



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“EL FACTOR DE RECUPERACIÓN; LA INCERTIDUMBRE EN SU
CÁLCULO”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

DIEGO ALBERTO MARTÍNEZ GARCÍA

DIRECTOR DE TESIS:

ING. ISRAEL CASTRO HERRERA



CIUDAD UNIVERSITARIA

2016

ÍNDICE

	<i>Página</i>
OBJETIVO	4
RESUMEN	4
INTRODUCCIÓN	4
1- EL FACTOR DE RECUPERACIÓN	6
1.1. DEFINICIÓN Y TIPOS	6
1.2. ELEMENTOS QUE INFLUYEN EN EL FACTOR DE RECUPERACIÓN	9
1.3. FACTOR DE RECUPERACIÓN EN MÉXICO Y EL MUNDO	10
1.4. INCERTIDUMBRE EN LA INDUSTRIA PETROLERA.....	15
2- CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	18
2.1. ECUACIÓN DE AFLUENCIA	18
2.2. GEOMETRÍA DE FLUJO.....	20
2.3. REGIMENES DE FLUJO	22
2.4. AFLUENCIA EN POZOS DE ACEITE BAJOSATURADO	25
2.5. AFLUENCIA EN POZOS DE ACEITE SATURADO.....	27
2.6. AFLUENCIA EN POZOS DE GAS	34
2.7. FACTOR DE DAÑO.....	37
2.8. DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	42
3- CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS IN-SITU	50
3.1. MÉTODOS VOLUMÉTRICOS.....	50
3.2. ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA (EBM)	59
4- RECUPERACIÓN PRIMARIA, SECUNDARIA Y MEJORADA	64
4.1. RECUPERACIÓN PRIMARIA.....	64
4.2. RECUPERACIÓN SECUNDARIA	66
4.3. RECUPERACIÓN MEJORADA (EOR).....	70
CONCLUSIONES	81
RECOMENDACIONES	81
ÍNDICE DE FIGURAS	82

ÍNDICE DE GRÁFICAS.....	84
ÍNDICE DE TABLAS	84
NOMENCLATURA.....	85
BIBLIOGRAFÍA.....	88

OBJETIVO

Entender el Factor de Recuperación, qué es, cómo se calcula y la inherente incertidumbre de los parámetros usados para su cálculo con el fin de usarlo correctamente.

RESUMEN

Esta tesis analiza el concepto del Factor de Recuperación. Éste simple parámetro utilizado en la industria petrolera, está sujeto a la incomprensión y el mal uso. Además de cambiar continuamente a través de la vida productiva de un campo, la estimación del Factor de Recuperación se ve afectada por la incertidumbre geológica, de producción, financiera e incertidumbre en el cálculo de volúmenes de hidrocarburos (incertidumbre volumétrica), así como por deficiencias tecnológicas, prácticas comerciales y decisiones políticas. En la actualidad, la información necesaria para evaluar plenamente el Factor de Recuperación no está determinada de manera correcta, auditada o reportada, lo que hace imposible producir estadísticas globales de los campos.

INTRODUCCIÓN

Para satisfacer la creciente demanda de energía del mundo durante las siguientes décadas, el agregar sustancialmente nuevas reservas de aceite no será solo una opción, sino será necesario. Una de las diferentes maneras de alcanzar esto, es mediante el mejoramiento de la eficiencia de recuperación de los campos productores. Esto significa producir una fracción más de la enorme cantidad de aceite que frecuentemente se deja en el yacimiento. El Factor de Recuperación promedio para los campos de aceite es aproximadamente del 35%. Esto significa que cerca de dos tercios del aceite descubierto se dejan en el yacimiento. Tenemos debajo de nuestros pies, enormes prospectos para incorporar nuevas reservas. El mejoramiento de la recuperación desde yacimientos conocidos en tan sólo 1% implicaría la incorporación de aproximadamente 10 mil millones de barriles de petróleo equivalente al volumen de reservas mundiales.

Los Factores de Recuperación de petróleo varían considerablemente entre las diferentes regiones del mundo y en los distintos yacimientos, oscilando de menos del 5% a más del 80%. La geología, las propiedades de la roca, de los fluidos y del sistema roca-fluido inciden en la recuperación final de cada yacimiento y estas propiedades son difíciles de modificar salvo en la zona vecina al pozo. No obstante, el correcto manejo de los campos petroleros puede mejorar el Factor de Recuperación mediante el abordaje de las condiciones existentes en la vecindad del pozo y del

yacimiento en conjunto. Por ejemplo, Statoil incrementó el Factor de Recuperación Final del campo Statfjord de 49% en 1986 a casi 66% en el año 2000, y tiene expectativas de lograr una recuperación del 68%. Durante el mismo período, el Factor de Recuperación del campo Gullfaks perteneciente a la misma compañía, aumentó de 46% a 54%, con una expectativa futura del 62%. Statoil atribuye estas mejoras a la efectividad del manejo de recursos y a la aplicación de tecnología apropiada.

CAPÍTULO 1- EL FACTOR DE RECUPERACIÓN

1.1.DEFINICIÓN Y TIPOS

En la actualidad la administración de yacimientos requiere de un conocimiento inicial de los volúmenes originales de aceite y gas in-situ, además de la cantidad recuperable de dichos volúmenes. Lo anterior con el fin de diseñar una estrategia de explotación adecuada.

El Oilfield Glossary de Schlumberger define al Factor de Recuperación como: “*Cantidad recuperable de hidrocarburos existentes en el lugar*”, normalmente se expresa en forma porcentual y se calcula de la siguiente manera:

$$\text{FR a la Fecha de Cálculo} = \frac{\text{Producción acumulada de aceite o gas a esa fecha (Np, Gp)}}{\text{Volúmen original de aceite o gas en el yacimiento (N, G)}} \quad (1.1)$$

Las unidades de la producción acumulada y del volumen original son comúnmente barriles de petróleo crudo equivalente a condiciones estándar. En el caso de yacimientos de gas, se usa indistintamente millones de pies cúbicos de gas o se convierte el gas a barriles de petróleo crudo equivalente, ambos a condiciones de estándar.

En la industria también es de uso común calcular el Factor de Recuperación Final o Último Esperado al término de la vida del yacimiento, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$\text{FR Final Esperado (FRF)} = \frac{\text{Prod. acumulada final esperada de aceite o gas (Np, Gp Final)}}{\text{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento (N, G)}} \quad (1.2)$$

Las unidades son las mismas mencionadas anteriormente. La producción acumulada final esperada se puede obtener de varias maneras, a continuación se mencionan las dos más utilizadas:

- a) Np o Gp Finales = Producción acumulada a la fecha de cálculo + Reservas Probadas
- b) Np o Gp Finales = Producción acumulada a la fecha de cálculo + Reservas Probadas + Reservas Probables

Tanto la producción acumulada como la producción acumulada final esperada de aceite y gas se calculan por medio de datos de producción de los pozos del campo o yacimiento y, dependen de diversos factores:

- Espesor del yacimiento
- Porosidad
- Permeabilidad de la roca
- Saturaciones

- Viscosidad del fluido
- Caídas de presión
- Tecnología usada para la explotación del campo o yacimiento
- Otros

El volumen original de aceite y gas se puede obtener de diferentes maneras:

- Métodos volumétricos
 - Método de Isopacas
 - Método de Cimas y Bases
 - Método de Isohidrocarburos
- Balance de Materia
- Caracterización Dinámica de Yacimientos
- Simulación Matemática/Numérica
- Métodos Estadísticos
 - Método de Montecarlo

La **Figura 1.1** muestra el método usado para el cálculo del volumen original de aceite y gas, dependiendo de la etapa de desarrollo del campo o yacimiento:

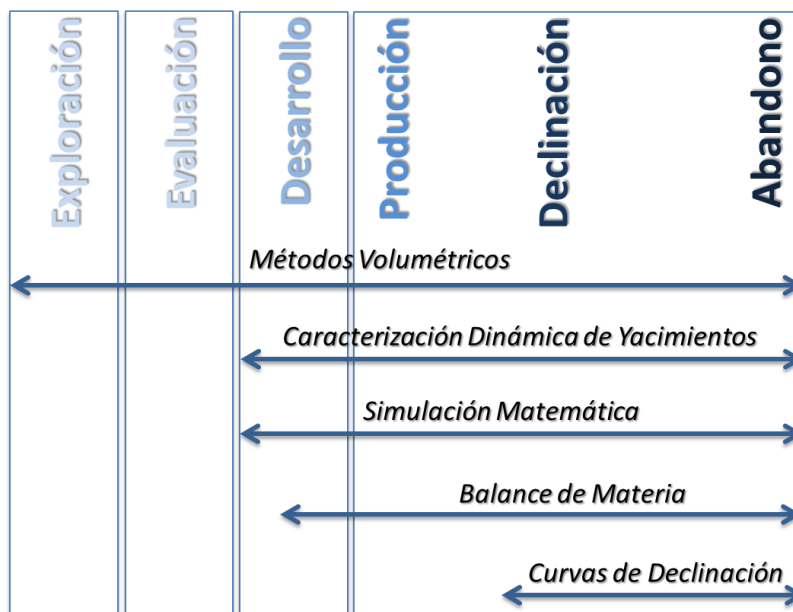


Figura 1.1- Método de cálculo del volumen original de hidrocarburos dependiendo de la etapa de desarrollo del campo o yacimiento.

Como se puede notar, el valor o estimación del Factor de Recuperación de un campo o yacimiento está en función de factores técnicos, económicos, operativos, comerciales, entre otros. A continuación solo se mencionan algunos de ellos; se hablará con mayor detalle más adelante:

- Parámetros geológico-petrofísicos
- Método de Cálculo
- Conocimiento de la Tecnología
- Tecnología empleada para la explotación
- Prácticas operativas de explotación
- Etapa de explotación en la que se encuentra
- Tiempo en producción
- Costos de producción
- Precio del petróleo

Éstos cambian con el tiempo por lo que no se puede considerar un Factor de Recuperación único o definitivo en un proyecto de explotación.

En el **Figura 1.2** se mencionan algunos elementos que influyen en el valor del Factor de Recuperación y si están asociados o no al yacimiento.

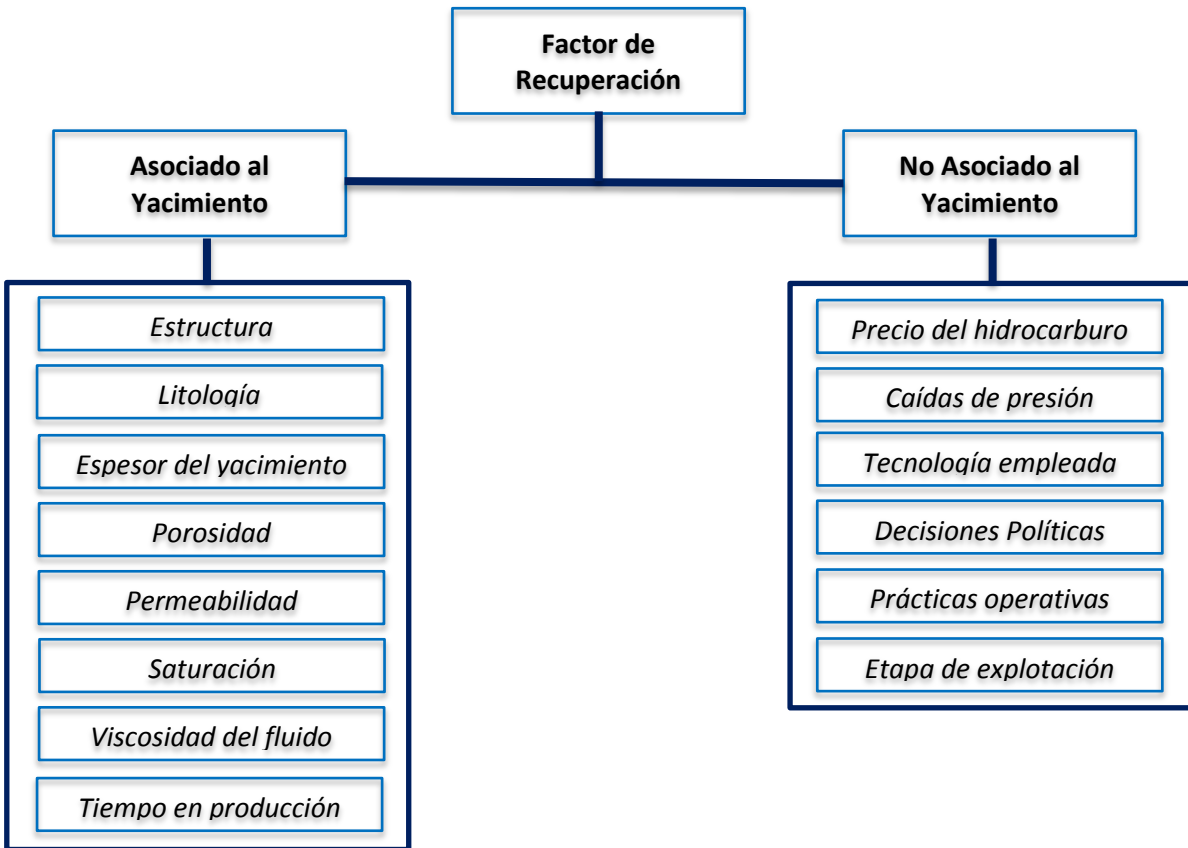


Figura 1.2- Diagrama de elementos que afectan el valor del Factor de Recuperación.

Cabe mencionar que una adecuada explotación de un campo se inicia aplicando los conceptos de la Administración Integral de Yacimientos, los cuales incluyen la formación de equipos multidisciplinarios o interdisciplinarios, para poder obtener los máximos Factores de Recuperación posibles. Los casos más exitosos que ha tenido la industria petrolera en la explotación de yacimientos, son aquellos en los que se empleó un equipo multidisciplinario para administrarlo.

1.2.ELEMENTOS QUE INFLUYEN EN EL FACTOR DE RECUPERACIÓN

A continuación se hablará de manera resumida de algunos elementos que influyen en el Factor de Recuperación como lo son las etapas de explotación en las que se encuentra el campo o yacimiento, y de las prácticas operativas que se llevan a cabo para la explotación de los mismos.

1.2.1. ETAPAS DE EXPLOTACIÓN

Tradicionalmente, los procesos de explotación se han dividido en tres categorías, de acuerdo a su orden cronológico: Primaria, Secundaria y Mejorada. Actualmente se ha considerado una cuarta etapa de explotación definida como Recuperación Avanzada.

1.2.1.1. RECUPERACIÓN PRIMARIA

Esta etapa comienza desde el inicio de la explotación de un campo o yacimiento y es aquella en la cual se aprovecha la energía natural con la que cuenta el campo. En esta etapa se puede considerar el empleo de tecnologías en el pozo como el uso de sistemas artificiales de producción de varios tipos, el fracturamiento hidráulico de la formación, así como en el área de perforación, el empleo de pozos horizontales y multilaterales.

1.2.1.2. RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Durante esta etapa, el objetivo es inyectar al yacimiento energía adicional, ya sea a través de inyección de agua o gas natural, ambos procesos para mantenimiento de presión o como métodos de desplazamiento de fluidos dentro del yacimiento. Durante esta etapa, también se pueden emplear tecnologías como sistemas artificiales de producción, fracturamiento hidráulico de la formación, pozos horizontales y/o multilaterales.

1.2.1.3. RECUPERACIÓN MEJORADA (EOR)

En esta etapa se requiere implantar otros métodos de explotación para aumentar los Factores de Recuperación de aceite y gas. Estos métodos inyectan 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. Dichos métodos se clasifican en: Térmicos (Inyección de vapor o inyección de aire), químicos (inyección de polímeros o surfactantes, para reducir la tensión interfacial), o gases miscibles (Como CO₂ y nitrógeno, este último como proceso miscible o inmiscible).

1.2.1.4. RECUPERACIÓN AVANZADA (IOR)

La recuperación avanzada se refiere a cualquier técnica de recuperación utilizada para incrementar la recuperación de aceite y gas por cualquier medio posible. Dichas técnicas pueden incluir a la recuperación secundaria y los métodos EOR; sin embargo, también abarcan un amplio rango de actividades de ingeniería petrolera, como estrategias operacionales relacionadas con incrementar la eficiencia de barrido con pozos de relleno, pozos horizontales, polímeros para el control de la movilidad, así como prácticas de caracterización y administración avanzada de yacimientos.

1.2.2. PRÁCTICAS OPERATIVAS

La industria petrolera en todas partes del mundo, incluido México, ha determinado que uno de los elementos que afectan al Factor de Recuperación de los yacimientos es la manera en la que se producen los mismos, es decir, de los ritmos de producción que se obtuvieron y de la manera en que se aprovechó la energía que contenía el yacimiento al momento de descubrirlo.

El caso más común de prácticas operativas que afectan al Factor de Recuperación Final de los yacimientos, es el relacionado con la falta de aplicación de métodos de recuperación secundaria o mejorada durante la explotación de los mismos.

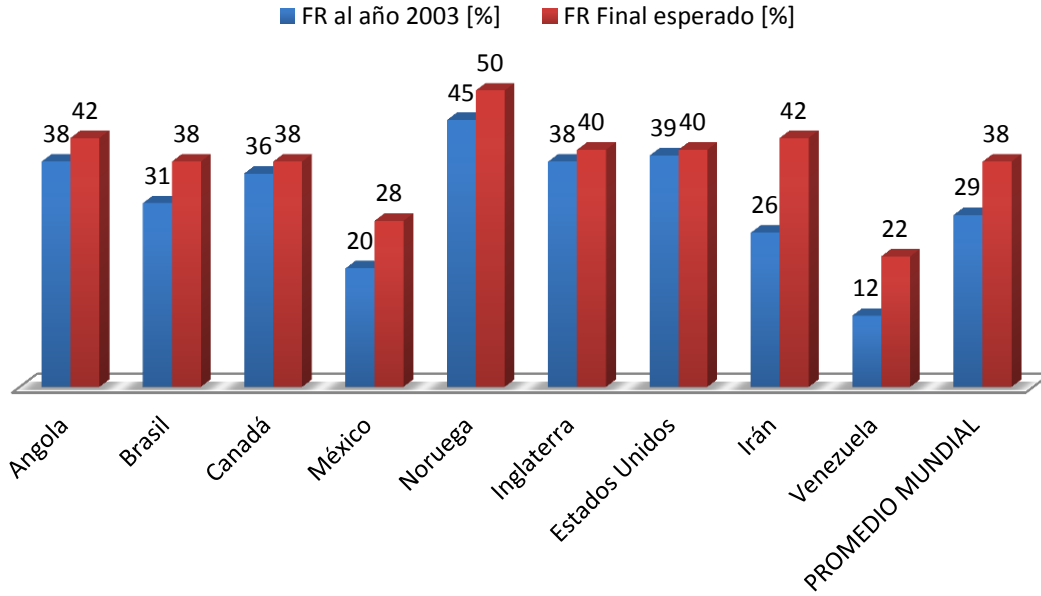
Estos métodos, deben ser implantados en los yacimientos y campos no muy tarde en su vida productiva, con el propósito de inyectar energía a los mismos, antes de agotar casi totalmente la energía natural que contenían. Se ha demostrado en muchos casos en el mundo, que la aplicación de métodos de recuperación secundaria de manera tardía a los campos, ha sido uno de los factores críticos para obtener menores recuperaciones finales de los mismos. Es por esto que se debe romper con la idea de la explotación cronológica o tradicional de un yacimiento.

1.3.FACTOR DE RECUPERACIÓN EN MÉXICO Y EL MUNDO

1.3.1. FACTOR DE RECUPERACIÓN PROMEDIO MUNDIAL

En general, existe poca información publicada acerca de los Factores de Recuperación en el mundo. La mayoría de las veces, cuando se menciona el valor del Factor de Recuperación que se está obteniendo, tanto países como las compañías petroleras solo se mencionan algunos valores promedio. En casi todos los casos, no se explica la metodología de cálculo que se utilizó para obtenerlo, ni si se refieren a Factores de Recuperación Actuales o Finales.

En Diciembre de 2003, Leif Magne Meling de Statoil, presentó un trabajo en el 2° Regional Meeting del World Petroleum Congress, señalando los Factores de Recuperación de varios países. No explica su metodología de cálculo, pero si presenta los Factores de Recuperación obtenidos hasta esa fecha, así como los finales esperados. Algunos valores se presentan en la **Gráfica 1.1**:



Gráfica 1.1- Factores de Recuperación de algunos países.

Es importante señalar que para hacer comparaciones de valores del Factor de Recuperación, estos deben haber sido calculados de la misma manera, de lo contrario, no tiene ningún sentido hacerlas.

1.3.2. FACTOR DE RECUPERACIÓN EN MÉXICO

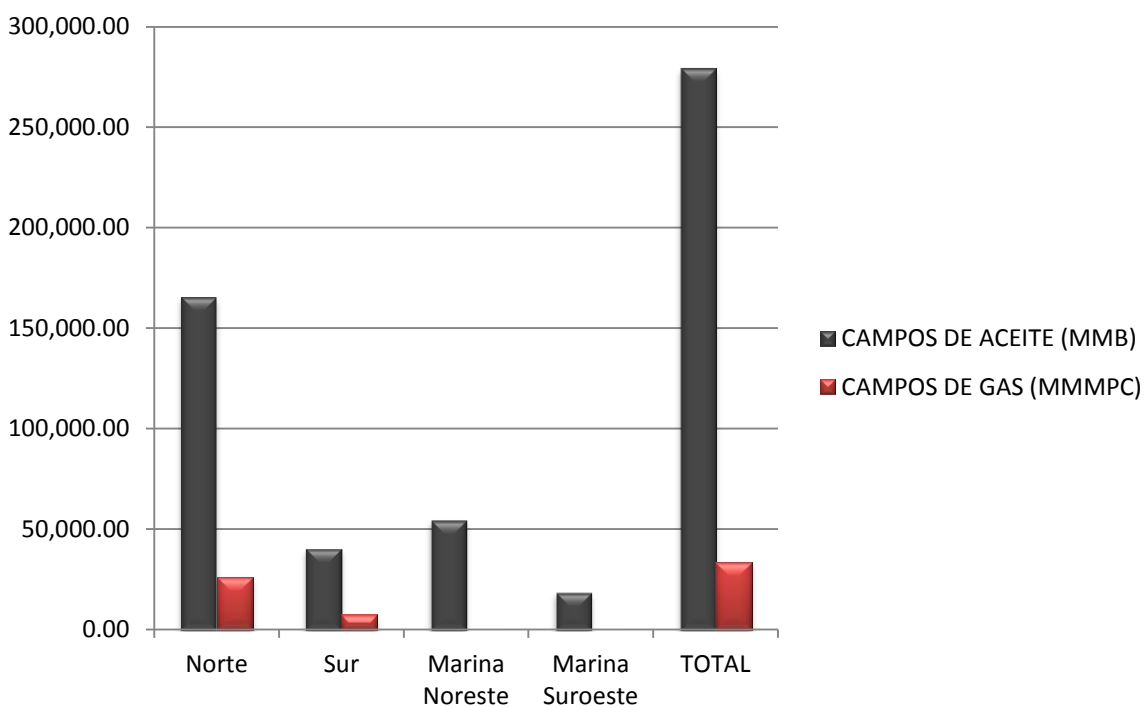
De acuerdo al inciso a) del Artículo 3° de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), una de las atribuciones de ésta es: *“elevar el índice de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables, de pozos, campos y yacimientos abandonados, en proceso de abandono y en explotación”*.

A petición de la CNH, Pemex Exploración y Producción (PEP) entregó una base de datos con la información necesaria para calcular el Factor de Recuperación de todos los campos del país, la cual está clasificada por Región y por Activo.

Para calcular el Factor de Recuperación de los campos de aceite, se obtuvo el cociente de la producción acumulada de crudo entre el volumen original de crudo de cada campo en barriles, ambos a condiciones de superficie. Para los campos de gas, se dividió la producción acumulada de gas entre su correspondiente volumen original de gas en pies cúbicos, también a condiciones de superficie. Para calcular los Factores de Recuperación a nivel Nacional, por Región y Activo se sumó la producción acumulada a nivel Nacional, de cada Región y de cada Activo, dividiéndose entre la suma del volumen original respectivo, tanto para campos de aceite como de gas. Los resultados obtenidos por la CNH, se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 1.1 – Volumen original in-situ por Región.

