada de las tres, pues puede variar de unos cuantos meses hasta un poco más de un año.

Debido a que este método se aplica generalmente a yacimientos que se han sometido a un proceso de recuperación primaria, el yacimiento no cuenta con la energía suficiente para elevar los fluidos del fondo del pozo a la superficie, por lo que es común instalar algún sistema artificial de producción, generalmente bombeo mecánico. La principal desventaja de la inyección cíclica de vapor es que ofrece una baja recuperación, del orden de 15%, antes de que la relación aceite-vapor se vuelva demasiado baja. Por otro lado, el proceso es mucho más económico que la inyección continua de vapor por lo que usualmente se aplica la inyección cíclica antes de implementar la inyección continua.

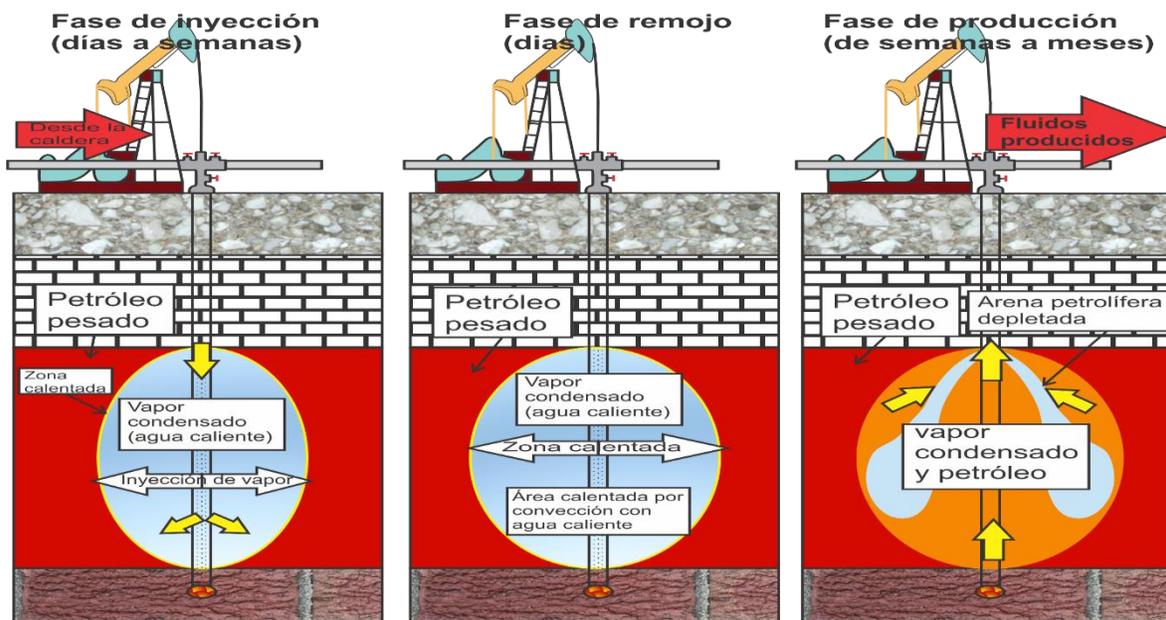


Figura 5.9 Representación de inyección de cíclica de vapor.<sup>16</sup>

<sup>16</sup> Tomada y modificada de: Rangel, E. (2012). El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

### 5.7.3 Combustión in-situ

Este método de recuperación consiste en inyectar aire, aire enriquecido con oxígeno o sólo oxígeno para quemar una porción del aceite in-situ y así generar calor para reducir la viscosidad del aceite. Este proceso presenta una alta eficiencia térmica debido a que las pérdidas de calor son mínimas en la vecindad de la combustión, la figura 5.10 es un ejemplo de la combustión in-situ.

Existen variaciones de la combustión in-situ:

- Combustión en reversa: la ignición ocurre cerca del pozo productor y la zona de calor se mueve en dirección contraria al flujo de aire.
- Inyección de aire a alta presión: No existe ignición, involucra una oxidación de baja temperatura.
- Combustión hacia adelante: La ignición ocurre cerca del pozo inyector y la zona de calor se mueve en dirección del flujo de aire.

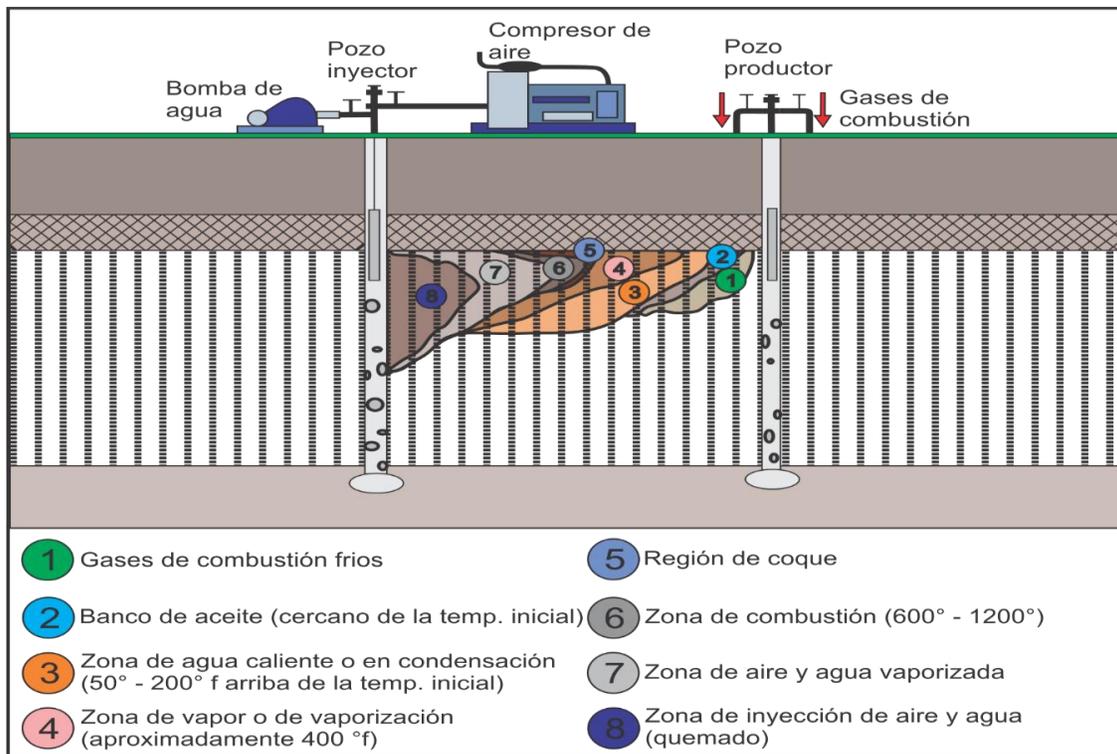


Figura 5.10 combustión in-situ<sup>16</sup>

<sup>16</sup> Tomada y modificada de: Rangel, E. (2012). El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

El proceso de combustión in-situ se puede aplicar a yacimientos con un amplio rango de características para recuperación de petróleo. Características como saturación de aceite desde 25 a 95% y permeabilidad desde 40 a 8000 mD.

### 5.8 Métodos químicos

En este tipo de inyección algunos químicos son inyectados con el objetivo de reducir la tensión interfacial, mejorar la relación de movilidad y alterar la mojabilidad. Los métodos de recuperación de esta categoría incluyen:

- Inyección de soluciones alcalinas
- Inyección de surfactantes
- Inyección de polímeros

En la figura 5.11 se muestra el proceso de inyección de químicos.

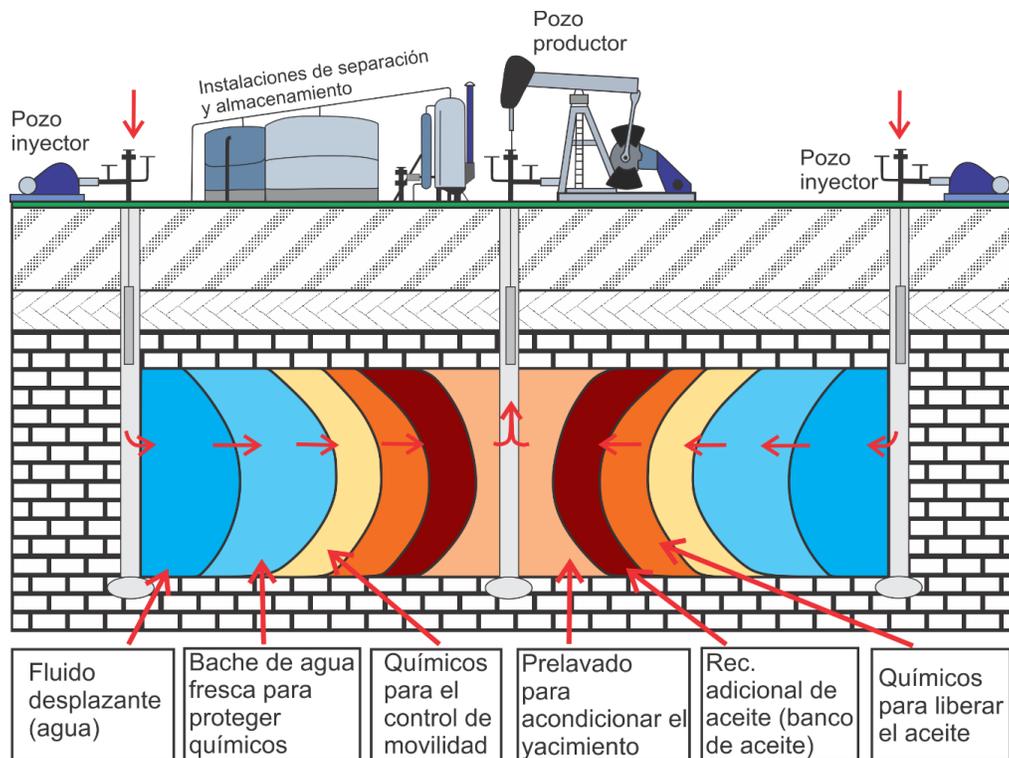


Figura 5.11 Inyección de químicos.<sup>16</sup>

<sup>16</sup> Tomada y modificada de: Rangel, E. (2012). El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Los métodos químicos alcanzaron su mejor momento en la década de 1980, siendo la inyección con polímeros el método químico más utilizado, sin embargo la inyección de químicos es más sensible a los precios del petróleo y está altamente influenciada por la comparación de aditivos químicos con inyección de CO<sub>2</sub>.<sup>19</sup>

### **5.8.1 Inyección de soluciones alcalinas**

Este método puede resultar positivo cuando el aceite tiene una alta acidez. Con este método se reduce la tensión interfacial entre el aceite y la fase acuosa, también la mojabilidad de la roca es alterada por la inyección entre el álcali y las moléculas polarizadas adsorbidas por granos de la roca. Finalmente, se forma una emulsión agua/aceite. En el caso de aceites pesados y viscosos estas emulsiones tienen menor viscosidad que el aceite, mejorando el flujo a través del yacimiento.

Algunos de las soluciones alcalinas inyectadas son:

- Hidróxido de sodio
- Carbonato de sodio
- Silicato de sodio
- Fosfato sódico
- Hidróxido de potasio

---

<sup>19</sup>E.J. Manrique, V.E. Muci, M.E. Gurfinkel (2007), "EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States" Paper SPE 100063.

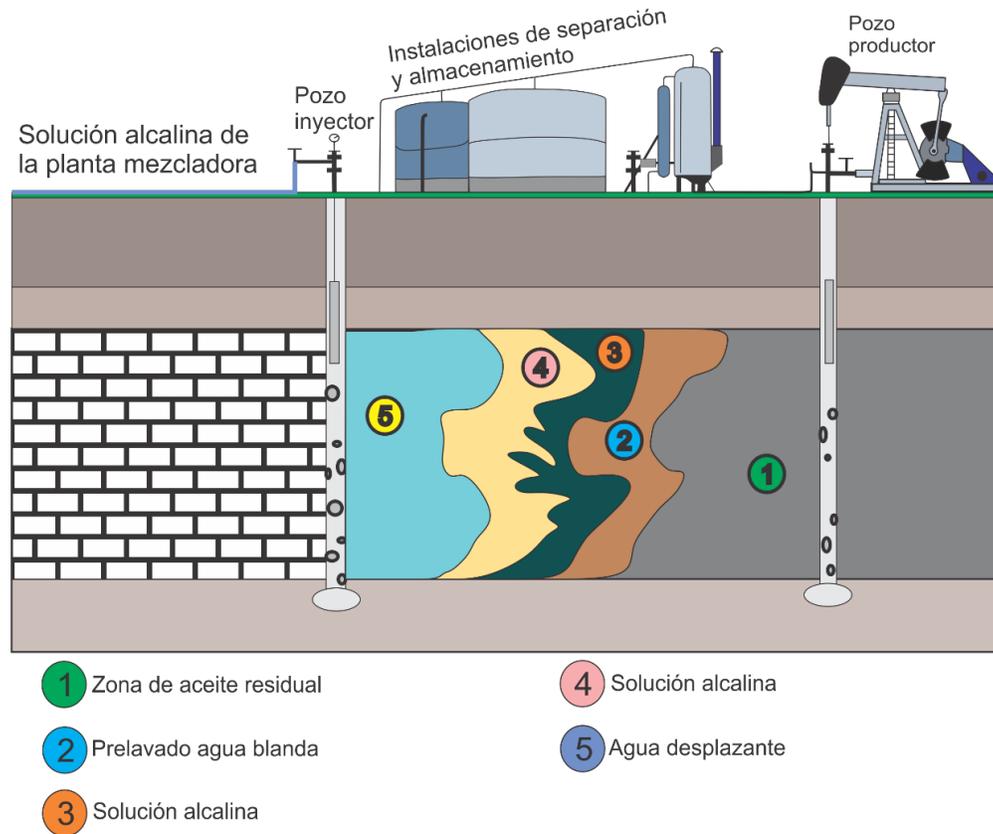


Figura 5.12 Inyección de solución alcalina.<sup>16</sup>

### 5.8.2 Inyección de surfactantes

Un surfactante es una sustancia química que se adsorbe preferentemente en una interfaz, disminuyendo la tensión interfacial entre los fluidos o entre un fluido y un sólido.

La inyección de surfactantes es aplicable en arenas con fluidos ligeros a intermedios, la inyección del surfactante debe disminuir la tensión interfacial hasta movilizar al aceite residual con lo cual se crea un banco de aceite donde el aceite y agua fluyan como fases continuas.

Los surfactantes se clasifican en cuatro grupos de acuerdo a su tipo molecular:

<sup>16</sup> Tomada y modificada de: Rangel, E. (2012). El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

- No-iónicos (sin carga). Usados para mejorar el comportamiento de las fases
- Aniónicos (negativos). Más empleado debido a su casi nula adsorción en areniscas
- Catiónicos (positivos). Alta adsorción en areniscas, se usan generalmente en carbonato para cambiar la mojabilidad
- Anfóteros. Sustancia que puede ganar o ceder un protón, dependiendo el pH en el medio, son altamente resistentes a la salinidad y a la temperatura

### 5.8.3 Inyección de polímeros

La principal ventaja de los polímeros es aumentar la eficiencia de desplazamiento, especialmente la eficiencia vertical, ya que el fluido inyectado disminuirá el avance del frente de invasión en las zonas más permeables y estabilizará la zona de transición.

El proceso de inyección de polímeros es, primero inyectar un bache relativamente pequeño de solución micelar para así liberar al aceite. Este es seguido por un volumen más grande de solución acuosa con polímero para controlar la movilidad y así minimizar la canalización, posteriormente se inyecta un bache de agua para mover los químicos y el banco de aceite resultante hacia los pozos productores. La figura 5.13 presenta un diagrama de inyección de polímeros.

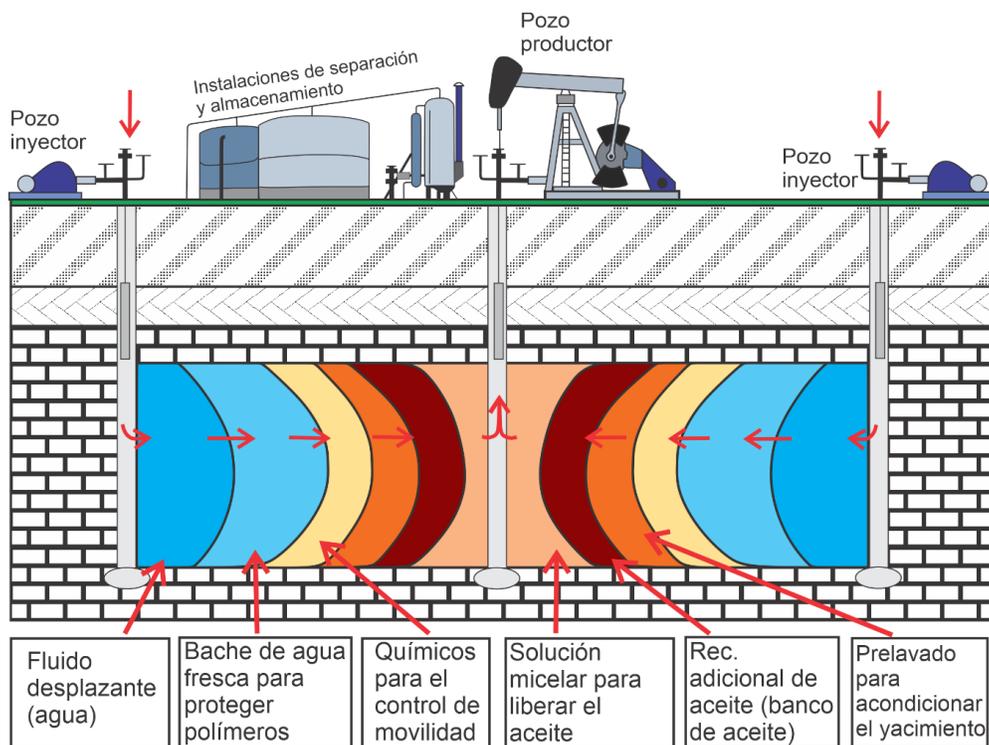


Figura 5.13 Inyección de polímeros.<sup>16</sup>

La elección del polímero a emplear y la concentración son pasos críticos en el diseño de un proyecto de recuperación mediante la inyección de polímeros. Algunos de los tipos de polímeros más empleados son:

- Polisacáridos
- Poliacrilamida

#### **5.8.4 Inyección microbiana**

Se inyecta una solución de microorganismos y nutrientes, donde los microorganismos son utilizados para producir químicos, llamados metabolitos, que mejoran la producción de aceite. En este método se mejora la producción de aceite por tres medios:

1. Se reduce la viscosidad por la generación de gases provocando un aumento de presión
2. Degradación de hidrocarburos saturados de largas cadenas en cadenas más pequeñas, dando como resultado una disminución en la viscosidad del petróleo
3. Se mejora la permeabilidad absoluta de la roca debido a la generación de ácidos que disuelven la matriz de la roca

La figura 5.15 muestra el proceso de la inyección microbiana.

---

<sup>16</sup> Tomada y modificada de: Rangel, E. (2012). El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

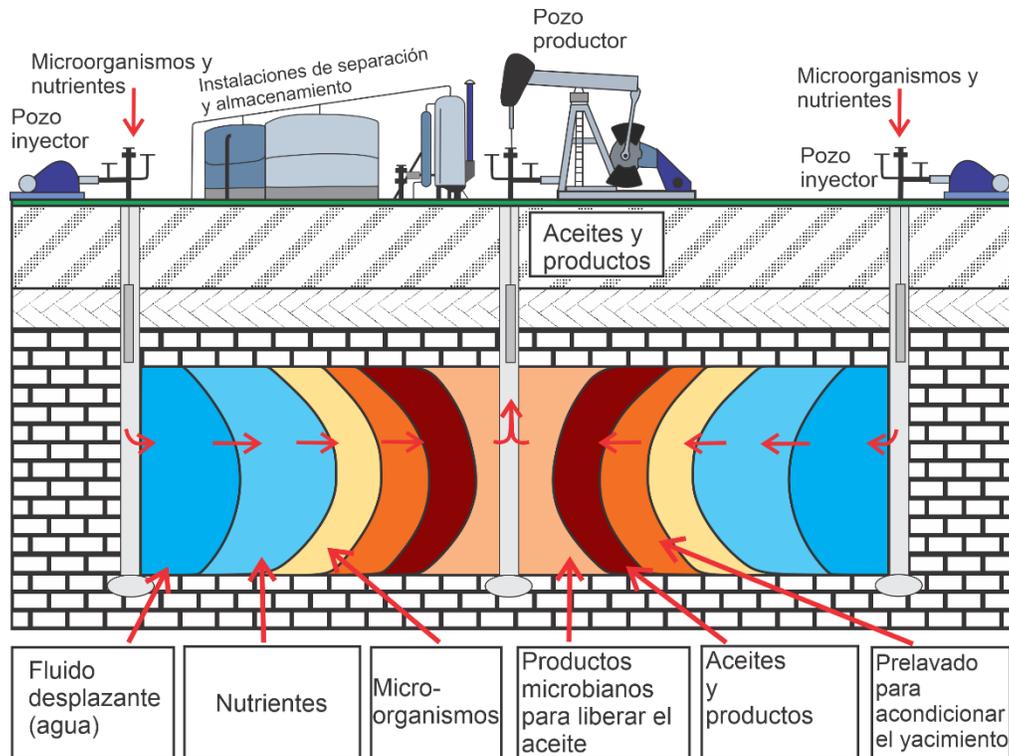


Figura 5.15 Inyección microbiana.<sup>16</sup>

### 5.8.5 Inyección de espumas

Las espumas son usadas para controlar la movilidad del gas en procesos de EOR que involucran inyección de gases o vapor. La inyección de espumas ayuda a reducir la tendencia del gas o vapor a segregarse y la canalización, lo que se traduce en una mejor eficiencia de barrido y, por lo tanto, una mayor recuperación de aceite. Las espumas ayudan a mejorar la eficiencia de barrido al disminuir la movilidad del gas inyectado.<sup>16</sup>

### 5.8.6 Inyección de geles

Los geles son utilizados para mejorar la eficiencia de barrido. Estos fluidos tienen alta viscosidad, por lo que pueden ayudar a taponar las zonas altamente permeables para prevenir la canalización de los fluidos inyectados y, por consiguiente, la surgencia temprana. Los geles también pueden ser utilizados para reducir el volumen de agua que se produce junto con el aceite.<sup>16</sup>

<sup>16</sup> Tomada y modificada de: Rangel, E. (2012). El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

### 5.8.7 Inyección de agua alternada con inyección de gas (WAG)

Consiste en la inyección de agua y baches de gas de manera cíclica a fin de mejorar la eficiencia de barrido de los proyectos de inyección de agua o inyección de gas. Con este método se trata de disminuir los efectos de la digitación viscosa y la tendencia del gas a segregarse. La inyección WAG resulta en una mejor eficiencia de barrido y una mejor eficiencia de desplazamiento microscópica durante la operación de inyección de gas y una mejor eficiencia de barrido durante la inyección de agua.<sup>16</sup>

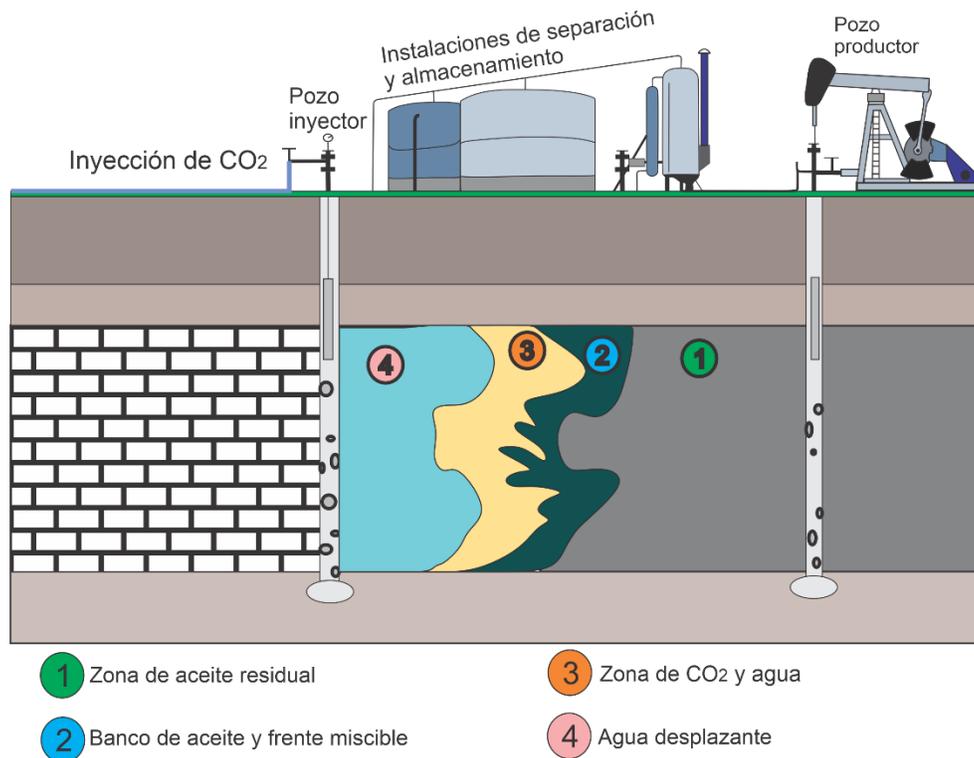


Figura inyección de agua y CO<sub>2</sub> (WAG)<sup>16</sup>

Los gases utilizados en los procesos WAG son divididos en 3 grupos: CO<sub>2</sub>, gases hidrocarburos y gases no hidrocarburos. En la figura siguiente se muestra un esquema de inyección de CO<sub>2</sub> con inyección de agua.<sup>16</sup>

<sup>16</sup> Tomada y modificada de: Rangel, E. (2012). El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

### 5.8.8 Inyección de polímero surfactante-álcali (ASP)

También es catalogado dentro de los métodos químicos, se define como la inyección de combinación de un sistema álcali, surfactante y polímero. En conjunción con el surfactante adicionado, los surfactantes generados en sitio por las reacciones químicas entre el álcali inyectado y los ácidos orgánicos naturales en el aceite pueden resultar en una tensión interfacial ultra baja, esta tensión en la interfaz salmuera aceite ayuda a emulsionar y movilizar el aceite residual en el yacimiento. Con este tipo de inyección se puede cambiar la mojabilidad de la roca y el polímero ayuda a mejorar las eficiencias de barrido areal y vertical.<sup>16</sup>

### 5.9 Inyección de gases

Este tipo de métodos tienen como objetivo disminuir la tensión interfacial entre el fluido inyectado y el aceite. Estos métodos recuperan aceite por transferencia de masa.<sup>17</sup>

Algunos de los fluidos que se pueden utilizar en este proceso son gas natural, gases licuados de petróleo, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>. Es importante señalar que existen varios tipos de miscibilidad<sup>17</sup>

- Miscibilidad al primer contacto, esto ocurre cuando los fluidos son miscibles en cualquier proporción<sup>16</sup>
- Miscibilidad de contacto múltiple por condensación. La fracción de aceite intermedio se “condensa” al gas inyectado, enriqueciendo la fase líquida en equilibrio y haciéndola cada vez más ligera<sup>16</sup>
- Miscibilidad de contacto múltiple por vaporización. Se puede explicar cuando se tiene un yacimiento con aceite ligero, rico en hidrocarburos intermedios y se le inyecta gas seco o N<sub>2</sub>. A través de los contactos sucesivos entre el aceite y el vapor el cual se está enriqueciendo por la vaporización de la fracción intermedia, se alcanza una composición miscible<sup>16</sup>

---

<sup>16</sup> Rangel, E. (2012). El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

<sup>17</sup> Lake, L. y Walsh, M.P.; Enhanced Oil Recovery Field Data Literature Research; Universidad de Texas, Austin, E.U.A, 2008.

### 5.9.1 Inyección de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)

El proceso de inyección de CO<sub>2</sub> se puede aplicar a un amplio rango de yacimientos debido a su baja presión de miscibilidad. Cuando se inyecta CO<sub>2</sub> éste se vuelve soluble en el aceite residual a medida que los hidrocarburos ligeros se disuelven en el CO<sub>2</sub> y el CO<sub>2</sub> se disuelve en el aceite.<sup>16</sup> Esto ocurrirá siempre y cuando la densidad del CO<sub>2</sub> sea alta y el aceite tenga alto contenido de hidrocarburos ligeros.

El dióxido de carbono disminuye la viscosidad del aceite debido al hinchamiento del aceite, pero el principal mecanismo en el caso del aceite ligero es el desplazamiento miscible.

Cuando se trata de un proceso miscible, el dióxido de carbono puede desplazar al aceite de los poros, a medida que el CO<sub>2</sub> se disuelve en el aceite provoca que el segundo se hinche y disminuya su viscosidad ayudando a mejorar la eficiencia de desplazamiento. Cuando el proceso es inmisible la disolución del CO<sub>2</sub> en el aceite reduce su viscosidad y también se incrementa su factor de volumen aunque en menor grado. En la figura 5.14 se muestra un esquema del proceso de inyección de CO<sub>2</sub>.

La popularidad con los proyectos de CO<sub>2</sub> está estrechamente relacionada con la abundante disponibilidad de fuentes naturales de CO<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> asociado, que transportan tuberías que generalmente se encuentran cerca de los campos petroleros.<sup>19</sup>

---

<sup>16</sup> Rangel, E. (2012). El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

<sup>19</sup> E.J. Manrique, V.E. Muci, M.E. Gurfinkel (2007), "EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States" Paper SPE 100063.

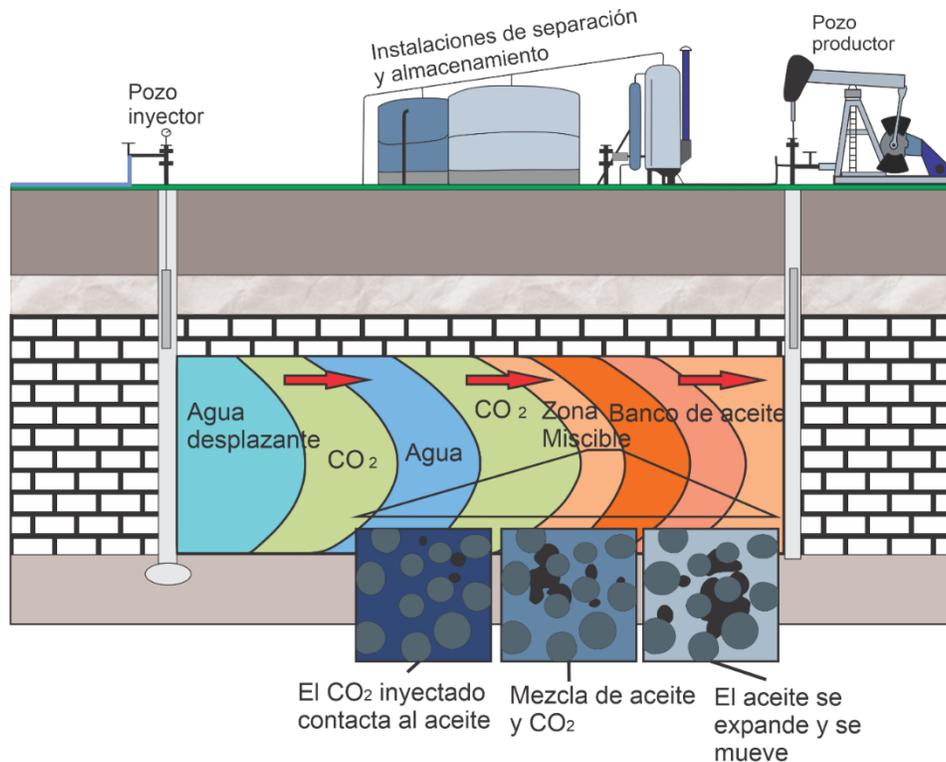


Figura 5.14 inyección de CO<sub>2</sub><sup>16</sup>

### 5.9.2 Inyección de Nitrógeno (N<sub>2</sub>)

Para un yacimiento de aceite la miscibilidad con N<sub>2</sub> ocurre a mayor presión que con dióxido de carbono. Por consiguiente la inyección de gas miscible con N<sub>2</sub> se limita a yacimientos profundos de aceite volátil con presiones altas.

La inyección de nitrógeno se emplea también cuando la inyección de CO<sub>2</sub> no es viable económicamente, ya que el precio del nitrógeno es menor.

La miscibilidad desarrollada se puede lograr con aceites ligeros y altas presiones, por lo tanto, se aplican a yacimientos profundos, se desea un yacimiento de inmersión abrupta para permitir la estabilización de la gravedad del desplazamiento que tiene una relación de movilidad muy desfavorable.<sup>18</sup>

<sup>16</sup> Tomada y modificada de: Rangel, E. (2012). El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

<sup>18</sup>J. J. Taber, F. D. Martin. (1983). Technical Screening guides for the enhanced recovery of oil. SPE, 12069.

### 5.10 Criterios de selección para proyectos de EOR

La implementación de proyectos de recuperación mejorada es costoso en términos de tiempo y de personal. Los costos sustanciales están involucrados en la evaluación de la calidad del yacimiento, la cantidad de petróleo que es potencialmente recuperable, el trabajo de laboratorio asociado con el proceso EOR, las simulaciones por computadora para predecir la recuperación, en la ejecución de la prueba piloto y el desempeño del proyecto.

Con cualquiera de los procesos, la naturaleza del yacimiento jugara un papel dominante en el éxito o fracaso del proceso. Muchas de las fallas con EOR se deben a problemas desconocidos o inesperados del yacimiento, por lo tanto, generalmente se justifica un estudio geológico completo.<sup>18</sup>

Algunos de los procesos EOR pueden ser rechazados rápidamente debido a las propiedades desfavorables del yacimiento o del aceite, por lo que el uso de criterios puede ser útil para seleccionar métodos que pueden ser comercialmente atractivos. Por lo tanto, las pautas que se adopten deben ser lo suficientemente amplias como para incluir básicamente todos los métodos posibles para un yacimiento candidato.<sup>18</sup>

A continuación se verán en las tablas 5.2 a 5.10 los métodos de recuperación más comunes que enumeran las características de cada método.

---

<sup>18</sup>J. J. Taber, F. D. Martin. (1983). Technical Screening guides for the enhanced recovery of oil. SPE, 12069.

Tabla 5.2 inyección miscible de hidrocarburos.<sup>18</sup>

**INYECCIÓN MISCIBLE DE HIDROCARBUROS**  
**Guía técnica de selección**

Características del aceite	
Gravedad	> 30°API
Viscosidad	< 10 cP
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos ligeros (C <sub>2</sub> – C <sub>7</sub> )

Características del Yacimiento	
Saturación de aceite	> 30% VP
Tipo de formación	Arenisca o carbonato con mínimas fracturas y estrías de alta permeabilidad
Espesor neto	Relativamente delgado a menos que la formación este inclinada abruptamente.
Permeabilidad promedio	No es crítica si es uniforme
Profundidad	De 2,000 ft a 5,000 ft (gas a alta presión)
Temperatura	No es crítica

Limitaciones: La profundidad mínima se establece por la presión necesaria para mantener la miscibilidad generada. Los rangos de presión requerida son desde aproximadamente 1,200 psi

Problemas: La digitación viscosa resulta en una pobre eficiencia de barrido vertical y horizontal. Se requieren grandes cantidades de productos caros. El solvente puede ser atrapado y no recuperado.

<sup>18</sup> Tomada y modificada de J. J. Taber, F. D. Martin. (1983). Technical Screening guides for the enhanced recovery of oil. SPE, 12069.

Tabla 5.3 inyección de Nitrógeno<sup>18</sup>

<b>INYECCION DE NITRÓGENO</b>	
<b>Guía técnica de selección</b>	

Características del aceite	
Gravedad	> 35°API
Viscosidad	< 10 cP
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos ligeros (C <sub>1</sub> – C <sub>7</sub> )

Características del Yacimiento	
Saturación de aceite	> 30% VP
Tipo de formación	Arenisca o carbonato con mínimas fracturas y estrías de alta permeabilidad
Espesor neto	Relativamente delgado a menos que la formación se esté sumergido.
Permeabilidad promedio	No es crítica.
Profundidad	> 4,500 ft
Temperatura	No es critica

Limitaciones: la miscibilidad desarrollada se puede lograr con aceites ligeros y altas presiones, por lo tanto, se necesitan yacimientos profundos.

Problemas: La digitación viscosa da como resultado una pobre eficiencia de barrido vertical y horizontal.

<sup>18</sup> Tomada y modificada de J. J. Taber, F. D. Martin. (1983). Technical Screening guides for the enhanced recovery of oil. SPE, 12069.

Tabla 5.4 inyección de CO<sub>2</sub> <sup>18</sup>

INYECCIÓN DE DIOXIDO DE CARBONO	
Guía técnica de selección	
Características del aceite	
Gravedad	> 26°API preferentemente > 30°API
Viscosidad	<15 cP preferentemente < 10 cP
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos medianos (C <sub>5</sub> – C <sub>12</sub> )
Características del Yacimiento	
Saturación de aceite	> 30% VP
Tipo de formación	Arenisca o carbonato con mínimas fracturas y estrías de alta permeabilidad
Espesor neto	Relativamente delgado a menos que la formación sea abruptamente sumergida.
Permeabilidad promedio	No es crítica si el gasto de inyección se mantiene
Profundidad	Suficientemente profunda para permitir una presión alta, la presión requerida para una producción óptima está en el rango de 1,200 psi para una alta gravedad (>30°API), crudos a temperaturas bajas 4,500 psi
Temperatura	No es crítica pero la presión requerida incrementa con la temperatura
Limitaciones: Una muy baja viscosidad del CO <sub>2</sub> resulta en un control de movilidad deficiente. Disponibilidad del CO <sub>2</sub>	

Problemas: el avance temprano del CO<sub>2</sub> causa severos problemas como la corrosión en la tubería de producción, es necesaria una planta de separación, represurización del CO<sub>2</sub> para la reinyección y un alto requerimiento de CO<sub>2</sub> por el incremento del área barrida producida

Tabla 5.5 Inyección de surfactantes.<sup>18</sup>

**INYECCIÓN DE SURFACTANTES**  
Guía técnica de selección

Características del aceite	
Gravedad	> 25°API
Viscosidad	< 30 cP
Composición	Ligeros e intermedios

Características del Yacimiento	
Saturación de aceite	> 30% VP
Tipo de formación	Preferentemente arenisca
Espesor neto	> 10 ft
Permeabilidad promedio	> 20 mD
Profundidad	< 8,000 ft (ver temperatura)
Temperatura	< 175° F

Limitaciones: Se desea un barrido de área de más del 50% en inyección de agua, se desea una formación relativamente homogénea.

Problemas: sistemas complejos y extensos, posible separación cromatográfica de los químicos, alta adsorción de surfactantes, degradación de los químicos a altas temperaturas

<sup>18</sup> Tomada y modificada de: J. J. Taber, F. D. Martin. (1983). Technical Screening guides for the enhanced recovery of oil. SPE, 12069.

Tabla 5.6 inyección de polímeros.<sup>18</sup>

<b>INYECCIÓN DE POLÍMEROS</b>
<b>Guía técnica de selección</b>

Características del aceite	
Gravedad	> 25°API
Viscosidad	< 150 cp preferentemente < 100 cP
Composición	No es crítica

Características del Yacimiento	
Saturación de aceite	> 10% VP aceite móvil
Tipo de formación	Arenisca preferentemente, pero puede usarse en carbonatos.
Espesor neto	No es crítico
Permeabilidad promedio	> 10 mD, en algunos casos 3 mD
Profundidad	< 9,000 ft (ver temperatura)
Temperatura	200°F para minimizar la degradación

Limitaciones. Si la viscosidad del aceite es alta se necesita una mayor concentración de polímero para lograr el control de movilidad deseado, los resultados son normalmente mejores si la inyección del polímero se inicia antes que la relación agua aceite sea excesivamente alta

Problemas. Una menor inyectividad que con agua puede afectar negativamente el gasto de producción de petróleo en las primeras etapas de la inyección del polímero. Los polímeros de tipo acrilamida pierden viscosidad o aumentos en la salinidad y los iones divalentes.

<sup>18</sup> Tomada y modificada de: J. J. Taber, F. D. Martin. (1983). Technical Screening guides for the enhanced recovery of oil. SPE, 12069.

Tabla 5.7 Inyección de soluciones alcalinas.<sup>18</sup>

<b>INYECCIÓN DE SOLUCIONES ALCALINAS</b>	
Guía técnica de selección	

Características del aceite	
Gravedad	13° a 35°API
Viscosidad	< 200 cP
Composición	Requiere algunos ácidos orgánicos

Características del Yacimiento	
Saturación de aceite	Mayor que la saturación de agua residual
Tipo de formación	Arenisca preferentemente
Espesor neto	No es crítico
Permeabilidad promedio	> 20 mD
Profundidad	< 9,000 ft (ver temperatura)
Temperatura	< 200°F preferentemente

<p>Limitaciones. Los mejores resultados se obtienen si el material alcalino reacciona con el petróleo crudo; el aceite debe tener un índice de acidez de más de 0.2 mg KOH / g de aceite. A altas temperaturas y en algunos agentes químicos, pueden acumularse cantidades excesivas de sustancias químicas alcalinas por reacción a las arcillas, minerales o sílice en el agua de arenisca</p>
<p>problemas: alta composición cáustica</p>

<sup>18</sup> Tomada y modificada de: J. J. Taber, F. D. Martin. (1983). Technical Screening guides for the enhanced recovery of oil. SPE, 12069.

Tabla 5.8 Inyección de vapor.<sup>18</sup>

<b>INYECCIÓN DE VAPOR</b>
<b>Guía técnica de selección</b>

Características del aceite	
Gravedad	10° a 25° API
Viscosidad	100 a 5,000 cP
Composición	No es crítica

Características del Yacimiento	
Saturación de aceite	40 a 50% VP
Tipo de formación	Arena o arenisca con alta porosidad y permeabilidad.
Espesor neto	> 20 ft
Permeabilidad promedio	> 200 mD
Profundidad	300 a 5,000 ft
Temperatura	No es crítica
Transmisibilidad	>100 mD/ft

Limitaciones. La mayoría de las saturaciones de petróleo son bastante altas. Los aceites más ligeros y menos viscosos se pueden vaporizar, pero normalmente no lo estarán si el yacimiento responde a una inyección de agua. La inyección de vapor es aplicable principalmente a aceites viscosos en areniscas masivas de alta permeabilidad o arenas no consolidadas. Generalmente, no se usa en carbonatos.

Problemas. Relación de movilidad adversa y canalización del vapor.

<sup>18</sup> Tomada y modificada de: J. J. Taber, F. D. Martin. (1983). Technical Screening guides for the enhanced recovery of oil. SPE, 12069.

Tabla 5.9 combustión in-situ.<sup>18</sup>

COMBUSTIÓN IN-SITU	
Guía técnica de selección	
Características del aceite	
Gravedad	10° a 25° API
Viscosidad	< 1,000 cP
Composición	Requiere algunos componentes asfálticos.
Características del Yacimiento	
Saturación de aceite	40 a 50% VP
Tipo de formación	arena o arenisca con alta porosidad
Espesor neto	> 10 ft
Permeabilidad promedio	> 100 mD
Profundidad	> 500 ft
Temperatura	>150°F preferentemente
Transmisibilidad	>20 mD/ft
<p>Limitaciones. La saturación de aceite y la porosidad deben ser altas para minimizar la pérdida de calor en la roca. El proceso tiende a barrer por la parte superior del yacimiento por lo que la eficiencia de barrido es baja en formaciones grandes.</p>	
<p>Problemas. Relación de movilidad adversa. El proceso es complejo, requiere de una gran inversión de capital y es difícil de controlar. Los gases de producción producidos pueden presentar problemas ambientales. Problemas operativos como la corrosión severa causada por el agua caliente a bajo pH, las emulsiones serias de agua y aceite, el aumento de la producción de arena, y fallas en las tuberías de pozos productores como resultado de temperaturas muy altas.</p>	

<sup>18</sup> Tomada y modificada de: J. J. Taber, F. D. Martin. (1983). Technical Screening guides for the enhanced recovery of oil. SPE, 12069.

Tabla 5.10 Resumen de los criterios de selección para métodos EOR<sup>18</sup>

	Características del Aceite			Características del yacimiento					
	Gravedad API	Viscosidad (cP)	Composición	Saturación de aceite	Tipo de formación	Espesor neto (ft)	Permeabilidad promedio (mD)	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
<b>Métodos térmicos</b>									
Gases hidrocarburos	> 35	< 10	< 10 alto % de C <sub>2</sub> a C <sub>7</sub>	> 30% VP	Arenisca y carbonato	Espesor delgado	No es crítica	> 2,000 a > 5,000	No es crítica
Nitrógeno N <sub>2</sub>	> 24	< 10	< 10 alto % de C <sub>1</sub> a C <sub>7</sub>	> 30% VP	Arenisca y carbonato	Espesor delgado	No es crítica	> 4,500	No es crítica
Dioxido de carbono CO <sub>2</sub>	> 26	< 15	< 10 alto % de C <sub>5</sub> a C <sub>12</sub>	> 30% VP	Arenisca y carbonato	Espesor delgado	No es crítica	> 2,000	No es crítica
<b>Métodos químicos</b>									
Surfactantes	> 25	< 30	Ligeros e intermedios	> 30% VP	Arenisca	> 10	> 20	> 8,000	< 175
Polímeros	> 25	< 150	No es crítica	> 10% aceite móvil	Arenisca, posible en carbonatos	No es crítica	> 10	< 9,000	< 200
Soluciones alcalinas	13 a 35	> 200	Algunos ácidos orgánicos	> saturación de agua residual	Arenisca	No es crítica	> 20	< 9,000	< 200
<b>Métodos térmicos</b>									
Combustión in-situ	10 a 25	< 1,000	componentes alifáticos	> 40 a 50% VP	Arena o arenisca de alta porosidad	> 10	> 100*	> 500	> 150
Inyección de vapor	< 25	> 20	No es crítica	> 40 a 50% VP	Arena o arenisca de alta porosidad	> 20	> 200**	300 a 5,000	No es crítica

\* Transmisibilidad > 20 md ft / cP  
 \*\* Transmisibilidad > 100 md ft / cP

<sup>18</sup> Tomada y modificada de: J. J. Taber, F. D. Martin. (1983). Technical Screening guides for the enhanced recovery of oil. SPE, 12069.

### 5.10.1 Representación gráfica de los criterios de selección para proyectos de EOR

Los criterios de la viscosidad, profundidad y la permeabilidad se representan gráficamente en las figuras 5.12 a 5.14. Las figuras tienen algunas características que permiten la aplicación rápida de los criterios de selección de los métodos EOR pero estas no pueden reemplazar a las tablas donde están todos los criterios.

La influencia de la viscosidad en la viabilidad técnica de diferentes métodos de recuperación mejorada se ilustra en la figura 5.16. Hay que notar las progresiones constantes que aumentan la viscosidad para los procesos que funcionan bien con aceites ligeros y para los aceites que son muy viscosos no hay recuperación.<sup>18</sup>

En la figura 5.17 se puede observar que los procesos de recuperación mejorada que funcionan bien con aceites ligeros tienen requisitos de profundidad muy específicos, cada método de inyección de gas tiene una presión de miscibilidad para cualquier aceite dado y el yacimiento debe ser lo bastante profundo para mantener la presión requerida.<sup>18</sup>

En la figura 5.18 se muestra que los tres métodos que se basan en la inyección de gas son los únicos que son técnicamente factibles con permeabilidades bajas. Los métodos que utilizan la inyección de agua necesitan una permeabilidad de más de 10 md para inyectar los productos químicos o emulsiones y producir el aceite liberado de la roca.<sup>18</sup>

Las guías de selección pueden resumirse a que en la recuperación de petróleo es más fácil cuando se trata de un aceite ligero en yacimientos muy permeables y a profundidades bajas o intermedias, por lo tanto, es necesario seleccionar el método que mejor se adapte a las características del aceite y del yacimiento.

A continuación, se muestran las guías graficas de selección para métodos de recuperación.

---

<sup>18</sup> J. J. Taber, F. D. Martin. (1983). Technical Screening guides for the enhanced recovery of oil. SPE, 12069.