REGIÓN	CAMPOS DE ACEITE (MMB)	CAMPOS DE GAS (MMMPC)
Norte	165,420.3	25,970.6
Sur	40,553.4	7,268.8
Marina Noreste	54,652.5	0.0
Marina Suroeste	18,836.3	0.0
TOTAL	278,994.6	33,239.4

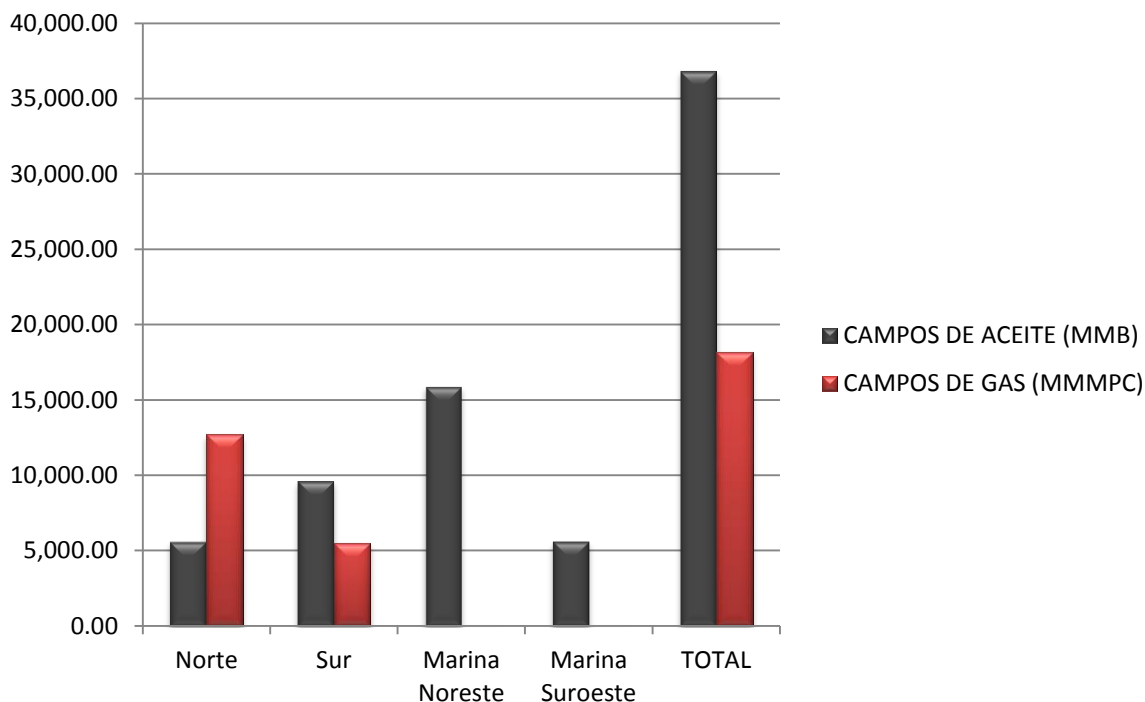


Gráfica 1.2- Representación gráfica de la Tabla 1.1.

Cabe mencionar que del volumen original in-situ correspondiente a la Región Norte, 82.68 % (136,783.6 mmb) corresponden al Activo Aceite Terciario del Golfo.

Tabla 1.2 – Producción acumulada por Región.

REGIÓN	CAMPOS DE ACEITE (MMB)	CAMPOS DE GAS (MMMPC)
Norte	5,624.9	12,687.8
Sur	9,652.2	5,511.4
Marina Noreste	15,919.0	0.0
Marina Suroeste	5,653.0	0.0
TOTAL	36,849.1	18,199.1



Gráfica 1.3- Representación gráfica de la Tabla 1.2.

Con esta información al 1° de enero de 2009 a nivel nacional, el Factor de Recuperación para los campos de aceite es de 13.2 por ciento y para los campos de gas es de 54.8 por ciento. Sin tomar en cuenta el Activo Aceite Terciario del Golfo el Factor de Recuperación para los campos de aceite del país es de 25.8 por ciento.

1.3.2.1. FACTOR DE RECUPERACIÓN POR REGIÓN

El Factor de Recuperación por Región para los campos de aceite, sin tomar en cuenta el Activo Aceite Terciario del Golfo, es el siguiente:

Tabla 1.3 – Factores de Recuperación para campos de aceite y gas por Región.

REGIÓN	FR ACEITE [%]	FR GAS [%]
Marina Noreste	29.1	0
Marina Suroeste	30.8	0
Sur	23.8	75.8
Norte	19.0	48.9

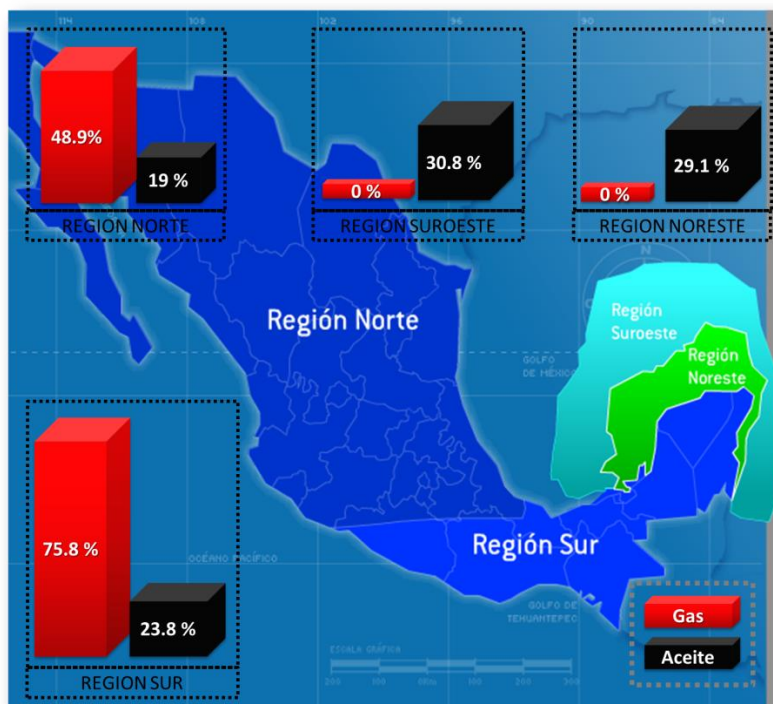


Figura 1.3- Representación gráfica de la Tabla 1.3. Valores en porcentaje.

1.3.2.2. FACTOR DE RECUPERACIÓN POR ACTIVO

Tabla 1.4 – Factores de Recuperación para campos de aceite por Activo.

REGIÓN	ACTIVO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	37.5
Marina Noreste	Cantarell	35.2
Sur	Bellota-Jujo	24.7
Sur	Cinco Presidentes	24.4
Sur	Samaria-Luna	23.7
Sur	Muspac	22.8
Norte	Poza Rica-Altamira	19.3
Marina Noreste	Ku-Maloob-Zaap	15.7
Marina Sureste	Litoral de Tabasco	9.7
Veracruz	Veracruz	9.0
Sur	Macuspana	7.3
Norte	Aceite Terciario del Golfo	0.1

Tabla 1.5 – Factores de Recuperación para campos de gas por Activo.

REGIÓN	ACTIVO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Sur	Macuspana	75.8
Norte	Veracruz	51.7
Norte	Burgos	50.2
Norte	Poza Rica-Altamira	7.9

Con todo lo mencionado anteriormente surge la necesidad de entender a detalle el Factor de Recuperación, qué es, cómo se calcula y la incertidumbre inherente a los parámetros de los que se deriva, así como su comportamiento a través del tiempo. Ya que del valor de éste parámetro se derivan cuestiones y decisiones tanto técnicas como económicas, repercutiendo más en estas últimas.

1.4. INCERTIDUMBRE EN LA INDUSTRIA PETROLERA

El nivel de conocimiento acerca de un proceso específico puede variar desde el extremo de no saber absolutamente nada acerca del mismo (ignorancia total), hasta el extremo de llegar a entender y modelar completamente su comportamiento (certidumbre total).

El escenario más común es el de la incertidumbre, es decir, disponer de un nivel de conocimiento que es mayor que la ignorancia total pero que no alcanza el estado de certidumbre total. El grado de separación entre nuestro nivel de conocimiento del proceso y el estado de certidumbre total se define como nivel de incertidumbre.

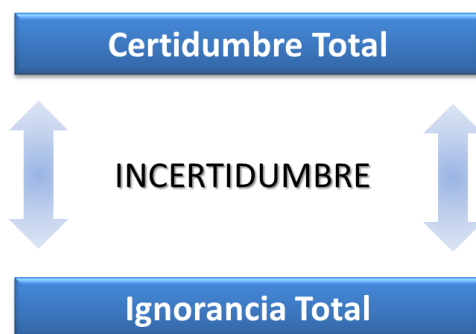


Figura 1.4- Incertidumbre.

La incertidumbre es una medida de la inseguridad o grado de desconocimiento acerca de una variable, proceso o fenómeno bajo estudio.

Al preguntarnos ¿Hay un yacimiento Petrolero?, ¿Cuánto hidrocarburo existe en él?, ¿Cuánto de éste hidrocarburo es extraíble?, ¿Qué mecanismos de producción se asocian?, ¿Durante cuánto tiempo puede producir el yacimiento?, ¿Cómo manejar la producción en superficie?, ¿Qué tan rentable es el negocio?, nos podemos dar cuenta que en la industria petrolera existen diferentes tipos de incertidumbre, las cuales se mencionan a continuación:

Incertidumbre Geológica	<ul style="list-style-type: none">• Roca Madre• Roca Sello• Trampa• Migración
Incertidumbre Volumétrica	<ul style="list-style-type: none">• Volumen Original• Curvas de Declinación• Balance de Materia• Simulación Numérica
Incertidumbre de Producción	<ul style="list-style-type: none">• Mecanismos de producción<ul style="list-style-type: none">○ Expansión Roca-Fluido○ Gas en Solución○ Capa de Gas○ Influjo de Agua○ Segregación Gravitacional• Tecnología de Perforación• Tipo de Terminación• Incertidumbres operacionales• Sistemas Artificiales de Producción• Métodos de Recuperación Secundaria• Métodos de Recuperación Mejorada• Instalaciones de Producción• Ingeniería de Producción• Flexibilidad de Operaciones
Incertidumbre Financiera	<ul style="list-style-type: none">• Precio de Venta del Hidrocarburo• Costo de Producción• Costo de Mantenimiento• Variables Macroeconómicas

En la industria petrolera la incertidumbre proviene de:

- Nivel de conocimiento del sistema o proceso
 - Obtención de datos (cantidad y calidad, tecnología empleada para la obtención)
 - Modelos usados
 - Experiencia en la interpretación de datos

- Variabilidad inherente del sistema o proceso
 - Heterogeneidades
 - Comportamiento aleatorio

Existen diferentes opciones en la toma de decisiones en presencia de incertidumbre:

- *Ignorarla*: Esta opción es la que mayor riesgo conlleva, muestra dependencia del factor suerte y lleva a sub- o sobre-estimaciones.
- *Tratarla*: Conlleva altos costos en sistemas de información.
- *Considerarla en el análisis y cuantificarla*: Sin duda, la mejor opción. Es aquí en donde la administración de la incertidumbre toma lugar. Ésta se define como: El arte de tomar decisiones cuantificando aquello que no se observa a simple vista, evaluando su impacto en el modelo de decisión y mejorando nuestro nivel de conocimiento, cuando ella es técnicamente factible y económicamente rentable.

En los siguientes capítulos se analizan las variables que intervienen en el cálculo del Factor de Recuperación y la incertidumbre que conllevan.

CAPÍTULO 2- CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

En este capítulo se analiza a detalle la producción de aceite y gas; variable que interviene en el cálculo del Factor de Recuperación (Ec. 1.1), así como los diferentes métodos para calcularla.

En esta parte se intenta enfatizar y analizar los factores que gobiernan el flujo de los fluidos de la formación productora hasta el pozo, considerando flujo laminar, es decir, que la Ley de Darcy se cumple. También, se analiza el comportamiento para pozos de gas, en donde no se cumple la Ley de Darcy, es decir, se tiene flujo “No Darciano” o no laminar.

2.1.ECUACIÓN DE AFLUENCIA

En ingeniería petrolera se utiliza con mucha frecuencia la Ley de Darcy, ya que es la ecuación de afluencia básica que nos permite describir el comportamiento de flujo de hidrocarburos desde el yacimiento hasta el pozo.

Para establecer la ley que lleva su nombre, Henry Darcy en el año de 1856 realizó un experimento relativamente simple. En un recipiente lleno de arena, hizo fluir agua a través del empacamiento hasta saturarlo completamente (**Figura 2.1**).

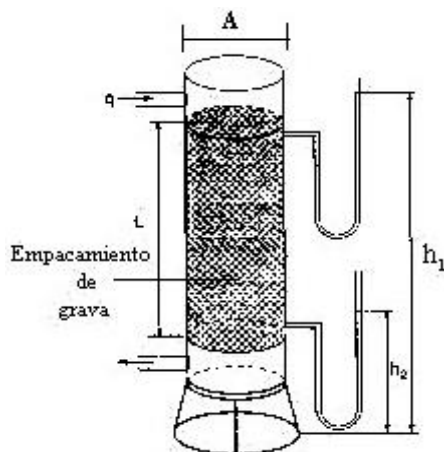


Figura 2.1- Experimento de Darcy. Fuente: *Economides, Petroleum Production System, Prentice Hall, 1994.*

Darcy encontró que la velocidad de un fluido a través de un medio poroso es proporcional al gradiente de presión, $\frac{dp}{dx}$, e inversamente proporcional a la viscosidad, μ , llegando a establecer la siguiente expresión:

$$V = Cte \frac{dp}{dx} \quad (2.1)$$

En el año de 1936 Wycoff y Muskat, establecieron que la constante de proporcionalidad de la Ley de Darcy puede ser expresada en términos de la viscosidad y permeabilidad, dos propiedades correspondientes al sistema roca-fluido. De esta forma, la Ec. 2.1 queda expresada como se conoce en la actualidad la Ley de Darcy.

$$V = -\frac{k dp}{\mu dx} \quad (2.2)$$

Sabiendo que el gasto volumétrico es:

$$q = V A \quad (2.3)$$

Al sustituir la Ec. 2.2 en la Ec. 2.3, la Ley de Darcy queda expresada en términos de gasto volumétrico:

$$q = V A = -\frac{kA dp}{\mu dx} \quad (2.4)$$

Dónde:

A:	Área total transversal de flujo	[cm ²]
k:	Permeabilidad absoluta del medio poroso	[Darcy]
q:	Gasto volumétrico a condiciones de flujo	$\left[\frac{\text{cm}^3}{\text{seg}}\right]$
V:	Velocidad del fluido	$\left[\frac{\text{cm}}{\text{seg}}\right]$
μ:	Viscosidad del fluido	[cp]
$\frac{dp}{dx}$:	Gradiente de presión en dirección del flujo	$\left[\frac{\text{atm}}{\text{cm}}\right]$

Tabla 2.1- Unidades utilizadas con mayor frecuencia en la Ley de Darcy

UNIDADES					
<i>Variable</i>	<i>Símbolo</i>	<i>S.I.</i>	<i>Darcy</i>	<i>Campo</i>	<i>Ingles</i>
Gastos	q	$\left[\frac{\text{m}^3}{\text{seg}}\right]$	$\left[\frac{\text{m}^3}{\text{seg}}\right]$	$\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}}\right]$	$\left[\frac{\text{pie}^3}{\text{seg}}\right]$
Permeabilidad	K	[m ²]	[Darcy]	[mD]	[mD]
Área	A	[m ²]	[cm ²]	[m ²]	[pie ²]
Presión	P	[Pa]	[atm]	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}\right]$	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \text{ abs}\right]$
Viscosidad	μ	[Pa·seg]	[cp]	[cp]	$\left[\frac{\text{lb} \cdot \text{seg}}{\text{pie}^2}\right]$
Longitud	L	[m]	[cm]	[pie]	[pie]

El signo negativo asociado en la Ec. 2.2 y Ec. 2.4, se debe a que si dx es medido en la dirección de flujo, la presión P declina conforme x se incrementa. Esta declinación dará como resultado un

valor negativo para $\frac{dp}{dx}$ por consiguiente, el signo deberá ser incluido en la ecuación para asegurar que la velocidad (V) y el gasto (q), sean positivos.

La Ley de Darcy, sólo es válida bajo las siguientes consideraciones:

- Medio homogéneo e isótropo.
- Medio poroso saturado al 100% por un fluido de viscosidad constante.
- Temperatura constante.
- Flujo laminar.

2.2. GEOMETRÍA DE FLUJO

En el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo se han observado diferentes geometrías de flujo:

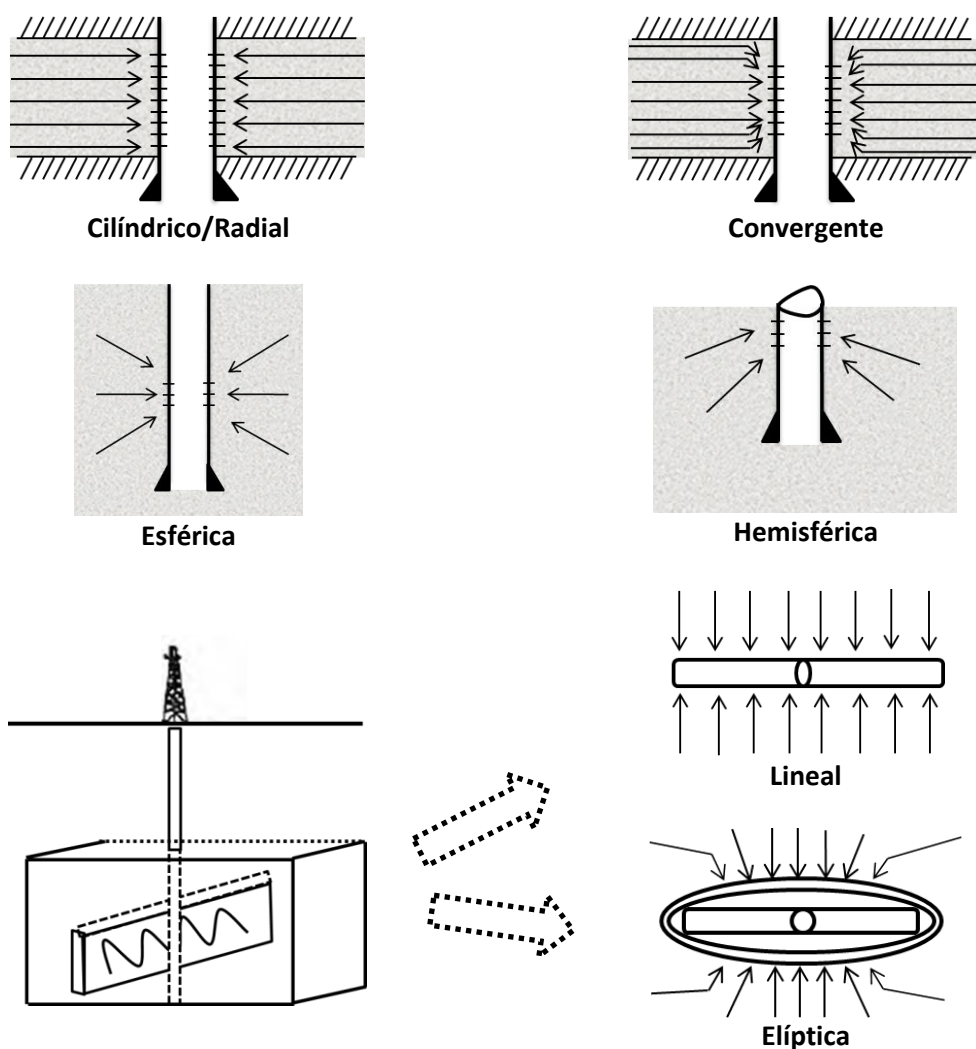


Figura 2.2- Geometría de flujo. Modificada de: *Golan and Whitson, Well Performance, Prentice-Hall, 1991.*

De acuerdo con Golan y Whitson, los flujos lineal y radial son los más comunes en los pozos productores de aceite y gas.

2.2.1. FLUJO LINEAL

Para el desarrollo de la ecuación de afluencia para flujo lineal, se tomará como base la Ley de Darcy en forma diferencial Ec. 2.4, la cual será integrada para obtener la caída de presión (lado derecho de la ecuación) ocurrida a lo largo de la longitud L (**Figura 2.3**).

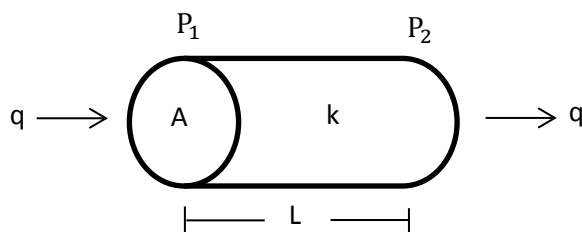


Figura 2.3- Geometría de flujo lineal.

Si se considera que la permeabilidad, viscosidad y el gasto son independientes de la presión o que pueden ser evaluadas a la presión promedio en el sistema, y que el área abierta al flujo es constante (k , μ , q y A son constantes), la ecuación quedaría de la siguiente manera:

$$\int_0^L dL = -\frac{kA}{q\mu} \int_{P_1}^{P_2} dp \quad (2.5)$$

Resolviendo la ecuación 2.5, el resultado sería:

$$(L - 0) = -\frac{kA}{q\mu} (P_2 - P_1) \quad (2.6)$$

Despejando el gasto, finalmente tenemos:

Ecuación de afluencia para flujo lineal

$$q = -\frac{kA(P_2 - P_1)}{\mu L} \quad (2.7)$$

2.2.2. FLUJO RADIAL

Al igual que para el flujo lineal, la ecuación de afluencia para flujo radial parte de la Ley de Darcy en forma diferencial.

$$q = -\frac{kA dp}{\mu dr} \quad (2.8)$$

Sabiendo que: $A=2\pi rh$, sustituimos en la Ec. 2.8:

$$q = -\frac{2\pi rhk}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad (2.9)$$

Integrando:

$$\int_{r_w}^{r_e} \frac{1}{r} dr = -\frac{2\pi hk}{q\mu} \int_{P_{wf}}^{P_e} dp \quad (2.10)$$

Resolviendo la Ec 2.10:

$$\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) = -\frac{2\pi hk}{q\mu} (P_e - P_{wf}) \quad (2.11)$$

Despejando el gasto, finalmente se obtiene:

Ecuación de afluencia para flujo radial

$$q = -\frac{2\pi hk(P_e - P_{wf})}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (2.12)$$

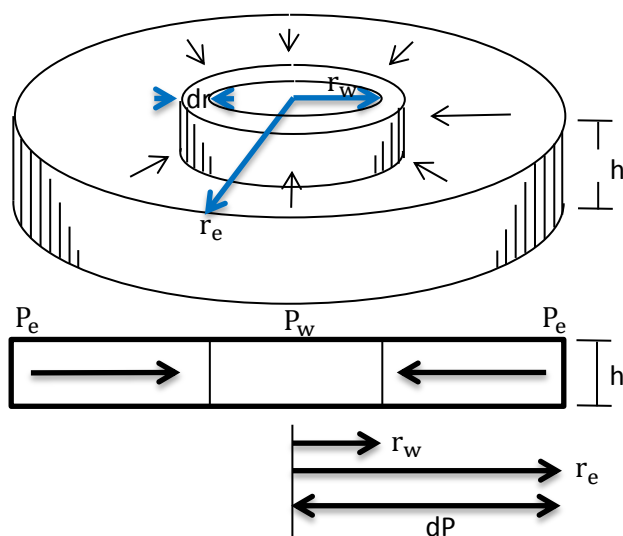


Figura 2.4- Geometría de flujo radial.

2.3. REGIMENES DE FLUJO

Al inicio de la explotación de un yacimiento, existe una caída de presión inicial entre el pozo y las fronteras del yacimiento. Esta caída de presión disminuye con el paso del tiempo, y de igual forma, la producción del yacimiento. Este fenómeno se puede explicar mediante la consideración de varios periodos o regímenes de flujo.