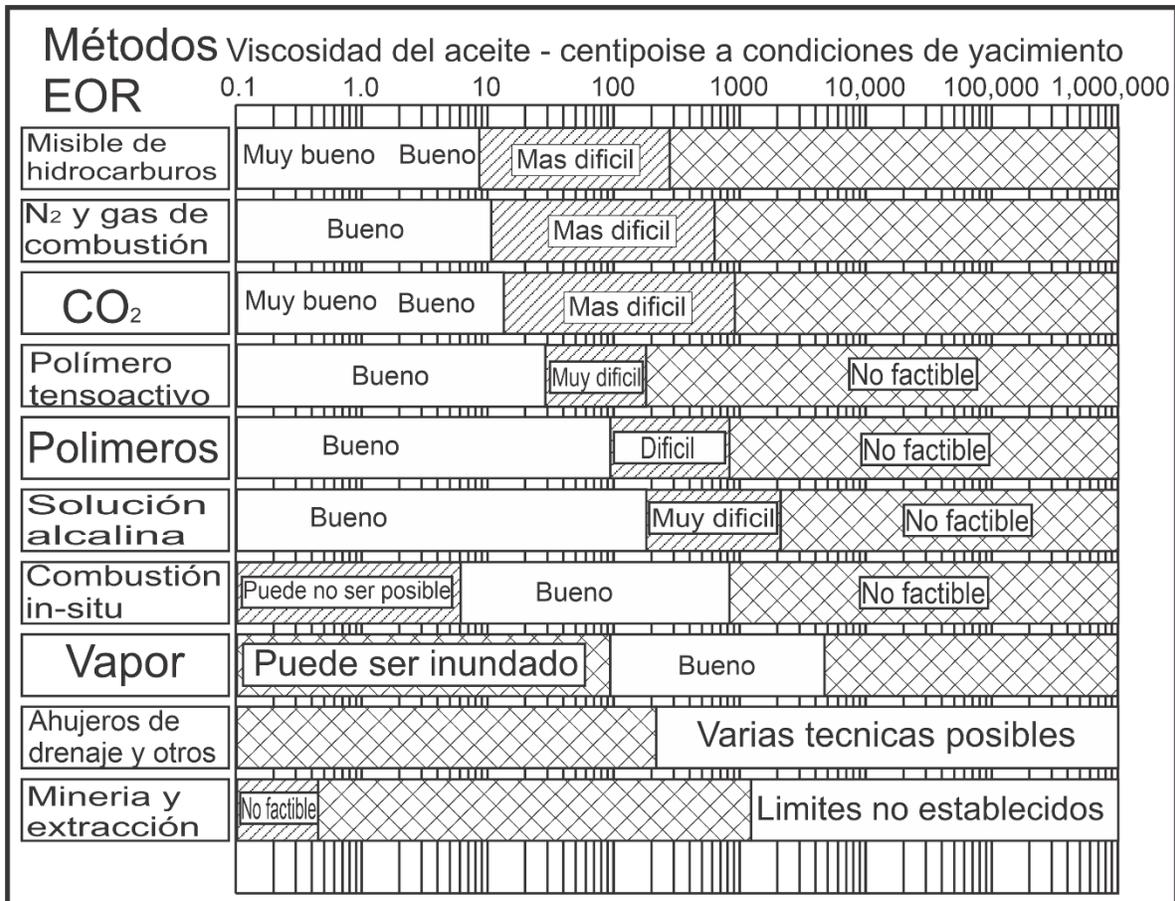


Figura 5.16 Rangos de viscosidad para elección de métodos de recuperación.<sup>18</sup>

<sup>18</sup> Tomada y modificada de: J. J. Taber, F. D. Martin. (1983). Technical Screening guides for the enhanced recovery of oil. SPE, 12069.

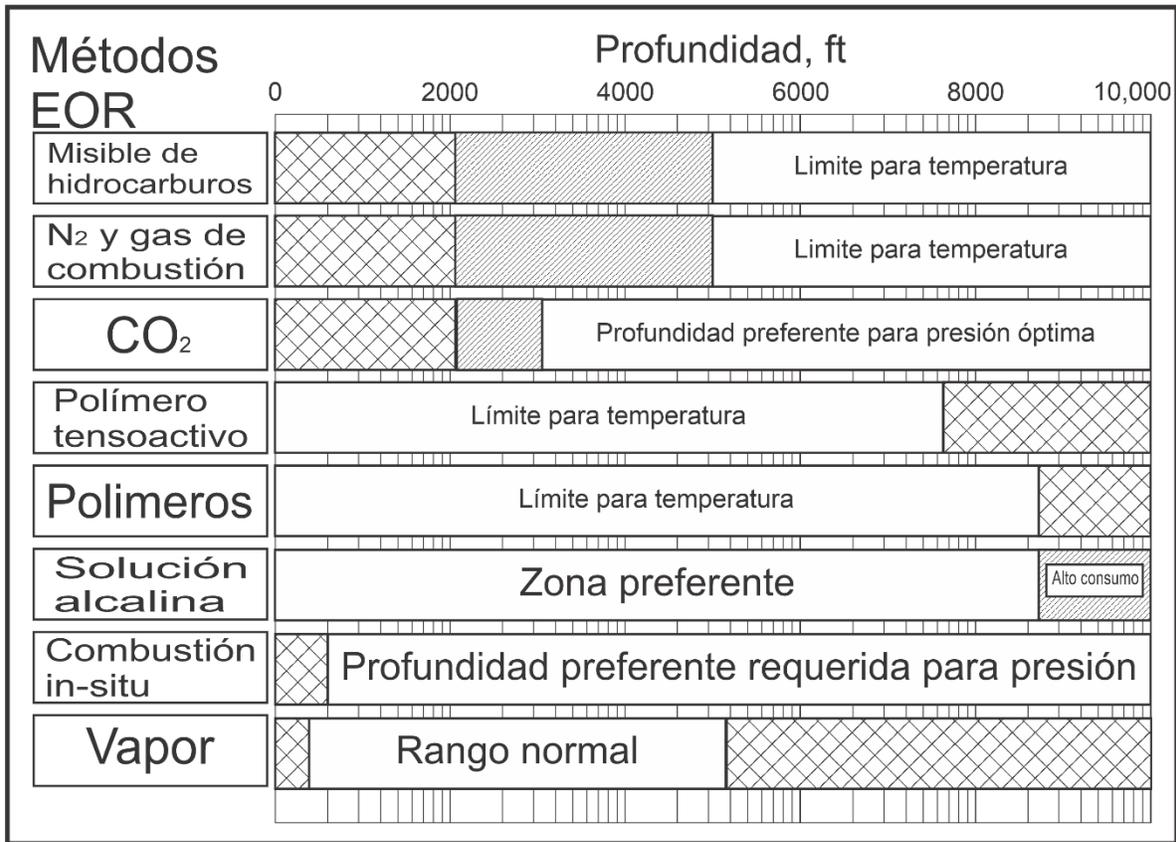


Figura 5.17 Límites de profundidad para métodos de recuperación.<sup>18</sup>

<sup>18</sup> Tomada y modificada de: J. J. Taber, F. D. Martin. (1983). Technical Screening guides for the enhanced recovery of oil. SPE, 12069.

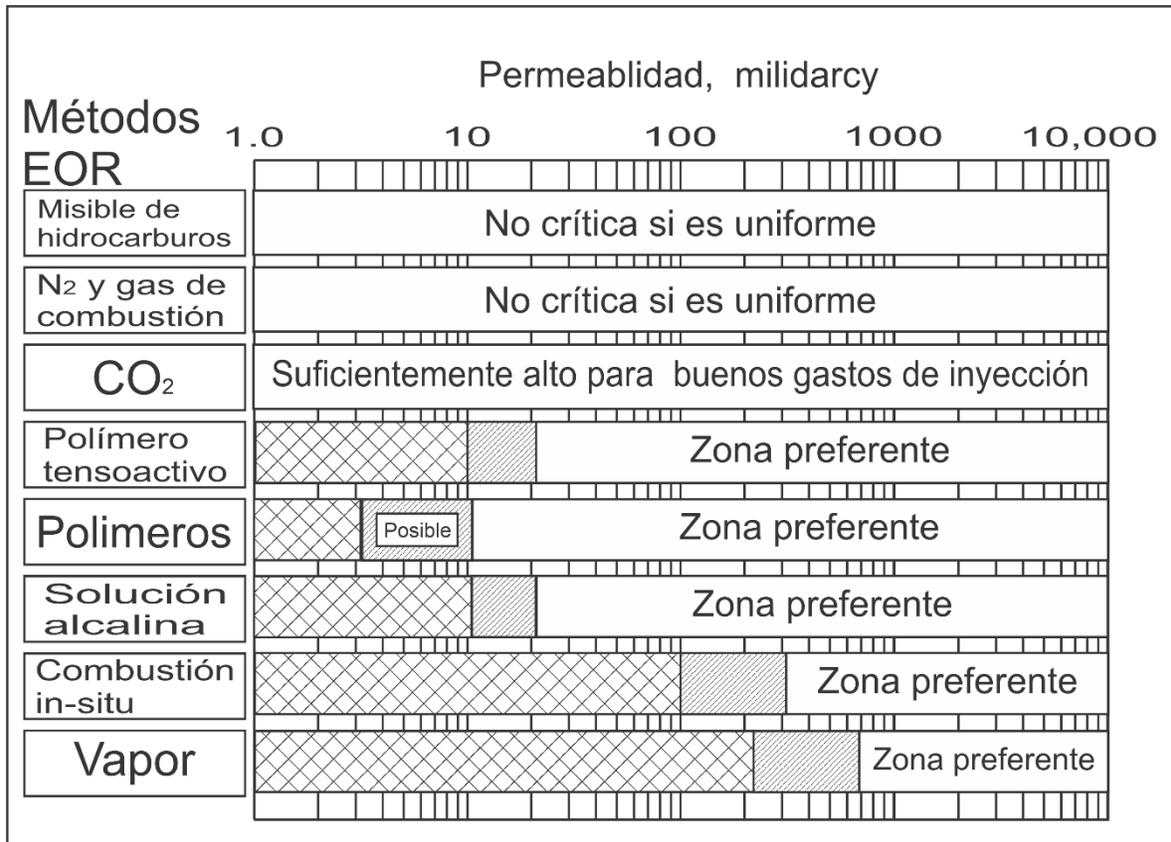


Figura 5.18 Guía de permeabilidad para métodos de recuperación.<sup>18</sup>

### 5.11 Yacimientos naturalmente fracturados

Las fracturas se pueden definir como superficies de discontinuidad, en donde la roca ha perdido cohesión y los procesos de deformación y alteración de la misma pueden ser ocupados por fluidos.

Casi todos los yacimientos de hidrocarburos son afectados de alguna manera por las fracturas naturales. Los efectos de las fracturas a menudo se conocen de forma imprecisa. En los yacimientos carbonatados ayudan a generar porosidad secundaria, no obstante estos conductos de alta permeabilidad a veces entorpecen el flujo de fluidos dentro del yacimiento, conduciendo a la producción temprana de agua o gas y haciendo que los esfuerzos de recuperación secundaria resulten ineficientes.

<sup>18</sup> Tomada y modificada de: J. J. Taber, F. D. Martin. (1983). Technical Screening guides for the enhanced recovery of oil. SPE, 12069.

Las técnicas de recuperación secundaria que utilizan métodos de inyección de fluidos también modifican la presión del campo y su dinámica de esfuerzos efectivos y, por lo tanto, alteran la conductividad de las fracturas con respecto al flujo de fluidos. Es por esto que el conocimiento del tipo de fracturas mejora la simulación del flujo de fluidos a través de las fracturas, porque los diversos tipos de fracturas conducen el fluido de forma diferente.

Los efectos de las fracturas pueden cambiar a lo largo de la vida productiva del yacimiento conforme cambian las presiones y los tipos de fluidos durante las etapas de recuperación.

### 5.11.1 Clasificación de fracturas

En el laboratorio los tipos de fracturas se dividen en dos grupos relacionados con su modo de formación, unas son por esfuerzo de corte (cizalladura) que se forman con la cizalladura paralela a la fractura creada y las fracturas por esfuerzos de tracción que se forman con una tracción perpendicular a la fractura creada.<sup>21</sup>

En el laboratorio estos tipos de fracturas se forman con una orientación que se relaciona con las tres direcciones de esfuerzos principales como se muestra en la figura 5.19, las fracturas por esfuerzo de corte se crean bajo un alto esfuerzo diferencial y en pares conjugados formando un ángulo agudo con  $\sigma_1$ , las fracturas de tracción se forman perpendiculares a  $\sigma_3$  y bajo esfuerzos diferenciales relativamente bajos.<sup>21</sup>

Las fracturas por esfuerzo de corte corresponden a fallas, mientras que las fracturas de tracción corresponden a grietas. Las fallas se forman en su mayor parte durante la ocurrencia de episodios tectónicos significativos y varían desde milímetros hasta kilómetros y típicamente atraviesan la estratigrafía sin impedimentos. Las grietas se forman en sentido perpendicular a la estratificación y pueden ser o no limitadas por estratos.

Otro tipo de fracturas son creadas por mecanismos de reducción de volumen que tienen lugar en la roca, estas incluyen grietas de disecación, fracturas formadas por sinéresis, fracturas por contracción termal y las fracturas por cambios de fases minerales en los carbonatos.<sup>21</sup>

---

<sup>21</sup> Tom Bratton, Dao Viet Canh, Nguyen Van Que, Nguyen V. Duc, Paul Gillespie, David Hunt, Bingjian Li, Richard Marcinew, Satyaki Ray, Bernard Montaron, Ron Nelson, David Schoderbek, Lars Sonneland. (2006). La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. *Oilfield Review*, 4-25.

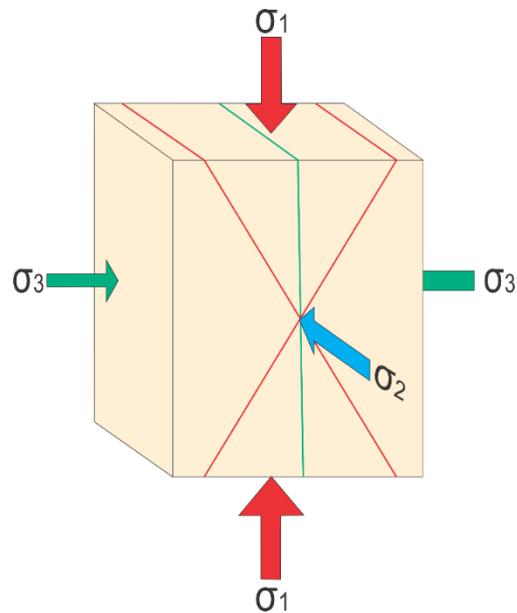


Figura 5.19 Diagrama de esfuerzos principales<sup>21</sup>

Las rocas carbonatadas se disuelven fácilmente en agua dulce o en fluidos agresivos y la disolución se concentra a menudo para formar cavernas o vacuolas. La porosidad resultante se denomina cárstica y es importante en muchos yacimientos carbonatados fracturados. Debido a la disolución se tienden a formar estilolitas (superficies irregulares de residuos insolubles) y estas pueden producir una reducción de la permeabilidad local.<sup>21</sup>

Los yacimientos fracturados se clasifican en base a la interacción existente entre las contribuciones de porosidad y permeabilidad relativas tanto del sistema de fracturas como de la matriz, de acuerdo con esto se clasifican en las siguientes categorías:

- Tipo 1: Las fracturas proveen tanto los elementos de porosidad como permeabilidad<sup>21</sup>
- Tipo 2: Poseen baja porosidad y baja permeabilidad en la matriz y las fracturas poseen permeabilidad esencial para la productividad<sup>21</sup>
- Tipo 3: Poseen alta porosidad y pueden producir sin fracturas, de manera que las fracturas en estos yacimientos proveen permeabilidad adicional<sup>21</sup>

---

<sup>21</sup> Tom Bratton, Dao Viet Canh, Nguyen Van Que, Nguyen V. Duc, Paul Gillespie, David Hunt, Bingjian Li, Richard Marcinew, Satyaki Ray, Bernard Montaron, Ron Nelson, David Schoderbek, Lars Sonneland. (2006). La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. Oilfield Review, 4-25.

- Tipo M: Poseen alta porosidad y permeabilidad matricial, de manera que las fracturas abiertas pueden mejorar la permeabilidad, pero las fracturas naturales a menudo complican el flujo de fluidos en estos yacimientos a través de la formación de barreras<sup>21</sup>
- Tipo G: ha sido creada para los yacimientos de gas fracturados no convencionales, y para yacimientos de gas y condensado fracturados<sup>21</sup>

Para que esta clasificación resulte válida se debe conocer tanto el sistema de fracturas naturales como el sistema de matriz de un yacimiento además de la compleja interacción de flujo entre esos sistemas.<sup>21</sup>

## 5.12 EOR en yacimientos naturalmente fracturados

En esta sección se hablarán solo de algunos casos de estudio de recuperación mejorada de hidrocarburos.

### 5.12.1 Inyección de CO<sub>2</sub>

La Inyección de CO<sub>2</sub> ha sido el proceso de EOR primario en los yacimientos carbonatados de USA desde principios de la década de 1980. El 67% de las inyecciones activas de CO<sub>2</sub> en Estados Unidos se encuentran en yacimientos de carbonatos.<sup>19</sup>

Las inyecciones de CO<sub>2</sub> han tenido éxito en yacimientos de carbonatos tanto maduros como inmaduros.<sup>19</sup>

### 5.12.2 Inyección de nitrógeno (N<sub>2</sub>)

La inyección de nitrógeno ha sido un proceso de recuperación efectivo para yacimientos profundos, de alta presión y aceite ligero. Generalmente para este tipo de yacimientos las inyecciones de nitrógeno pueden alcanzar condiciones de miscibilidad. Sin embargo la inyección de nitrógeno inmiscible también se ha utilizado para el mantenimiento de la presión.<sup>19</sup>

---

<sup>19</sup> E.J. Manrique, V.E. Muci, M.E. Gurfinkel (2007), "EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States" Paper SPE 100063.

<sup>21</sup> Tom Bratton, Dao Viet Canh, Nguyen Van Que, Nguyen V. Duc, Paul Gillespie, David Hunt, Bingjian Li, Richard Marcinew, Satyaki Ray, Bernard Montaron, Ron Nelson, David Schoderbek, Lars Sonneland. (2006). La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. Oilfield Review, 4-25.

Aunque la inyección de nitrógeno a alta presión se ha considerado como un proceso EOR para yacimientos naturalmente fracturados de aceite ligero no se espera que el número de proyectos que utilizan este proceso crezca debido a la mayor disponibilidad de CO<sub>2</sub><sup>19</sup> en campos de Estados Unidos, en México el panorama podría ser distinto debido a que no se cuenta con tal disponibilidad de CO<sub>2</sub>.

### 5.12.3 Inyección de gases hidrocarburos

La inyección de gases hidrocarburos miscibles e inmiscibles sigue siendo un proceso de recuperación viable y ampliamente utilizado en Estados Unidos, sin embargo, este proceso se ha aplicado principalmente en yacimientos de areniscas. En una encuesta de EOR en 2004 de Oil & Gas Journal, los 8 proyectos miscibles de hidrocarburos activos informados, se encontraban en yacimientos de areniscas.<sup>19</sup>

### 5.12.4 Inyección de vapor

La inyección de vapor es el proceso EOR más utilizado en Estados Unidos, en el año 2007 hay 46 métodos térmicos activos en campos de USA, sin embargo la inyección de vapor no ha sido un método EOR común utilizado en yacimientos de carbonatos o yacimientos de petróleo crudo de ligero a medio en todo el mundo.<sup>19</sup>

En el artículo "Steam Injection in Fractured Carbonate Reservoirs" se reporta que en la inyección de vapor en la zona superior del sistema de fracturas resulta en una situación en la que la conducción térmica es el mecanismo dominante para el transporte de calor dentro de los bloques de matriz, donde las simulaciones indican que existe poco o nulo intercambio de fluido entre la matriz y la fractura.<sup>22</sup>

Cuando se excede la saturación crítica de gas, la fase gaseosa migra inmediatamente al sistema de fracturas, debido a esta movilidad del gas conduce al crudo más viscoso a la reducción de la viscosidad en la matriz. El aceite más frío y menos móvil actúa como restricción de flujo y fuerza al aceite móvil al sistema de fracturas lleno de gas a través del cual fluye el aceite y se produce.<sup>22</sup>

---

<sup>19</sup> E.J. Manrique, V.E. Muci, M.E. Gurfinkel (2007), "EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States" Paper SPE 100063.

<sup>22</sup> Karen Bybee (Assistant Technology Editor). (abril 2007). Steam Injection in Fractured Carbonate Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, 59.

### 5.12.5 Inyección de polímeros

La inyección de polímeros ha sido el método químico EOR más utilizado en yacimientos de areniscas y carbonatos, hasta el 2007 había más de 290 proyectos con inyección de polímeros.<sup>19</sup> la mayoría de las inyecciones de polímeros utilizaron poliacrilamidas solubles en agua y biopolímeros (polisacáridos y polímeros de celulosa) en menor grado. Los estudios de más de 200 inyecciones de polímeros informaron inyecciones promedio de 19 a 150 lbm/acre y concentraciones de entre 50 y 3,700 ppm<sup>19</sup>

En el caso de los yacimientos de carbonato, la mayoría de las inyecciones de polímeros utilizaron poliacrilamidas y se desarrollaron en las primeras etapas de las inyecciones como parte de una estrategia de control de movilidad para mejorar la eficiencia del barrido y mejorar la recuperación final de petróleo.<sup>19</sup>

En algunos casos reportados en la literatura mencionan mejoras en la recuperación de aceite que varían desde un 0 hasta un 18% en la recuperación de aceite adicional.

### 5.12.6 Inyección polímero tensoactivo

La inyección de polímero tensoactivo (sp) ha sido el segundo método químico EOR más utilizado en crudo ligero a medio en Estados Unidos.

A pesar del uso común, los proyectos de campo informados son relativamente bajos en comparación con los proyectos de inyección de polímeros. Aunque alguna vez se consideró un proceso EOR prometedor, las altas concentraciones y los costos de los tensoactivos y cosurfactantes, combinados con los bajos precios del petróleo limitaron su uso.<sup>19</sup>

En relación con el número de proyectos en los yacimientos de carbonato de Estados Unidos solo tres de las 55 inyecciones químicas revisadas hasta el 2007 fueron inyecciones polímeros tensoactivos.<sup>19</sup>

---

<sup>19</sup>E.J. Manrique, V.E. Muci, M.E. Gurfinkel (2007), "EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States" Paper SPE 100063.

### 5.12.7 Inyección ASP

La inyección ASP combina los mecanismos clave de cada uno de los métodos químicos, en general las fórmulas ASP utilizan productos químicos de pH moderado como el bicarbonato de sodio o silicatos de sodio. La función principal de los aditivos alcalinos es promover la emulsificación del petróleo y regular el comportamiento de la fase.<sup>19</sup>

Este tipo de inyecciones son aplicadas tradicionalmente aplicados a formaciones de areniscas sin embargo se han realizado estudios de este método en formaciones de carbonatos a nivel de laboratorio.

En estudios sobre la alteración de la mojabilidad durante la inyección de surfactantes en yacimientos carbonatados ha demostrado que los tensoactivos aniónicos pueden cambiar la mojabilidad de la superficie de la calcita. Estos resultados sugieren que las formulaciones ASP convencionales pueden usarse en los yacimientos de carbonatos.<sup>19</sup>

### 5.12.8 Combustión in-situ

La combustión in-situ es un proceso complejo, ideal para aceites medias a pesados. El proceso involucra toda la complejidad asociada al flujo de fluidos a través de medios porosos. Para el caso de yacimientos naturalmente fracturados existe un paso preferencial de aire a través de las fracturas y el frente de combustión en las fracturas se mueve más rápido que el de la matriz<sup>20</sup>

De acuerdo con un estudio de la viabilidad de la inyección de CO<sub>2</sub> en YNF se vio que debido a la mayor permeabilidad en la fractura el aire inyectado para la ignición fluye más fácilmente a través de la fractura y la ignición ocurre inmediatamente después de que se reanuda la inyección de aire. El calor generado por la ignición se transfiere al bloque de la matriz por conducción y la producción de aceite desde la matriz hacia la fractura se rige por la expansión térmica.<sup>20</sup>

---

<sup>19</sup> E.J. Manrique, V.E. Muci, M.E. Gurfinkel (2007), "EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States" Paper SPE 100063.

<sup>20</sup> F. Tabasinejad, R. Karrat, SPE, Petroleum U. of technology. (2006). Feasibility study of in-situ combustion in naturally fractured heavy oil reservoirs. SPE, 103969.

De acuerdo con el artículo “EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States” en donde se dan ejemplos de campos en los que se han utilizado métodos EOR se presenta el siguiente resumen de las tablas de dicho artículo, presentando los valores mínimos y máximos de propiedades tanto del yacimiento como del fluido.

Tabla 5.11 Inyección de dióxido de carbono CO<sub>2</sub> en YNF

Inyección de dióxido de carbono CO<sub>2</sub>

	φ (%)	K (mD)	Profundidad (ft)	Gravedad (°API)	μ (cP)	Temp. (°F)
mínimo	6	1.5	1950	28	0.2	77
máximo	25	170	9800	44	6	3100

El tipo de formación para todos los datos fueron dolomitas, calizas y carbonatos

Tabla 5.12 Combustión in-situ en YNF

Combustión in-situ

	φ (%)	K (mD)	Profundidad (ft)	Gravedad (°API)	μ (cP)	Temp. (°F)
mínimo	16	6	8300	30	1	198
máximo	20	20	9500	38	2.9	230

El tipo de formación para todos los datos fueron dolomitas.

Tabla 5.13 Inyección de químicos en YNF

Inyección de químicos

	φ (%)	K (mD)	Profundidad (ft)	Gravedad (°API)	μ (cP)	Temp. (°F)
mínimo	4.1	0.3	1750	21	0.3	80
máximo	47.3	750.5	12000	47	28.0	240

El tipo de formación para todos los datos fueron dolomitas, calizas y carbonatos

Tabla 5.14 Inyección de nitrógeno (N<sub>2</sub>) en YNF

Inyección de nitrógeno (N<sub>2</sub>)

	φ (%)	K (mD)	Profundidad (ft)	Gravedad (°API)	μ (cP)	Temp. (°F)
mínimo	3.8	5	1400	30	0.2	82
máximo	17.0	2000	18500	54	6.0	325

El tipo de formación para todos los datos fueron dolomitas, calizas y carbonatos

En dicho artículo se reporta que los casos han tenido éxito, sin embargo no se pueden tomar estos datos como técnicas de selección, pero si pueden servir como referencia para poder realizar una correcta evaluación del campo deseado.

## CAPITULO 6

### CÁLCULOS EN UN PROYECTO DE RECUPERACIÓN

#### 6.1 Flujo fraccional

El desarrollo de esta ecuación se atribuye a Leverett y para deducirla, se considera un desplazamiento tipo pistón con fugas, en el cual el fluido desplazado es el aceite y el fluido desplazante es agua.<sup>15</sup>

Suponiendo un caso general de una formación homogénea con una permeabilidad y porosidad  $\kappa$  y  $\phi$  respectivamente, saturada con petróleo y agua connata, dicha formación es sometida a un gasto de inyección  $q_t$ . La formación tiene un cierto ángulo de inclinación  $\alpha$  con respecto a la horizontal y tiene una longitud  $L$  y un área de sección transversal  $A$ , tal como se muestra en la figura 7.1.

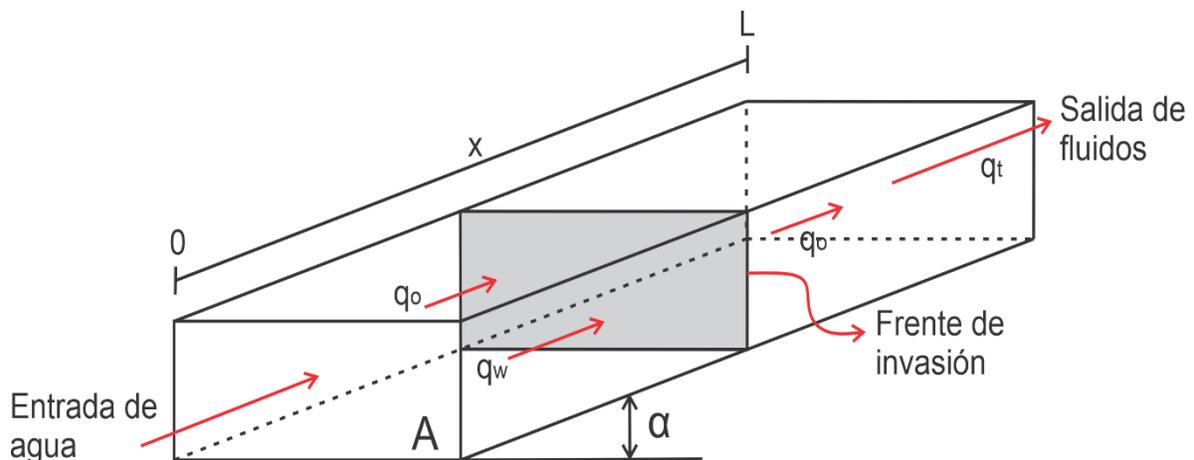


Figura 6.1 Modelo lineal de una formación sometida a invasión con agua.

Como lo que se quiere hacer es modelar el flujo de los fluidos inmiscibles a través del medio poroso, se partirá con la ley de Darcy para cada uno de los fluidos teniendo como resultado lo siguiente:

<sup>15</sup> Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

$$q = \frac{kA}{\mu} * \left( \frac{dp}{dx} + g\rho \text{sen}\alpha \right) \quad 6.1$$

Donde:

A= Área abierta al flujo ( $ft^2$ ) @ C.Y.

K= Permeabilidad absoluta (Darcy) @ C.Y.

$\mu$ = Viscosidad del fluido(cP) @ C.Y.

$\frac{dP}{dx}$  = Gradiente de presión ( $\frac{lb}{ft}$ ) @ C.Y.

g = aceleración gravitacional

$\rho = \text{densidad del fluido} \left( \frac{lb}{in^3} \right)$

$\alpha$  = ángulo medido desde la horizontal hacia la dirección del flujo en sentido contrario a las agujas del reloj.

Ahora bien, reescribiendo la ecuación 6.1 en función al aceite y agua se tiene:

$$q_o = -\frac{k_o A}{\mu_o} * \left( \frac{dp_o}{dx} + g\rho_o \text{sen}\alpha \right) \quad 6.2$$

$$q_w = -\frac{k_w A}{\mu_w} * \left( \frac{dp_w}{dx} + g\rho_w \text{sen}\alpha \right) \quad 6.3$$

Si se considera una arena mojada preferentemente por agua, se puede establecer por la definición de presión capilar:

$$P_c = P_o - P_w \quad 6.4$$

Obteniendo las derivadas parciales con respecto a la longitud a cada uno de los términos de la ecuación de  $P_c$  nos quedaría:

$$\frac{dP_C}{dx} = \frac{dP_o}{dx} - \frac{dP_w}{dx} \quad 6.5$$

Y definiendo que:

$$\Delta\rho = \rho_w - \rho_o \quad 6.6$$

Despejando  $\frac{dP_o}{dx}$ ,  $\frac{dP_w}{dx}$  de las ecuaciones 6.2 y 6.3 y sustituyendo en la ecuación 6.6 se obtiene:

$$\frac{dP_C}{dx} = -\frac{\mu_o q_o}{k_o A} - g\rho_o \text{sen}\alpha + \frac{\mu_w q_w}{k_w A} + g\rho_w \text{sen}\alpha \quad 6.7$$

Ahora, sabiendo que el gasto total es la suma de los gastos de cada uno de los fluidos del yacimiento, es decir,  $q_T = q_o + q_w$  de aquí se puede despejar  $q_T$

$$q_o = q_T - q_w \quad 6.8$$

Sustituyendo la ecuación 6.8 en la 6.7 y despejando  $q_w$  resulta:

$$q_w = \frac{\frac{q_t \mu_o + \frac{dp_c}{dx} - (\rho_w - \rho_o) \text{sen}\alpha}{k_o A}}{\frac{\mu_o}{A k_o} + \frac{\mu_w}{A k_w}} \quad 6.9$$

Si se multiplica el numerador y denominador del segundo miembro de la ecuación 6.9 por  $k_o A / \mu_o$ , y dividiendo ambos miembros entre  $q_t$ , resulta lo que por definición se denomina flujo fraccional de agua  $f_w$

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{1 + \frac{k_o A}{q_t \mu_o} \left( \frac{dp_c}{dx} - (\rho_w - \rho_o) \text{sen}\alpha \right)}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}} \quad 6.10$$

En unidades prácticas la ecuación anterior puede expresarse como:

$$f_w = \frac{1 + 0.001127 \frac{k_o A}{q_t \mu_o} * \left( \frac{dp_c}{dx} - 0.00694 (\rho_w - \rho_o) \text{sen} \alpha \right)}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}} \quad 6.11$$

Donde:

A= Área abierta al flujo ( $ft^2$ )

K= Permeabilidad absoluta ( $mD$ )

$\mu$ = Viscosidad del fluido(cP)

$\frac{dP}{dx}$  = Gradiente de presión ( $lb/ft$ )

$\rho$  = densidad del fluido ( $\frac{lb}{ft^3}$ )

$q_t$  = gasto total (bl/día)

Si la roca es fuertemente mojada por petróleo el signo de la ecuación de presión capilar cambia, haciendo que la ecuación 6.10 resulte de la siguiente manera:

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{1 - \frac{k_o A}{q_t \mu_o} * \left( \frac{dp_c}{dx} + (\rho_w - \rho_o) \text{sen} \alpha \right)}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}} \quad 6.12$$

Ahora si se consideran despreciables las fuerzas capilares dentro del yacimiento la ecuación de flujo fraccional resulta de la siguiente manera:

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{1 - \frac{k_o A}{q_t \mu_o} * ((\rho_w - \rho_o) \text{sen} \alpha)}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}} \quad 6.13$$

La ecuación de flujo fraccional para agua se puede simplificar dependiendo las condiciones en las que este el yacimiento, es decir, si el yacimiento tiene ángulo de inclinación, o si la inyección de agua es vertical, a continuación se explicará cada caso, cabe señalar que para cada uno de los casos se tomara despreciable el valor de presión capilar ya que estos efectos son muy pequeños.

Caso 1: Avance horizontal del frente de invasión en yacimientos horizontales, en este caso el ángulo de inclinación es cero, como se muestra en la figura 6.2.

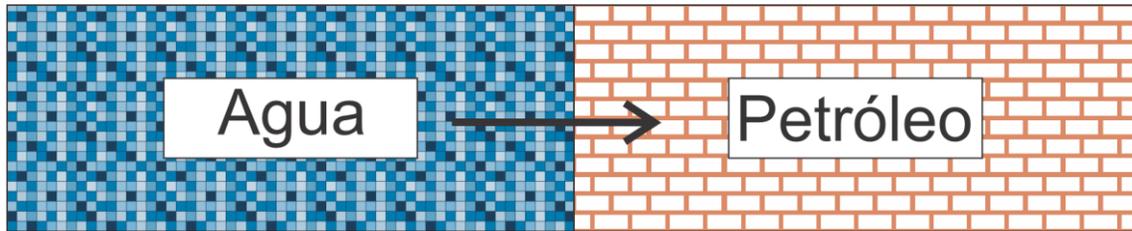


Figura 6.2 Avance horizontal del frente de invasión en yacimientos horizontales.

La ecuación para este caso tomando en cuenta todo lo anterior resulta:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}} \quad 6.14$$

Caso 2: Avance del frente de invasión, inclinación hacia arriba. Para este caso el ángulo de inclinación es mayor a cero.

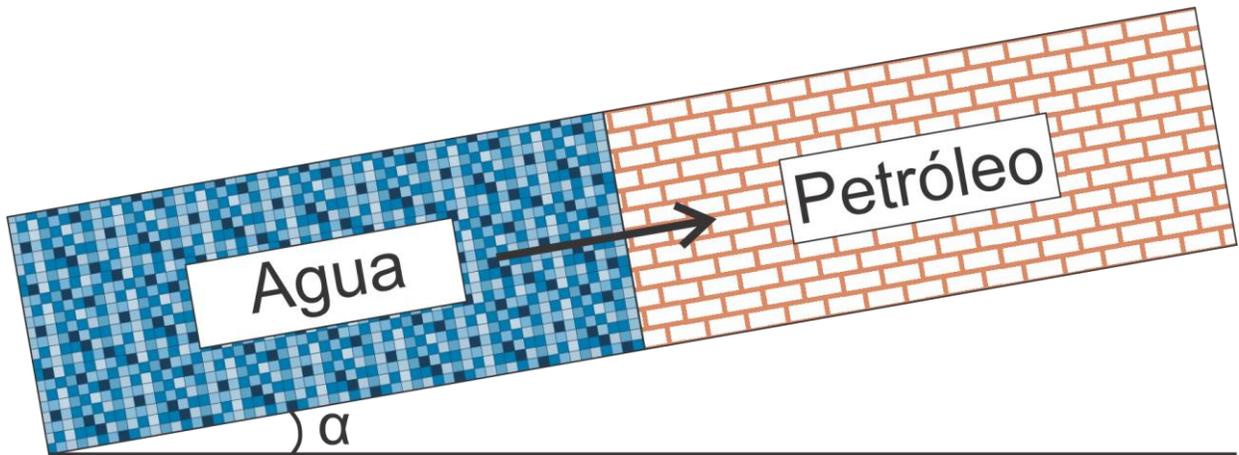


Figura 6.3: Avance del frente de invasión, inclinación hacia arriba.

La ecuación para este caso resulta de la siguiente forma:

$$f_w = \frac{1 - 0.001127 \frac{k_o A}{q_t \mu_o} * (0.00694 (\rho_w - \rho_o) \text{sen} \alpha)}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}} \quad 6.15$$

Caso 3: Avance vertical del frente de invasión. En este caso el ángulo de inclinación es de 90°.

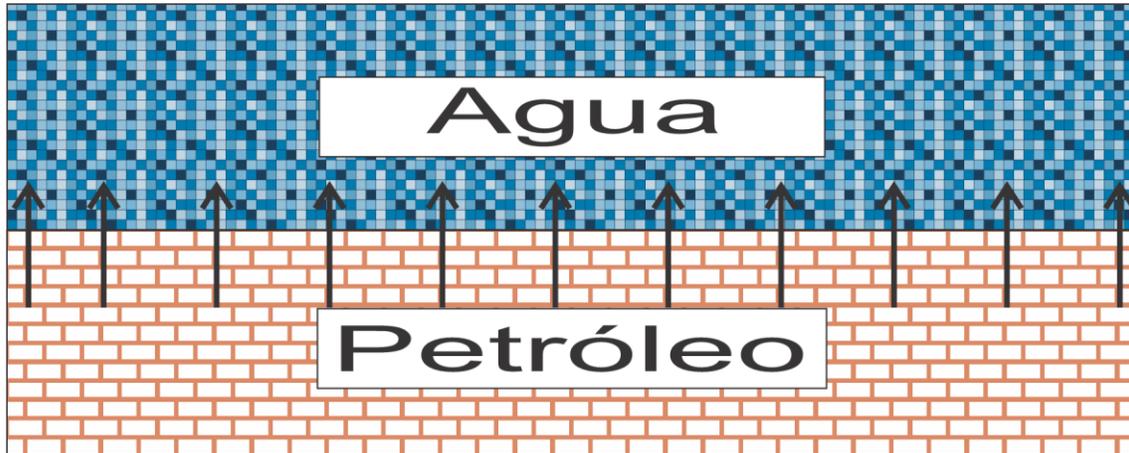


Figura 6.4 Avance vertical del frente de invasión.

La ecuación resulta de la siguiente manera:

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{1 - 0.001127 \frac{k_o A}{q_t \mu_o} * 0.00694 (\rho_w - \rho_o)}{1 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}} \quad 6.16$$

Las curvas de flujo fraccional son muy importantes, ya que nos permiten determinar el flujo del fluido en cualquier punto, considerando los factores que afectan la eficiencia de desplazamiento en un proyecto de inyección.

Considerando el gasto total constante y que la temperatura a lo largo del desplazamiento del petróleo es constante, entonces se puede decir que las viscosidades del agua y del petróleo tienen un valor fijo y la ecuación de flujo fraccional es función de la saturación de agua.<sup>15</sup>

---

<sup>15</sup> Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

Para una serie de valores de permeabilidades relativas, la curva de flujo fraccional contra la saturación de agua tiene forma de S como se muestra en la figura 6.5, esta curva es de gran utilidad en la predicción y análisis del comportamiento de yacimientos durante un proceso de inyección de agua o gas.<sup>15</sup>

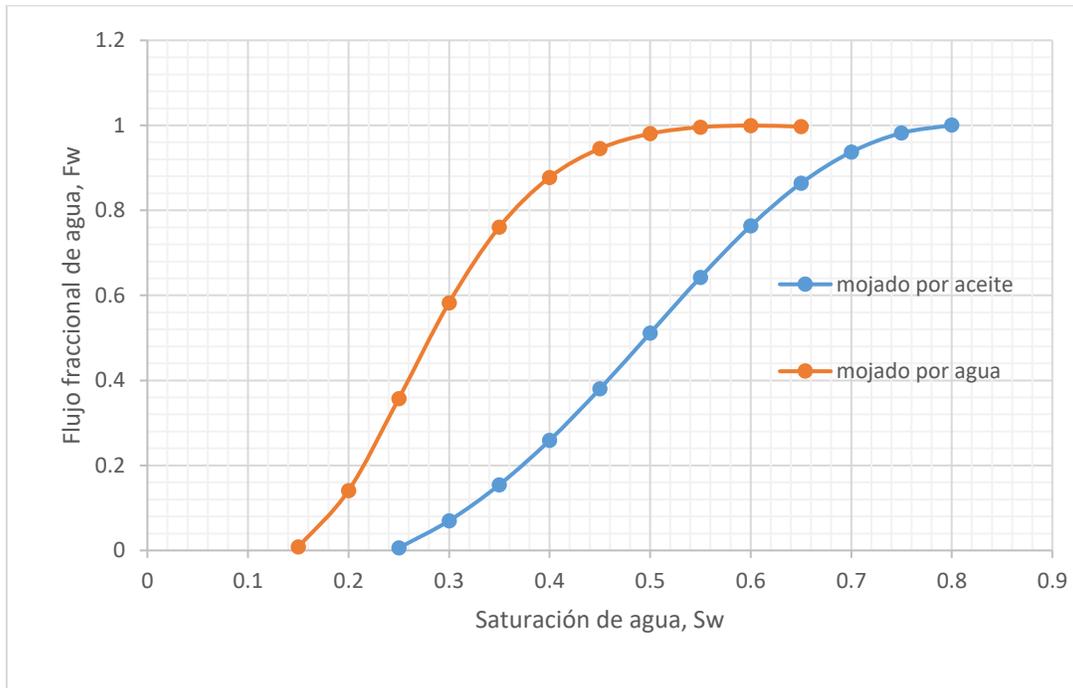


Figura 6.5 Curva típica de flujo fraccional de agua.

Hay diversos factores que afectan la eficiencia de desplazamiento, la ecuación de flujo fraccional nos permite estudiar estos factores para poder mejorar la eficiencia de desplazamiento, para esto se requiere que el flujo fraccional de agua en cualquier punto del yacimiento sea mínimo.

<sup>15</sup> Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

## 6.2 Factores que afectan la eficiencia de desplazamiento

### 6.2.1 Mojabilidad

Si la roca es mojada por agua el desplazamiento será más eficiente que si es mojada por aceite, esto nos dice que el valor del flujo fraccional de agua será menor cuando la roca sea mojada por agua y será mayor cuando la roca sea mojada por aceite.<sup>14</sup>

### 6.2.2 Punto de inyección

El efecto del punto de inyección depende si el agua se mueve con una inclinación hacia arriba o hacia abajo. Ya que el fin es hacer más eficiente el barrido y para ello es necesario minimizar el valor del flujo fraccional de agua si la inclinación es hacia arriba será mejor inyectar a bajos gastos. Si el ángulo de inclinación es hacia abajo será mejor inyectar a altos gastos.<sup>15</sup>

### 6.2.3 Viscosidad del petróleo

El flujo fraccional de agua es inversamente proporcional a la viscosidad del aceite, aumentará a medida que la viscosidad del petróleo sea mayor y disminuirá cuando la viscosidad del petróleo sea menor, esto nos lleva a que el desplazamiento del petróleo sea menor debido a que el agua tendrá mayor facilidad para desplazarse a través del medio poroso, la figura 6.6 representa el efecto de la viscosidad del petróleo.<sup>15</sup>

---

<sup>15</sup> Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A., 86,87.

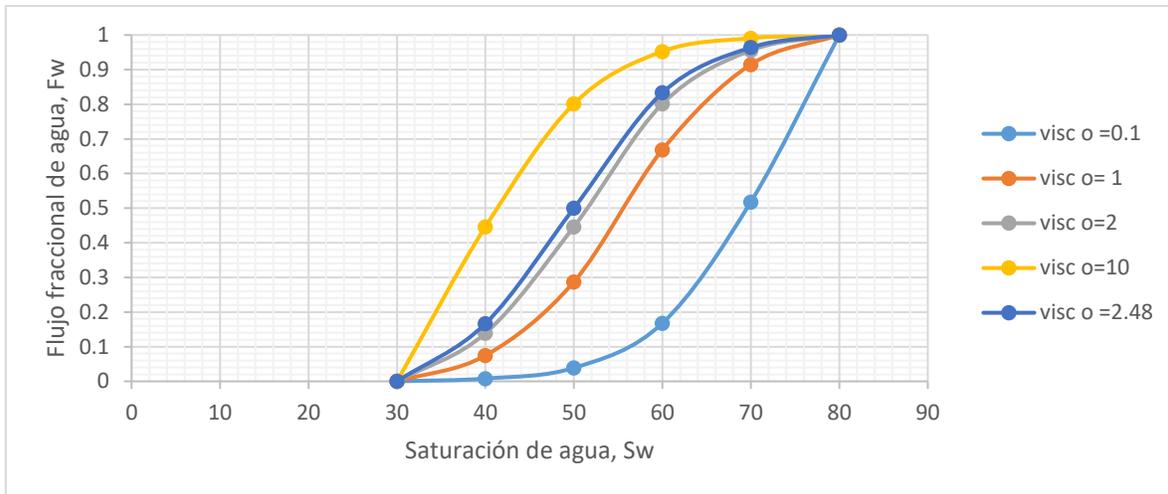


Figura 6.6 Efecto de la viscosidad del petróleo sobre el flujo fraccional de agua.

### 6.2.4 Viscosidad del agua

Si la viscosidad del agua aumenta, el valor del flujo fraccional disminuirá y por consiguiente la eficiencia de desplazamiento será mayor. Este efecto puede alcanzarse con la adición de polímeros al agua. En la figura 6.7 se representa el efecto que genera el aumento de viscosidad en el agua a las curvas de flujo fraccional.

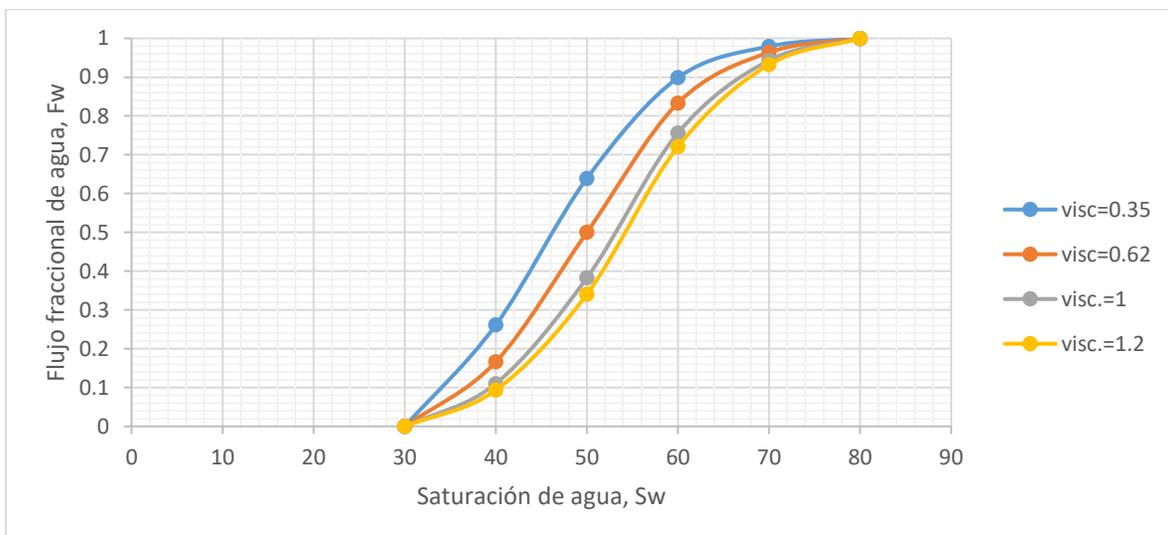


Figura 6.7 Efecto de la viscosidad del agua sobre el flujo fraccional de agua.

### 6.3 Método Buckley – Leverett

En 1942 Buckley – Leverett presentaron la ecuación básica que describe el desplazamiento inmisible en una sola dimensión. Si se considera que el agua está desplazando al petróleo la ecuación determina la velocidad de avance en un plano de saturación de agua constante que se mueve a través de un sistema poroso lineal en el cual se está inyectando un fluido a un gasto  $q_i$ .

La mayor limitación es que se aplica a un sistema lineal, como es el caso cuando ocurre un empuje natural de agua, una inyección periférica de agua o una expansión de capa de gas.

La teoría de desplazamiento, además de suponer flujo lineal y continuo de dos fases, también supone la formación homogénea, con saturación de agua connata constante a lo largo del yacimiento; igualmente se consideran constantes el gasto de inyección y el área perpendicular al flujo. Por último, supone que, para que existan condiciones de equilibrio, la presión y temperatura del yacimiento también deben permanecer constantes.