Existen básicamente tres tipos de periodos o regímenes de flujo en función de la presión y del tiempo que deben ser identificados para clasificar el flujo de los fluidos en medios porosos:

- Flujo Transitorio (*no continuo*)
- Flujo Estacionario (*continuo*)
- Flujo pseudo-estacionario (*semi continuo*)

Para describir lo que pasa en el pozo consideremos el siguiente ejemplo:

Lance una piedra a un estanque. Tan pronto como ésta toque el agua, se crearán una serie de ondas circulares concéntricas.

Un fenómeno similar ocurre cuando un pozo es puesto en producción. Esto es, se altera el estado de equilibrio del yacimiento creando una respuesta en la presión del pozo.

El disturbio de presión se propaga gradualmente bajo cualquiera de las geometrías de flujo alejándose del pozo; los fluidos de la formación experimentan dicho cambio de presión y se empiezan a mover en dirección al pozo. Conforme el tiempo pasa, el disturbio de presión alcanza eventualmente las fronteras del yacimiento.

Conforme el tiempo avance y más fluidos sean extraídos de la formación, la presión promedio del yacimiento disminuirá. El tiempo requerido por la onda de presión para alcanzar la frontera (o primer frontera, depende de la geometría del área de drene) se llama **comportamiento infinito o Estado Transitorio**. Si esto ocurre en yacimientos con fronteras cerradas se le conoce como **Estado Pseudo-estacionario**. Si las fronteras son abiertas entonces es llamado **Estado Estacionario**.

2.3.1. FLUJO TRANSITORIO

Puede definirse como las condiciones de flujo en las cuales el cambio de presión con respecto al tiempo en cualquier posición en el yacimiento es diferente a cero y no es constante. Considerando la frontera del yacimiento, el periodo de flujo transitorio puede ser definido como el tiempo en que la frontera no ha afectado el comportamiento de presión y el yacimiento se comporta como infinito.

$$\frac{\partial p}{\partial t} = f(x, t) \neq 0 \quad (2.13)$$

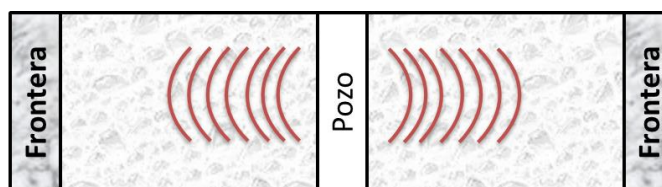


Figura 2.5- Régimen Transitorio.

2.3.2. FLUJO PSEUDO-ESTACIONARIO

Una vez alcanzadas las fronteras del yacimiento la región total drenada comienza a ser depresionada. Tal caída de presión en el yacimiento es debido a que, el volumen de fluido extraído del yacimiento resultado de la producción, no es reemplazado por otro. Esto debido a que en las fronteras del yacimiento no existe entrada de un fluido para reemplazarlo. De este modo, el cambio de presión con respecto al tiempo es constante.

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \text{cte} \quad (2.14)$$

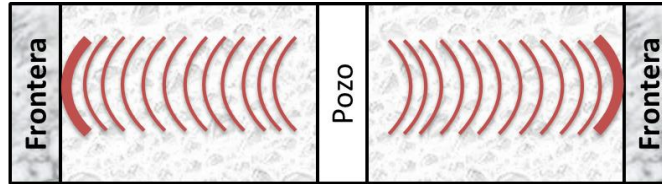


Figura 2.6- Régimen Pseudo-estacionario.

2.3.3. FLUJO ESTACIONARIO

Al igual que el flujo pseudo-estacionario, el flujo estacionario se da una vez alcanzadas las fronteras pero en este caso, la presión en cualquier punto del yacimiento y para cualquier tiempo permanece constante, es decir, no cambia con el tiempo. Lo anterior debido a que el volumen de fluido extraído del yacimiento resultado de la producción es reemplazado por otro (un acuífero muy activo o un proceso de mantenimiento de presión).

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0 \quad (2.15)$$

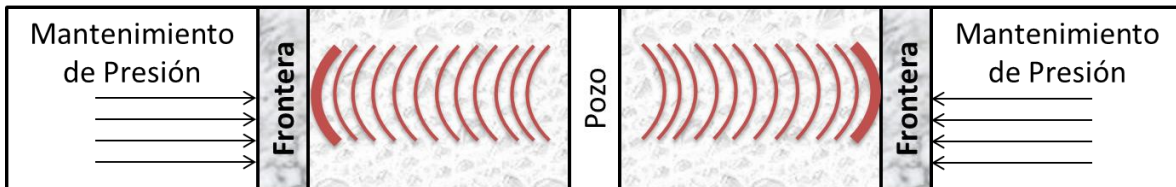
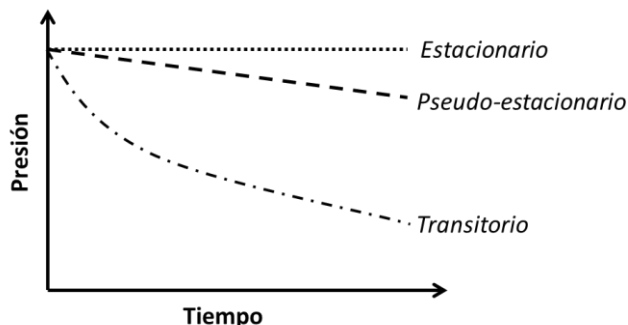


Figura 2.7- Régimen Estacionario.

La **Grafica 2.1** muestra una comparación de la declinación de presión en función de tiempo para estos regímenes de flujo.



Grafica 2.1- Regímenes de flujo.

2.3.4. EFECTO EN EL FACTOR DE RECUPERACIÓN

El Factor de Recuperación asociado al estado transitorio será muy distinto al asociado al estado estacionario o al pseudo-estacionario, esto debido al efecto que las fronteras tienen en el comportamiento del yacimiento.

En el estado transitorio el yacimiento mantiene la presión inicial en la frontera. Al llegar la onda de presión a la frontera y no habiendo un fluido que mantenga la presión del yacimiento (estado pseudo-estacionario), ésta disminuye provocando que el yacimiento aporte fluidos cada vez con menor fuerza. En un estado estacionario tenemos un fluido que nos reemplaza el volumen producido de aceite, lo que permite tener un mayor barrido de la zona impregnada dejando una saturación de aceite residual mucho menor que en un estado pseudo-estacionario. Por ende, se tendrá un mayor Factor de Recuperación Final Esperado en un yacimiento con comportamiento estacionario que en uno con pseudo-estacionario.

2.4.AFLUENCIA EN POZOS DE ACEITE BAJOSATURADO

Una vez que un pozo se abre a producción, se evalúa su productividad a las condiciones en que se encuentra al momento de ponerlo a producir. Existen diversos métodos considerados como tradicionales que permiten elaborar curvas de comportamiento de afluencia, las cuales permiten tener una idea más precisa de la capacidad de producción del pozo y del gasto de producción con el cual se deberá explotar el yacimiento para extender la vida fluyente de éste.

Los yacimientos de aceite bajosaturado son aquellos cuya presión original es mayor que la presión de saturación (presión de burbuja, P_b). Su comportamiento de afluencia puede ser determinado por medio de la evaluación del índice de productividad (J), el cual es una medida de la capacidad productiva de los pozos y está definido como el gasto de producción (q) por unidad de abatimiento de presión ($P_{ws} - P_{wf}$):

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (2.16)$$

El gasto de producción es medido directamente en la superficie y la presión del yacimiento se obtiene de una prueba de incremento de presión.

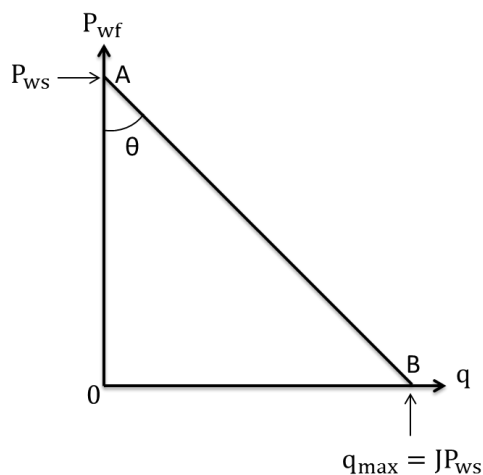
La expresión que relaciona la presión del yacimiento con el gasto en forma radial es la siguiente:

$$q = \frac{0.00708k_oh(P_{ws} - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (2.17)$$

La ecuación del índice de productividad se puede escribir como la de una recta ($y=mx+b$) considerándolo constante, al igual que la presión de fondo estática, durante un periodo particular de la vida del pozo:

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{q}{J} \quad (2.18)$$

A continuación se puede apreciar la representación gráfica del índice de productividad.



Gráfica 2.2- Índice de Productividad (IP).

Observando la **Gráfica 2.2**, se pueden advertir los siguientes aspectos:

- Cuando $q = 0$, $P_{wf} = P_{ws}$.
- Cuando $P_{wf} = 0$, $q = JP_{ws}$, es decir, se tiene un gasto máximo q_{max} .
- Se tiene que: $J = \tan \theta = \frac{OB}{OA}$

EJEMPLO 2-1:

Un pozo fluyente con 300 pies de tubería de producción tiene una presión de fondo fluyendo de 580 [lb/in²] cuando la producción es de 42 [bl/día], y de 328 [lb/in²] cuando produce 66 [bl/día]. Determinar

- a) El índice de productividad del pozo
- b) Presión estática
- c) Gasto máximo o potencial

Datos:

$$\begin{array}{lll}
 h=300 \text{ [ft]} & P_{wf1} = 580 \text{ [lb/in}^2\text{]} & q_1 = 42 \text{ [bl/día]} \\
 P_{wf2} = 328 \text{ [lb/in}^2\text{]} & q_2 = 66 \text{ [bl/día]} & \\
 \\
 m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} & J = -\frac{1}{m} & J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}}
 \end{array}$$

Solución:

- a) De la Ec. 2.18 sabemos que el índice de productividad J corresponde al valor de la pendiente de la recta. Calculamos la pendiente con los dos puntos dados y posteriormente calculamos J.

$$m = \frac{328 - 580}{66 - 42} = -10.5; J = -\frac{1}{-10.5} = 0.0952 \left[\frac{\text{bl/día}}{\text{lb/in}^2} \right]$$

- b) Una vez obtenido el valor de J, despejamos la presión estática de la Ec. 2.18 y sustituimos valores:

$$P_{ws} = \frac{q}{J} - P_{wf} = \frac{66}{0.0952} + 328 = 1021.27 \left[\frac{\text{lb}}{\text{in}^2} \right]$$

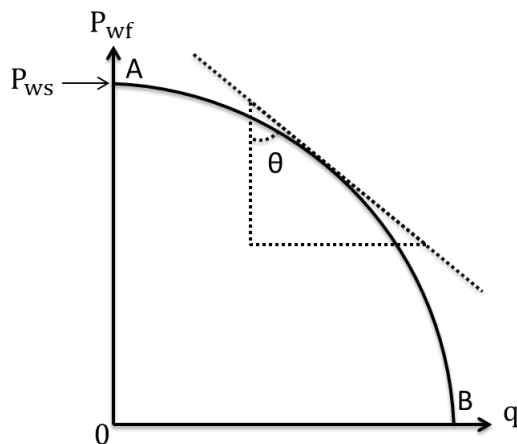
- c) Sabemos que el gasto máximo se da cuando la $P_{wf} = 0$. Despejamos el gasto de la Ec. 2.18 y sustituimos valores:

$$q_{\max} = JP_{ws} = (0.0952)(1021.27) = 97.22 \left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$$

2.5.AFLUENCIA EN POZOS DE ACEITE SATURADO

Los yacimientos saturados son aquellos cuya presión de yacimiento es menor que la presión de saturación (presión de burbuja, P_b). En este caso el índice de productividad para cualquier gasto es definido por el ritmo del cambio de gasto por abatimiento de presión. La ecuación del índice de productividad ya no es el de una recta (**Gráfica 2.3**) por lo que:

$$J = \tan \theta = -\frac{dq}{dP_{ws}} \tag{2.19}$$



Gráfica 2.3- Índice de Productividad Relativo (IPR).

La dirección de la curvatura de AB mostrada en la gráfica anterior indica un decremento del índice de productividad conforme el gasto se incrementa, lo cual explica el signo negativo de la Ec. 2.19.

Existen diferentes métodos para el cálculo del IPR, tales como:

- Método de Vogel
- Método de Standing

2.5.1. MÉTODO DE VOGEL

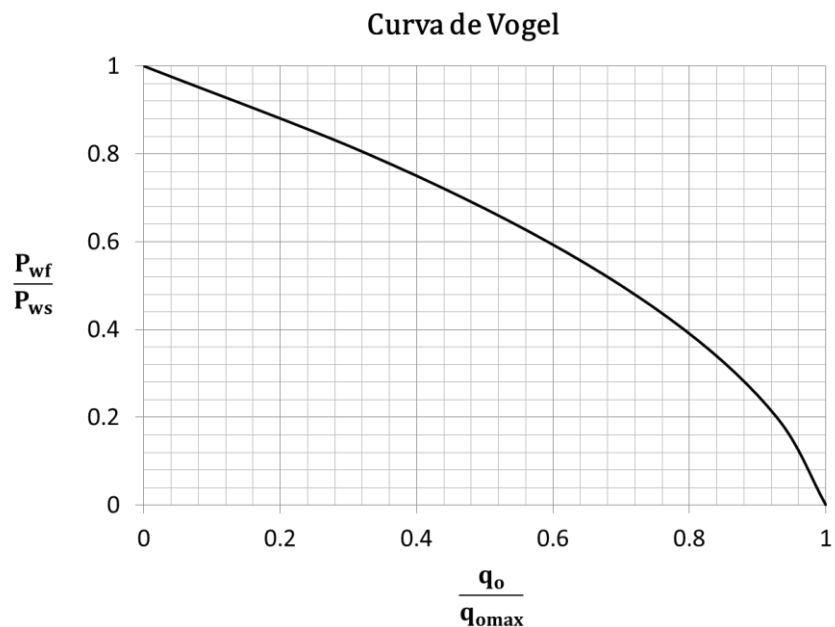
En 1968 Vogel propuso las siguientes expresiones para predecir el comportamiento de pozos en yacimientos con empuje de gas en solución.

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (2.20)$$

$$P_{wf} = 0.125 P_{ws} \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{q_o}{q_{o\max}} \right)} \right] \quad (2.21)$$

Procedimiento Gráfico:

- 1) Calcular $\left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)$
- 2) Entrar a la curva de Vogel (**Gráfica 2.4**) y obtener $\left(\frac{q_o}{q_{o\max}} \right)$
- 3) Suponer (q_o) o (P_{wf})
- 4) Para cada (q_o) o (P_{wf}) , calcular $\left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)$ o $\left(\frac{q_o}{q_{o\max}} \right)$ y obtener $\left(\frac{q_o}{q_{o\max}} \right)$ o $\left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)$
- 5) Calcular (P_{wf}) o (q_o)
- 6) Construir la curva IPR (**Gráfica 2.3**)



Procedimiento analítico:

- 1) Calcular (q_o/q_{omax}) con la Ec. 2.20:

$$\frac{q_o}{q_{omax}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2$$

- 2) De la Ec. 2.20 despejar y obtener q_{omax}

$$q_{omax} = \frac{q_o \text{ del ejercicio}}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2}$$

- 3) Sustituir (P_{ws}) y (q_{omax}) obtenido en el paso anterior, en la Ec. 2.20 y despejar (q_o)

$$q_o = (q_{omax} \text{ obtenido en paso 2}) \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right)$$

- 4) Suponer varias (P_{wf})
- 5) Calcular (q_o) con la ecuación obtenida en el paso 3) para cada (P_{wf}) supuesta
- 6) Construir la curva IPR (**Gráfica 2.3**)

Cabe señalar que este método solo es aplicable para formaciones que no presentan daño, es decir, que presentan eficiencias de flujo igual a 1 (EF=1).

EJEMPLO 2-2:

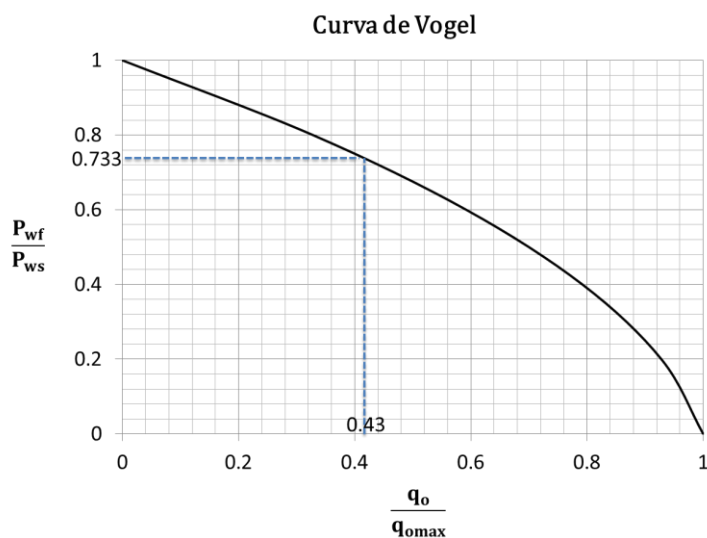
Mediante el uso del método gráfico, construir la curva IPR para:

$$P_{wf} = 2200 \text{ [lb/in}^2\text{]} \quad P_{ws} = 3000 \text{ [lb/in}^2\text{]} \quad q_o = 200 \text{ [bl/día]}$$

1) Calcular:

$$\frac{P_{wf}}{P_{ws}} = \frac{2200}{3000} = 0.733$$

2) Entramos a la curva de Vogel con el valor anterior y leemos ($q_o/q_{o\max}$):



$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 0.43; \text{ Despejando: } q_{o\max} = \frac{q_o}{0.43} = 465.11 \text{ [BPD]}$$

3) Suponemos valores de (P_{wf}).

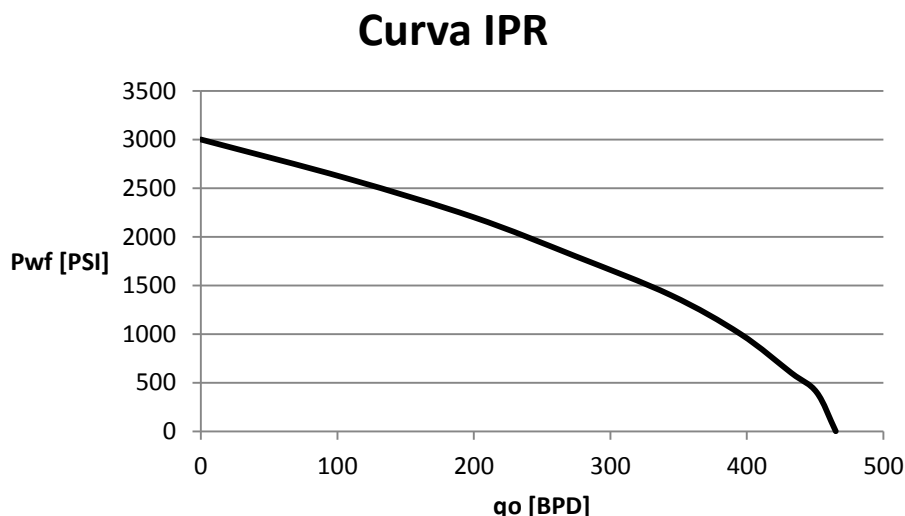
4) Para cada (P_{wf}), calcular (P_{wf}/P_{ws}) y obtener ($q_o/q_{o\max}$)

5) Calcular (P_{wf}) o (q_o).

Los valores correspondientes al paso 3), 4) y 5), se muestran en la siguiente tabla:

P_{wf} [PSI]	P_{wf}/P_{ws}	$q_o/q_{o\max}$	q_o [BPD]
3000	1	0	0
2600	0.87	0.23	106.98
2200	0.73	0.43	200.00
1800	0.6	0.59	274.41
1400	0.47	0.74	344.18
1000	0.33	0.85	395.34
600	0.2	0.93	432.55
400	0.13	0.97	451.16
0	0	1	465.11

6) Curva IPR:



2.5.2. MÉTODO DE STANDING

En el año de 1970, Standing presentó un método gráfico basado en el método de Vogel donde considera eficiencias de flujo diferentes de 1 ($EF \neq 1$), es decir, para formaciones que presentan daño. En este caso el abatimiento de presión ($P_{ws} - P_{wf}$) es mayor o menor al que se tendría normalmente, por lo tanto cambia la eficiencia de flujo la cual se define como:

$$EF = \frac{\text{abatimiento de presión ideal}}{\text{abatimiento de presión real}} = \frac{P_{ws} - P'_{wf}}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (2.22)$$

La presión de fondo fluyendo con daño (P_{wf}) corresponde a la presión de fondo fluyendo sin daño (P'_{wf}) más una caída de presión asociada al daño a la formación (ΔP_s)

$$P_{wf} = P'_{wf} - \Delta P_s \quad (2.23)$$

$$P'_{wf} = P_{wf} + \Delta P_s \quad (2.24)$$

Sustituyendo la Ec. 2.23 en la Ec. 2.22:

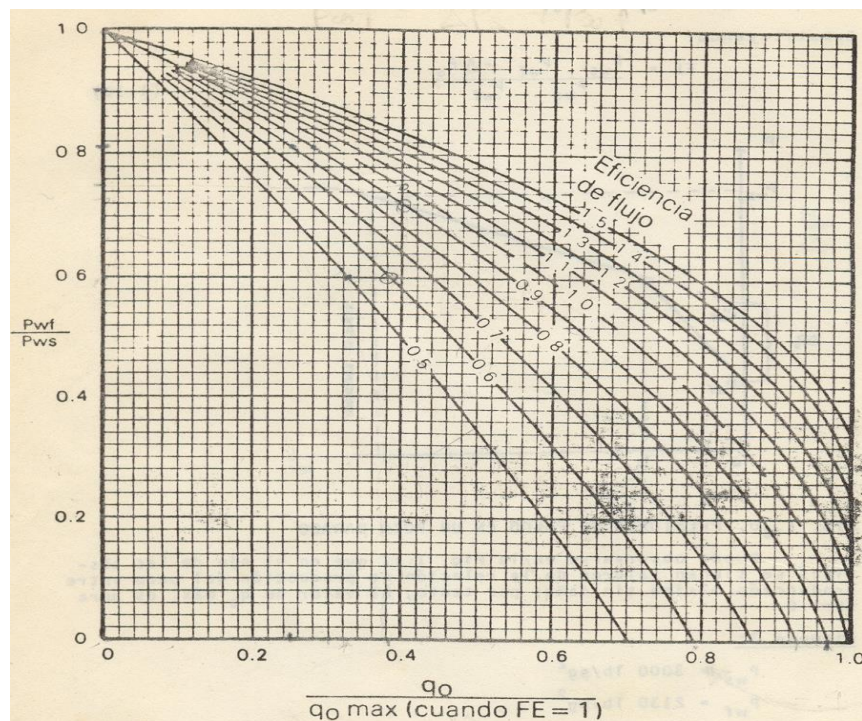
$$EF = \frac{P_{ws} - P_{wf} - \Delta P_s}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (2.25)$$

La determinación de la caída de presión por daño (ΔP_s) se calcula usando el factor de daño (S), del cual se habla más adelante en este capítulo.

Para flujo radial, la eficiencia de flujo se puede determinar mediante la siguiente ecuación:

$$EF = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S} \quad (2.26)$$

Standing construyó una gráfica de referencia que sirve para la construcción de la curva IPR, la cual maneja eficiencias de flujo entre 0.5 y 1.5 (**Gráfica 2.5**).



Gráfica 2.5- Curva de Standing.