Se fundamenta en la teoría de avance frontal de Leverett que asume el flujo fraccional como función de la saturación de agua y de la posición. Considerando un yacimiento horizontal y despreciando los valores de presión capilar se utilizará la fórmula simplificada de flujo fraccional 6.14, donde la razón de permeabilidades se puede expresar en función de la saturación de agua de la siguiente manera:

$$\frac{K_{ro}}{K_{rw}} = ae^{-bs_w} \quad 6.17$$

Donde las constantes  $a$  y  $b$  se pueden obtener al graficar  $\left(\frac{K_{ro}}{K_{rw}}\right)$  vs el porcentaje de  $S_w$  como se muestra en la figura 6.8, mediante la cual se puede determinar de forma gráfica el valor de  $a$  que es la ordenada al origen y  $b$  que representa la pendiente.

Ahora si se sustituye la ecuación 6.17 en la 6.14 la ecuación de flujo fraccional resulta de la siguiente manera:

$$f_w = \frac{1}{1+ae^{-bs_w}\left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)} \quad 6.18$$

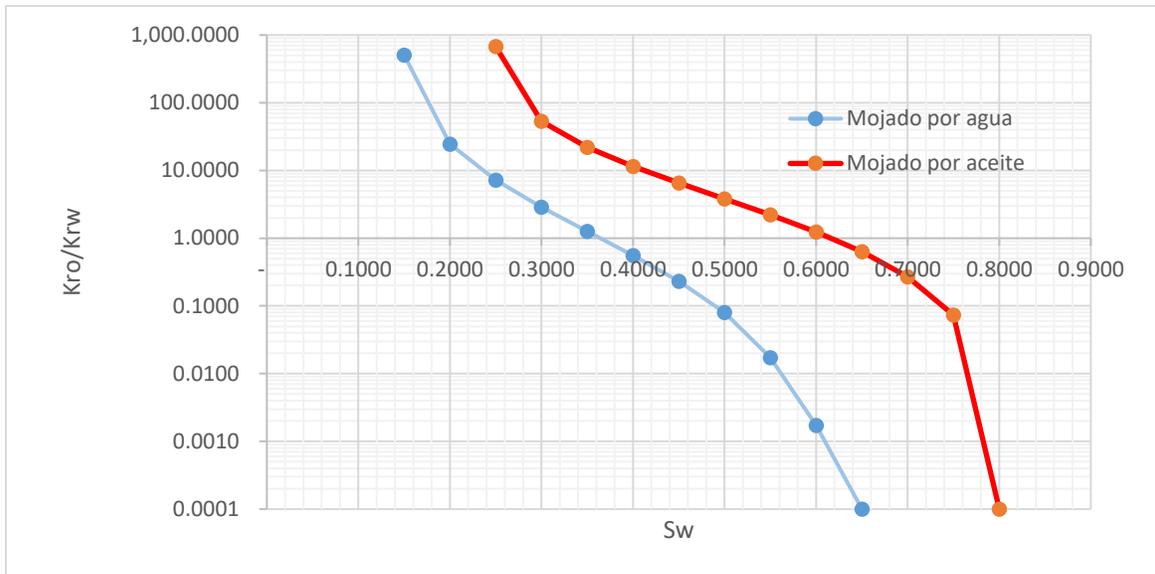


Figura 6.8 Gráfica de razón de permeabilidades vs porcentaje de saturación de agua.

Y por lo tanto

$$\left(\frac{df_w}{ds_w}\right)_t = \frac{ab\left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)e^{-bs_w}}{\left(1+ae^{-bs_w}\left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)\right)^2} \tag{6.19}$$

También el cálculo de las constantes a y b se puede realizar de forma analítica, tomando dos valores diferentes no consecutivos de saturación de agua con sus respectivas permeabilidades al aceite y al agua y sustituyéndolos en la ecuación 6.17, teniendo así un sistema de ecuaciones de dos incógnitas (a y b), al resolver este sistema se obtendrán los valores de las constantes sin la necesidad de realizar la gráfica anterior.

En el caso de que no sea posible obtener expresiones analíticas para  $k_o/k_w$  pueden utilizarse procesos numéricos. Por ejemplo si en la figura 6.9 se aplica la aproximación central para la derivada en el cálculo se tiene:

$$\left(\frac{df_w}{ds_w}\right) = \frac{f_{w3}-f_{w2}}{2\Delta s_w}$$

6.20

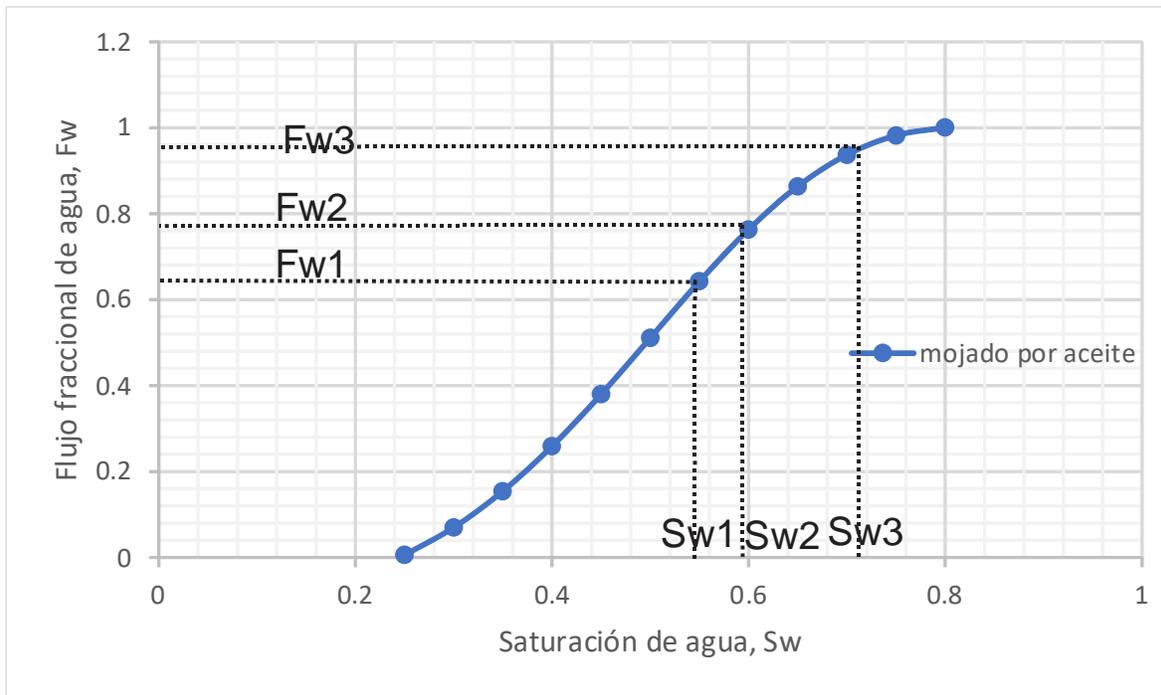


Figura 6.9 Gráfica de flujo fraccional.

### 6.4 Solución de Welge

Welge llega a una solución en 1952, considerada como la más sencilla y lógica y es la que se utiliza en la práctica.<sup>15</sup> Welge dedujo una ecuación donde relaciona la saturación del fluido desplazante con la saturación del extremo productor del arreglo de inyección, para calcular la recuperación de petróleo en función del agua acumulada inyectada. La razón para hacer esto fue que la diferencia entre la saturación en el yacimiento y la saturación inicial debe ser igual al aceite recuperado, es decir:

$$N_{pd} = \bar{S}_w - S_{wc} (VP) \tag{6.21}$$

Donde:

---

<sup>15</sup> Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A., 99.

VP = volumen poroso

$\bar{S}_w$  = Saturación promedio de agua.

$S_{wc}$  = Saturación de agua crítica.

Welge determinó la saturación de agua promedio en el momento de la ruptura,  $\bar{S}_p$ :

$$\bar{S}_p = \frac{1-f_{wf}}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{wf}}}; \quad \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{wf}} = \frac{1-f_{wf}}{S_{wp}-S_{wf}} \quad 6.22$$

Entonces la eficiencia de desplazamiento al momento de la ruptura queda definida por la siguiente ecuación:

$$E_D = \frac{S_{wp}-S_{wc}}{1-S_{wc}} \quad 6.23$$

El interés principal es cuando el agua llega al pozo productor ( $x = L$ ), para este punto se parte de la curva de flujo fraccional donde se traza una línea recta tangente a la curva de flujo fraccional como se muestra en la figura 6.10, donde la saturación del frente de avance es  $S_{wf}$  y ésta es la que llega primero al pozo productor, si se extiende la línea tangente hasta cruzar la línea de  $F_w=1$  se obtendrá la saturación promedio de agua al momento de la ruptura. En este momento no se ha producido agua, es decir, toda el agua inyectada ha desplazado petróleo y por lo tanto el volumen de petróleo producido será igual, es decir:

$$N_{pd} = \bar{S}_{wBT} - S_{wc} = Q_{iBT} (VP) = \frac{1}{\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{wBT}}} \quad 6.24$$

Donde  $Q_{id}$  es el agua inyectada acumulada en volumen de poros.

La línea tangente a la curva de flujo fraccional se debe trazar siempre desde la saturación de agua inicial, en algunos casos esta saturación será mayor a la saturación de agua irreducible y la línea tangente no se genera en el extremo de la curva de flujo fraccional.<sup>15</sup>

---

<sup>15</sup> Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A., 99.

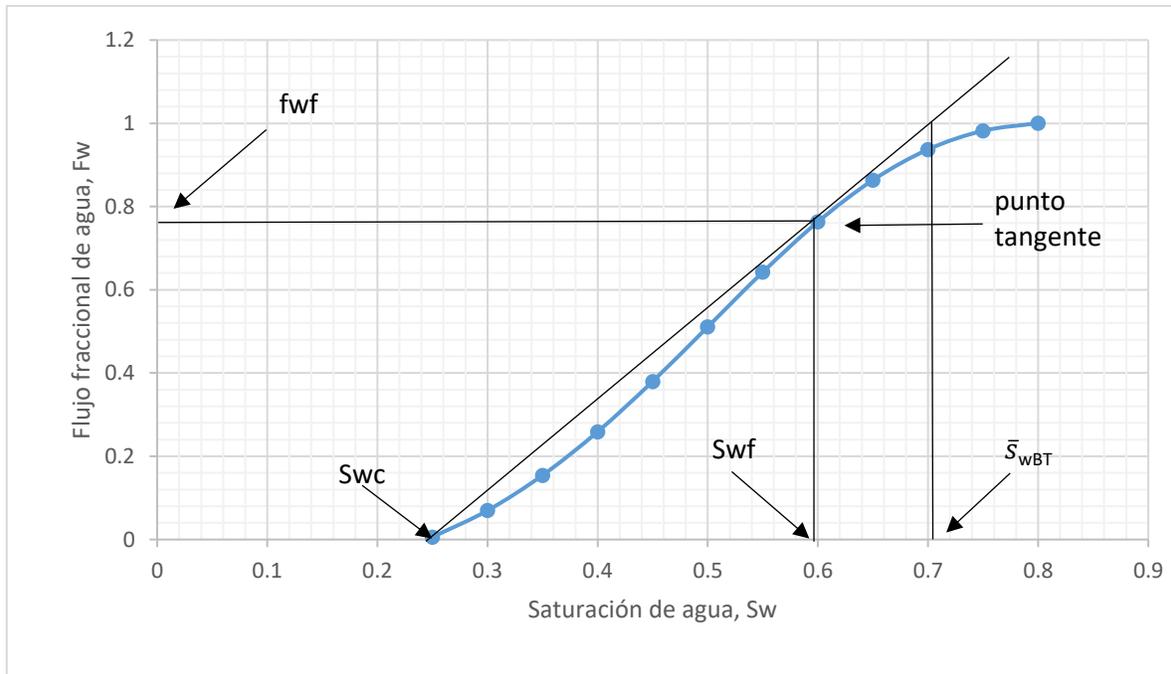


Figura 6.10 Determinación gráfica de la saturación de agua en el frente de invasión.

Una vez conocida la saturación en el frente se puede obtener la saturación mediante la aplicación de la ecuación de avance del frente. El procedimiento será considerando al frente de invasión en el extremo de salida del estrato a un tiempo  $t_{bt}$  cuando se produce la ruptura:

$$L = \frac{q_i t_{bt}}{A\phi} \left( \frac{df_w}{ds_w} \right)_{swf} \quad 6.25$$

Donde L es la distancia entre pozos y  $q_i$  es el gasto de inyección

A ese tiempo un frente de saturación  $S_w$  mayor que  $S_{wf}$  se encontrara a una distancia X dada por la siguiente ecuación

$$x = \frac{5.615 q_i t_{bt}}{AL\phi} \left( \frac{df_w}{ds_w} \right)_{sw} \quad 6.26$$

Donde:

$q_i$  = gasto de inyección [bls]

$t_{bt}$  = intervalo de tiempo en días

$\left(\frac{df_w}{ds_w}\right)_{s_{wf}}$  = pendiente de la curva  $f_w$  vs  $S_w$

$L$  = longitud entre pozos [ft]

$A$  = área transversal [ft]

$\phi$  = Porosidad

Entonces partiendo de la ecuación 6.22 y 6.24 se puede calcular el volumen de agua inyectado en el momento de la ruptura de la siguiente manera:

$$W_{iBT} = 5.615q_i t_{BT} = \bar{S}_{wBT} - S_{wi} \quad 6.27$$

La recuperación hasta el momento antes de la ruptura estará dada por la siguiente ecuación:

$$N_p = W_i = q_i t_i \quad 6.28$$

#### 6.4.1 Tiempo de surgencia del frente de fluido inyectado

Se define como tiempo de surgencia al tiempo que tarda el fluido inyectado en llegar, por primera vez, a la cara de salida del cuerpo donde se está efectuando el desplazamiento

$$t_s = \frac{\phi AL}{5.615q \left[\frac{df_d}{ds_d}\right]_{s_{wf}}} \quad 6.29$$

### 6.4.2 Cálculo de la recuperación de aceite por inyección de agua

Para un tiempo dado, antes de la surgencia, el volumen de aceite recuperado será igual al volumen de fluido desplazante inyectado. En este tiempo el frente habrá avanzado una distancia  $X_i$  dejando atrás una saturación media de fluido desplazante por lo tanto la producción de aceite a condiciones estándar será:

$$Np = \frac{\phi A x_f (s_{wf} - s_{wi})}{B_o} \quad 6.30$$

Donde  $B_o$  es el factor de volumen de aceite a la presión media de desplazamiento, como el volumen original de aceite es:

$$N = \frac{\phi A L (1 - s_{wi})}{B_{oi}} \quad 6.31$$

Entonces la recuperación fraccional es:

$$\frac{Np}{N} = \frac{x_f (s_{wf} - s_{wi}) B_{oi}}{(1 - s_{wi}) B_o} \quad 6.32$$

Ya que el frente viaja a una saturación constante, una vez determinada ésta, se puede obtener el tiempo de surgencia con la ecuación 6.29

Antes de la surgencia el volumen de aceite recuperado se puede calcular mediante la siguiente ecuación

$$Np = \frac{q_w t}{B_o} \quad 6.33$$

Se debe considerar que el gasto de inyección  $q_w$  es medido a condiciones de yacimiento, al tratarse de agua se puede considerar que las condiciones de yacimiento y atmosféricas son las mismas ya que el factor de volumen de volumen del agua comúnmente es igual a 1. Cuando el fluido desplazante es gas la ecuación queda de la siguiente manera:

$$N_p = \frac{q_g B_g t}{B_o} \quad 6.34$$

En este caso el gasto de inyección del gas está medido a condiciones atmosféricas y al multiplicarlo por  $B_g$  nos da el gasto de inyección de gas a condiciones de yacimiento.

Una vez calculada la producción de aceite (ecuación 6.32) se calcula la recuperación de aceite en función al volumen original:

$$\frac{N_p}{n} = \frac{q_w B_o t}{\phi A L (1 - S_{wi}) B_o} \quad 6.35$$

Donde  $t$  es el tiempo de surgencia y se calcula con la ecuación 6.29, después de la surgencia, la saturación media del fluido desplazante en el yacimiento se determina en función del flujo fraccional en la cara de salida y se obtiene trazando tangentes a la curva de flujo fraccional. Las intersecciones de las tangentes con  $f_w = 1.0$  proporcionan los valores de la saturación promedio en el yacimiento.

El volumen de aceite recuperado puede calcularse en función de las saturaciones medias inicial y final del fluido desplazante

$$N_p = \frac{V_p (S_w - S_{wi})}{B_o} \quad 6.36$$

Donde  $V_p$  es el volumen de poros del yacimiento.

## 6.5 EJEMPLOS DE CÁLCULO

1.- Los datos correspondientes a un yacimiento de aceite que se propone para la inyección de agua son los siguientes. Construir la curva de flujo fraccional de agua para este yacimiento, considere los gradientes de presión capilar y gravedad insignificantes.

$\Phi = 18\%$	$S_{wi} = 30\%$	$\mu_w = 0.62$ cp
$q_t = 1000$ bbl/día	$Y_o = 0.8$	$A = 50000$ $[(ft)]^2$
$\mu_o = 2.48$ cp	$B_o = 1.37$	$B_w = 1.04$
$K = 45$ md	$Y_w = 1.03$	$\alpha = 30^\circ$

$S_w \%$	$k_{ro}$	$k_{rw}$
30	0.940	0
40	0.800	0.040
50	0.440	0.110
60	0.160	0.200
70	0.045	0.300
80	0	0.440

Solución

Como el ejercicio nos dice que se tomen despreciables los gradientes de presión capilar y gravedad la ecuación de flujo fraccional que se ocupará será la siguiente

$$f_w = \frac{1}{\left(\frac{\mu_w}{K_w} * \frac{K_o}{\mu_o}\right) + 1}$$

Sustituyendo los datos en la ecuación anterior empezando con la saturación de agua de 30%

$$f_w = \frac{1}{\left(\frac{0.62}{0} * \frac{0.940}{2.48}\right) + 1} = 0$$

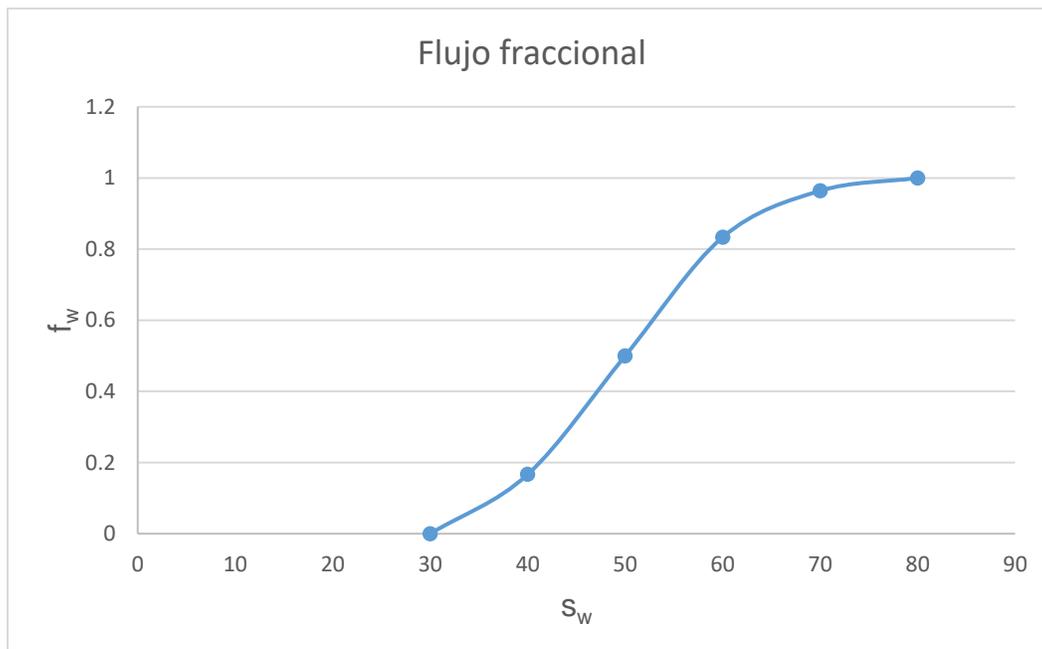
para  $s_w = 40$

$$f_w = \frac{1}{\left(\frac{0.62}{0.040} * \frac{0.8}{2.48}\right) + 1} = 0.166$$

Continuando con los cálculos hasta llegar a la saturación de 80% se obtiene la siguiente tabla:

<b>S<sub>w</sub></b>	<b>K<sub>ro</sub></b>	<b>K<sub>rw</sub></b>	<b>f<sub>r</sub></b>
30	0.94	0	0
40	0.8	0.04	0.1666453
50	0.44	0.11	0.4999782
60	0.16	0.2	0.8333066
70	0.045	0.3	0.963844
80	0	0.44	1

Graficando S<sub>w</sub> contra F<sub>w</sub> se tiene la siguiente gráfica:



2.-Se tiene un yacimiento de 800 ft de longitud, 200 ft de ancho y 15 ft de espesor al cual se le está inyectando agua a un gasto constante de 500 BPD, el yacimiento tiene una inclinación de 45° y tiene una porosidad de 18% con una permeabilidad de 400 md.

Datos adicionales

$$\begin{aligned} \mu_o &= 0.853 \text{ cP} & B_o &= 1.32 \text{ cP} & \text{Diferencia de densidades lb/ft}^3 &= 24 \\ \mu_w &= 0.375 \text{ cP} & B_w &= 1.03 \text{ cP} & B_{oi} &= 1.30 \text{ cP} \end{aligned}$$

S <sub>w</sub>	K <sub>rw</sub>	K <sub>ro</sub>
0.2	0	0.8
0.25	0.002	0.61
0.3	0.009	0.47
0.35	0.02	0.37
0.4	0.033	0.285
0.45	0.051	0.22
0.5	0.075	0.16
0.55	0.1	0.12
0.6	0.132	0.081
0.65	0.17	0.05
0.7	0.208	0.027
0.75	0.251	0.01
0.8	0.3	0

Calcular:

- a) Calcular los valores de F<sub>w</sub>
- b) Obtener gráfica flujo fraccional vs S<sub>w</sub>
- c) Constantes a y b de la ecuación de Buckley- Leverett
- d) Calcular los valores de  $\frac{\partial f_w}{\partial S_w}$
- e) Obtener el tiempo de surgencia

$$\frac{df_w}{dS_w} = \frac{\left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) b \left(\frac{K_o}{K_w}\right)}{\left[1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) \left(\frac{K_o}{K_w}\right)\right]^2}$$

$$t_s = \frac{\phi AL}{q \left[\frac{df_d}{ds_d}\right]_{swf}}$$

Solución:

- a) se utilizará la siguiente fórmula, donde se tomará despreciable la presión capilar

$$f_w = \frac{1 + \frac{0.001127 K_o A}{\mu_o q_t} \left[ - 0.00694 (\rho_w - \rho_o) \sin \alpha \right]}{1 + \frac{K_{ro}}{\mu_o} \frac{\mu_w}{K_{rw}}}$$

Calculando el área transversal de la formación:

$$A = 200[\text{ft}] * 15[\text{ft}] = 3000[\text{ft}^2]$$

Se anexan a la tabla del inicio los valores de permeabilidad al aceite que irán cambiando conforme cambie la saturación del agua:

$S_w$	$K_{ro}$	$K_{rw}$	$K_o$
0.2	0.8	0	320
0.25	0.61	0.002	244
0.3	0.47	0.009	188
0.35	0.37	0.02	148
0.4	0.285	0.033	114
0.45	0.22	0.051	88
0.5	0.16	0.075	64
0.55	0.12	0.1	48
0.6	0.087	0.132	32.4
0.65	0.05	0.17	20
0.7	0.027	0.208	10.8
0.75	0.01	0.251	4
0.8	0	0.3	0

Sustituyendo datos se tiene lo siguiente:

$$f_w = \frac{1 + \frac{0.001127(320)(3000\text{ft}^2)}{(0.853\text{cp})(500\text{bpd})} [-0.00694(24) \sin(45)]}{1 + \left( \frac{0.8}{0.853} \frac{0.375}{0} \right)} = 0$$