Procedimiento:

- 1) Calcular $\left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)$ y entrar a la curva de Standing y obtener $\left(\frac{q_o}{q_{o\max}}\right)$ para $EF=1$
- 2) Obtener $(q_{o\max})$
- 3) Para $P_{wf} = 0$, obtener $\left(\frac{q_{o\max \text{ a la } EF=\text{del ejercicio}}}{q_{o\max}}\right)$ y calcular $(q_{o\max \text{ a la } EF=\text{del ejercicio}})$
- 4) Suponer (q_o) o (P_{wf})
- 5) Para cada (q_o) o (P_{wf}) calcular $\left(\frac{q_o}{q_{o\max}}\right)$ o $\left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)$ y obtener $\left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)$ o $\left(\frac{q_o}{q_{o\max}}\right)$
- 6) Calcular (P_{wf}) o (q_o)
- 7) Construir la curva IPR

Nota: $q_{o\max} = q_{o\max \text{ a las } EF=1}$

EJEMPLO 2-3:

Con los datos del Ejemplo 2-2 y con una eficiencia de flujo de 0.6, construir la curva IPR:

$$P_{wf} = 2200 \text{ [lb/in}^2\text{]} \quad P_{ws} = 3000 \text{ [lb/in}^2\text{]} \quad q_o = 200 \text{ [bl/día]} \quad EF = 0.6$$

1) Del ejemplo 2-2 tenemos que:

$$\frac{P_{wf}}{P_{ws}} = \frac{2200}{3000} = 0.73 \text{ y } \frac{q_o}{q_{o\max}} = 0.43$$

2) Del ejemplo 2-2 tenemos que:

$$q_{o\max} = \frac{q_o}{0.43} = 465.11 \text{ [BPD]}$$

3) Para $P_{wf} = 0$:

$$\frac{q_{o\max \text{ a la EF}=0.6}}{q_{o\max}} = 0.79$$

$$q_{o\max \text{ a la EF}=0.6} = 0.79(q_{o\max}) = 0.79(465.11) = 367.44 \text{ [BPD]}$$

4) Suponer P_{wf}

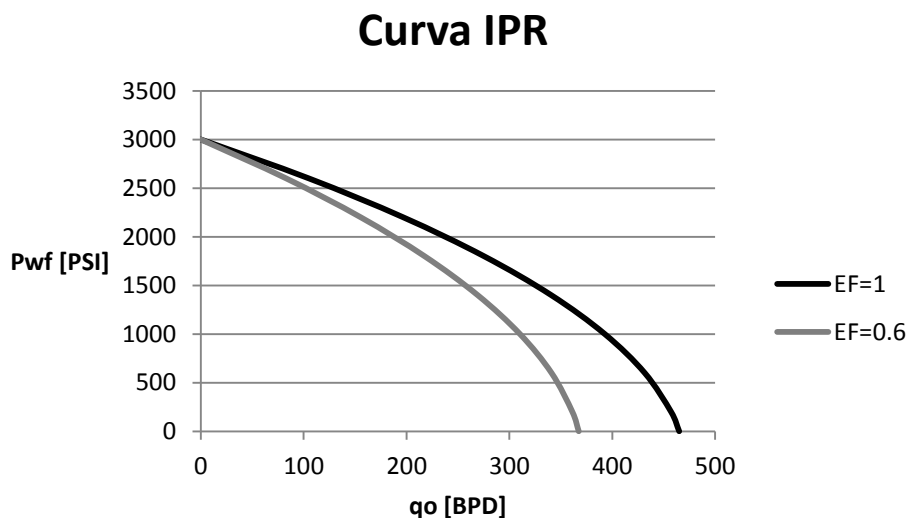
5) Para cada P_{wf} calcular $\frac{P_{wf}}{P_{ws}}$ y obtener $\frac{q_o}{q_{o\max}}$

6) Calcular q_o para EF=1 y EF=0.6

Los valores correspondientes a los pasos 4), 5) y 6) se muestran en la siguiente tabla:

P_{wf} [PSI]	$\frac{P_{wf}}{P_{ws}}$	$\frac{q_o}{q_{o\max}}$	$q_{o\max} = 465.11 \text{ [BPD]}$	$q_{o\max} = 367.44 \text{ [BPD]}$
			$q_o \text{ a la EF}=1 \text{ [BPD]}$	$q_o \text{ a la EF}=0.6 \text{ [BPD]}$
3000	1	0	0	0
2600	0.87	0.23	105.01	82.96
2200	0.73	0.42	196.79	155.47
1800	0.6	0.59	275.35	217.52
1400	0.47	0.73	340.67	269.13
1000	0.33	0.84	392.76	310.28
600	0.2	0.93	431.62	340.98
200	0.07	0.98	457.25	361.23
0	0	1	465.11	367.44

7) Construir la curva IPR para EF=1 y EF=0.6.



2.6. AFLUENCIA EN POZOS DE GAS

Una de las fuentes de energía usada en todo el mundo es el gas natural, el cual se da bajo condiciones de presión y temperatura en el yacimiento a las cuales no existen hidrocarburos líquidos, y de haberlos existen en muy baja proporción.

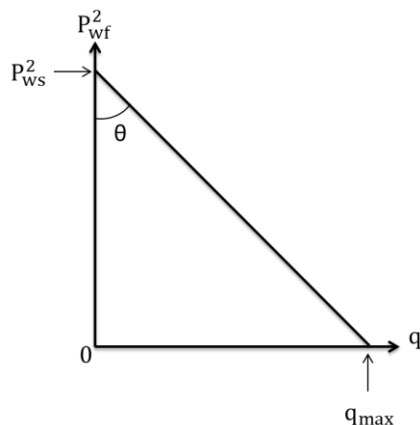
Al igual que en yacimientos de aceite, en pozos de gas se llevan a cabo pruebas de presión-producción, las cuales son muy importantes para determinar el comportamiento del yacimiento durante su vida productiva.

La expresión que relaciona la presión del yacimiento con el gasto de producción en forma radial es la siguiente:

$$q_g = \frac{0.703k_g h (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)}{\mu_g z T \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (2.27)$$

El índice de productividad para pozos de gas (**Gráfica 2.6**) está dado por:

$$J = \frac{q}{P_{ws}^2 - P_{wf}^2} = \frac{0.703k_g h}{\mu_g z T \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (2.28)$$



Gráfica 2.6- Índice de productividad para un pozo de gas.

Al transformar la Ec. 2.27 a logaritmo base 10, obtenemos:

$$\log(q) = \log\left(\frac{0.703k_g h}{\mu_g z T \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}\right) + \log(P_{ws}^2 - P_{wf}^2) \quad (2.29)$$

La Ec. 2.29 indica que para flujo en condiciones ideales (flujo lineal y $S=0$) la pendiente de la recta es de 1. Existen diversos pozos que presentan un comportamiento similar con pendientes cercanas a la unidad. Para los casos en los que el comportamiento de flujo deja de ser lineal debido a la turbulencia:

$$q_g = \frac{0.703k_g h (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n}{\mu_g z T \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (2.30)$$

Donde n es el inverso de la pendiente de la recta.

Considerando “ C ” como la constante de productividad:

$$C = \frac{0.703k_g h}{\mu_g z T \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (2.31)$$

Se tiene:

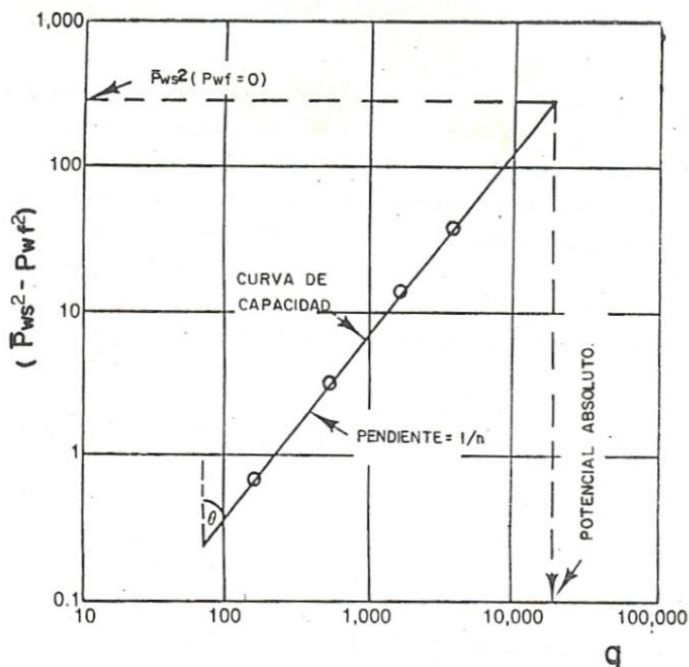
$$q_g = C(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (2.32)$$

La Ec. 2.32 representa la ecuación de flujo de gas y permite estimar el potencial absoluto. Es representada por una gráfica del tipo log-log.

2.6.1. PRUEBAS DE PONTENCIAL

Las pruebas de potencial de un pozo consisten en una serie de por lo menos tres o más periodos de flujos con presiones, gastos y otros datos registrados como una función del tiempo. Las pruebas de potencial también son conocidas como pruebas de contrapresión, debido a que los pozos son probados con un represionamiento en la tubería.

Los resultados de las pruebas de potencial se representan en papel log-log graficando la diferencia de los cuadrados de las presiones contra el gasto (**Gráfica 2.7**).



Gráfica 2.7- Curva de capacidad de una prueba convencional (Cullender, 1955).

En el año de 1936, Rawlins y Shellhardt establecieron que la relación entre gastos y presión está dada por:

$$q_g = C(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (2.33)$$

La línea recta que se presenta en la gráfica anterior es una aproximación del comportamiento real. Idealmente la curva debería ser suavemente cóncava y tener una pendiente igual a 1 a gastos bajos, y una pendiente mayor a gastos altos.

El cambio de pendiente se debe al incremento en la turbulencia en las cercanías del pozo más el efecto de daño. En general, el valor del exponente n varía entre 0.5 y 1.

El valor de n puede obtenerse con la expresión:

$$n = \frac{\log(q_2) - \log(q_1)}{\log(P_{ws}^2 - P_{wf1}^2) - \log(P_{ws}^2 - P_{wf2}^2)} \quad (2.34)$$

Las pruebas que se realizan en los pozos para determinar el potencial absoluto y el comportamiento de afluencia son:

- Pruebas de flujo después de flujo
- Pruebas isocronales convencionales
- Pruebas isocronales modificadas

2.7. FACTOR DE DAÑO

En el año de 1953, Van Everdingen y Hurst introdujeron la idea de un factor de daño en la industria petrolera. Ellos notaron que para un gasto dado la presión de fondo medida era menor que la calculada teóricamente, lo que los llevó a pensar que había una caída de presión adicional. La atribuyeron a una pequeña zona con cambio o reducción de permeabilidad en las vecindades del pozo conocida como zona dañada, la cual se puede extender desde unas pocas pulgadas hasta varios pies dentro de la formación. Dicha caída de presión es denominada ΔP_s .

El daño se define como la *alteración natural o inducida, de las propiedades petrofísicas de la roca de formación que caracterizan el flujo de fluidos a través de la misma*. Matemáticamente es una variable compuesta, adimensional y es representada por la letra "S".

$$S = S_d + S_{c+\theta} + S_p + \sum S_{pseudoso} \quad (2.35)$$

Dónde:

- S: Factor de daño total
- S_d : Factor de daño real a la formación
- $S_{c+\theta}$: Pseudo factor de daño por inclinación del pozo y convergencia de flujo
- S_p : Pseudo factor de daño por operaciones de perforación
- $S_{pseudoso}$: Pseudo factor de daño por efectos dependientes del gasto

Hawkins introdujo una fórmula de daño la cual es útil en la evaluación de los efectos relativos de la permeabilidad y la penetración del daño.

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (2.36)$$

Dónde:

- S: Factor de daño total
- k: Permeabilidad de la formación
- k_s : Permeabilidad de la zona dañada
- r_s : Radio de la zona dañada
- r_w : Radio del pozo

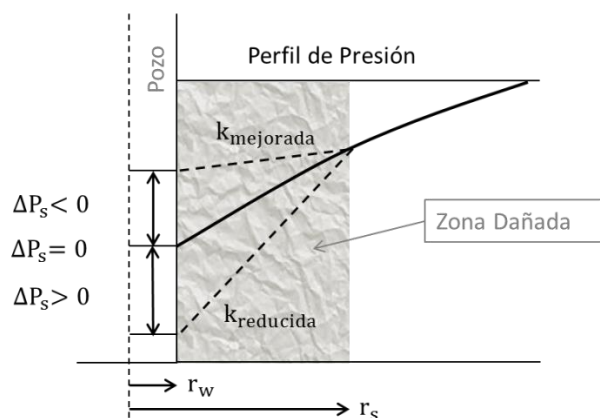
Las ecuaciones anteriores tienen un significado el cual depende del signo del factor de daño S.

- *Factor de daño positivo ($S > 0$):* La permeabilidad de la zona dañada es menor que la permeabilidad de la formación. El valor de S aumenta a medida que la permeabilidad en la zona dañada disminuye y la profundidad del daño aumenta. ($\Delta P_s > 0$)

Se puede deber a causas mecánicas tales como:

- Perforación
 - Cementación
 - Terminación y reparación
 - Empacamientos de grava
 - Producción
 - Taponamiento por partículas sólidas
 - Otras
- *Factor de daño cero ($S = 0$):* No existe una alteración de la permeabilidad alrededor del pozo, por lo tanto, la permeabilidad en la zona dañada es igual a la permeabilidad de la formación. ($\Delta P_s = 0$)
- *Factor de daño negativo ($S < 0$):* La permeabilidad de la zona dañada es mayor que la permeabilidad de la formación. Este valor negativo indica que la caída de presión en las vecindades del pozos es menor ($\Delta P_s < 0$) que la que habría sido con los mecanismos de flujo normales. Esto se puede deber a:
 - Estimulación de la matriz
 - Fracturamiento hidráulico
 - Pozos altamente desviados
 - Otras

Lo mencionado anteriormente es representado por la **Gráfica 2.8**:



Gráfica 2.8- Representación de la zona dañada y los efectos de daño.

Es evidente que para cuantificar el daño a la formación y estudiar su impacto en la producción de hidrocarburos, debemos de tener estimaciones razonables del valor del factor de daño. Éste se puede determinar mediante las pruebas de variación de presión.

2.7.1. EFECTO EN EL FACTOR DE RECUPERACIÓN

Durante las últimas 5 décadas, se ha puesto gran atención a los problemas relacionados con el daño a la formación, esto por dos razones: (1) la habilidad de extraer fluidos de los yacimientos es afectada fuertemente por la permeabilidad al aceite y al gas en las vecindades del pozo, y (2) aunque no tengamos la habilidad de controlar las propiedades tanto de la roca como de los fluidos, tenemos cierto control sobre las operaciones de perforación, terminación y producción. Así, podemos hacer algunos cambios operacionales minimizando (para un valor positivo) o aumentando (para un valor negativo) la extensión del daño en las vecindades del pozo, teniendo un impacto sustancial en la producción de hidrocarburos.

Una mala evaluación del daño puede resultar en sobre- o sub-estimaciones al tratar de hacer predicciones de producción y por ende, en sobre- o sub-estimación del Factor de Recuperación. A continuación un ejemplo de esto.

EJEMPLO 2-4:

INFORMACIÓN DEL POZO	
<i>Pozo:</i> FR-1	<i>Ubicación:</i> Costa Afuera
Aceite 27.5 °API	$S= 2.8$
$K= 100$ [mD]	$B_o= 1.283$
$h= 39.4$ [ft]	$\phi= 0.24$ [fracción]
$P_i= 5174$ [psi]	$C_t= 0.000015$ [1/psi]
$P_b= 2035$ [psi]	$r_e= 914$ [ft]
$r_w= 0.35$ [ft]	$\mu= 1.718$ [cp]

Calcular el comportamiento de afluencia para $S=2.8$, $S=0$ y $S=-2.8$:

Solución:

De los datos de la tabla, se puede ver que el yacimiento se encuentra en la etapa de bajosaturación ya que la presión de yacimiento se encuentra muy por arriba de la presión de burbuja. Por ello, la gráfica del comportamiento de afluencia tendrá dos tendencias, una parte recta correspondiente a la etapa de bajosaturación y un parte curva correspondiente a la etapa de saturación.

1. Definimos un perfil de presiones que va desde la presión inicial de yacimiento, pasando por la presión de burbuja, hasta una presión de cero la cual representa el máximo potencial del pozo.

2. Para calcular el gasto a una presión mayor o igual a la presión de burbuja, aplicamos la siguiente ecuación:

$$q = \frac{kh(P_{ws} - P_{wf})}{141.2\mu B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]}$$

3. Para calcular el gasto para un presión menor o igual a la presión de burbuja, aplicamos la ecuación de Vogel, Ec. 2.20:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}}\right)^2$$

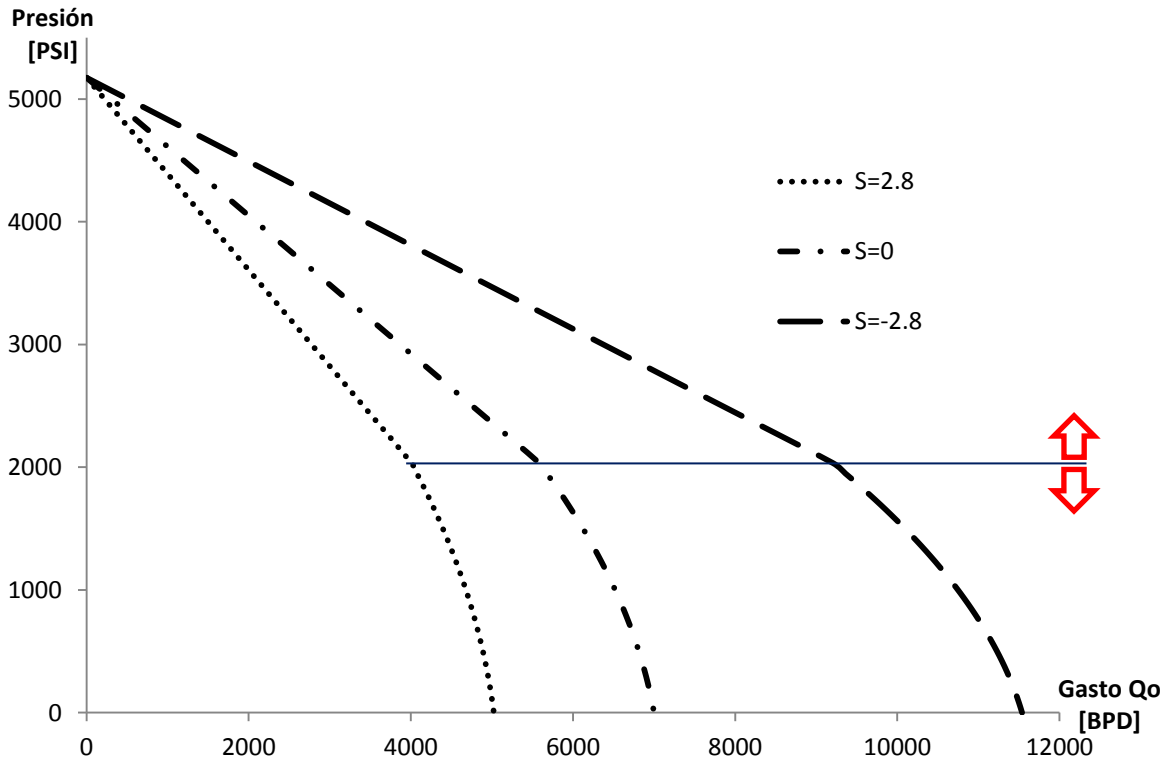
Para fines del ejercicio, para calcular los gastos de presiones menores a la presión de burbuja primero calculamos el gasto máximo que tendremos. Debido a que la ecuación anterior cumple también para los valores de presión de burbuja, sustituimos la presión y el gasto correspondientes a este punto y calculamos el gasto máximo. Lo anterior, de la siguiente manera:

$$q_{o\max} = \frac{q_{ob}}{\left[1 - 0.2\left(\frac{P_b}{P_{ws}}\right) - 0.8\left(\frac{P_b}{P_{ws}}\right)^2 \right]}$$

Una vez obtenido este valor, calculamos el gasto despejando de la ecuación de Vogel a diferentes presiones. Los resultados para estos cálculos se muestran en las tablas al final del ejercicio, así como su gráfica correspondiente para $S=2.8$, $S=0$ y $S=-2.8$.

Viendo el comportamiento de la gráfica de afluencia a distintos valores de daño, se puede concluir que de existir una mala evaluación de éste en la formación o el considerarlo cero, puede llevar a una mala estimación de la producción del pozo, y por ende a una mala estimación del factor de recuperación.

Gasto con S=2.8 EF=0.71		Darcy	Gasto con S=0 EF=1		Darcy	Gasto con S=-2.8 EF=1		Darcy
Pwf [PSI]	Qo [BD]		Pwf [PSI]	Qo [BD]		Pwf [PSI]	Qo [BD]	
5174	0	Darcy	5174	0	Darcy	5174	0	Darcy
4223.772	1212.915754		4223.772	1690.06		4223.772	2786.07	
3726.033	1848.253246		3726.033	2575.33		3726.033	4245.44	
3267.516	2433.525931		3267.516	3390.85		3267.516	5589.81	
2543.5325	3357.652554		2543.5325	4678.51		2543.5325	7712.53	
2035	4006.767378		2035	5582.98		2035	9203.55	
1950	4074.12	Vogel	1950	5676.84	Vogel	1950	9358.26893	Vogel
1865	4139.31		1865	5767.67		1865	9508.00612	
1780	4202.33		1780	5855.48		1780	9652.76038	
1695	4263.18		1695	5940.27		1695	9792.5317	
1610	4321.86		1610	6022.03		1610	9927.32009	
1525	4378.37		1525	6100.77		1525	10057.1255	
1440	4432.71		1440	6176.49		1440	10181.9481	
1355	4484.89		1355	6249.19		1355	10301.7876	
1270	4534.89		1270	6318.86		1270	10416.6443	
1185	4582.72		1185	6385.51		1185	10526.518	
1100	4628.39		1100	6449.14		1100	10631.4088	
1015	4671.88		1015	6509.74		1015	10731.3166	
930	4713.21		930	6567.33		930	10826.2415	
845	4752.36		845	6621.89		845	10916.1835	
760	4789.35		760	6673.42		760	11001.1426	
675	4824.17		675	6721.94		675	11081.1187	
590	4856.82		590	6767.43		590	11156.1118	
505	4887.30		505	6809.90		505	11226.1221	
420	4915.60		420	6849.35		420	11291.1494	
335	4941.75		335	6885.77		335	11351.1937	
250	4965.72		250	6919.17		250	11406.2552	
165	4987.52		165	6949.55		165	11456.3337	
80	5007.15		80	6976.90		80	11501.4292	
0	5023.65		0	6999.89		0	11539.3202	



2.8. DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

En la determinación del valor comercial del aceite y gas en el tiempo, el pronóstico de producción juega un papel de suma importancia. La producción declina generalmente en función del tiempo y las principales causas son las pérdidas de presión en el yacimiento o cambios en los ritmos de producción de fluidos.

Las curvas de declinación son métodos para estimar reservas y regímenes de producción futuros. Se basan en el ajuste de una línea de tendencia al historial de producción, considerando que ésta se comportará de igual forma a la producción en un futuro. También supone que los pozos permanecerán sin la influencia de sistemas artificiales, que se les permite constantemente mantener la producción máxima de que son capaces y de que siempre producirán bajo las mismas condiciones de operación.

La predicción del comportamiento es calculada mediante la manipulación de la ecuación de la línea de tendencia para obtener gasto, tiempo o producción acumulada. Las reservas son calculadas de esta predicción.

El historial de producción de un pozo, yacimiento, nos brinda mucha información la cual mediante su correcta interpretación nos da la oportunidad de tomar acciones y medidas correctivas y

preventivas buscando alargar la vida productiva del pozo lo más posible para obtener el mayor Factor de Recuperación.

Los principales periodos de declinación de un pozo productor son:

- 1) Declinación Transitoria
- 2) Declinación en estado pseudo-estacionario

Así mismo, dentro de la declinación en estado pseudo-estacionario se encuentran otros tres tipos de declinación:

- a) *Declinación Exponencial (geométrica, semilog o de porcentaje constante)*: Los cambios en la producción por unidad de tiempo son constantes.
- b) *Declinación Hiperbólica (log-log)*: La caída en la producción por unidad de tiempo expresada como una fracción del gasto de producción, es una fracción elevada a una potencia entre 0 y 1.
- c) *Declinación Armónica*: Es un caso particular de la declinación hiperbólica, donde la potencia de la fracción del gasto producido es la unidad.

2.8.1. DECLINACIÓN TRANSITORIA

Se considera una declinación natural causada por la expansión del aceite, gas y agua en una región de drene con un incremento continuo del radio de drene. Al abrir un pozo se altera el estado de equilibrio del yacimiento y se crea un cambio de presión. El disturbio de presión se propaga gradualmente lejos del pozo hacia las fronteras externas del yacimiento, incrementando el área de drene. Cuando esto sucede, las condiciones de producción cambian rápidamente en función del tiempo.