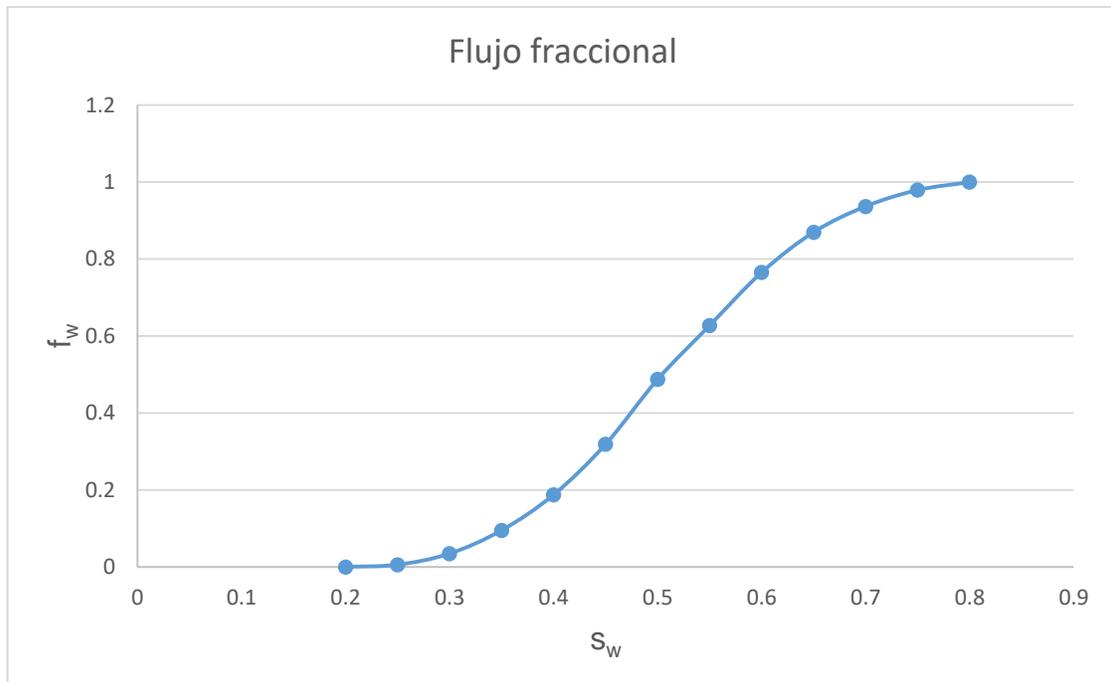
Continuando con los cálculos

$$f_w = \frac{1 + \frac{0.001127(244)(3000\text{ft}^2)}{(0.853\text{cp})(500\text{bpd})} [-0.00694(24) \sin(45)]}{1 + \left( \frac{0.61}{0.853} * \frac{0.375}{0.002} \right)} = 0.0057$$

Este procedimiento se continúa haciendo hasta llegar a la saturación de 80% obteniendo los siguientes resultados:

$S_w$	$K_{ro}$	$K_{rw}$	$K_o$	$f_w$
0.2	0.8	0	320	0
0.25	0.61	0.002	244	0.005767
0.3	0.47	0.009	188	0.03471603
0.35	0.37	0.02	148	0.09514629
0.4	0.285	0.033	114	0.18747339
0.45	0.22	0.051	88	0.31884809
0.5	0.16	0.075	64	0.48741652
0.55	0.12	0.1	48	0.6273405
0.6	0.087	0.132	32.4	0.76524213
0.65	0.05	0.17	20	0.86989357
0.7	0.027	0.208	10.8	0.93694116
0.75	0.01	0.251	4	0.97926992
0.8	0	0.3	0	1

b) Para la construcción de la gráfica de flujo fraccional se tomarán los valores de la tabla anterior obteniendo la siguiente gráfica:



- c) Para obtener las constantes de la ecuación de Buckley- Leverett se utilizará la siguiente ecuación:

$$\frac{K_{ro}}{K_{rw}} = ae^{-bS_w}$$

Sustituyendo los datos, tomando dos valores arbitrarios de nuestra tabla de saturaciones para poder hacer un sistema de ecuaciones de dos incógnitas y poder obtener el valor de ambas constantes, en este ejemplo se utilizaran los siguientes datos:

$S_w$	$K_{ro}$	$K_{rw}$
0.45	0.22	0.051
0.5	0.16	0.075

$$\frac{0.16}{0.075} = ae^{-0.5b} \quad (1)$$

$$\frac{0.22}{0.051} = ae^{-0.45b} \quad (2)$$

Despejando a de la ecuación (1)

$$a = \frac{2.134}{e^{-0.5b}} \quad (3)$$

Sustituyendo (3) en la ecuación (2)

$$\frac{0.22}{0.051} = \frac{2.134}{e^{-0.5b}} e^{-0.45b} \quad (4)$$

Por regla de los exponentes que nos dice que en la división bases iguales los exponentes se restan la ecuación (4) nos queda:

$$\frac{0.22}{0.051} = 2.134e^{-0.05b} \quad (5)$$

Se aplica logaritmo natural de ambos lados para eliminar el exponencial

$$\ln(4.314) = \ln(2.134e^{-0.05b})$$

$$1.462 = 0.708b$$

$$\frac{1.462}{0.708} = b$$

$$2.0648 = b$$

Sustituyendo el valor de b en la ecuación (3)

$$a = \frac{2.134}{e^{-0.5(2.0648)}}$$

$$a = \frac{2.134}{0.3561}$$

$$a = 5.9918$$

- d) Para calcular los valores de la derivada se utilizará la siguiente formula donde se ingresaran los datos correspondientes a todas las saturaciones que marca el problema.

$$\frac{df_w}{dS_w} = \frac{\left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) b \left(\frac{K_o}{K_w}\right)}{\left[1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) \left(\frac{K_o}{K_w}\right)\right]^2}$$

Iniciando con los valores de  $S_w=0.2$

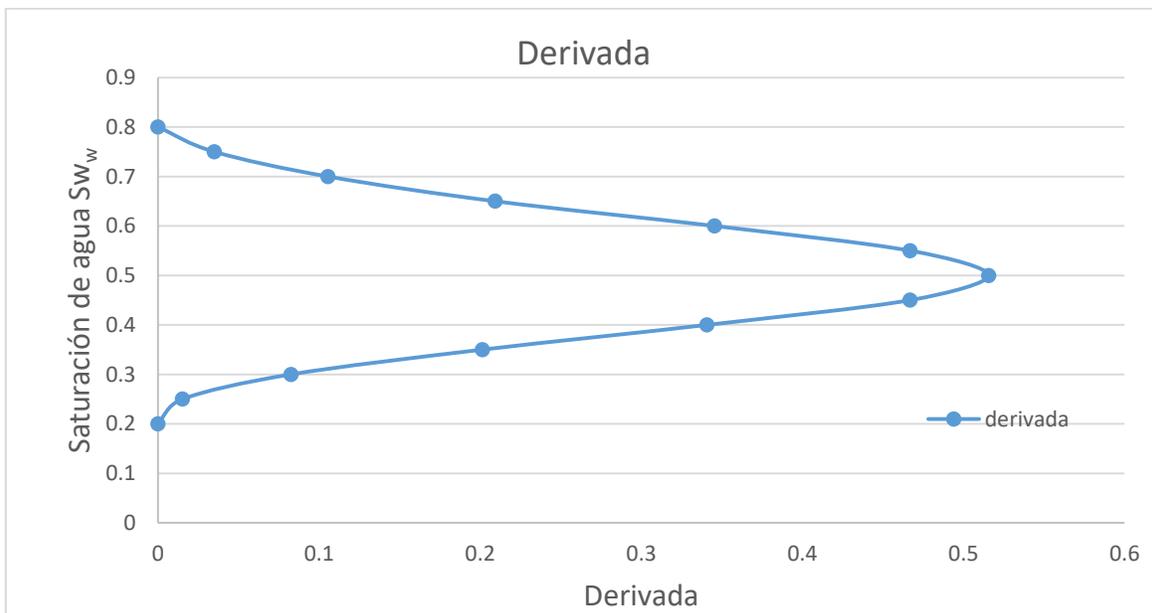
$$\frac{df_w}{dS_w} = \frac{\left(\frac{0.375}{0.853}\right) (2.0648) \left(\frac{320}{0}\right)}{\left[1 + \left(\frac{0.375}{0.853}\right) \left(\frac{320}{0}\right)\right]^2} = 0$$

$S_w=0.25$

$$\frac{df_w}{dS_w} = \frac{\left(\frac{0.375}{0.853}\right) (2.0648) \left(\frac{244}{0.8}\right)}{\left[1 + \left(\frac{0.375}{0.853}\right) \left(\frac{244}{0.8}\right)\right]^2} = 0.01517$$

Continuando con los cálculos se llega a la siguiente tabla:

S <sub>w</sub>	K <sub>rw</sub>	K <sub>ro</sub>	K <sub>o</sub>	K <sub>w</sub>	F <sub>w</sub>	D <sub>wf</sub> /d <sub>sw</sub>
0.2	0	0.8	320	0	0	#DIV/0!
0.25	0.002	0.61	244	0.8	0.005767	0.015175648
0.3	0.009	0.47	188	3.6	0.03471603	0.082606237
0.35	0.02	0.37	148	8	0.09514629	0.201374515
0.4	0.033	0.285	114	13.2	0.18747339	0.340800564
0.45	0.051	0.22	88	20.4	0.31884809	0.466868454
0.5	0.075	0.16	64	30	0.48741652	0.515794202
0.55	0.1	0.12	48	40	0.6273405	0.466934387
0.6	0.132	0.081	32.4	52.8	0.76524213	0.345562402
0.65	0.17	0.05	20	68	0.86989357	0.209395194
0.7	0.208	0.027	10.8	83.2	0.93694116	0.105477794
0.75	0.251	0.01	4	100.4	0.97926992	0.034938968
0.8	0.3	0	0	120		0



e) Para obtener el tiempo de surgencia se utilizará la siguiente formula, donde se sustituirán los datos que se obtuvieron en los pasos anteriores:

$$t_s = \frac{\phi AL}{q \left[ \frac{df_w}{ds_w} \right]_{s_{wf}}}$$

Sustituyendo los datos para la saturación de agua igual a 0.20 se tiene:

$$t_s = \frac{(0.18)(3000ft^2)(800ft)}{(5.61ft^3d)(0)} = 0$$

Continuando con la siguiente saturación de agua:

$$t_s = \frac{(0.18)(3000ft^2)(800ft)}{(2805ft^3d)(0.015175648)} = 10148.5418 \text{ dias} = 27.8042 \text{ años}$$

Al continuar con estos cálculos se llega a la tabla siguiente:

S <sub>w</sub>	K <sub>rw</sub>	K <sub>ro</sub>	K <sub>o</sub>	K <sub>w</sub>	F <sub>w</sub>	D <sub>wi</sub> /d <sub>sw</sub>	t <sub>s</sub> [dias]	t <sub>s</sub> [años]
0.2	0	0.8	320	0	0	#jDIV/0!	0	0
0.25	0.002	0.61	244	0.8	0.005767	0.015175648	10148.5418	27.80422417
0.3	0.009	0.47	188	3.6	0.03471603	0.082606237	1864.39549	5.107932857
0.35	0.02	0.37	148	8	0.09514629	0.201374515	764.797347	2.095335197
0.4	0.033	0.285	114	13.2	0.18747339	0.340800564	451.908569	1.238105669
0.45	0.051	0.22	88	20.4	0.31884809	0.466868454	329.880277	0.903781582
0.5	0.075	0.16	64	30	0.48741652	0.515794202	298.589427	0.818053224
0.55	0.1	0.12	48	40	0.6273405	0.466934387	329.833697	0.903653964
0.6	0.132	0.081	32.4	52.8	0.76524213	0.345562402	445.681284	1.221044614
0.65	0.17	0.05	20	68	0.86989357	0.209395194	735.50253	2.015075424
0.7	0.208	0.027	10.8	83.2	0.93694116	0.105477794	1460.12435	4.000340688
0.75	0.251	0.01	4	100.4	0.97926992	0.034938968	4407.99208	12.07669063
0.8	0.3	0	0	120	1	0	0	0

### 6.5 Método de Herman Dykstra y R. L. Parsons.

Este método de predicción es el resultado de una serie de pruebas de desplazamiento con agua en el laboratorio, cuyos datos están correlacionados. Los resultados demuestran que la recuperación de aceite es una función de la razón de movilidades de la fase desplazante (agua) a la de la fase desplazada<sup>14</sup>, donde la movilidad es definida como anteriormente lo se hizo en este capítulo.

Este método predice el comportamiento de un desplazamiento de aceite por agua, en yacimientos estratificados, considerando constantes los valores de la permeabilidad relativa al agua y al aceite atrás y adelante del frente de invasión, el desplazamiento es parecido al de un pistón sin fugas.

Este método considera un yacimiento estratificado y la recuperación de aceite se calcula en función de la razón de movilidades y la variación vertical de permeabilidad en el sistema. El método se basa en las siguientes suposiciones:

1. Las propiedades de la roca y de los fluidos son las mismas en todas las capas excepto las permeabilidades absolutas
2. Todos los estratos son de igual espesor<sup>14</sup>
3. La permeabilidad relativa delante y atrás del frente son iguales en todos los estratos<sup>14</sup>
4. La saturación de gas en el aceite se considera nula
5. No existe flujo cruzado entre capas
6. Los fluidos se mueven igual en todos los estratos, movilidad igual a 1
7. Los fluidos son incompresibles

El método es semiempírico y consiste en una correlación de cuatro variables: el coeficiente de variación de permeabilidad, la relación de movilidades, la saturación inicial de agua y la recuperación fraccional de aceite a una relación agua-aceite dada.<sup>14</sup>

---

<sup>14</sup> Depto. de explotación de petróleo. (1976). Apuntes de recuperación secundaria. Ciudad de México: UNAM.

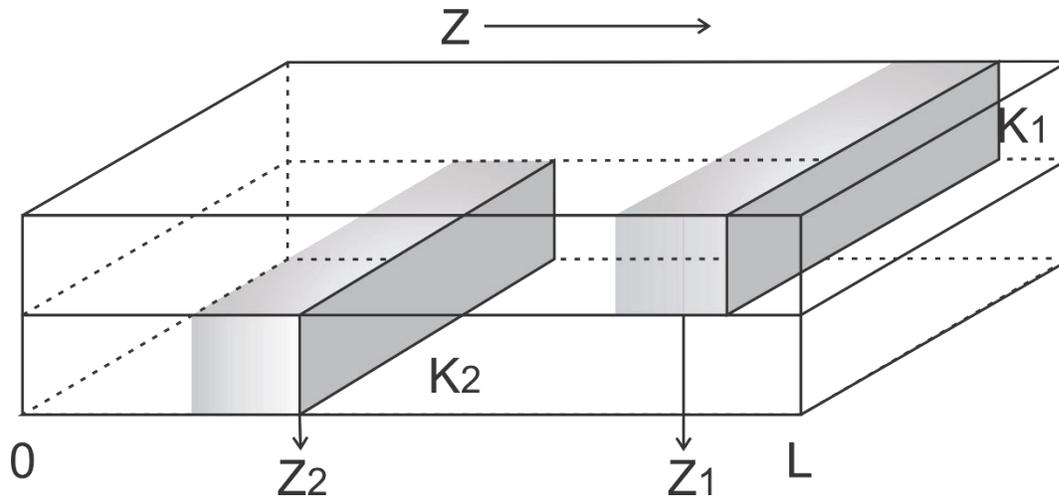


Figura 6.11 Block elemental de permeabilidad variable.<sup>14</sup>

En la figura 6.11 se puede observar un yacimiento con dos estratos, donde en el estrato superior se tiene una permeabilidad  $K_1$ , en el fondo se tiene una permeabilidad  $K_2$  por lo tanto

En un tiempo  $t$  la interfase ha avanzado a  $Z_1$  en la capa superior y en la capa inferior a  $Z_2$ . Para calcular la posición del frente de invasión se ocupa la ley de Darcy para flujo lineal, considerando las permeabilidades relativas iguales y constantes en todos los estratos del yacimiento haciendo esto que la saturación también es igual.

$$a_i = \frac{M - \sqrt{M^2 + \frac{K_i}{K_1}(1 - M^2)}}{M - 1} \quad 6.37$$

La eficiencia de desplazamiento areal está dada por la siguiente ecuación, suponiendo que se tiene un yacimiento con  $n$  estratos.

$$E_A = \frac{1 + \sum_{i=2}^n K_i}{n} \quad 6.38$$

Y la relación agua aceite se obtiene con la siguiente ecuación:

<sup>14</sup> Depto. de explotación de petróleo. (1976). Apuntes de recuperación secundaria. Ciudad de México: UNAM.

$$WOR = \frac{1}{\frac{\sum_{i=2}^n \frac{a_i K_i}{a_1 K_1}}{\sqrt{M^2 + \frac{K_i}{K_1}(1-M^2)}}} \quad 6.39$$

Con las ecuaciones anteriores es posible calcular la posición del frente, la eficiencia areal y la relación agua-aceite cuando se invade el estrato de mayor permeabilidad, si se requiere realizar estos cálculos a medida que los estratos de menor permeabilidad se invaden será necesario utilizar las siguientes ecuaciones:

$$a_i = \frac{M - \sqrt{M^2 + \frac{K_i}{K_x}(1-M^2)}}{M-1} \quad 6.40$$

$$E_A = \frac{x + \frac{(n-x)M}{M-1} - \frac{1}{M-1} \sum_{i=x+1}^n \sqrt{M^2 + \frac{K_i}{K_x}(1-M^2)}}{n} \quad 6.41$$

Si se considera a todos los estratos con iguales dimensiones la ecuación de WOR resulta

$$WOR = \frac{\frac{\sum_{i=j}^x K_i}{K_j} \left( \frac{B_o}{B_w} \right)}{\sum_{j=m+1}^n \frac{K_j}{\sqrt{M^2 + \frac{K_j}{K_m}(1-M^2)}}} \quad 6.42$$

Donde x es la última capa que se ha invadido totalmente.

La intrusión fraccional se define como la fracción del yacimiento que ha sido invadida por el agua, siendo n el número total de capas arregladas en orden descendiente de permeabilidad.<sup>15</sup>

Cuando una capa ha alcanzado la ruptura, todas las capas de mayor permeabilidad que esta también habrán alcanzado la ruptura, a esta capa se le llamara capa m, entonces la intrusión fraccional o fracción del yacimiento que ha sido invadida por agua cuando se produce la ruptura está dada por:

---

<sup>15</sup> Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

$$C = \frac{m + \frac{(n-m)M}{M-1} - \frac{1}{M-1} \sum_{i=m+1}^n \sqrt{M^2 + \frac{k_i}{k_m} (1-M^2)}}{n} \quad 6.43$$

Si los estratos tienen diferentes porosidades, la ecuación resultante será:

$$C = \frac{m + \frac{(n-m)M}{M-1} - \frac{1}{M-1} \sum_{i=m+1}^n \sqrt{M^2 + \frac{k_i \phi_i}{k_m \phi_m} (1-M^2)}}{n} \quad 6.44$$

Cabe señalar que la relación de movilidades está definida por:

$$M = \frac{K_{rw} \mu_o}{K_{ro} \mu_w} \quad 6.45$$

Para calcular el coeficiente de variación de permeabilidad se seguirá el siguiente procedimiento:

- 1.- Dividir el yacimiento en capas de igual espesor y diferentes permeabilidades, ordenando las capas de mayor a menor permeabilidad.
- 2.- Calcular para cada una de las capas, el porcentaje del número total de permeabilidad que es mayor que cada capa en particular  $\left(\frac{i-1}{n}\right) 100$ .<sup>15</sup>
- 3.- Representar en el papel de probabilidades el logaritmo para cada permeabilidad en función del “% mayor que” que le corresponde.<sup>15</sup>
- 4.- Determinar la mejor línea recta que pasará a través de los puntos, dándole mayor peso a los puntos intermedios que a los extremos.<sup>15</sup>
- 5.- Calcular las permeabilidades correspondientes al 50% y al 84.1%.<sup>15</sup>
- 6.- Calcular el coeficiente de variación de la permeabilidad mediante la siguiente ecuación:

---

<sup>15</sup> Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

$$V = \frac{K_{50\%} - K_{84.1\%}}{K_{50\%}} \quad 6.46$$

V varía de 0 a 1 y se incrementa a medida que la variación de la permeabilidad aumenta entre los cuerpos. Al relacionar las ecuaciones de variación de la permeabilidad, intrusión fraccional, razón de movilidades para WOR de 1, 5, 25 y 100, se obtienen las gráficas mostradas en las figuras 6.12, 6.13, 6.14 y 6.15. Una vez determinado C se calculará el petróleo producido acumulado usando la siguiente ecuación:

$$N_{pi} = \frac{7758\phi Ah(S_{oi} - S_{or})E_A}{B_o} \quad 6.47$$

Donde Ah es el producto del área por el espesor en acres-pies,  $E_A$  eficiencia de barrido areal, C es la intrusión fraccional que se puede calcular con la ecuación 6.42 o con las figuras de la 6.12 a 6.15. Para el cálculo del petróleo producido por cada estrato se utilizará el producto de  $N_p * C_i$ .

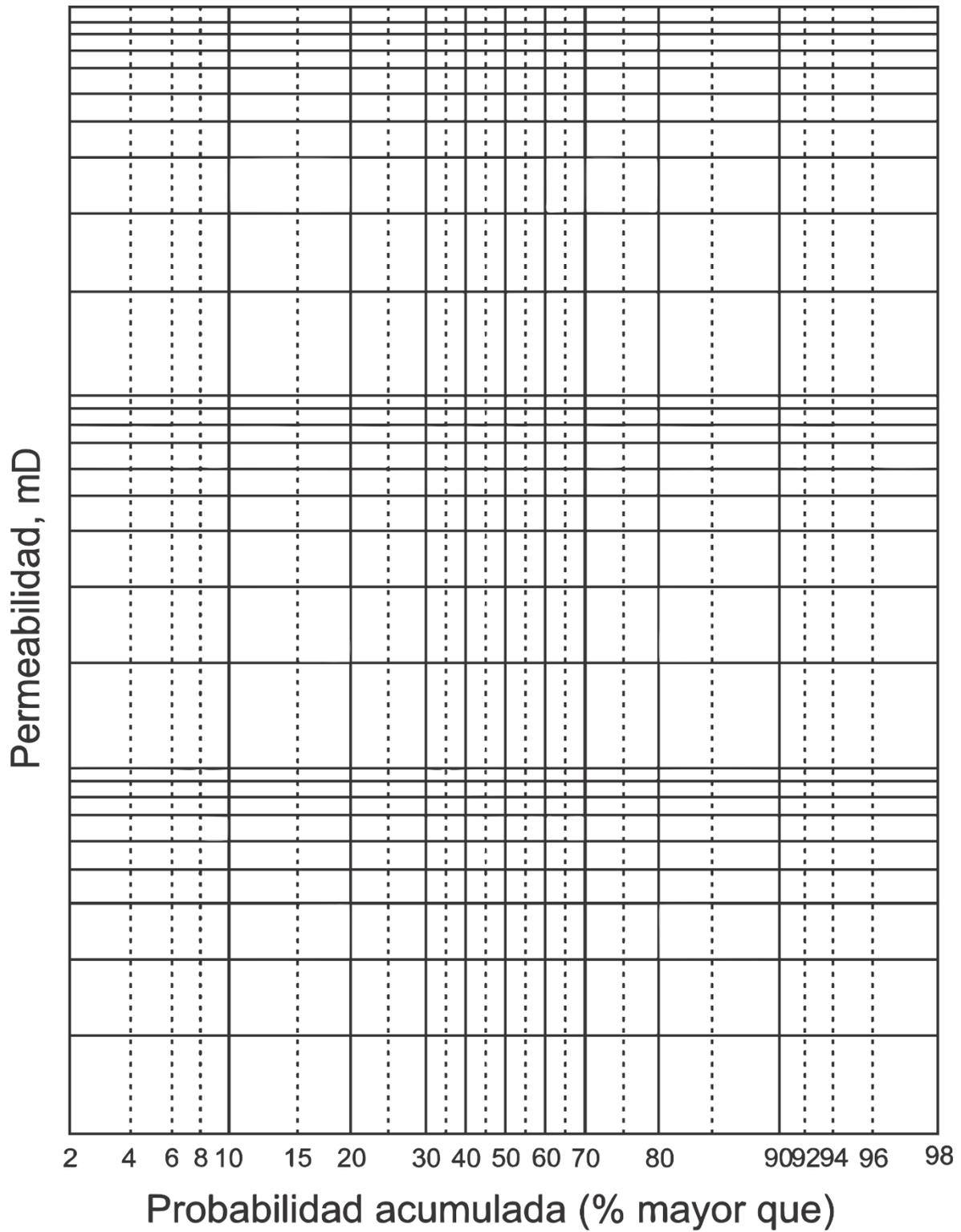


Figura 6.11 Hoja para determinar el coeficiente de variación de la permeabilidad.<sup>15</sup>

<sup>15</sup> Tomada y modificada de Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

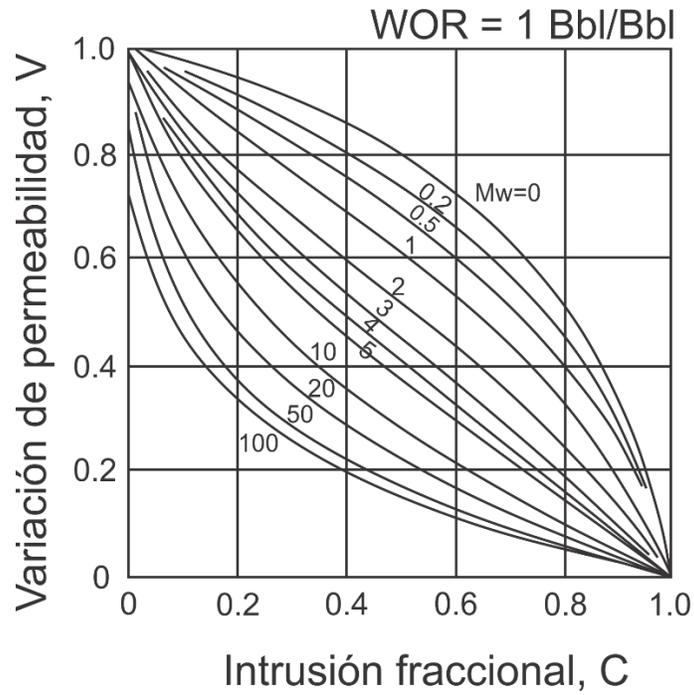


Figura 6.12 Intrusión fraccional para WOR = 1<sup>15</sup>

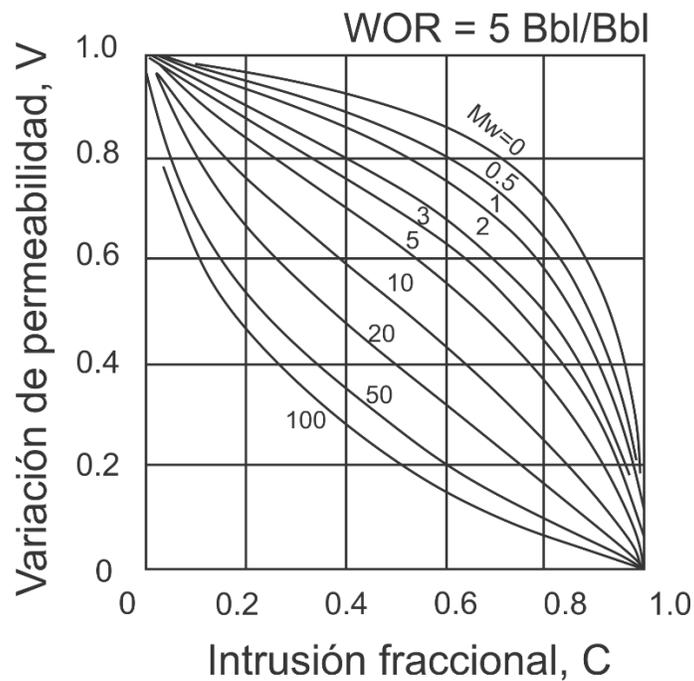


Figura 6.13 Intrusión fraccional para WOR = 5<sup>15</sup>

<sup>15</sup>Tomada y modificada de Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

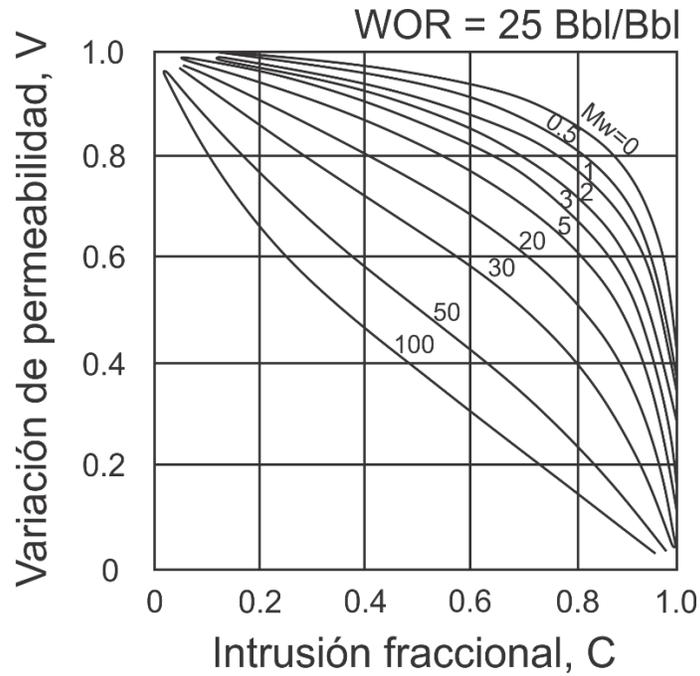


Figura 6.14 Intrusión fraccional para  $WOR = 25^{15}$

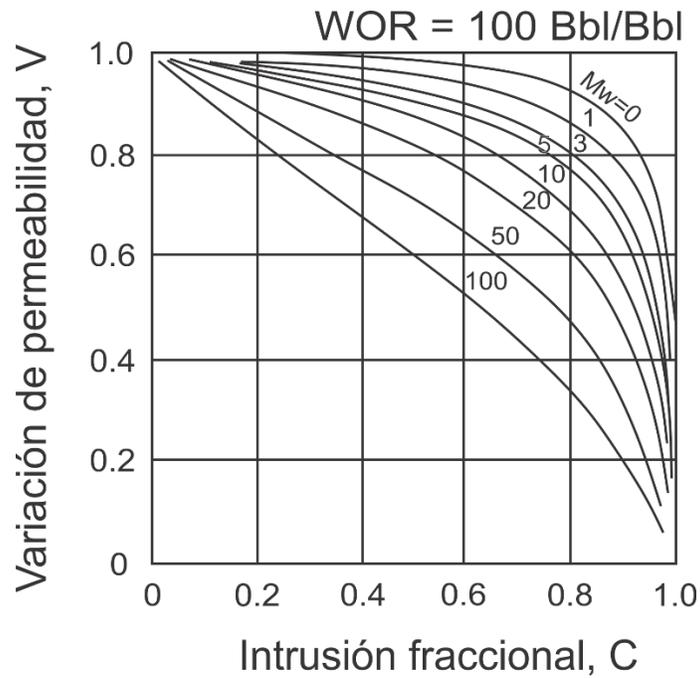


Figura 6.15 Intrusión fraccional para  $WOR = 7.15^{15}$

<sup>15</sup> Tomada y modificada de Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

Al combinar la ecuación que relaciona WOR con la intrusión fraccional utilizando el coeficiente de variación de permeabilidad y la relación de movilidades se elaboró la gráfica siguiente:

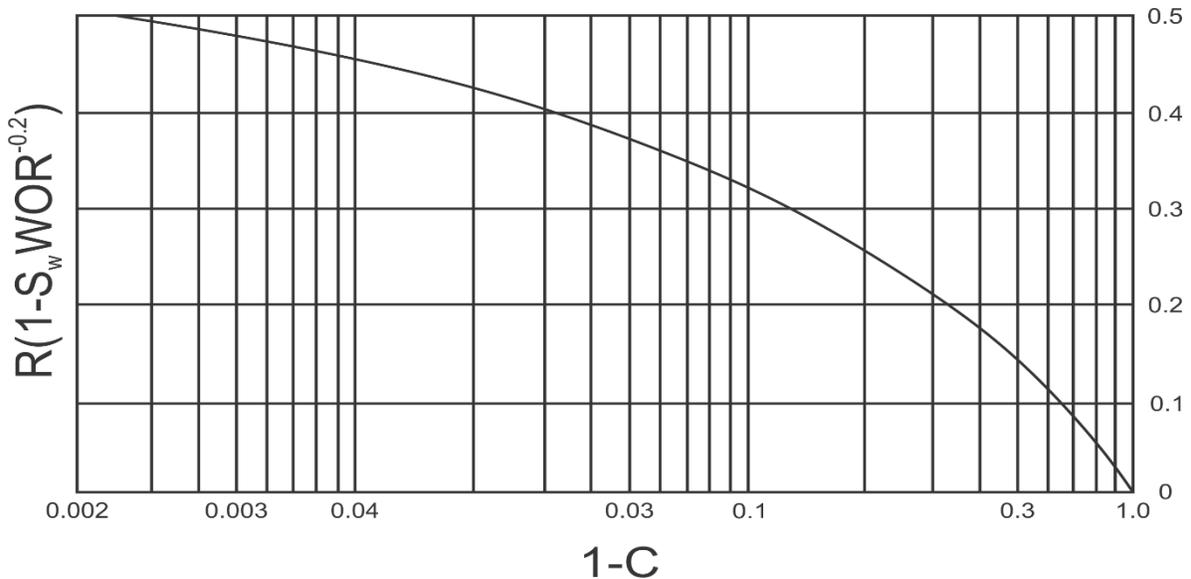


Figura 6.16 Módulo de recuperación en función de la intrusión fraccional.<sup>15</sup>

En este caso como  $R = \frac{N_p}{N}$  entonces:

$$N_p = N * R = \frac{V_p S_{oi} E_A}{B_o} \tag{6.48}$$

La correlación anterior es válida para saturaciones iniciales de petróleo que oscilen entre un 45 y un 60%, fuera de este rango deben usarse los gráficos de C y la ecuación 6.46 para estimar la recuperación.<sup>15</sup>

<sup>15</sup> Tomada y modificada de Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

**6.5.1 Ejemplo de cálculo**

Se tiene un yacimiento con 10 estratos con las siguientes características:

PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
S <sub>wi</sub>	0.29	fracción
S <sub>oi</sub>	0.71	fracción
Porosidad	0.25	fracción
Área de inyección	10	acres
μ <sub>w</sub>	0.9	cp
μ <sub>o</sub>	1.6	cp
S <sub>or</sub>	0.28	fracción
B <sub>o</sub>	1.12	bls@cy/bls@cy
B <sub>w</sub>	1.05	bls@cy/bls@cy
Q <sub>i</sub>	200	BPD
K <sub>rw</sub>	0.4	darcys
K <sub>ro</sub>	0.92	darcys

ESTRATO	Kabs
1	145
2	120
3	110
4	80
5	74
6	45
7	42
8	40
9	5
10	2

Obtener:

- 1.- Intrusión fraccional para cada estrato
- 2.- Recuperación de aceite para cada estrato al momento de la irrupción.
- 3.- Los valores de WOR para cada estrato.
- 4.- El flujo fraccional al momento de la irrupción para cada estrato

Solución:

Para calcular la intrusión fraccional se ocupara la ecuación 6.43 ya que se asume que la porosidad es igual en todas las capas.

$$c = \frac{m + \frac{(n - m)M}{M - 1} - \frac{1}{M - 1} \sum_{i=m+1}^n \sqrt{M^2 + \frac{k_i}{k_m} (1 - M^2)}}{n}$$

En donde primero se tendrá que calcular el valor de la razón de movilidades

$$M = \frac{K_{rw}\mu_o}{K_{ro}\mu_w} = \frac{0.4 * 1.6}{0.92 * 0.9} = 0.7729$$

Para agilizar los cálculos se realizará primero el cálculo de la relación de permeabilidades para todos los estratos, es decir,  $k_m/k_i$

Empezando el cálculo en el estrato 1, es decir  $m = 1$  e  $i = 2$

$$\frac{k_2}{k_1} = \frac{120}{145} = 0.8276 \quad \frac{k_3}{k_2} = \frac{110}{120} = 0.9167 \quad \frac{k_4}{k_3} = \frac{80}{110} = 0.7273 \quad \frac{k_5}{k_4} = \frac{74}{80} = 0.9250$$

$$\frac{k_6}{k_5} = \frac{45}{74} = 0.6081 \quad \frac{k_7}{k_6} = \frac{42}{45} = 0.9333 \quad \frac{k_8}{k_7} = \frac{40}{42} = 0.9523 \quad \frac{k_9}{k_8} = \frac{5}{40} = 0.1250$$

$$\frac{k_{10}}{k_9} = \frac{2}{5} = 0.4$$

Estrato 2,  $m = 2$ ,  $i = 3$

$$\frac{k_3}{k_2} = \frac{110}{120} = 0.9167 \quad \frac{k_4}{k_3} = \frac{80}{110} = 0.7273 \quad \frac{k_5}{k_4} = \frac{74}{80} = 0.9250 \quad \frac{k_6}{k_5} = \frac{45}{74} = 0.6081$$

$$\frac{k_7}{k_6} = \frac{42}{45} = 0.9333 \quad \frac{k_8}{k_7} = \frac{40}{42} = 0.9523 \quad \frac{k_9}{k_8} = \frac{5}{40} = 0.1250 \quad \frac{k_{10}}{k_9} = \frac{2}{5} = 0.4$$

Se continúan con estos cálculos hasta llegar al estrato 10, los resultados se presentan en la siguiente tabla

RELACION DE PERMEABILIDADES									
capa 1	capa 2	capa 3	capa 4	capa 5	capa 6	capa 7	capa 8	capa 9	capa 10
m=1, i=2	m = 2, i=3	m = 3, i=4	m = 4, i=5	m=5, i=4	m=6, i=5	m=7, i=6	m=8, i=7	m=9, i=8	m=10, i=9
0.8276									
0.9167	0.9167								
0.7273	0.7273	0.7273							
0.9250	0.9250	0.9250	0.9250						
0.6081	0.6081	0.6081	0.6081	0.6081					
0.9333	0.9333	0.9333	0.9333	0.9333	0.9333				
0.9524	0.9524	0.9524	0.9524	0.9524	0.9524	0.9524			
0.1250	0.1250	0.1250	0.1250	0.1250	0.1250	0.1250	0.125		
0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4000	0.4	0.4	

Ahora se calcula el valor de la suma de las raíces cuadradas desde  $i = 1$  hasta 10 sustituyendo los valores de la tabla anterior

$$m = 1$$

$$\begin{aligned} \sqrt{0.7729^2 + 0.8276[1 - (0.7729)^2]} &= 0.9647 & \sqrt{0.7729^2 + 0.9167[1 - (0.7729)^2]} &= 0.9831 \\ \sqrt{0.7729^2 + 0.7273[1 - (0.7729)^2]} &= 0.9435 & \sqrt{0.7729^2 + 0.9250[1 - (0.7729)^2]} &= 0.9848 \\ \sqrt{0.7729^2 + 0.6081[1 - (0.7729)^2]} &= 0.9177 & \sqrt{0.7729^2 + 0.9333[1 - (0.7729)^2]} &= 0.9865 \\ \sqrt{0.7729^2 + 0.9524[1 - (0.7729)^2]} &= 0.9904 & \sqrt{0.7729^2 + 0.1250[1 - (0.7729)^2]} &= 0.8048 \\ \sqrt{0.7729^2 + 0.4[1 - (0.7729)^2]} &= 0.8709 & & \end{aligned}$$

m = 2

$$\begin{aligned} \sqrt{0.7729^2 + 0.9167[1 - (0.7729)^2]} &= 0.9831 & \sqrt{0.7729^2 + 0.7273[1 - (0.7729)^2]} &= 0.9435 \\ \sqrt{0.7729^2 + 0.9250[1 - (0.7729)^2]} &= 0.9848 & \sqrt{0.7729^2 + 0.6081[1 - (0.7729)^2]} &= 0.9177 \\ \sqrt{0.7729^2 + 0.9333[1 - (0.7729)^2]} &= 0.9865 & \sqrt{0.7729^2 + 0.9524[1 - (0.7729)^2]} &= 0.9904 \\ \sqrt{0.7729^2 + 0.1250[1 - (0.7729)^2]} &= 0.8048 & \sqrt{0.7729^2 + 0.4[1 - (0.7729)^2]} &= 0.8709 \end{aligned}$$

Continuando con los cálculos se llegan a los datos mostrados en la siguiente tabla:

RAIZ CUADRADA										
i=1	i=2	i=3	i=4	i=5	i=6	i=7	i=8	i=9	i=10	
0.9647										
0.9831	0.9831									
0.9435	0.9435	0.9435								
0.9848	0.9848	0.9848	0.9848							
0.9177	0.9177	0.9177	0.9177	0.9177						
0.9865	0.9865	0.9865	0.9865	0.9865	0.9865					
0.9904	0.9904	0.9904	0.9904	0.9904	0.9904	0.9904				
0.8048	0.8048	0.8048	0.8048	0.8048	0.8048	0.8048	0.8048			
0.8709	0.8709	0.8709	0.8709	0.8709	0.8709	0.8709	0.8709	0.8709		
SUMA	8.4464	7.4817	6.4986	5.5551	4.5703	3.6526	2.6661	1.6757	0.8709	0

Y finalmente se puede realizar el cálculo de c para todos los estratos como se muestra a continuación:

$$C_1 = \frac{1 + \frac{(10-1)0.7729}{0.7729-1} \frac{1}{0.7729-1} (8.4464)}{10} = 0.7562 \qquad C_2 = \frac{1 + \frac{(10-1)0.7729}{0.7729-1} \frac{1}{0.7729-1} (7.4817)}{10} = 0.7717$$

$$C_3 = \frac{1 + \frac{(10-1)0.7729}{0.7729-1} \frac{1}{0.7729-1} (6.4986)}{10} = 0.7792$$

$$C_4 = \frac{1 + \frac{(10-1)0.7729}{0.7729-1} \frac{1}{0.7729-1} (5.5551)}{10} = 0.8041$$

$$C_5 = \frac{1 + \frac{(10-1)0.7729}{0.7729-1} \frac{1}{0.7729-1} (4.5703)}{10} = 0.8108$$

$$C_6 = \frac{1 + \frac{(10-1)0.7729}{0.7729-1} \frac{1}{0.7729-1} (3.6526)}{10} = 0.847$$

$$C_7 = \frac{1 + \frac{(10-1)0.7729}{0.7729-1} \frac{1}{0.7729-1} (2.6661)}{10} = 0.8529$$

$$C_8 = \frac{1 + \frac{(10-1)0.7729}{0.7729-1} \frac{1}{0.7729-1} (1.6757)}{10} = 0.8572$$

$$C_9 = \frac{1 + \frac{(10-1)0.7729}{0.7729-1} \frac{1}{0.7729-1} (0.8709)}{10} = 0.9431$$

$$C_{10} = \frac{1 + \frac{(10-1)0.7729}{0.7729-1} \frac{1}{0.7729-1} (0)}{10} = 1$$

Para calcular la recuperación de aceite por estrato al momento de la irrupción se utilizará la siguiente fórmula:

$$N_{pi} = \frac{7758 \emptyset Ah (S_{oi} - S_{or}) E_A}{B_o}; \quad E_A = \frac{1 + \sum_{i=2}^n C_i}{n}$$

Primero se calcula la eficiencia

$$E_A = \frac{1 + 0.7562 + 0.7717 + 0.7792 + 0.8041 + 0.8108 + 0.8470 + 0.8529 + 0.8572 + 0.9431}{10} = 0.8422$$

Sustituyendo todos los valores en la ecuación para calcular la recuperación de aceite se tiene:

$$N_p = \frac{7758(0.25)(10)(20)(0.71-0.28)0.8422}{1.12} = 125,428.4039 \text{ [bls]} \quad (\text{Total})$$

$$N_{p1} = (0.7562)(125,428.404) = 94,846.142; N_{p2} = (0.7717)(125,428.404) = 96,797.664$$

$$N_{p3} = (0.7792)(125,428.404) = 97,732.142; N_{p4} = (0.8041)(125,428.404) = 100,852.707$$

$$N_{p5} = (0.8108)(125,428.404) = 101,693.02; N_{p6} = (0.847)(125,428.404) = 106,237.337$$

$$N_{p7} = (0.8529)(125,428.404) = 106,983.634; N_{p8} = (0.8572)(125,428.404) = 107,515.666$$

$$N_{p9} = (0.9431)(125,428.404) = 118,296.719; N_{p10} = (0.1)(125,428.404) = 125,428.4039$$

Para calcular la WOR se utilizará la siguiente fórmula, para facilidad primero se realizará la suma de las permeabilidades

$$WOR = \frac{\sum_{i=j}^x K_i}{\sum_{j=m+1}^n \frac{K_j}{\sqrt{M^2 + \frac{K_j}{Km}(1-M^2)}}} \left( \frac{B_o}{B_w} \right)$$

$$\sum K_1 = 145$$

$$\sum K_2 = 145 + 120 = 265$$

$$\sum K_3 = 145 + 120 + 110 = 375$$

$$\sum K_4 = 145 + 120 + 110 + 80 = 455$$

Se realiza la suma de todas las permeabilidades hasta llegar a K<sub>10</sub> obteniendo los siguientes valores:

SUMA DE PERMEABILIDADES									
K1	K2	K3	K4	K5	K6	K7	K8	K9	K10
145	265	375	455	529	574	616	656	661	663

Realizando el cociente de la ecuación de WOR se tiene:

Para m=1

$$\frac{120}{0.9647} + \frac{110}{0.9831} + \frac{80}{0.9435} + \frac{74}{0.9848} + \frac{45}{0.9177} + \frac{42}{0.9865} + \frac{40}{0.9904} + \frac{5}{0.8048} + \frac{2}{0.8709} = 536.7267$$

Para m=2

$$\frac{110}{0.9831} + \frac{80}{0.9435} + \frac{74}{0.9848} + \frac{45}{0.9177} + \frac{42}{0.9865} + \frac{40}{0.9904} + \frac{5}{0.8048} + \frac{2}{0.8709} = 412.3322$$

Continuando con los cálculos se llega a la tabla siguiente:

124.3945									
111.8928	111.8928								
84.7897	84.7897	84.7897							
75.1430	75.1430	75.1430	75.1430						
49.0336	49.0336	49.0336	49.0336	49.0336					
42.5752	42.5752	42.5752	42.5752	42.5752	42.5752				
40.3890	40.3890	40.3890	40.3890	40.3890	40.3890	40.3890	40.3890		
6.2124	6.2124	6.2124	6.2124	6.2124	6.2124	6.2124	6.2124	6.2124	
2.2965	2.2965	2.2965	2.2965	2.2965	2.2965	2.2965	2.2965	2.2965	2.2965
suma	536.7267	412.3322	300.4394	215.6497	140.5067	91.4731	48.8979	8.5089	2.2965

Sustituyendo los valores en la ecuación de WOR se tiene:

$$WOR_1 = \frac{145}{536.7267} \left( \frac{1.12}{1.05} \right) = 0.2882 \qquad WOR_2 = \frac{265}{412.3322} \left( \frac{1.12}{1.05} \right) = 0.6855$$

$$WOR_3 = \frac{375}{300.4394} \left( \frac{1.12}{1.05} \right) = 1.3314 \qquad WOR_4 = \frac{455}{215.6497} \left( \frac{1.12}{1.05} \right) = 2.2506$$

$$WOR_5 = \frac{529}{140.5067} \left( \frac{1.12}{1.05} \right) = 4.0159 \qquad WOR_6 = \frac{455}{91.4731} \left( \frac{1.12}{1.05} \right) = 6.6934$$

$$WOR_7 = \frac{529}{48.8979} \left( \frac{1.12}{1.05} \right) = 13.4375 \qquad WOR_8 = \frac{455}{8.5089} \left( \frac{1.12}{1.05} \right) = 82.2355$$

$$WOR_9 = \frac{529}{2.2965} \left( \frac{1.12}{1.05} \right) = 307.0215$$

Para calcular el flujo fraccional de agua se utilizará la siguiente fórmula

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{1}{WOR}}$$

$$f_{w1} = \frac{1}{1 + \frac{1}{0.2882}} = 0.2237 \qquad f_{w2} = \frac{1}{1 + \frac{1}{0.6855}} = 0.4067 \qquad f_{w3} = \frac{1}{1 + \frac{1}{1.3314}} = 0.5711$$

$$f_{w4} = \frac{1}{1 + \frac{1}{2.2506}} = 0.6924 \qquad f_{w5} = \frac{1}{1 + \frac{1}{4.0159}} = 0.8006 \qquad f_{w6} = \frac{1}{1 + \frac{1}{6.6934}} = 0.87$$

$$f_{w7} = \frac{1}{1 + \frac{1}{13.4375}} = 0.9307 \qquad f_{w8} = \frac{1}{1 + \frac{1}{82.2355}} = 0.988 \qquad f_{w9} = \frac{1}{1 + \frac{1}{307.0215}} = 0.9968$$

# estrato	flujo fraccional
1	0.2237
2	0.4067
3	0.5711
4	0.6924
5	0.8006
6	0.87
7	0.9307
8	0.988
9	0.9968
10	1

### 6.6 Ejercicios propuestos

1.- Elabore un gráfico  $f_w$  vs  $S_w$  (historia de saturaciones) común para un proyecto de inyección de agua e indique:  $S_{wi}$ ,  $S_w$  media.

2.- Obtener la curva de flujo fraccional para los siguientes datos

a)  $\mu_o/\mu_w = 1$       b)  $\mu_o/\mu_w = 5$       c)  $\mu_o/\mu_w = 10$

$s_w$	$k_{rw}$	$k_{ro}$
0.35	0.001	0.190
0.45	0.030	0.050
0.50	0.040	0.040
0.55	0.050	0.030
0.60	0.080	0.020
0.65	0.140	0.010
0.70	0.210	0.001
0.75	0.300	0.000

3.- Con los datos del ejercicio anterior calcular:

- El tiempo a la ruptura
- el petróleo recuperado a la surgencia.
- Constantes a y b de la ecuación de Buckley – Leverett.