2.8.2. DECLINACIÓN EN ESTADO PSEUDO-ESTACIONARIO

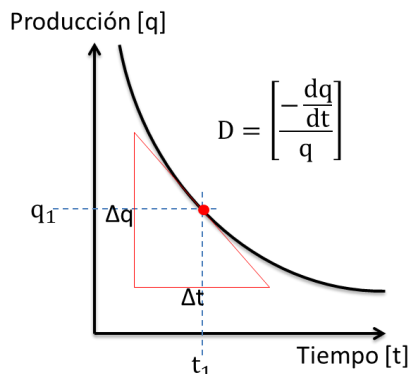
En este tipo de declinación, será necesario considerar la producción de aceite como un conjunto o serie de producciones en estado estacionario para describir el comportamiento de un pozo. El inicio del abatimiento de presión está determinado por el tiempo en el cual, el radio de drene ha alcanzado las fronteras impermeables. De allí en adelante como resultado de la producción, la región total drenada por el pozo comienza a ser depresionada. El rango de declinación de la presión depende de los siguientes factores:

- Rapidez con la que los fluidos son producidos.
- Expansión de los fluidos del yacimiento.
- Compactación del volumen de poros.

El efecto más importante de la declinación es el deterioro del comportamiento de afluencia reflejado mediante la presión media del yacimiento y el incremento de la resistencia de flujo.

2.8.2.1. DECLINACIÓN EXPONENCIAL

Con el tiempo llega un momento en que no se puede mantener la producción de los pozos y su capacidad decae regularmente. Cuando el gasto de producción se grafica contra el tiempo, se puede observar dicho comportamiento:



Gráfica 2.9- Gasto de declinación.

En donde la rapidez de declinación D , es el cambio fraccional del gasto con el tiempo, como lo muestra la siguiente expresión:

$$D = \left[\frac{-dq}{dt} \right] \frac{1}{q} \quad (2.37)$$

Por lo tanto, el gasto de declinación en un tiempo en particular puede ser determinado gráficamente calculando la pendiente de la curva de gasto vs tiempo en el punto de interés y dividiendo la pendiente entre el gasto en ese punto.

$$D = \left[\frac{-dq}{dt} \right] \frac{1}{q} \quad (2.38)$$

Este tipo de declinación se presenta cuando se tiene un yacimiento cerrado que produce a una presión de fondo fluyendo constante y cuando se sienten los efectos de frontera.

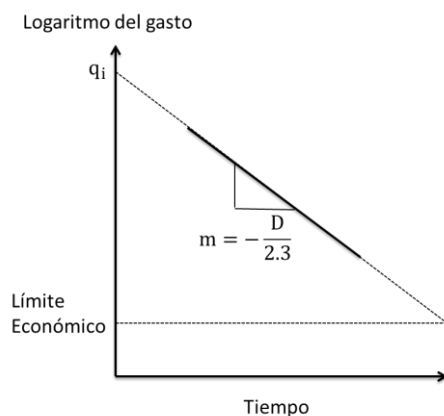
Cuando el logaritmo de gastos de producción es trazado contra tiempo lineal, a menudo resulta una línea recta. Este fenómeno se define como declinación exponencial debido a la expresión matemática que la define:

$$q = q_i e^{-D_i t} \quad (2.39)$$

Al transformar la Ec. 2.39 a logaritmo base 10, obtenemos:

$$\log(q) = \log(q_i) - \frac{D_i}{2.3} t \quad (2.40)$$

Que gráficamente queda representada como una línea recta de pendiente $-D/2.3$ y ordenada al origen $\log(q_i)$ (**Gráfica 2.10**).



Gráfica 2.10- Representación gráfica de Declinación Exponencial (semilog).

Para el cálculo de la producción acumulada se tiene:

$$N_p, G_p = \frac{1}{D_i} (q_i - q) \quad (2.41)$$

Esta ecuación sugiere que al graficar el gasto contra producción acumulada se tendrá como resultado una línea recta de pendiente $-D$ y ordenada el origen q_i . (**Figura 2.9a**)

2.8.2.2. DECLINACIÓN HIPERBÓLICA

La declinación hiperbólica es el resultado de mecanismos de empujes naturales o artificiales que disminuyen el abatimiento de presión comparado con el abatimiento causado solo por la expansión del aceite y la roca.

Este tipo de declinación se presenta si el mecanismo de empuje es:

- Gas en solución
- Expansión de casquete de gas
- Empuje de agua

También se presenta cuando el mecanismo de empuje natural es suplementado por inyección de gas o agua. La presencia de estos mecanismos implica un mayor factor de recuperación que con el mecanismo de expansión del aceite.

Su expresión matemática es:

$$b = \frac{d\left(\frac{1}{D}\right)}{dt} \quad (2.42)$$

Donde b representa la constante de declinación o ritmo de declinación, es positiva y toma valores de un rango entre 0 y 1.

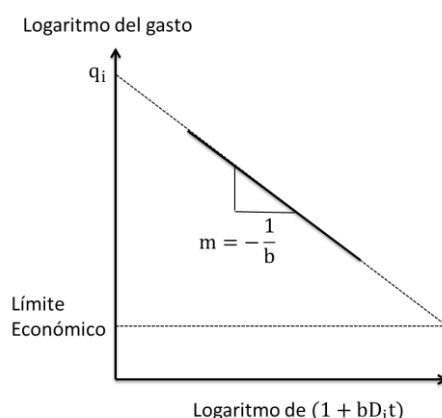
Al integrar en dos ocasiones la Ec. 2.42 se tiene:

$$q = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\left(\frac{1}{b}\right)}} \quad (2.43)$$

Al transformar la Ec. 2.43 a logaritmo base 10, obtenemos:

$$\log(q) = \log(q_i) - \frac{1}{b} \log(1 + bD_i t) \quad (2.44)$$

La forma de la Ec. 2.44 sugiere que una gráfica log-log del gasto contra $(1 + bD_i t)$, dará como resultado una línea recta de pendiente $-1/b$ y ordenada al origen $\log(q_i)$ (**Gráfica 2.13**).



Gráfica 2.11- Representación gráfica de la Declinación Hiperbólica.

Para determinar la ecuación de producción acumulada se debe integrar la Ec. 2.44 respecto al tiempo, resultando:

$$N_p, G_p = \frac{q_i^b}{D(1 - b)} \left[q_i^{(1-b)} - q^{(1-b)} \right] \quad (2.45)$$

La declinación hiperbólica no tiene una relación en línea recta para gasto/tiempo y gasto/producción acumulada. (**Figuras 2.8a y 2.9a**).

2.8.2.3. DECLINACIÓN ARMÓNICA

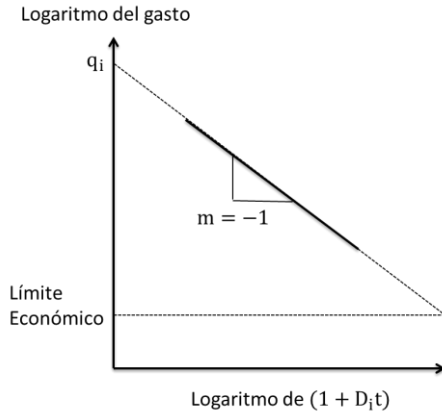
Algunas veces cuando la producción es controlada predominantemente por segregación gravitacional, la rapidez de declinación D es proporcional al gasto q . Este tipo de declinación es un caso particular de la declinación hiperbólica y ocurre cuando el valor de $b=1$.

$$q = \frac{q_i}{(1 + D_i t)} \quad (2.46)$$

Al transformar la Ec. 2.46 a logaritmo base 10, obtenemos:

$$\log(q) = \log(q_i) - \log(1 + bD_i t) \quad (2.47)$$

Al graficar en log-log ésta ecuación se obtendrá una línea recta de pendiente -1 y ordenada el origen q_i .



Gráfica 2.12- Representación gráfica de Declinación Armónica.

Al integrar esta última ecuación respecto al tiempo, se obtiene la ecuación para la producción acumulada:

$$N_p, G_p = \frac{2.3q_i}{D_i} [\log(q_i) - \log(q)] \quad (2.48)$$

Esta ecuación sugiere que al graficar el logaritmo del gasto contra producción acumulada se tendrá como resultado una línea recta de pendiente $(-D/2.3q_i)$ y ordenada el origen $\log(q_i)$. **(Figura 2.9b)**

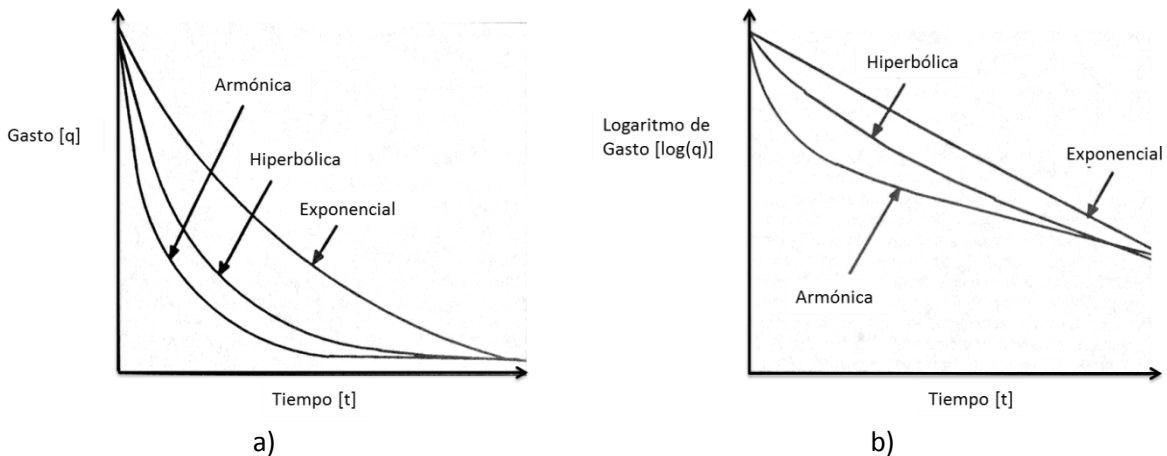


Figura 2.8- Forma de las diferentes curvas de declinación en gasto vs tiempo (a) y semilog gasto vs tiempo (b). Modificada de: Lee, J, Wattenbarger, R, *Gas Reservoir Engineering, SPE textbook, 1996.*

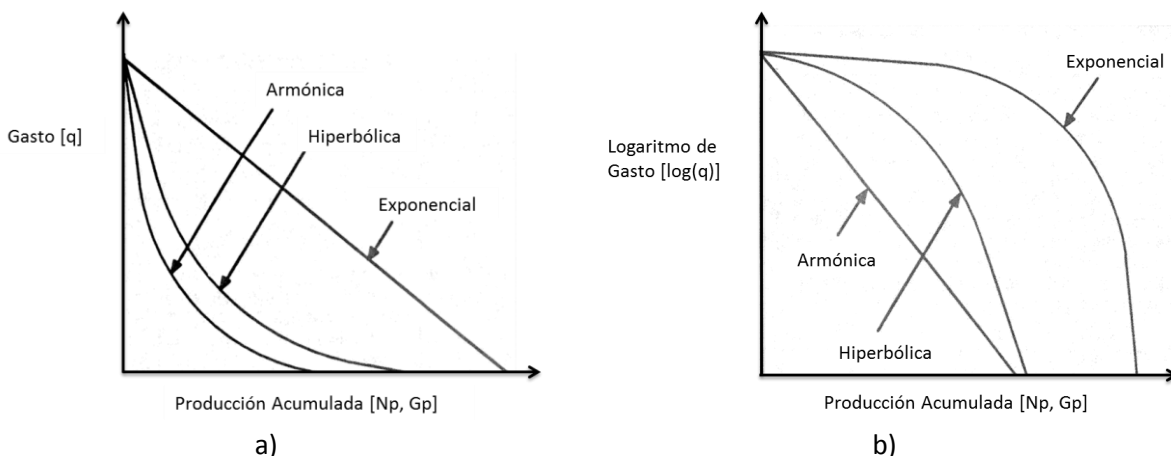


Figura 2.9- Forma de las diferentes curvas de declinación en gasto vs producción acumulada (a) y semilog gasto vs producción acumulada (b). Modificada de: Lee, J, Wattenbarger, R, *Gas Reservoir Engineering, SPE textbook, 1996.*

2.8.3. LÍMITE ECONÓMICO

La producción de aceite y gas usualmente se extiende hasta el punto donde los ingresos netos de la venta de dicha producción son iguales a los gastos de mantenimiento. No existe un propósito útil para continuar con la producción más allá de este punto, por lo tanto, el pozo se cierra o se abandona. El ingreso neto es aquel que queda después de los costos de operación, regalías e impuestos.

La producción de un pozo deja de ser rentable debido a un solo factor, el precio de los hidrocarburos. La excesiva producción de agua que hace que esta sea mucho mayor a la producción de hidrocarburos haciendo su tratamiento muy caro, o la producción de hidrocarburos muy baja a nivel que el ingreso de la venta de esa producción no alcance a sustentar los gastos de producción y mantenimiento, dependen completamente del precio del hidrocarburo en los mercados. El precio puede llegar a ser tan alto que la producción de hidrocarburos de un pozo sustente el mantenimiento del mismo aunque tenga una producción excesiva de agua.

2.8.4. EFECTO EN EL FACTOR DE RECUPERACIÓN

La curva de la producción histórica de un pozo, yacimiento o campo y el ajuste de una curva de declinación nos brindan mucha información. La interpretación correcta nos da la oportunidad de tomar acciones y medidas correctivas y preventivas buscando alargar la vida productiva del pozo y se hace énfasis en *interpretación correcta* ya que de lo contrario se pueden hacer estimaciones de producción y de fechas de abandono erróneas.

La siguiente **Figura 2.10** muestra el efecto de un error en el ajuste de una curva de declinación. Supongamos que el comportamiento de un yacimiento es descrito por una declinación exponencial, sin embargo se le ajusta una declinación hiperbólica. Como se puede observar en la gráfica de la izquierda, la diferencia en la predicción de gastos es grande. Esto influye a la hora de

determinar los tiempos de abandono de pozo o algunas intervenciones. La gráfica de la derecha muestra la producción acumulada que se perdería debido a este error. Con este ajuste se estaría sub-estimando el Factor de Recuperación Final Esperado.

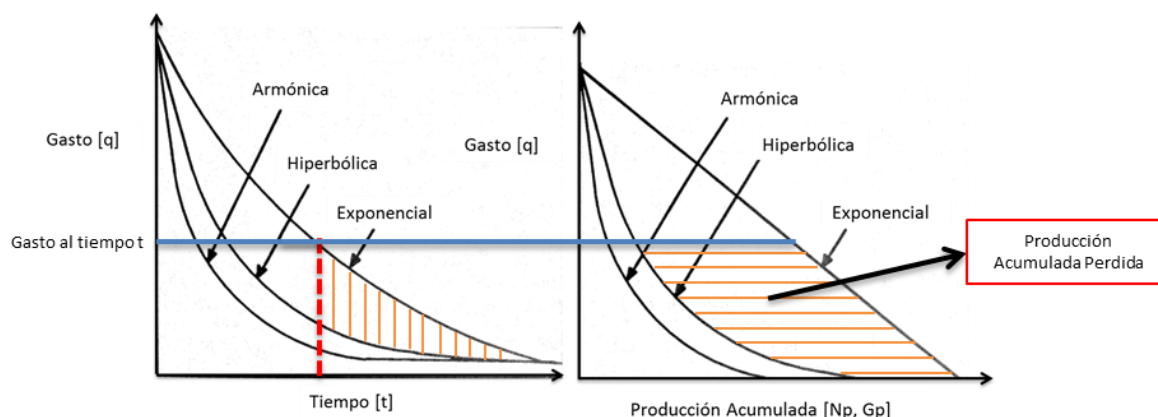


Figura 2.10- Curvas de declinación. Efecto en el Factor de Recuperación

El precio del hidrocarburo es una de las variables que repercute en el Factor de Recuperación. Como ya se mencionó anteriormente, el precio de los hidrocarburos marca la pauta para fijar gastos de abandono (producción con ganancias iguales a los costos de operación y mantenimientos) y por ende, tiempos de abandono. Con precios altos los tiempos de abandono se retrasan permitiendo una mayor producción acumulada.

La implementación de un método de recuperación secundaria o mejorada e inclusive un sistema artificial de producción, elevan los costos de producción y mantenimiento. Dependiendo del precio del hidrocarburo se puede determinar si la producción esperada con la implementación de algún método de recuperación o algún sistema artificial, sustentará los costos de producción y mantenimiento de manera rentable.

Los altos precios de los hidrocarburos permiten que métodos de recuperación secundaria y mejorada o algún sistema artificial de producción, sean implementados para mejorar la producción del yacimiento y aumentar el Factor de Recuperación Final Esperado.

CAPÍTULO 3- CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS IN-SITU

En este capítulo analizaremos a detalle el volumen original de hidrocarburos in-situ, variable que interviene en el cálculo del Factor de Recuperación (Ec. 1.1), así como los diferentes métodos para calcularlo.

El volumen original de hidrocarburos in-situ es aquel volumen que se estima ha existido inicialmente en el yacimiento. Este volumen se encuentra en equilibrio a la temperatura y presión que predomina en el yacimiento. Puede ser determinado por medio de métodos determinísticos o probabilísticos. Los primeros incluyen métodos volumétricos, balance de materia, caracterización dinámica de yacimientos y simulación numérica. En el caso de los métodos probabilísticos, estos identifican la incertidumbre de parámetros tales como porosidad, saturación de agua y espesor neto, entre otros, y estiman una función de probabilidad para el volumen original. En este capítulo solo se analizarán los métodos determinísticos conocidos como métodos volumétricos y balance de materia.

3.1. MÉTODOS VOLUMÉTRICOS

Estos métodos hacen uso de propiedades físicas del yacimiento las cuales se mencionan a continuación.

Porosidad: Se define como la relación entre el volumen de poros, V_p y el volumen total de roca, V_b .

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} [\text{Fracción o Porcentaje}] \quad (3.1)$$

Es un indicador directo de la cantidad de fluido. La porosidad de un yacimiento puede ser medida con una variedad de técnicas de laboratorio usando núcleos o medidas de campo incluyendo registros y pruebas de pozo. La porosidad es una de las primeras mediciones obtenidas en la etapa de exploración y un valor deseable es esencial para la continuación de las actividades posteriores hacia la explotación potencial del yacimiento. En la ausencia de una porosidad sustancial no existe la necesidad de proceder con un intento de explotación.

Espesor del yacimiento: Describe el espesor de un medio poroso contenido entre dos capas o estratos. Estos estratos usualmente se consideran impermeables. Se han desarrollado técnicas de registros de pozo para identificar y medir la extensión vertical. Es representado por la letra "h".

Saturación de fluidos: Medida del volumen de fluidos en el espacio poroso de una roca, a las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentra el yacimiento. Está definida por la relación entre el volumen del fluido, V_f , y el volumen de poros V_p .

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} [\text{Fracción o Porcentaje}] \quad (3.2)$$

El aceite y/o el gas nunca están solos saturando el espacio poroso, el agua siempre está presente. La saturación de agua que encontramos al descubrir el yacimiento se le conoce como agua inicial, congénita o intersticial. Si el agua presente no fluye se le conoce como agua irreductible. Saturaciones mayores a ese valor darán resultado a un flujo de agua junto con hidrocarburos. La combinación de porosidad, espesor de yacimiento y saturación es esencial en la decisión de un prospecto para determinar si es o no es atractivo. Estas variables permiten la estimación de hidrocarburos cerca del pozo. Esta variable se representa por la letra “S” con un subíndice que indica el tipo del fluido del que se está hablando, es decir: S_o - Saturación de aceite, S_g - Saturación de gas, S_w - Saturación de agua.

Extensión Areal: Es presentada por la letra “A” y determina el área que abarca el yacimiento. Es esencial para la estimación del volumen original de hidrocarburos.

La ecuación para medir el volumen de hidrocarburos, V_{hc} , a condiciones de yacimiento es:

$$V_{hc} = Ah\phi(1 - S_w) \quad (3.3)$$

Donde $(1 - S_w)$ corresponde a la saturación de hidrocarburos.

3.1.1. CÁLCULO DEL VOLÚMEN ORIGINAL DE ACEITE

Dividiendo la Ec. 3.3. entre el factor de volumen del aceite, se obtiene la estimación del volumen original de aceite. Dicho factor es simplemente la relación ente el volumen de hidrocarburo medido a condiciones de yacimiento y el volumen de hidrocarburo medido a condiciones estándar (B_o - Factor de volumen de aceite). Entonces para el volumen original de aceite in-situ tenemos:

$$N = \frac{Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{oi}} \quad (3.4)$$

Dónde:

A:	Extensión areal	[acre]
h:	Espesor de yacimiento	[ft]
ϕ :	Porosidad	[Fracción]
S_{wi} :	Saturación de agua inicial	[Fracción]
B_o :	Factor de Volumen de Aceite Inicial	$\frac{[Bbl @cy]}{[Bbl @cs]}$

La ecuación anterior tendrá unidades [acre-ft], por lo que se debe de llevar a barriles por medio de los factores de conversión:

$$1 [\text{acre}] = 43560 [\text{ft}^2]$$

$$1[\text{bbl}] = 5.615 [\text{ft}^3]$$

Por lo tanto:

$$1 [\text{acre} \cdot \text{ft}] = \left(\frac{43560}{5.615} \right) = 7758 [\text{bbl}]$$

Multiplicando la Ec. 3.4 por este factor queda:

$$\text{Volumen original de aceite in-situ [Bbl @CS]} \quad N = \frac{7758Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{oi}} \quad (3.5)$$

3.1.1.1. CÁLCULO DEL FACTOR DE RECUPERACIÓN PARA YACIMIENTOS VOLUMÉTRICOS DE ACEITE

Un yacimiento volumétrico es aquel que está completamente cerrado por barreras de baja permeabilidad e inclusive completamente impermeables, y no recibe soporte de presión de fuentes externas tales como un acuífero. Por lo tanto no existe influjo de agua al yacimiento que reemplace el volumen de aceite producido. Dicho volumen será reemplazado por gas el cual al disminuir la saturación de aceite (debido a la producción) aumenta su saturación. Si S_{ga} es la saturación del gas y S_{wa} la saturación de agua ambas a condiciones de abandono, B_{oi} el factor de volumen al inicio de la explotación y B_{oa} el factor de volumen al momento de abandono, entonces el volumen de aceite a las condiciones de abandono es:

$$N_a = \frac{7758Ah\phi(1 - S_{wa} - S_{ga})}{B_{oa}} \quad (3.6)$$

Entonces el volumen de aceite extraído del yacimiento, N_p es (Volumen Original – Volumen a condiciones de abandono):

$$N_p = 7758Ah\phi \left[\frac{(1 - S_{wi})}{B_{oi}} - \frac{(1 - S_{wa} - S_{ga})}{B_{oa}} \right] \quad (3.7)$$

Haciendo uso de la Ec. 1.1, el Factor de Recuperación es:

$$FR = 1 - \frac{(1 - S_{wa} - S_{ga})}{(1 - S_{wi})} \times \frac{B_{oi}}{B_{oa}} \quad (3.8)$$

3.1.1.2. CÁLCULO DEL FACTOR DE RECUPERACIÓN PARA YACIMIENTOS NO VOLUMÉTRICOS DE ACEITE

En el caso de los yacimientos con entrada de agua se considera que la presión del yacimiento se mantiene en su valor inicial debido al empuje del acuífero, que no existe saturación de gas en la zona de aceite y que el valor del factor de volumen a las condiciones de abandono es igual que el inicial ($B_{oab} = B_{oi}$), por lo tanto:

$$N_a = \frac{7758Ah\phi S_{or}}{B_{oi}} \quad (3.9)$$

Donde S_{or} es la saturación de aceite residual después del desplazamiento por el agua. Entonces el volumen de aceite extraído del yacimiento es (Volumen Original – Volumen a condiciones de abandono):

$$N_p = \frac{7758Ah\phi(1 - S_w - S_{or})}{B_{oi}} \quad (3.10)$$

Haciendo uso de la Ec. 1.1, el Factor de Recuperación es:

$$FR = \frac{(1 - S_{wi} - S_{or})}{(1 - S_{wi})} \quad (3.11)$$

3.1.2. CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE GAS

Al igual que para el aceite, dividimos la Ec. 3.3 entre el factor de volumen de gas (B_g - Factor de volumen de gas de formación). Entonces para el volumen original de gas in-situ tenemos:

$$G = \frac{Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} \quad (3.12)$$

Dónde:

A:	Extensión areal	[acre]
h:	Espesor de yacimiento	[ft]
ϕ :	Porosidad	[Fracción]
S_{wi} :	Saturación de agua Inicial	[Fracción]
B_{gi} :	Factor de Volumen de Gas Inicial	$\left[\frac{ft^3 @cy}{ft^3 @cs} \right]$

La ecuación anterior tendrá unidades [acre-ft], por lo que se debe de llevar a pies cúbicos por medio de factores de conversión:

$$1 \text{ [acre]} = 43560 \text{ [ft}^2\text{]}$$

Multiplicando la Ec. 3.12 por este factor queda:

$$\text{Volumen original de gas in-situ} \quad G = \frac{43560Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} \quad (3.13)$$

[ft³@CS]

3.1.3. CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE GAS EN YACIMIENTOS VOLUMÉTRICOS DE GAS SECO

Un yacimiento de gas seco se refiere a un yacimiento de gas compuesto principalmente por metano con algunas partículas de hidrocarburos de peso intermedio. El diagrama de fase de gas seco (**Figura. 3.1**) indica que, debido a su composición, los gases secos no experimentan un cambio de fase al haber una reducción en la presión y por lo tanto son únicamente gas en el yacimiento y a las condiciones superficiales de separador. En este sentido, “seco” no se refiere a la ausencia de agua sino indica que no hay formación de hidrocarburos líquidos en el yacimiento, pozo o en el equipo superficial durante la producción.

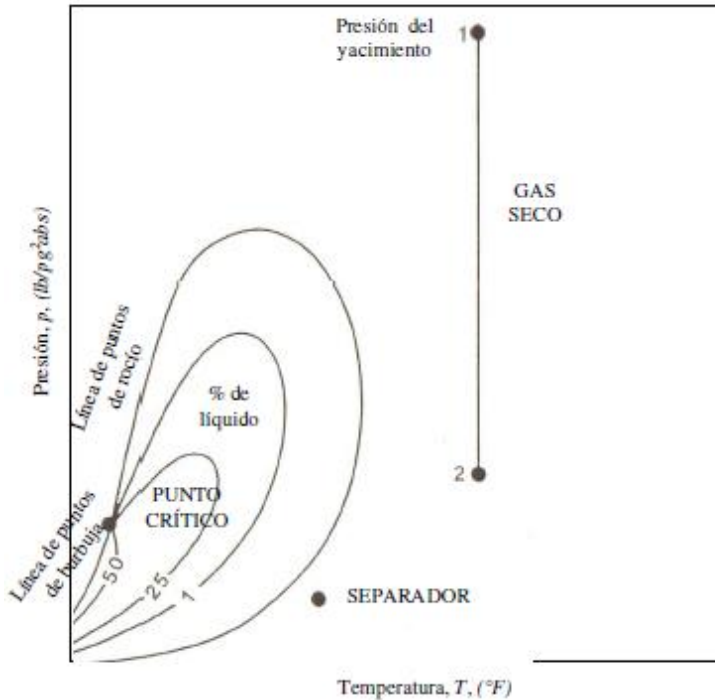


Figura 3.1- Diagrama de fase para Gas Seco.

Empezando con la ley de los gases reales, el volumen de gas en el yacimiento a condiciones iniciales es:

$$V_{gi} = \frac{z_i nRT}{P_i} \quad (3.14)$$

De igual forma, el volumen de gas a condiciones estándar es:

$$V_{gcs} = G = \frac{z_{cs} nRT_{cs}}{P_{cs}} \quad (3.15)$$

Igualando el número de moles del gas a condiciones iniciales con el número de moles a condiciones estándar y reordenando, podemos calcular el volumen inicial de gas a condiciones estándar:

$$G = \frac{P_i V_{gi} z_{cs} T_{cs}}{z_i T P_{cs}} \quad (3.16)$$

Considerando que el volumen de poros ocupado por el gas es constante durante la vida productiva del yacimiento, tenemos:

$$V_{gi} = 43560Ah\phi(1 - S_{wi}) \quad (3.17)$$

Sustituyendo la Ec. 3.17 en la Ec. 3.16 :

$$G = 43560Ah\phi(1 - S_{wi}) \frac{P_i z_{cs} T_{cs}}{z_i T P_{cs}} \quad (3.18)$$

O bien:

$$G = \frac{43560Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} \quad (3.19)$$

3.1.3.1. CÁLCULO DEL FACTOR DE RECUPERACIÓN

La producción acumulada de gas se puede calcular mediante la diferencia entre el volumen original de gas in-situ, G, y el gas in-situ a las condiciones de abandono, G_a:

$$G_p = \frac{43560Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} \left(1 - \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \right) \quad (3.20)$$

Donde el Factor de Recuperación es:

$$FR = 1 - \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \quad (3.21)$$

La expansión de gas es un mecanismo de producción muy eficiente. Si bien las saturaciones de gas al momento del abandono pueden ser muy altas, frecuentemente se obtienen Factores de Recuperación de 80% a 90% del volumen original de gas in-situ en yacimientos volumétricos de gas.

3.1.4. CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE GAS EN YACIMIENTOS NO VOLUMÉTRICOS DE GAS SECO

La invasión de agua ocurre cuando la presión en el límite yacimiento-acuífero se ve reducida debido a la producción de gas. Como ya se mencionó, la ecuación para un yacimiento volumétrico se derivó con la consideración de que el volumen poroso ocupado por el gas permanecería

constante durante la vida productiva del yacimiento. En yacimientos no volumétricos el volumen poroso ocupado por el gas decrece de igual cantidad que el volumen de agua entrando al yacimiento y el volumen restante de gas no producido. Por lo tanto, si podemos estimar tanto la saturación de gas inicial como la saturación de gas al abandono, podemos usar las ecuaciones volumétricas (Ec. 3.19) para calcular el volumen de gas en un yacimiento con entrada de agua.

3.1.4.1. CÁLCULO DEL FACTOR DE RECUPERACIÓN

El volumen producido de gas es igual al volumen original menos el volumen de gas al momento del abandono:

$$G_p = 43560Ah\phi \left[\frac{(1 - S_{wi})}{B_{gi}} - \frac{(1 - S_{wa})}{B_{ga}} \right] \quad (3.22)$$

Haciendo uso de la Ec. 1.1, el Factor de Recuperación es:

$$FR = 1 - \frac{B_{gi}(1 - S_{wa})}{B_{ga}(1 - S_{wi})} \quad (3.23)$$

Las dos ecuaciones anteriores, se derivan con la suposición que la eficiencia de barrido volumétrico para el gas es del 100%. De hecho, el agua puede desplazar el gas de manera ineficiente en algunos casos. Resultados de primeros estudios de flujo a través de núcleos sugieren que volúmenes significantes de gas pueden ser pasados por alto y eventualmente atrapados por un frente de agua. Además, debido a las heterogeneidades y discontinuidades del yacimiento, la invasión de agua no barre algunas partes del yacimiento eficientemente, resultando en volúmenes con altas saturaciones residuales de gas y con presiones de abandono mayores que en un yacimiento volumétrico. Para tomar en cuenta esas partes no barridas del yacimiento, se introduce una eficiencia de barrido volumétrica, E_v , en la ecuación volumétrica. Quedando de la siguiente forma:

$$G_p = G - [E_v G_a + (1 - E_v) G_t] \quad (3.24)$$

Donde G_t , representa en volumen de gas atrapado por la invasión de agua.

El volumen producido de gas es igual al volumen original menos el volumen de gas al momento del abandono:

$$G_p = \frac{43560Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} - \left(E_v \frac{43560Ah\phi(1 - S_{wa})}{B_{ga}} + (1 - E_v) \frac{43560Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{ga}} \right) \quad (3.25)$$

Factorizando:

$$G_p = \frac{43560Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} \left[1 - E_v \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \left(\frac{1 - S_{wa}}{1 - S_{wi}} + \frac{1 - E_v}{E_v} \right) \right] \quad (3.26)$$

Siendo el Factor de Recuperación:

$$FR = 1 - E_v \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \left(\frac{1 - S_{wa}}{1 - S_{wi}} + \frac{1 - E_v}{E_v} \right) \quad (3.27)$$

Los valores del Factor de Recuperación para un yacimiento no volumétrico son menores que para un yacimiento volumétrico, debido a las características anteriormente descritas. Frecuentemente se obtienen valores del Factor de Recuperación en un rango de 50% a 70% para yacimientos de gas seco con empuje de agua.

3.1.5. CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE GAS EN YACIMIENTOS VOLUMÉTRICOS DE GAS HÚMEDO Y GAS Y CONDENSADO

Al igual que el gas seco la composición principal del gas húmedo es metano. El gas húmedo a diferencia del gas seco, posee más moléculas pesadas de hidrocarburos e intermedias. El término de gas húmedo no quiere decir que el gas es mojado con agua sino se refiere a hidrocarburos líquidos que se condensan a condiciones estándar.

El comportamiento del gas húmedo se describe en la **Figura 3.2**. El fluido se clasifica como gas húmedo cuando se tiene solamente gas a condiciones de yacimiento pero a condiciones de superficie se entra en la región de dos fases (En la imagen es representado por SEPARADOR).

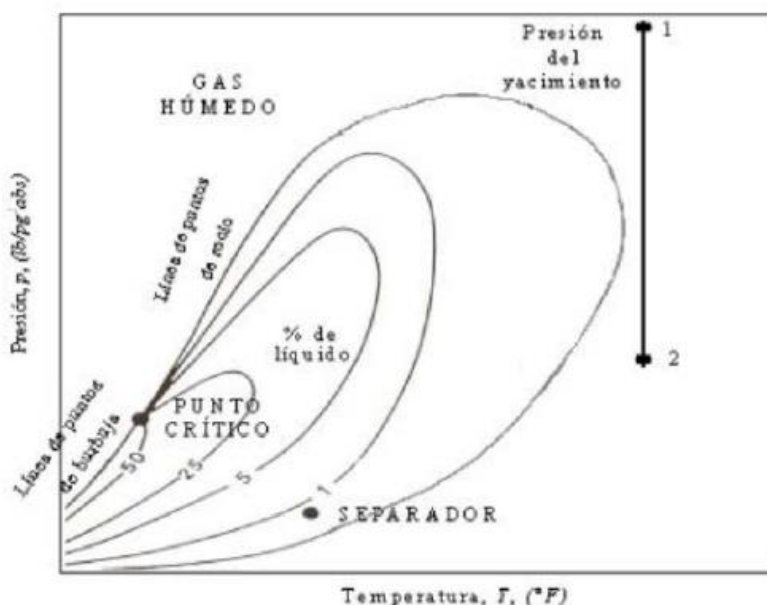


Figura 3.2- Diagrama de fase para Gas Húmedo.

Para yacimientos de Gas Húmedo el volumen total inicial de gas in-situ, G_T , el cual incluye gas y el gas equivalente al hidrocarburo líquido, es:

$$G_T = \frac{43560Ah\phi(1 - S_{wi})}{B_{gi}} \quad (3.28)$$

Debido a la condensación en superficie, las propiedades de gas en superficie son distintas a las propiedades en el yacimiento. La Ec. 3.28 requiere conocimiento de las propiedades del gas a condiciones de yacimiento.

En el caso de yacimientos de Gas y Condensado, debido a la condensación, parte del gas a condiciones de yacimiento es producido como líquido en superficie. La fracción del volumen total inicial de gas in-situ que será producido en fase gaseosa en superficie, f_g , es:

$$f_g = \frac{R_t}{R_t + \frac{132800\gamma_o}{M_o}}$$

Dónde:

- R_t : Incluye la producción de gas y condensado de todos los separadores y el tanque de almacenamiento
- γ_o : Gravedad específica del condensado
- M_o : Peso molecular de líquido a condiciones de tanque de almacenamiento (@cs)

La fracción del volumen original de gas in-situ que será producido en fase gaseosa en superficie es:

$$G = f_g G_T \quad (3.29)$$

Y el volumen original de aceite (condensado) in-situ es:

$$N = \frac{G}{R_t} \quad (3.30)$$

Nótese que este procedimiento de cálculo es aplicable a yacimientos de gas y condensado solamente cuando la presión del yacimiento está por arriba de la presión de rocío. Debido a la composición de estos yacimientos, la formación de líquidos no solo se hará presente en superficie y pozo sino también en el yacimiento.

Se trata de cuidar mucho que los condensados se formen en superficie y no en el yacimiento ya que si se forman en el yacimiento la permeabilidad relativa al gas disminuye debido a que el fluido se vuelve más viscoso. Así mismo, la caída de presión que el fluido sufrirá del yacimiento al pozo y del pozo a superficie hará que ese líquido se convierta nuevamente en gas y la producción de aceite sea nula, es decir, que la recuperación de aceite sea cero. Se busca obtener el mayor Factor

de Recuperación de condensados (aceite) debido a que su precio en el mercado es mucho mayor que el del gas.

3.2.ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA (EBM)

Cuando no se tiene una precisión razonable de los valores de la porosidad, saturación de agua congénita y el volumen de roca, los métodos volumétricos descritos en la sección anterior no pueden ser usados. En este caso, el método de balance de materia se puede usar para el cálculo de volumen original de hidrocarburos. Sin embargo, este método solo es aplicable después de cierto tiempo de explotación del yacimiento y es de suma importancia que las propiedades PVT de los fluidos sean medidas antes de que el yacimiento sea puesto a producir. El balance de materia es completamente independiente del método volumétrico por lo que sirve para corroborar cálculos hechos con volumetría y, es más preciso dependiendo de la cantidad y calidad de los datos obtenidos.

El balance de materia tiene ciertas consideraciones:

- Es un modelo de tanque
- Es un modelo de 0 dimensiones
- Extracción puntual de fluidos
- Presiones promedio
- Yacimiento en desarrollo

3.2.1. ECUACIÓN GENERAL DE BALANCE DE MATERIA

La siguiente ecuación representa la Ecuación General de Balance de Materia:

$$N(B_t - B_{ti}) + \frac{NmB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) + (1 + m)NB_{ti} \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{P} + W_e \quad (3.31)$$

$$= N_p [B_t + (R_p - R_{soi})B_g] + B_w W_p$$

Cada término del lado izquierdo de la Ec. 3.31 representa un método de producción de fluidos mientras que cada término del lado derecho representa la cantidad de fluidos producidos. Los primeros dos términos del lado izquierdo representan la expansión de zonas de aceite y/o gas que puedan existir. El tercer término se refiere al cambio del volumen poroso, el cual considera la expansión de la roca junto con el agua congénita. El cuarto término del lado izquierdo representa la entrada de agua que pueda haber dentro del yacimiento. Del lado derecho de la Ec. 3.31, el primer término se refiere a la producción tanto de aceite como de gas, mientras que el segundo se refiere a la producción de agua. De manera general, para la deducción de esta ecuación se hizo el siguiente planteamiento:

$$\text{Expansión} = \text{Producción} \quad (3.32)$$

La Ec. 3.31 se puede modificar para aplicarla en alguno de los diferentes tipos de yacimiento como se muestra a continuación.

3.2.2. EBM PARA ACEITE BAJOSATURADO

Cuando no hay gas libre inicial, como es el caso de este tipo de yacimiento, $m=0$ y la Ec. 3.31 queda de la siguiente manera:

$$N(B_t - B_{ti}) + NB_{ti} \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{P} + W_e = N_p [B_t + (R_p - R_{soi}) B_g] + B_w W_p \quad (3.33)$$

Para los yacimientos volumétricos se considera despreciable el cambio en la porosidad de la roca con el cambio de presión interna del fluido y no se considera ni entrada de agua al yacimiento ni producción de agua. Por lo tanto, para un yacimiento volumétrico de aceite bajosaturado la Ec. 3.33 se puede modificar quedando:

$$N(B_t - B_{ti}) = N_p [B_t + (R_p - R_{soi}) B_g] \quad (3.34)$$

Mientras la presión del yacimiento se mantenga por arriba de la presión de burbuja, solo existe líquido en el yacimiento. Cualquier gas que sea producido en superficie será aquel gas en solución que se liberó mientras el aceite se desplazaba por el pozo y a través del equipo superficial. Todo este gas, será gas que estaba en solución a condiciones de yacimiento. Por lo tanto, durante este periodo, R_p será igual a R_{so} y éste igual a R_{soi} . Debido a lo anterior $B_t = B_o$. La ecuación de balance de materia queda:

$$N(B_t - B_{ti}) = N_p B_t \quad (3.35)$$

Para el cálculo del volumen original de aceite, se despeja N de las ecuaciones anteriores.

3.2.3. EBM PARA ACEITE SATURADO

La ecuación de balance de materia para este tipo de yacimientos es la que se presenta como ecuación general de balance de materia. Esto debido a que en este tipo de yacimientos se tiene gas libre inicial y se puede tener o no empuje de un acuífero.

$$\begin{aligned} N(B_t - B_{ti}) + \frac{NmB_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi}) + (1 + m)NB_{ti} \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{P} + W_e \\ = N_p [B_t + (R_p - R_{soi}) B_g] + B_w W_p \end{aligned} \quad (3.36)$$

Para yacimiento de aceite saturado sin empuje ni producción de agua, la ecuación de balance de materia queda entonces:

$$\begin{aligned} N(B_t - B_{ti}) + \frac{NmB_{ti}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi}) + (1 + m)NB_{ti} \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{P} \\ = N_p [B_t + (R_p - R_{soi}) B_g] \end{aligned} \quad (3.37)$$

Las ecuaciones anteriores se pueden reordenar para el cálculo del volumen original de aceite N:

$$N = \frac{N_p[B_t + (R_p - R_{soi})B_g] + B_w W_p - W_e}{(B_t - B_{ti}) + \frac{mB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi}) + (1 + m)B_{ti} \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{P}} \quad (3.38)$$

Si el término de la expansión de la roca y el agua congénita se considera despreciable, como usualmente se hace para este tipo de yacimientos, entonces:

$$N = \frac{N_p[B_t + (R_p - R_{soi})B_g] + B_w W_p - W_e}{(B_t - B_{ti}) + \frac{mB_{ti}}{B_{gi}}(B_g - B_{gi})} \quad (3.39)$$

3.2.4. EBM PARA YACIMIENTOS DE GAS

Para yacimientos de gas, la Ec. 3.31 se puede modificar considerando que $N_p R_p = G_p$ y que $N m B_{ti} = G B_{gi}$. Sustituyendo en la Ec. 3.31:

$$\begin{aligned} N(B_t - B_{ti}) + G(B_g - B_{gi}) + (N B_{ti} + G B_{gi}) \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{P} + W_e \\ = N_p B_t + (G_p - N R_{soi}) B_g + B_w W_p \end{aligned} \quad (3.40)$$

Cuando se trabaja con yacimientos de gas, no existe una cantidad de líquido inicial. Por lo tanto, N y N_p son igual a cero. La ecuación general de balance de materia para yacimientos de gas es:

$$G(B_g - B_{gi}) + G B_{gi} \left[\frac{c_w S_{wi} + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta \bar{P} + W_e = G_p B_g + B_w W_p \quad (3.41)$$

Para la mayoría de los yacimientos de gas, la compresibilidad del gas es mayor que la compresibilidad de la roca y del agua congénita, por lo que el segundo término del lado izquierdo de la ecuación se desprecia, quedando:

$$G(B_g - B_{gi}) + W_e = G_p B_g + B_w W_p \quad (3.42)$$

Cuando las presiones del yacimiento son anormalmente altas, éste término no debe ser ignorado.

Cuando el yacimiento de gas es volumétrico la ecuación de balance de materia queda de la siguiente forma:

$$G(B_g - B_{gi}) = G_p B_g \quad (3.43)$$

Sabiendo que:

$$B_g = \frac{P_{cs} z T}{P z_{cs} T_{cs}} \quad (3.44)$$

Sustituyendo en la ecuación 3.43 tenemos:

$$G \left(\frac{P_{cs} z T}{P T_{cs}} \right) - G \left(\frac{P_{cs} z_i T_i}{P_i T_{cs}} \right) = G_p \left(\frac{P_{cs} z T}{P T_{cs}} \right) \quad (3.45)$$

Cabe señalar que la producción es un proceso isotérmico, es decir, que la temperatura del yacimiento se mantiene constante. Con esto, la Ec. 3.45 queda de la siguiente manera:

$$G \left(\frac{z}{p} \right) - G \left(\frac{z_i}{P_i} \right) = G_p \left(\frac{z}{p} \right) \quad (3.46)$$

Reordenando:

$$\frac{P}{z} = - \frac{P_i}{z_i G} G_p + \frac{P_i}{z_i} \quad (3.47)$$

La ecuación anterior sugiera que una gráfica P/z vs G_p arroja como resultado una línea recta con pendiente $-P_i/z_i G$.

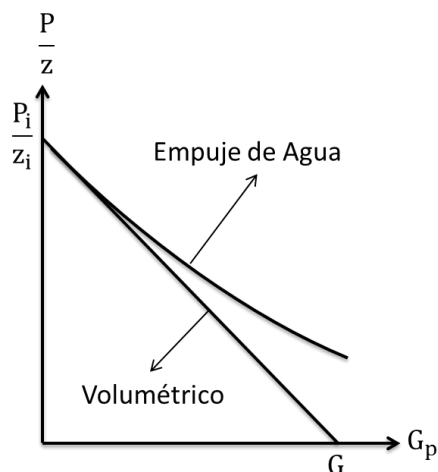


Figura 3.3- Gráfico P/z vs G_p .

Si P/z se iguala a cero, lo cual representa la producción total de gas del yacimiento, entonces G_p corresponde a G , el volumen original de gas in-situ. Otra forma de calcular G , es despejándola de alguna de las ecuaciones anteriores.

En yacimientos con empuje de agua, la relación entre G_p y P/z no es lineal, como se puede ver en la **Figura 3.3**. Debido a la entrada de agua, la presión cae más lentamente con la producción que en el caso de un yacimiento volumétrico.

Algunos métodos para calcular la entrada de agua son:

- Método de van Everdingen-Hurst
- Método de Carter-Tracy
- Método de Fetkovich

La **Tabla 3.1** muestra las ecuaciones para el cálculo del Factor de Recuperación desarrolladas a lo largo de este capítulo.

Tabla 3.1- Ecuaciones para el cálculo del Factor de Recuperación.

<u>TIPO DE YACIMIENTO</u>	<u>FÓRMULA</u>
Volumétrico de Aceite	$FR = 1 - \frac{(1 - S_{wa} - S_{ga})}{(1 - S_{wi})} \times \frac{B_{oi}}{B_{oa}}$
No Volumétrico de Aceite	$FR = \frac{(1 - S_{wi} - S_{or})}{(1 - S_{wi})}$
Volumétrico de Gas Seco	$FR = 1 - \frac{B_{gi}}{B_{ga}}$
No volumétrico de Gas Seco con $E_v = 1$	$FR = 1 - \frac{B_{gi}(1 - S_{wa})}{B_{ga}(1 - S_{wi})}$
No volumétrico de Gas Seco con $E_v \neq 1$	$FR = 1 - E_v \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \left(\frac{1 - S_{wa}}{1 - S_{wi}} + \frac{1 - E_v}{E_v} \right)$
Aceite Bajosaturado (EBM)	$FR = \frac{(B_t - B_{ti})}{B_t}$
Aceite Saturado (EBM)	$FR = \frac{(B_t - B_{ti})}{B_t + (R_p - R_{soi})B_g}$
Gas (EBM)	$FR = 1 - \frac{z_i P}{P_i Z}$

CAPÍTULO 4- RECUPERACIÓN PRIMARIA, SECUNDARIA Y MEJORADA

4.1. RECUPERACIÓN PRIMARIA

Al confirmar la existencia de hidrocarburos mediante el pozo exploratorio en un yacimiento o campo, se procura recopilar una gran cantidad de información del mismo y se realizan varios estudios a la formación productora, esto con el objetivo de evaluar el potencial petrolero del nuevo descubrimiento y conocer de manera inicial sus características. Posteriormente, a través de la perforación de pozos delimitadores, se puede conocer mejor su tamaño y el volumen original in situ que contenga.

Como ya bien sabemos, la recuperación del aceite se obtiene mediante un proceso de desplazamiento, también llamado mecanismo de producción. El cambio de presión obliga al aceite a fluir hacia los pozos, pero ese movimiento se verifica solamente si otro material llena el espacio desocupado por el aceite y mantiene, en dicho espacio, la presión requerida para continuar el movimiento de los fluidos. De cierta forma el aceite no fluye del yacimiento, sino que es expulsado mediante un mecanismo de producción, siendo los principales el del gas y el del agua.