4.-Se dispone de los siguientes datos de un yacimiento

Gasto de inyección: 1000 Bbl/día

porosidad promedio: 18%

Saturación inicial de agua: 20%

área sección transversal: 50,000  $ft^2$

$\mu_w = 0.62$  [cP]

$\mu_o = 2.48$  [cP]

Se cuenta con la siguiente tabla y suponiendo que las fuerzas de presión capilar son despreciables, calcular:

- El flujo fraccional de agua y hacer la gráfica de  $F_w$  vs  $S_w$ .
- Obtener constantes  $a$  y  $b$  de la ecuación de Buckley Leverett
- Calcular los valores de  $\frac{\partial f_w}{\partial s_w}$
- Obtener el tiempo de surgencia

$S_w$ [%]	$K_{ro}$	$K_{rw}$
10	1	0
20	0.93	0
30	0.6	0.02
40	0.35	0.05
50	0.22	0.12
60	0.13	0.22
70	0.05	0.35
80	0.02	0.51
85	0	0.6
90	0	0.71
100	0	1

5.- Los siguientes datos corresponden a un yacimiento en función de su saturación de agua

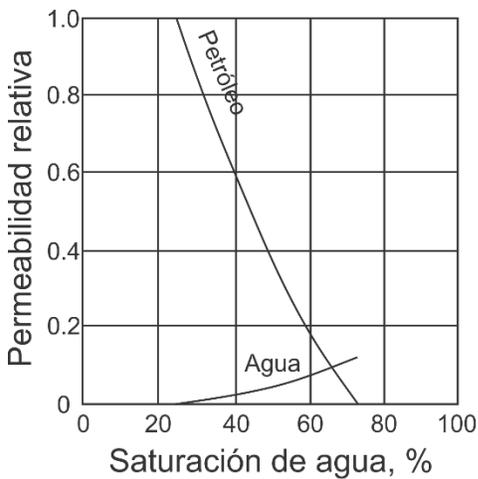
$S_w$	$K_{ro}$	$K_{rw}$
20	1	0
30	0.94	0
40	0.8	0.04
50	0.44	0.11
60	0.16	0.2
70	0.045	0.3
75	0	0.36
80	0	0.44
90	0	0.58
100	0	1

- a) Dibujar las curvas de permeabilidades relativas en función de la saturación de agua
- b) Calcular las constantes a y b de la ecuación de Buckley-Leverett
- c) Si  $\mu_o=3.4$  y  $\mu_w=0.68$  determinar el flujo fraccional de un pozo a la saturación de 50%
- d) Hacer grafica de flujo fraccional

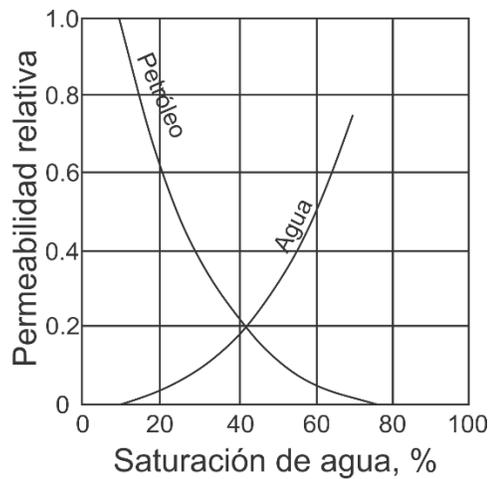
6.- Utilizando la fórmula simplificada de flujo fraccional obtenga las curvas de  $f_w$  vs  $S_w$  para los siguientes datos:

- a) El agua es la fase mojante y  $\mu_o/\mu_w = 2.0$
- b) El agua es la fase mojante y  $\mu_o/\mu_w = 20.0$
- c) El petróleo es la fase mojante y  $\mu_o/\mu_w = 2.0$
- d) El petróleo es la fase mojante y  $\mu_o/\mu_w = 1.0$

Los datos de permeabilidades relativas se muestran en las siguientes gráficas.



Permeabilidades relativas agua-petróleo, para una roca preferentemente mojada por agua.



Permeabilidades relativas agua-petróleo, para una roca preferentemente mojada por agua.

7.- Se está inyectando agua en un yacimiento horizontal donde los efectos capilares se consideran insignificantes. Los datos de permeabilidades relativas se muestran a continuación, a una determinada presión,  $B_o = 1.3$  y  $B_w = 1.0$  Compare las saturaciones promedio de agua con la eficiencia de desplazamiento al momento de la ruptura para los siguientes casos:

$S_w$	$K_{rw}$	$K_{ro}$
0.2	0	0.8
0.25	0.002	0.61
0.3	0.009	0.47
0.35	0.02	0.37
0.4	0.033	0.285
0.45	0.051	0.22
0.5	0.075	0.16
0.55	0.1	0.12
0.6	0.132	0.081
0.65	0.17	0.05
0.7	0.208	0.027
0.75	0.251	0.01
0.8	0.3	0

Caso	$\mu_o$ [cP]	$\mu_w$ [cP]	$\mu_w/\mu_o$
1	50	0.5	0.01
2	5	0.5	0.1
3	0.4	1	2.5

8.- Un yacimiento que va a ser barrido con agua está caracterizado por la siguiente información:

$S_w$ %	$K_{ro}$ [Darcy]	$K_{rw}$ [Darcy]
0	1	0
10	1	0
20	1	0
30	0.94	0
40	0.8	0.04
50	0.44	0.11
60	0.16	0.2
70	0.045	0.3
75	0	0.36
80	0	0.44
90	0	0.68
100	0	1

Viscosidad del aceite	3.4 [cP]	B <sub>w</sub>	1.05
Viscosidad del agua	0.68 [cP]	Permeabilidad absoluta	108 [mD]
porosidad	23 %	q <sub>t</sub>	2975 BPD
γ <sub>o</sub>	0.85	V <sub>p</sub>	507.15X10 <sup>6</sup> [ft <sup>3</sup> ]
γ <sub>w</sub>	1.02	α	30°
Area transversal	315,000 [ft <sup>2</sup> ]	longitud	7000 [ft]
B <sub>o</sub>	1.5		

Calcular tomando despreciables las fuerzas capilares:

- a) flujo fraccional para cada una de las saturaciones y construir la gráfica de flujo fraccional.
- b) Obtener valores de las constantes a y b de la ecuación de Buckley- Leverett
- c) Obtener el tiempo hasta la surgencia.

9.-Un yacimiento de 300 ft de ancho, 69 ft de espesor y 1000 ft de longitud va a ser invadido por agua. La saturación inicial de agua se considera inmóvil. Se propone perforar una hilera de pozos inyectores en uno de los extremos del yacimiento a un gasto de 400 BPD la permeabilidad absoluta es la permeabilidad efectiva del aceite a la saturación de agua irreducible. Datos adicionales:

$$K_{ro} = (1 - S_{wd})^{2.56} \quad K_{rw} = 0.78S_{wd}^{3.72} \quad \text{Donde } S_{wd} = \frac{S_{wi} - S_{or}}{1 - S_{or} - S_{wi}}$$

$$\phi = 20\% \quad S_{wi} = 0.372 \quad \mu_o = 2 \text{ cp} \quad \mu_w = 1 \text{ cp} \quad S_{wr} = 0.21$$

$$B_o = B_w = 1$$

Usando el método de Dykstra y Parsons, la recuperación de aceite para cada estrato y la intrusión fraccional considerando que el yacimiento está formado por 8 estratos con las siguientes permeabilidades:

Estrato No.	Espesor [ft]	Permeabilidad [mD]
1	10	114
2	8	103
3	14	487
4	4	73
5	2	141
6	8	904
7	10	1223
8	13	70

10.- A continuación se muestran los datos de un yacimiento que va a ser invadido con agua, calcule los siguientes datos:

- Intrusión fraccional para cada estrato  $C_i$
- WOR al momento de la irrupción para cada estrato.
- Flujo fraccional al momento de la irrupción.

Estrato No.	Espesor [ft]	Permeabilidad [mD]		
1	1	776	Área [acres]	100
2	1	454	$S_{wi}$ [%]	24
3	1	349	$S_{gi}$ [%]	17
4	1	308	$\phi$ prom [%]	19
5	1	295	Espesor [ft]	10
6	1	282	$K_{ro}$	0.8
7	1	273	$K_{rw}$	0.2
8	1	262	$B_o$	1.215
9	1	228	$B_w$	1.073
10	1	187	$S_{or}$ [%]	22.5
11	1	178	$\mu_w$ [cp]	0.83
12	1	161	$\mu_o$ [cp]	4.34
13	1	159	$Q_i$ agua [bld]	100
14	1	148	$E_a$ [%]	85
15	1	127		
16	1	109		
17	1	88		
18	1	87		
19	1	77		
20	1	49		

11.- Considere un yacimiento que presenta el siguiente perfil de permeabilidades y del cual se sabe que tiene una recuperación primaria del 10%, una saturación de agua inicial del 30% y una razón de movilidad igual a 3

Estrato	Permeabilidad [mD]	Espesor [ft]
1	9.3	1.67
2	73	4.8
3	0.8	1.45
4	142	5.46
5	305	1.47
6	19	3.23
7	37	4.79
8	3.5	2.64

Calcular la recuperación de aceite considerando que el límite económico de producción es una WOR = 25.

12.- Se está planificando una inyección de agua en un yacimiento que tiene un espesor promedio de 10 pies, y el análisis de núcleos realizado en 5 pozos mostro el siguiente perfil de permeabilidades:

Permeabilidad [mD]	Profundidad [ft]
35	2050-2051
51	2051-2052
27	2052-2053
116	2053-2054
60	2054-2055
237	2055-2056
519	2056-2057
98	2057-2058
281	2058-2059
164	2059-2060

Calcular la intrusión fraccional para cada estrato si se considera un valor de 0.8 para la razón de movilidades.

13.- Considere el siguiente yacimiento de petróleo formado por tres estratos como un posible candidato para la inyección de agua, calcular:

- a) El petróleo producido por cada capa
- b) La relación agua aceite para cada uno de los estratos.
- c) La intrusión fraccional C.

$S_{wi} = 0.23$	$S_{oi} = 60 \%$	$E_A = 95\%$
$B_o = 1.073$	$S_{or} = 20\%$	$M = 1.32$
$B_w = 1.000$		

Estrato	Permeabilidad [mD]	Espesor [ft]
1	187	1
2	63	1
3	310	1

El yacimiento contiene 2,000 m<sup>3</sup> de petróleo recuperable en condiciones normales. Este volumen está basado en 3,150 m<sup>3</sup> de petróleo *in situ*, en condiciones normales, en el momento del inicio de la invasión. El gasto de inyección se mantiene constante en 20 m<sup>3</sup>/día.

14.-Se inyecta CO<sub>2</sub> a un yacimiento con el propósito de incrementar el factor de recuperación, calcular la curva de flujo fraccional para el CO<sub>2</sub> así como las constantes a y b de la ecuación de Buckley Leverett. Los datos se muestran a continuación:

$S_g$	$K_{ro}$	$K_{rg}$	Permeabilidad	150
10	0.7	0	porosidad	15
15	0.52	0.0416	$\mu_o$	1
20	0.38	0.076	$\mu_g$	0.054
25	0.28	0.112	angulo	20
30	0.2	0.17	A [ft <sup>2</sup> ]	680000
35	0.14	0.224	Qt [BPD]	5450
40	0.11	0.33	$\rho_o$ [lb/ft <sup>3</sup> ]	60
45	0.07	0.385	$\rho_g$ [lb/ft <sup>3</sup> ]	0.12335
50	0.04	0.4		
62	0	0		

15.- Se dispone a inyectar CO<sub>2</sub> a un yacimiento con los siguientes datos:

S <sub>g</sub> %	K <sub>ro</sub> [mD]	K <sub>rg</sub> [mD]	k	50
0	1	0	porosidad	7
10	0.98	0.01	μ <sub>o</sub>	0.8
20	0.85	0.025	μ <sub>g</sub>	0.065
30	0.65	0.035	ángulo	15
40	0.57	0.09	A [ft <sup>2</sup> ]	548900
50	0.44	0.11	Qt [BPD]	3567
60	0.16	0.2	ρ <sub>o</sub> [lb/ft <sup>3</sup> ]	54.3
70	0.045	0.3	ρ <sub>g</sub> [lb/ft <sup>3</sup> ]	0.1734
75	0.035	0.36		
80	0.02	0.44		
90	0.01	0.68		
100	0	1		

Calcular:

1. Curva de flujo fraccional para el gas inyectado
2. Tiempo de surgencia
3. Constantes a y b de la ecuación de Buckley Leverett

16.- Repetir el ejercicio 14, pero en este ejercicio se inyectará N<sub>2</sub> con una densidad de 1.6 lb/ft<sup>3</sup> y la viscosidad del nitrógeno será de 0.018 cP.

17.- Que se puede concluir después de hacer la comparación de estos dos métodos.

18.-A continuación se muestran los datos de un yacimiento que va a ser invadido con nitrógeno, calcule los siguientes datos:

- a) Tiempo de surgencia del frente de inyección
- b) Constantes a y b de Buckley Leverett
- c) Flujo fraccional al momento de la irrupción.

S <sub>g</sub>	K <sub>ro</sub>	K <sub>rg</sub>	K	2000
10	0.7	0	porosidad	3.8
15	0.52	0.0416	μ <sub>o</sub>	0.6
20	0.38	0.076	μ <sub>g</sub>	0.024
25	0.28	0.112	ángulo	10
30	0.2	0.17	A [ft <sup>2</sup> ]	456721
35	0.14	0.224	Qt [BPD]	18500
40	0.11	0.33	ρ <sub>o</sub> [lb/ft <sup>3</sup> ]	50.34
45	0.07	0.385	ρ <sub>g</sub> [lb/ft <sup>3</sup> ]	0.81
50	0.04	0.4		
62	0	0		

19.- Se cuenta con la siguiente tabla y suponiendo que las fuerzas de presión capilar son despreciables, calcular:

- a) El flujo fraccional de gas y hacer la gráfica de F<sub>g</sub> vs S<sub>g</sub>.
- b) Obtener constantes a y b de la ecuación de Buckley Leverett
- c) Calcular los valores de  $\frac{\partial f_g}{\partial S_g}$
- d) Obtener el tiempo de surgencia

S <sub>g</sub> %	K <sub>ro</sub> [mD]	K <sub>rg</sub> [mD]	k	50
0	1	0	porosidad	12
10	0.98	0.01	μ <sub>o</sub>	1.5
20	0.85	0.025	μ <sub>g</sub>	0.018
30	0.65	0.035	ángulo	37
40	0.57	0.09	A [ft <sup>2</sup> ]	345980
50	0.44	0.11	Qt [BPD]	3541
60	0.16	0.2	ρ <sub>o</sub> [lb/ft <sup>3</sup> ]	49.76
70	0.045	0.3	ρ <sub>g</sub> [lb/ft <sup>3</sup> ]	0.875
75	0.035	0.36		
80	0.02	0.44		
90	0.01	0.68		
100	0	1		

20.- Un yacimiento que va a ser barrido con nitrógeno está caracterizado por la siguiente información

Calcular tomando despreciables las fuerzas capilares:

- a) flujo fraccional para cada una de las saturaciones y construir la gráfica de flujo fraccional.
- b) Obtener valores de las constantes a y b de la ecuación de Buckley- Leverett
- c) Calcular el petróleo recuperado si el gasto de inyección es de 1000 ft<sup>3</sup> por día en 30, 4 y 60 días

S <sub>g</sub> %	K <sub>ro</sub> [mD]	K <sub>rg</sub> [mD]	K	175
0	1	0	porosidad	17
10	0.98	0.01	μ <sub>o</sub>	6
20	0.85	0.025	μ <sub>g</sub>	0.22
30	0.65	0.035	ángulo	100
40	0.57	0.09	A [ft <sup>2</sup> ]	456713
50	0.44	0.11	Qt [BPD]	5986
60	0.16	0.2	ρ <sub>o</sub> [lb/ft <sup>3</sup> ]	65.75
70	0.045	0.3	ρ <sub>g</sub> [lb/ft <sup>3</sup> ]	0.875
75	0.035	0.36	B <sub>o</sub>	1.240
80	0.02	0.44	B <sub>g</sub>	1.273
90	0.01	0.68		
100	0	1		

21.- Se dispone a inyectar nitrógeno a un yacimiento con el fin de aumentar la recuperación de aceite, los datos se muestran a continuación:

Datos adicionales: B<sub>o</sub>=1.45 bbl/bbl      B<sub>g</sub>=1.273 bbl/STB

S <sub>g</sub>	K <sub>ro</sub>	K <sub>rg</sub>	K	0.1
0.2	0.8	0	porosidad	11
0.25	0.61	0.002	μ <sub>o</sub>	11
0.3	0.47	0.009	μ <sub>g</sub>	0.22
0.35	0.37	0.02	ángulo	100
0.4	0.285	0.033	A [ft <sup>2</sup> ]	456713
0.45	0.22	0.051	Qt [BPD]	5986
0.5	0.16	0.075	ρ <sub>o</sub> [lb/ft <sup>3</sup> ]	51.54
0.55	0.12	0.1	ρ <sub>g</sub> [lb/ft <sup>3</sup> ]	0.875
0.6	0.081	0.132	sen 20	0.98

0.65	0.05	0.17
0.7	0.027	0.208
0.75	0.01	0.251
0.8	0	0.3

Calcular:

1. Curva de flujo fraccional para el gas inyectado
2. Tiempo de surgencia
3. Constantes a y b de la ecuación de Buckley Leverett

## Bibliografía

Sylvain J. Pirson. (1965). Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Barcelona: Omega S.A., 45

Craft Hawkins oil reservoir engineering craft Hawkins oil reservoir engineering

Priscila Estefania Ochoa Porchas. (2011). Estudios que determinan la baja recuperación de aceite en los yacimientos. CDMX: UNAM, 50.

William G. Anderson. (octubre 1986). Wettability Literature Survey Part 1: Rock/Oil/Brine interactions and the effects of core handling on Wettability. Journal of Petroleum Technology.

William G. Anderson. (Noviembre 1986). Wettability Literature Survey Part 2: Wettability Measurement. Journal of Petroleum Technology.

Jorge A Arévalo - Cuautli Hernández María Elena. Propiedades de los fluidos petroleros. UNAM, 2004.

Tarek ahmed. (2006). Reservoir engineering handbook. oxford: Elsevier inc.

Ali Danesh. (1998). PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids. Amsterdam: Elsevier.

Jaime Sustentante. Villarruel González. Muestreo y análisis PVT de hidrocarburos, volumen 1. UNAM, 1984.

Héctor Erick Gallardo Ferrera. (2012). Modelo de Flujo por imbibición en yacimientos fracturados. CDMX: UNAM.

J. Ángel Gómez Cabrera, Francisco Becerril Cárdenas, Leobardo Flores Sánchez. (1986). Apuntes de manejo de la producción en la superficie. UNAM CDMX: UNAM

Avitúa Varela Pedro Ángel, Vargas Bermúdez Rafael. (2014). Tesis: Validación de muestreos de fluidos petroleros para su representatividad en el análisis y simulación PVT. Ciudad Universitaria CDMX: UNAM.

Depto. de explotación de petróleo. (1976). Apuntes de recuperación secundaria. Ciudad de México: UNAM.

Magdalena Paris de Ferrer. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Dala S.A.

Rangel, E. (2012). El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos

Lake, L. y Walsh, M.P.; Enhanced Oil Recovery Field Data Literature Research; Universidad de Texas, Austin, E.U.A, 2008.

J. J. Taber, F. D. Martin. (1983). Technical Screening guides for the enhanced recovery of oil. SPE, 12069.

B.C. Craft, M.F. Hawkins, Jr.. (1964). Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Madrid: Tecnos.

Cuautli Hernández María Elena. Propiedades de los fluidos petroleros y aplicaciones, volumen 1. UNAM.

Rafael Rodríguez Nieto. (1975). Apuntes de principios de mecánica de Yacimientos. CDMX: UNAM.

Brown, R. J. S. and Falt, I.: "measurements of fractional Wettability of Oilfield Rocks by the nuclear magnetic relaxation method", Trans. AIME (1956)

González Pérez Iván, Villanueva Medina Jonatán. (2011). Método predictivo para el proceso de recuperación de aceite pesado por inyección de vapor "Huff and Puff". CDMX: UANM.

Forrest F. Craig Jr.. (1982). Aspectos de ingeniería de la inyección de agua. New York: SPE.

María Elena Cuautli Hernández. (2015). Recuperación adicional de hidrocarburos un enfoque práctico. Mexico D.F.: UNAM.

James T. Smith, William M. Cobb. (1997). Waterflooding. Petroleum Technology Transfer Council (U.S.). Midwest Office. Champaign.

American Petroleum Institute. (1995). Sampling. Manual of Petroleum Measurement Standards.

Craig, F. J. (1971). The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Dallas, Tex. USA: American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers, Inc.

Maribel Cuevas Rivero, Nayeli Ortiz Dorantes. (2011). Análisis de riesgo económico de los métodos de recuperación secundaria y mejorada (aplicación para un campo marino). Ciudad universitaria, México D.F.: UNAM, Facultad de ingeniería.

Mena Hernández Simón Pedro. (2010). Pruebas de doble desplazamiento en núcleos de la brecha del paleoceno. Ciudad de México: UNAM.

Tom Bratton, Dao Viet Canh, Nguyen Van Que, Nguyen V. Duc, Paul Gillespie, David Hunt, Bingjian Li, Richard Marcinew, Satyaki Ray, Bernard Montaron, Ron Nelson, David Schoderbek, Lars Sonneland. (2006). La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. Oilfield Review, 4-25.

Tianguang Fan and Jill S. Buckley. (mayo 2002). Rapid and Accurate SARA Analysis of Medium Gravity Crude Oils. Energy & Fuels, 12345, 1571-1575.

Tianguang Fan, Jill S. Buckley, Jianxin Wang . (2002). Evaluating Crude Oils by SARA analysis. SPE international, paper 75228, 1-7.

E.J. Manrique, V.E. Muci, M.E. Gurfinkel (2007), "EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States" Paper SPE 100063.

F. Tabasinejad, R. Karrat, SPE, Petroleum U. of technology. (2006). Feasibility study of in-situ combustion in naturally fractured heavy oil reservoirs. SPE,

Karen Bybee (Assistant Technology Editor). (abril 2007). Steam Injection in Fractured Carbonate Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, 59.

Jianxin Wang, Jill S. Buckley. (2002). Evaluating Crude Oils by SARA Analysis. Nuevo México: SPE.

William D. McCain, Jr.. (1990). The properties of petroleum fluids . Tulsa, aklahoma: pennwell books.

D. Beliveau and D.A. Payne, Shell Canada Ltd.. (1991). Analysis of a Tertiary CO<sub>2</sub> Flod Pilot in a Naturally Fractured Reservoir. SPE, 22947.

E. Rogel, O. León, J. Espidel, PDVSA-INTEVEP, and J. Gonzales, UM. (1999). Asphaltene Stability in Crude Oils. SPE, 53998.

O. Izgec and B. Demiral, METU; H. Bertin, Laboratorie TREFLE, and S. Akin, METU. (2005). CO<sub>2</sub> Injection in Carbonates. SPE, 93773, 1-9.

R.S. Seright, SPE, New Mexico Petroleum Recovery Research Center; and Mac Seheult, SPE, and Todd Talashek, SPE, CP Kelco. (2009). Injectivity Characteristics of EOR Polymers. SPE, 115142, 783-792.

Da Huo, Bin Gong, Peking U.. (2010). Discrete Modeling and Simulation on Potential Leakage Through Fractures in CO<sub>2</sub> Sequestration. SPE, 135507, 1-16.

T. Babadagli, SPE, Sultan Qaboos University. (2001). Selection of Proper EOR Method for Efficient Matrix Recovery in Naturally Fractured Reservoirs. SPE, 69564, 1-16.

Philip D. White and Jon T. Moss. (1983). Thermal Recovery Methods. Tulsa Oklahoma: PennWell Books.

E.C. Donalson, G.V. Chilingarian, T.F. Yen. (1989). Enhanced Oil Recovery, II Processes and Operations. Amsterdam: Elsevier Science Publishers B.V.

L. P. Dake. (2001). The Practice of Reservoir Engineering (revised edition). Amsterdam: Elsevier Science B.V.

Dr. Fernando Rodríguez de la Garza, M. en I. Agustina P. Galindo Nava. (2000). Fundamentos de Simulación Numérica de Yacimientos. CDMX UNAM: Facultad de Ingeniería UNAM.

Dulce Stephanie Márquez Leonel. (2016). Recuperación Mejorada Mediante el uso de Energía Geotérmica. Ciudad universitaria CDMX: Facultad de ingeniería UNAM.