Con la información obtenida al descubrimiento, se empiezan a identificar los mecanismos de producción que puede existir en el yacimiento o la combinación de los mismos.

Los 5 mecanismos naturales de producción primaria que existen en los yacimientos en el posible orden de ocurrencia son:

- a) Empuje por expansión de la roca
- b) Empuje por gas disuelto
- c) Empuje por la capa de gas
- d) Empuje hidráulico (debido al acuífero)
- e) Empuje por segregación gravitacional

Se describirán de manera breve algunas de las características de cada uno de estos mecanismos de empuje. También se mostrará el valor del Factor de Recuperación asociado a cada mecanismo de empuje como si fuera el único presente en el yacimiento. Dichos valores fueron leídos de la **Gráfica 4.1.**

4.1.1. EMPUJE POR EXPANSIÓN DE LA ROCA

Este mecanismo de producción ocurre en los yacimientos bajosaturados, hasta que se alcanza la presión de saturación. La producción de aceite y gas del yacimiento es debida a la reducción del volumen poroso en el yacimiento, lo que genera una reducción de la presión de los fluidos en el mismo, aumentando la presión de sobre carga en la formación. Este aumento de presión en los

granos de la formación causa su compactación y algunas veces podría llevar a ocasionar una subsidencia en la superficie.

Factor de Recuperación Asociado: Máximo 4%

4.1.2. EMPUJE POR GAS DISUELTO

Este mecanismo de producción opera principalmente por la expansión del aceite y del gas disuelto en el mismo. El incremento de los volúmenes de fluido durante el proceso de reducción de la presión en el yacimiento es equivalente a la producción que se obtiene. Lo anterior es particularmente cierto en los casos donde el yacimiento es bajosaturado.

Factor de Recuperación Asociado: Máximo 22%

4.1.3. EMPUJE POR LA CAPA DE GAS

Consiste en una invasión progresiva en la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores. Los requerimientos básicos son:

- I. Que la parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas
- II. Que exista un continuo crecimiento o agrandamiento de la zona ocupada por el casquete de gas

La zona de casquete de gas puede presentarse de tres maneras:

- a) Existir inicialmente en el yacimiento como casquete.
- b) Bajo ciertas condiciones, puede formarse por la acumulación de gas liberado por el aceite al declinar la presión del yacimiento, a consecuencia de la segregación gravitacional.
- c) La capa de gas puede crearse artificialmente por inyección de gas en la parte superior del yacimiento.

Factor de Recuperación Asociado: Máximo 30%

4.1.4. EMPUJE HIDRÁULICO

Este mecanismo de producción ocurre en los yacimientos que tienen un acuífero asociado y se presenta una vez que se reduce la presión en el yacimiento, lo que permite que el agua del acuífero se expanda y fluya dentro de la zona de aceite.

Este mecanismo de producción trabaja de la misma manera que el de empuje por casquete de gas; sin embargo, es mucho más eficiente ya que el agua tiene mayor viscosidad que el gas y por lo tanto tiene un mayor desplazamiento del aceite.

Factor de Recuperación Asociado: Aproximadamente 50%

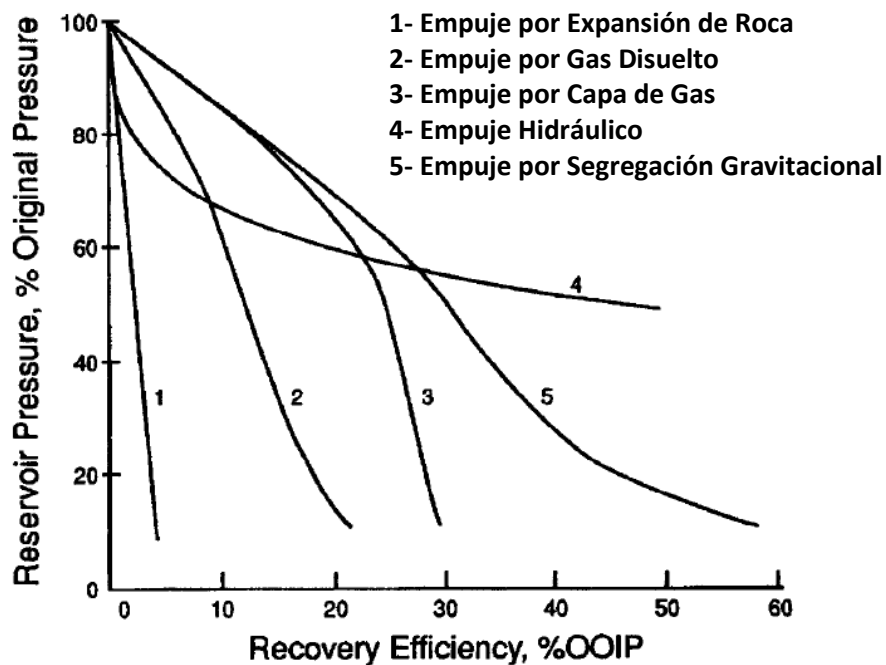
4.1.5. EMPUJE POR SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL

La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. Los yacimientos presentan condiciones propicias a la segregación gravitacional cuando poseen grandes espesores o alto relieve estructural y alta permeabilidad en sentido vertical.

Este empuje no es muy común que se presente en los yacimientos, pero cuando se tiene, es el mecanismo de producción más eficiente que se ha encontrado.

Factor de Recuperación Asociado: Aproximadamente 60%

Los valores del Factor de Recuperación mencionados anteriormente, provienen de la **Gráfica 4.1**. Dicha gráfica muestra curvas de reducción de la presión contra la recuperación del volumen original In Situ, ambos en porcentaje. Hay que tomar en cuenta que esta es una gráfica teórica, calculada a través de las ecuaciones de balance de materia, por lo que los Factores de Recuperación podrían ser menores a los que se presentan.



Gráfica 4.1- Factor de Recuperación por mecanismo de empuje. Modificada de: *Satter and Thakur, Integrated Petroleum Management, Pennwell Book, 1994.*

4.2. RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Este proceso de recuperación agrega energía a la que naturalmente contiene el yacimiento con el fin de proveer un empuje adicional mediante la inyección de fluidos en forma inmisible (Gas, agua y combinación agua-gas).

Al implementar un proceso de recuperación secundaria, se busca reemplazar total o parcialmente, un mecanismo primario por uno secundario, basado en un desplazamiento inmisible. La efectividad y rentabilidad de este reemplazo, en cualquier etapa de la vida productiva del yacimiento, determina el momento óptimo para iniciar un proceso de inyección de fluidos.

4.2.1. INYECCIÓN DE AGUA

De acuerdo con la posición de los pozos inyectoros y productores, la inyección de agua se puede llevar a cabo de dos formas diferentes:

4.2.1.1. INYECCIÓN PERIFÉRICA (O EXTERNA)

La inyección de agua se lleva a cabo de tres maneras posibles: Muy cerca del contacto agua-aceite, en el límite físico del yacimiento o directamente en el acuífero (**Figura 4.1**).

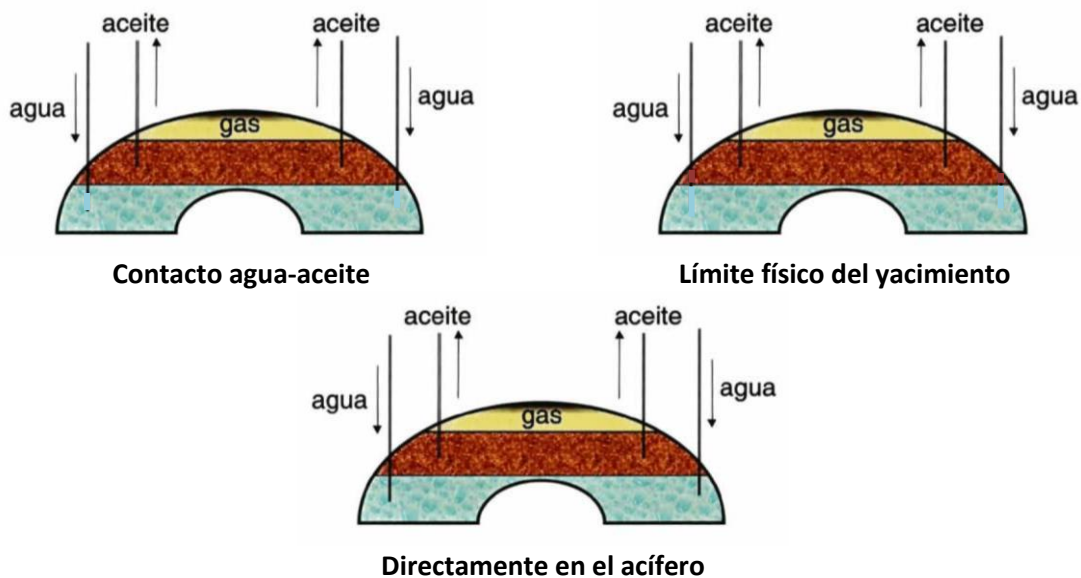


Figura 4.1-Esquema de inyección periférica de agua. Modificada de: *PEMEX, Recuperación Secundaria y Mejorada en México, Informe Anual 2007*.

Éste método de inyección, si bien puede ser muy eficiente, la realidad es que debido a las dimensiones que normalmente tiene el acuífero y a las de la zona de aceite, regularmente se requieren inyectar grandes volúmenes de agua, antes de tener un efecto en los pozos productores. Además, si la inyección de agua se realiza muy tarde en la vida del yacimiento, el volumen poroso depresionado que hay que llenar antes de tener efecto en la presión del yacimiento, puede ser considerable.

4.2.1.2. INYECCIÓN DISPERSA O EN ARREGLOS

Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de aceite. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos (aceite/gas) del medio poroso invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de aceite

a través de un número determinado de pozos que forman un arreglo geométrico con los pozos productores/inyectores. Dichos arreglos geométricos se encuentran de diversas maneras:

LÍNEA DIRECTA

Se trata de colocar una línea de pozos inyectores y una línea de pozos productores y así desarrollar el campo. Cada pozo inyector tiene enfrente a un pozo productor.

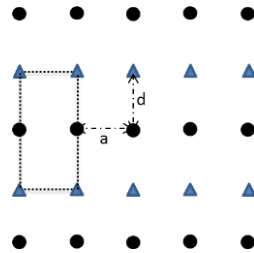


Figura 4.2- Arreglo de pozos en línea directa.

LÍNEA ALTERNA

Se tiene una línea de pozos inyectores que no coincide exactamente con una línea de pozos productores, sino que estos últimos están desplazados la mitad de un espaciamiento. Es decir, cada pozo inyector queda ubicado a la mitad de la distancia ente dos pozos productores.

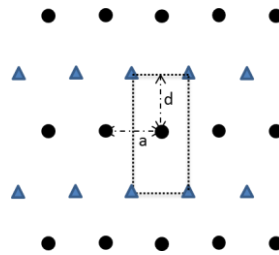


Figura 4.3- Arreglo de pozos en línea alterna.

ARREGLO DE 5, 7 Y 9 POZOS

Se tiene un pozo productor rodeado de cuatro, seis u ocho pozos inyectores. El campo completo se desarrolla alrededor de este patrón de pozos.

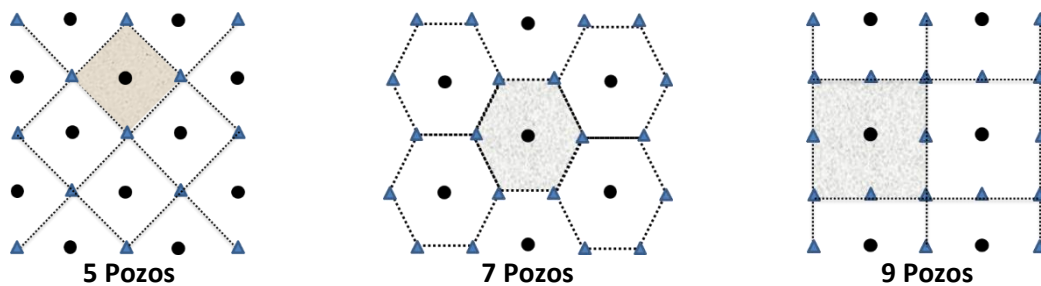


Figura 4.4- Arreglo de 5, 7 y 9 pozos.

Se puede decir que a través de la inyección de agua, es posible aumentar la recuperación final de aceite en la mayoría de los campos o yacimientos, ya sean de arenas, areniscas o carbonatos.

Con relación a los yacimientos carbonatados, en especial los que se encuentran naturalmente fracturados, se ha estudiado mucho tanto en gabinete como en la práctica y se ha encontrado que en muchas ocasiones, la inyección de agua a este tipo de yacimientos no es aplicable para aumentar los Factores de Recuperación, precisamente porque el sistema de fracturas naturales impide llevar a cabo un barrido eficiente en los bloques de la matriz, es decir, las fracturas operan como conductos preferenciales para que se mueva al agua inyectada, dejando grandes cantidades de aceite en la matriz.

4.2.2. INYECCIÓN DE GAS

Las operaciones de inyección de gas, al igual que las del agua, se llevan a cabo de dos formas diferentes:

4.2.2.1. INYECCIÓN INTERNA O DISPERSA

El gas es inyectado dentro de la zona de aceite. Se aplica, por lo general, en yacimientos con empuje por gas en solución, sin capa de gas inicial y donde no hay tendencia a desarrollarse una capa de gas secundaria. El gas inyectado emerge junto con el aceite al poco tiempo de haber sido inyectado.

4.2.2.2. INYECCIÓN EXTERNA

El gas se inyecta en la zona alta de la estructura del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso, como se puede observar en la **Figura 4.5**, el gas se inyecta en el casquete, en la parte superior del yacimiento.

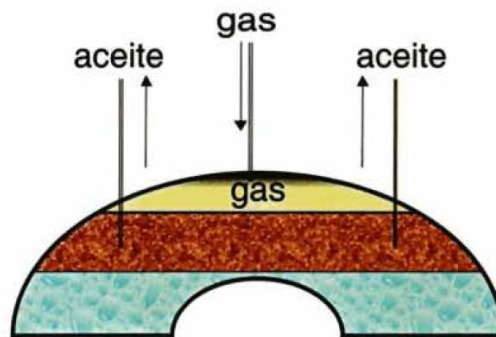


Figura 4.5- Esquema de inyección externa de gas. Fuente: *PEMEX, Recuperación Secundaria y Mejorada en México, Informe Anual 2007.*

Factor de Recuperación Asociado: 6 a 20 % Adicional. En yacimientos convencionales que gozan de una buena administración, se podrían esperar Factores de Recuperación en el rango de al menos de 50 a 65 %. Existen otros autores que consideran que el valor esperado para el Factor de

Recuperación, después de la recuperación secundaria, puede ser más conservador, al estar en un rango de entre 30 y 50 %.

4.3.RECUPERACIÓN MEJORADA (EOR)

Después de la explotación de los yacimientos a través de la recuperación primaria y de la recuperación secundaria, la industria petrolera ha determinado que todavía existe la posibilidad de aumentar el Factor de Recuperación Final de los mismos, especialmente cuando los precios del petróleo son elevados.

Estos métodos inyectan 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 del sistema roca-fluido y de los fluidos del yacimiento. En general, el objetivo de la recuperación mejorada es disminuir la saturación residual de aceite que se encuentra en los poros de la formación retenida por las fuerzas capilares y viscosas, que impiden que el aceite fluya hacia los pozos.

Dichos métodos se clasifican en:

- a) Térmicos
- b) Químicos
- c) Inyección de Gases

La aplicación de cada uno de estos procesos en particular, depende de las características propias del yacimiento al que se va a aplicar:

- I. Formación Productora
 - a. Tipo
 - b. Porosidad
 - c. Permeabilidad
 - d. Mojabilidad
 - e. Otros
- II. Tipo de aceite en el yacimiento
- III. Relación Agua-Aceite y Gas-Aceite
- IV. Presión del yacimiento en el momento de iniciar el proceso EOR
- V. Profundidad de la formación productora

Es importante señalar que los métodos EOR no se restringen a métodos de una etapa de producción dada (Primaria, Secundaria).

4.3.1. MÉTODOS TÉRMICOS

El mecanismo de producción consiste principalmente en la transferencia de energía térmica hacia el yacimiento con el fin de elevar la temperatura del aceite, haciendo que los fluidos se expandan.

Durante este proceso se evapora algo de líquido y se reducen las viscosidades aumentando la movilidad. Estos métodos consisten en la inyección de vapor o agua caliente y la inyección de aire.

4.3.1.1. INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE

El aceite es desplazado inmisciblemente por zonas de agua caliente y zonas de agua que se encuentran a temperatura del yacimiento. La recuperación del aceite incrementa debido a la reducción de la viscosidad (aumento de la movilidad), resultado del aumento de temperatura del yacimiento.

4.3.1.2. INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Este proceso consiste en la inyección continua de vapor al yacimiento, formando una zona de vapor que avanza lentamente hacia las zonas productoras.

En la **Figura 4.6-** se ilustra un sistema de inyección de vapor, donde se puede observar la distribución de fluidos. Una desventaja de este método, es que debido a la diferencia de densidades de los fluidos, el vapor inyectado tiende a segregarse hacia la cima de la formación (a éste fenómeno se le conoce como *gravity override*), provocando una temprana irrupción de vapor en los pozos productores.

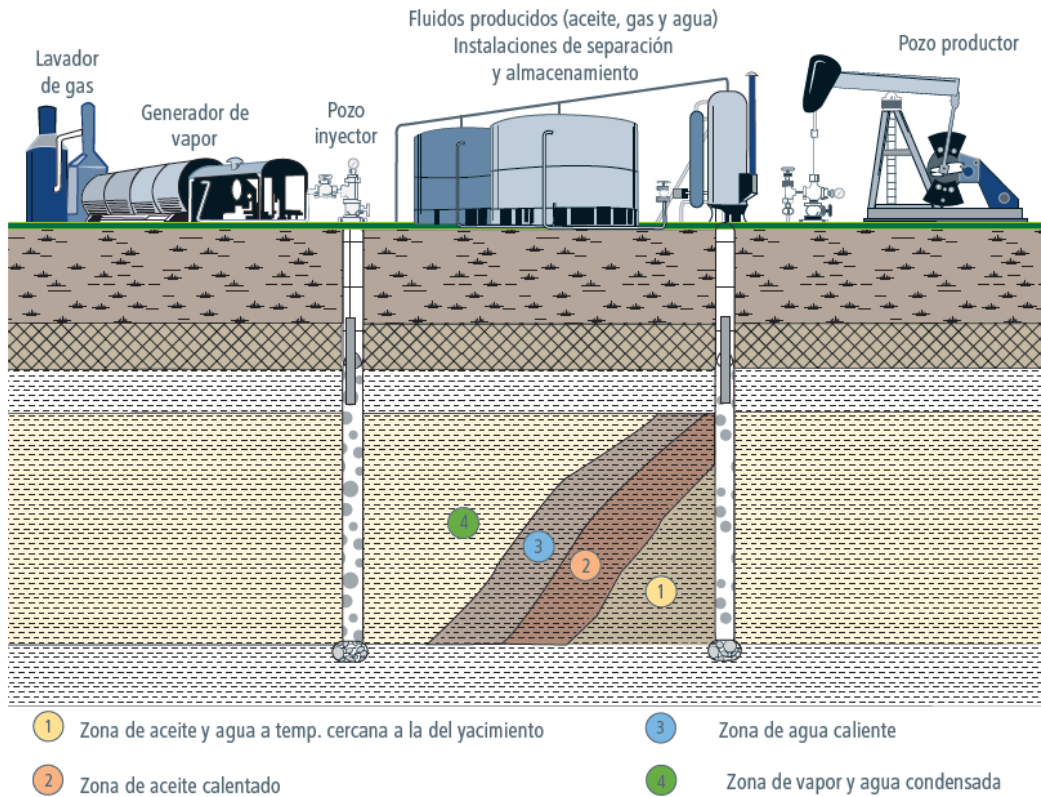


Figura 4.6- Diagrama de inyección de vapor. Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, “El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR”, 2010

4.3.1.3. INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR (CYCLIC STEAM STIMULATION, CSS)

El principio con el que trabaja este método es transferir calor al yacimiento para incrementar la temperatura del aceite y se reduzca su viscosidad, y represionar la vecindad del pozo para mejorar su productividad. Este método se lleva a cabo en un pozo que opera alternadamente como inyector y productor. En la **Figura 4.7** se ilustra el sistema de inyección cíclica de vapor. Este proceso considera ciclos que básicamente consisten en tres etapas:

Etapa 1 (Huff): El vapor se inyecta continuamente por un tiempo, ya sea días o semanas.

Etapa 2 (Soak): El pozo es cerrado para que el calor inyectado se transfiera y distribuya en la vecindad del pozo. Esta etapa toma algunos días.

Etapa 3 (Puff): En esta etapa el pozo es abierto a producción y tiene una duración de semanas a meses.

Cuando se inicia la etapa 3, podemos observar un incremento en la producción al inicio y posteriormente esta irá declinando lentamente durante un periodo que puede ir desde varios meses hasta un año aproximadamente. Este método es un proceso repetitivo, es decir, este ciclo de tres etapas es repetido hasta que los ritmos de producción alcancen un límite económico.

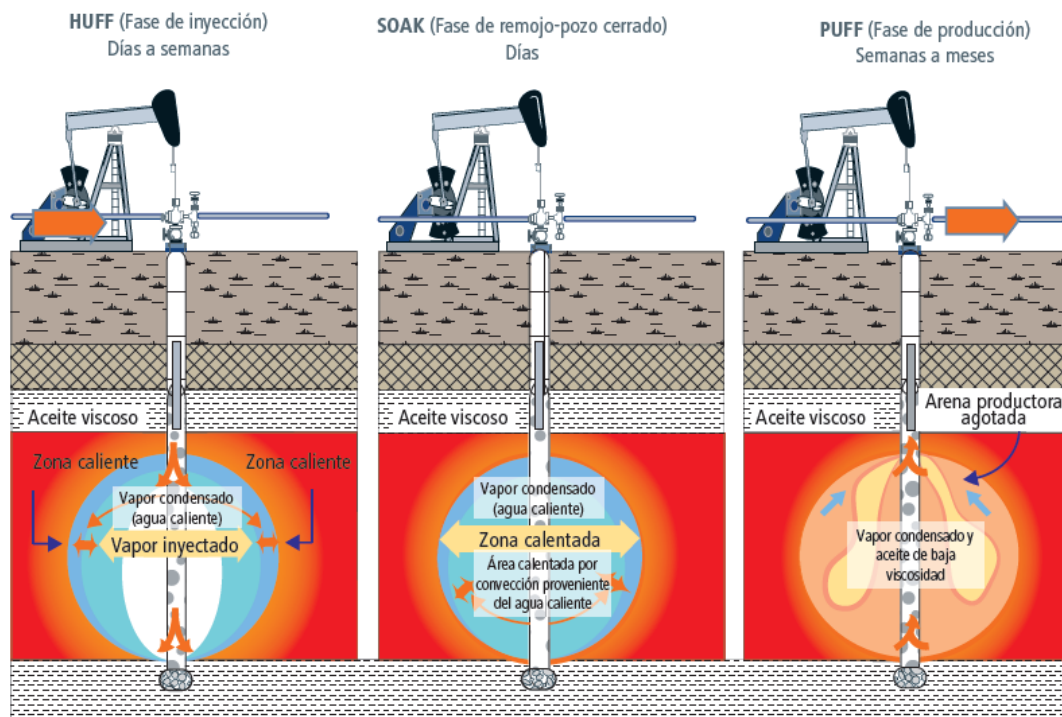


Figura 4.7- Diagrama de inyección cíclica de vapor. Fuente: *Comisión Nacional de Hidrocarburos, "El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR", 2010.*

4.3.1.4. INYECCIÓN DE VAPOR ASISTIDA POR GRAVEDAD (STEAM-ASSISTED GRAVITY DRAINAGE, SAGD)

Este método hace uso de dos pozos horizontales ubicados uno por encima del otro, separados por cierta distancia (5 metros para el caso de las arenas bituminosas). El pozo de arriba inyecta vapor aumentando la temperatura del yacimiento, reduciendo la viscosidad del aceite y aumentando su movilidad. Por segregación gravitacional la cámara de vapor se mueve hacia la cima, mientras que el aceite se mueve hacia la parte inferior drenando hacia el pozo de abajo que lo produce (Ver **Figura 4.8**).

Existen otros métodos que se consideran una variación de SAGD, como lo son el método VAPEX, Es-SAGD y SAGP.

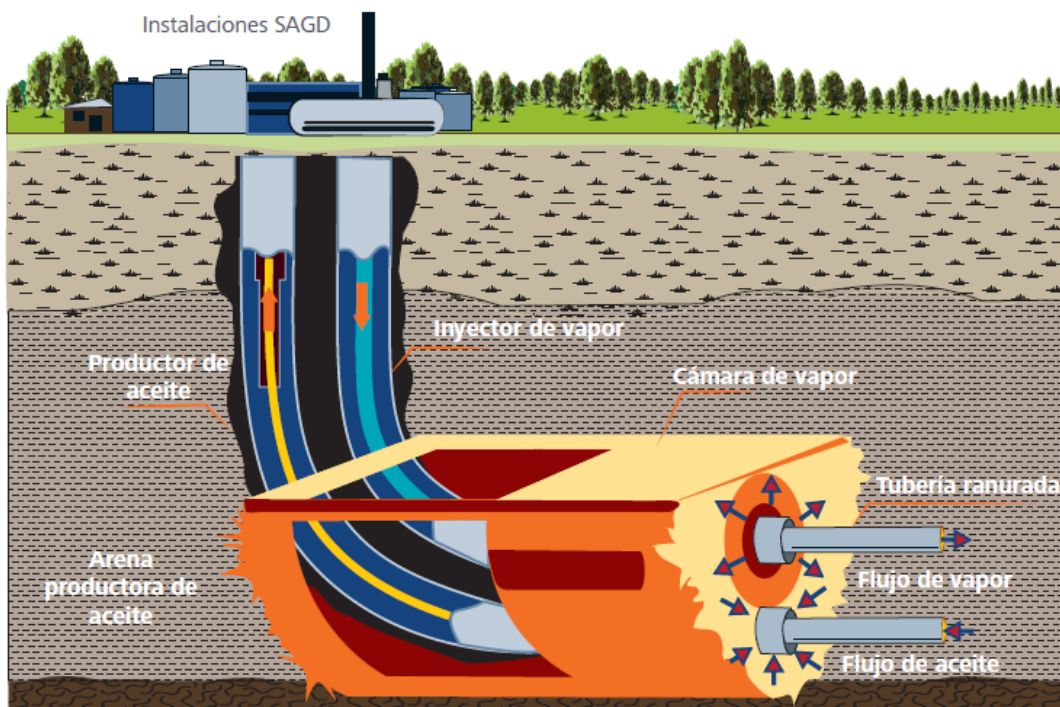


Figura 4.8- Diagrama de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD). Fuente: *Comisión Nacional de Hidrocarburos, “El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR”, 2010*

4.3.1.5. COMBUSTIÓN IN-SITU

Involucra la combustión parcial del aceite para generar calor dentro del mismo yacimiento. Se introducen quemadores o calentadores eléctricos al pozo, para generar la ignición inicial. Se puede inyectar aire, aire enriquecido con oxígeno o solamente O₂. Se producen gases de combustión resultando en mejores condiciones de flujo.

En este método se puede inyectar aire o aire con agua (Combustión In-situ Húmeda). (**Figura 4.9**)

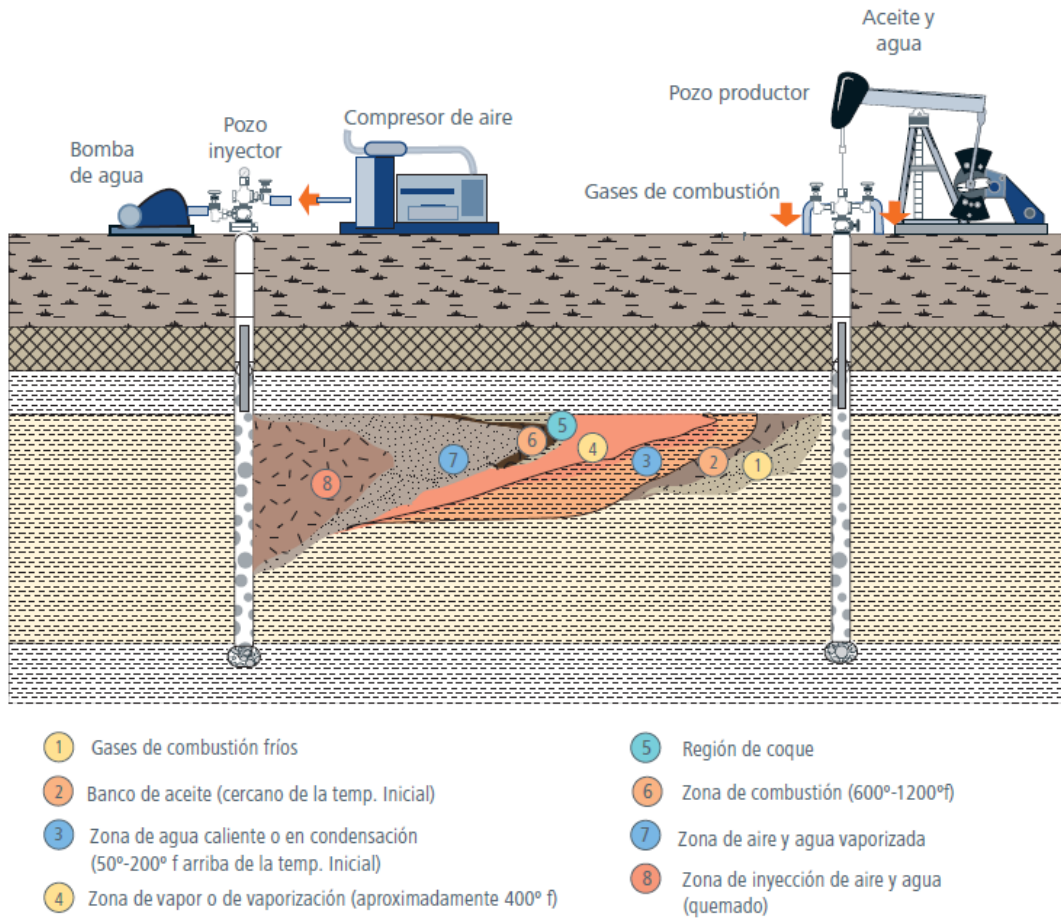


Figura 4.9- Diagrama de combustión in-situ húmeda. Fuente: *Comisión Nacional de Hidrocarburos, "El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR", 2010.*

4.3.2. MÉTODOS QUÍMICOS

El objetivo de inyectar químicos al yacimiento como método de recuperación mejorada es reducir la tensión interfacial y/o disminuir la relación de movilidad a fin de mejorar el control sobre ésta, ese decir, reducir la canalización. La **Figura 4.10** ilustra cómo se lleva a cabo el proceso de inyección de químicos.

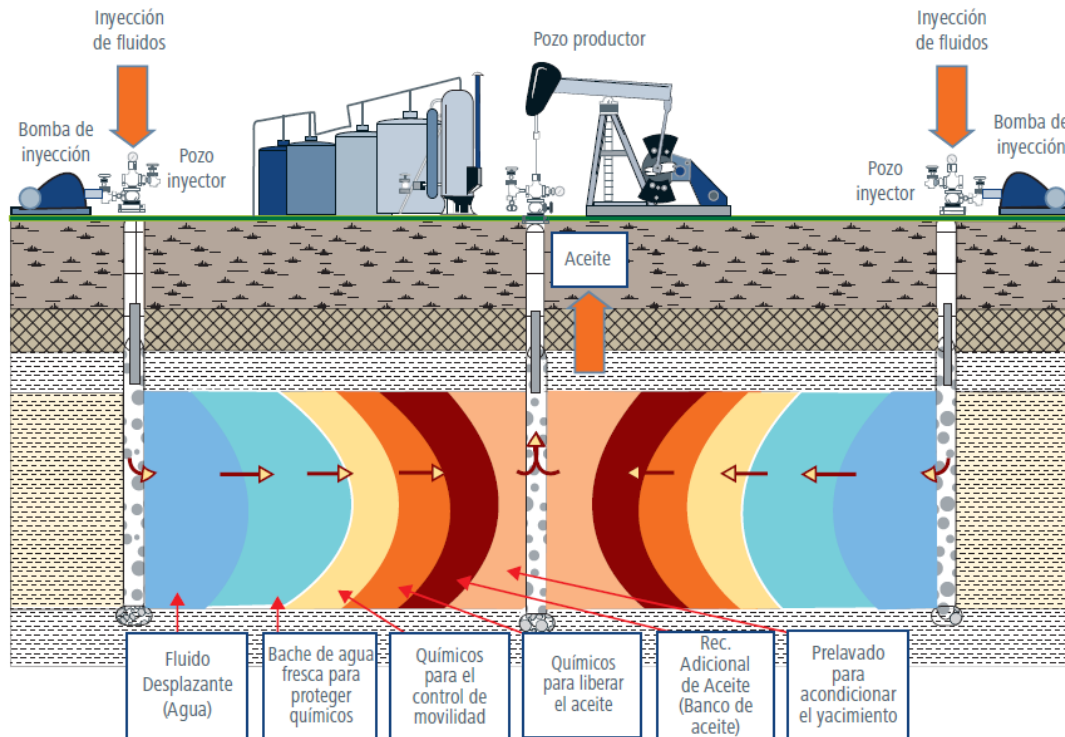


Figura 4.10- Diagrama de inyección de químicos. Fuente: *Comisión Nacional de Hidrocarburos, “El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR”, 2010.*

4.3.2.1. INYECCIÓN DE SURFACTANTES

El surfactante inyectado debe disminuir la tensión interfacial hasta movilizar el aceite residual con lo cual se crea una banco de aceite donde el aceite y agua fluyan como fases continuas. La tensión interfacial se debe mantener en el frente de desplazamiento para evitar que el aceite movilizado sea reatrapado. Es aplicable en arenas con fluidos de densidad de ligera a intermedia. La profundidad es un factor crítico, ya que se puede relacionar con la temperatura del yacimiento, la cual influye en la estabilidad de los químicos. Se recomienda que la temperatura del yacimiento sea menor a los 90°C aproximadamente.

4.3.2.2. INYECCIÓN DE POLÍMEROS

Los polímeros tienen la función de incrementar la viscosidad del agua, de tal forma que la relación de viscosidades disminuye. Con este método se presenta una reducción de permeabilidad debido a la adsorción de las moléculas del polímero. Este método se aplica principalmente en formaciones de arenas con fluidos ligeros a intermedios, con porosidades buenas a intermedias. Debido a la movilidad de los polímeros, la permeabilidad no debe ser muy baja ni la viscosidad muy alta. De igual manera, se recomienda que la temperatura del yacimiento sea menor a los 90°C aproximadamente. (Figura 4.11)

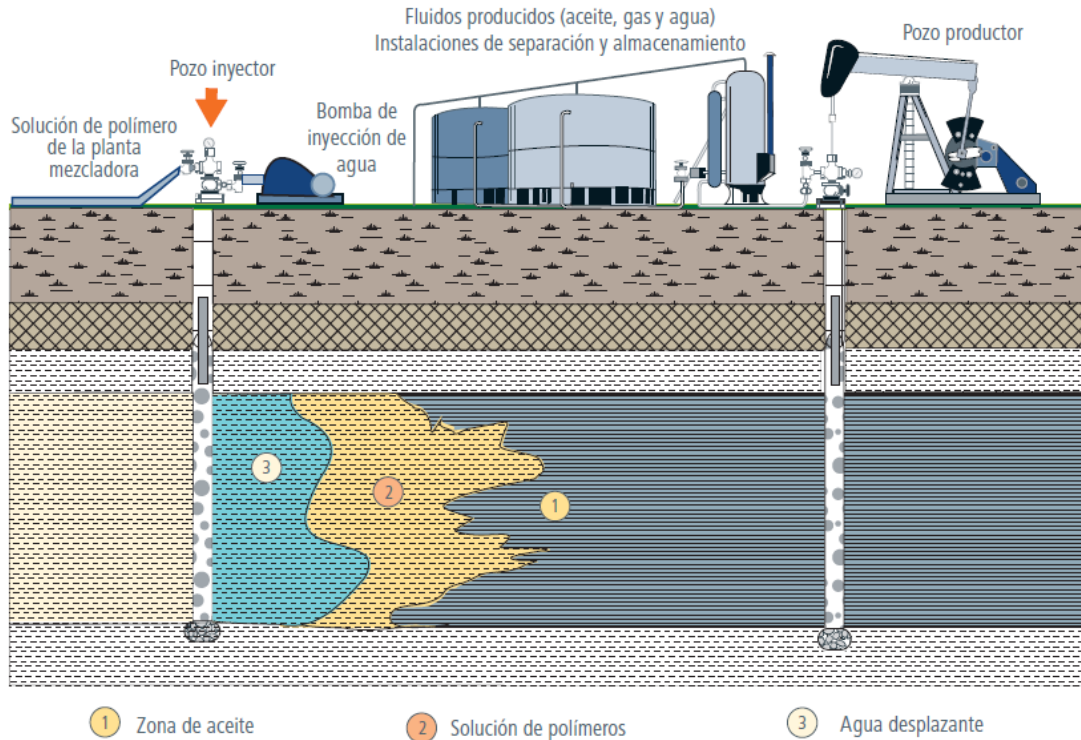


Figura 4.11- Diagrama de inyección de polímeros. Fuente: *Comisión Nacional de Hidrocarburos, “El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR”, 2010.*

4.3.2.3. INYECCIÓN DE ÁLCALIS

Con este método se reducen la tensión interfacial entre el aceite y la fase acuosa debido a que el álcali reacciona con los radicales en el aceite formando surfactantes. Este método puede resultar positivo cuando el aceite tiene un bajo pH (alta acidez). La acidez normalmente se debe a la presencia de moléculas que contienen radicales ácidos por ejemplo, resinas y asfaltenos. La mojabilidad de la roca es alterada por la interacción entre el álcali y las moléculas polarizadas adsorbidas por los granos de la roca; tiende a ser mojado por agua. 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. Estos tres factores contribuyen a la mejora de desplazamiento del aceite por el agua. (**Figura 4.12**)

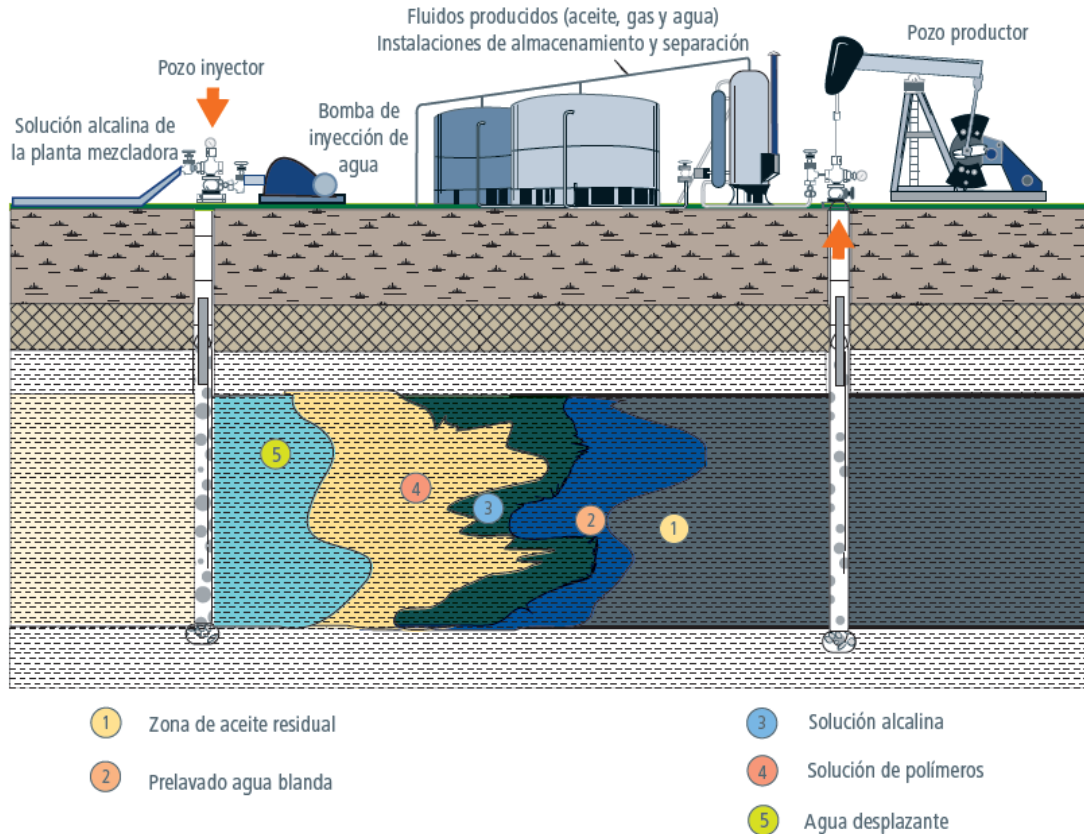


Figura 4.12- Diagrama de la inyección de álcalis. Fuente: *Comisión Nacional de Hidrocarburos, "El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR", 2010.*

4.3.3. MÉTODOS DE INYECCIÓN DE GASES

Estos métodos tienen por objetivo reducir la tensión interfacial entre el fluido inyectado y el aceite. El aceite es recuperado por transferencia de masa. Dentro de estos métodos se encuentran:

4.3.3.1. INYECCIÓN DE GASES MISCIBLES

Existen diferentes tipos de miscibilidad:

Miscibilidad al primer contacto: Ocurre cuando los fluidos son miscibles en cualquier proporción.

Miscibilidad de contacto múltiple por condensación: La fracción de aceite intermedia en el yacimiento se condensa al gas inyectado, enriqueciendo la fase líquida en equilibrio y haciéndola cada vez más ligera.

Miscibilidad de contacto múltiple por vaporización: A través de los contactos sucesivos entre el aceite y el vapor inyectado, el cual se está enriqueciendo por la vaporización de la fracción intermedia, se alcanza una composición miscible.

Algunos de los fluidos que se pueden utilizar en este proceso son: Gas natural, gases licuados de petróleo, dióxido de carbono (CO_2), N_2 y gases de combustión.

4.3.3.2. INYECCIÓN DE NITRÓGENO (N_2)

La inyección de gas miscible con N_2 se limita a yacimientos profundos de aceite volátil con presiones altas. En el caso de la inyección inmisible con N_2 , este se lleva a cabo para desplazar verticalmente el aceite en casos donde predomine el efecto de segregación gravitacional.

4.3.3.3. INYECCIÓN DE GASES DE COMBUSTIÓN

Los gases de combustión se refieren a aquellos gases producto de un proceso de combustión, y son una mezcla de CO_2 y otros gases. Estos gases desplazan al aceite por transferencia de masa de componentes intermedios del aceite al gas inyectado, y por la subsecuente condensación de los componentes intermedios con mayor peso molecular a la fase líquida.

4.3.3.4. INYECCIÓN DE GASES HIDROCARBUROS

El gas natural inyectado es enriquecido con etano, propano o butano para incrementar su miscibilidad con el aceite del yacimiento. Cuando el proceso es miscible, se pueden usar tres métodos: El primero usa un gas licuado de petróleo en un bache de aproximadamente 5 por ciento del volumen poroso. El segundo consiste en inyectar gas natural enriquecido con etano hasta hexano, seguido de gas seco y posiblemente agua en un bache de 10-20 por ciento del volumen poroso. El tercer método consiste en inyectar gas seco a alta presión para vaporizar los componentes ligeros del aceite que está siendo desplazado. La inyección miscible recupera aceite debido a que el volumen de aceite incrementa y disminuye la viscosidad del aceite.

4.3.3.5. INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO (CO_2)

Cuando se inyecta CO_2 en el yacimiento, éste se vuelve soluble en el aceite residual a medida que los hidrocarburos ligeros se disuelven en el CO_2 y a su vez éste se disuelve en el aceite. Esto ocurre principalmente cuando la densidad del CO_2 es alta (cuando está comprimido) y cuando el aceite contiene un volumen significativo de hidrocarburos ligeros. Por debajo de una presión dada el CO_2 y el aceite dejarán de ser miscibles. A medida que la temperatura incrementa (la densidad del CO_2 disminuye), o a medida que la densidad del aceite aumenta (la fracción ligera del aceite se reduce), la presión mínima necesaria para lograr la miscibilidad entre el aceite y el CO_2 incrementará. Cuando se trata de un proceso miscible, el CO_2 puede desplazar el aceite de los poros empujándolo hacia el pozo productor. A medida que el CO_2 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_2 en el aceite reduce su viscosidad y también incrementa su factor de volumen, aunque en menor grado. Dichos cambios contribuyen a mejorar la recuperación. (Figura 4.13)

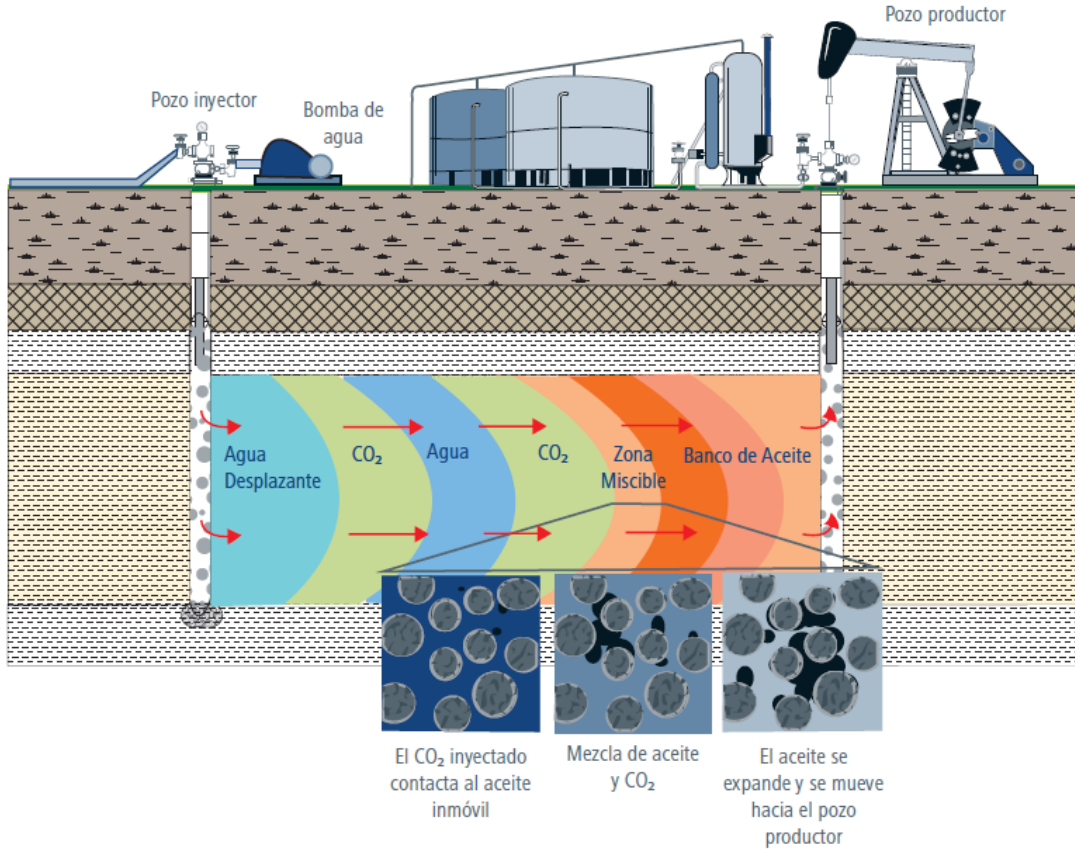


Figura 4.13- Diagrama de inyección de dióxido de carbono. Fuente: *Comisión Nacional de Hidrocarburos, “El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR”, 2010.*

Factor de Recuperación Asociado a los métodos EOR: En la siguiente tabla, se muestran los Factores de Recuperación asociados a cada método de recuperación mejorada.

Tabla 4.1- Factor de Recuperación asociado a cada método de recuperación mejorada.
 Modificada de: PEMEX, *Recuperación Secundaria y Mejorada en México, Informe Anual 2007*.

MÉTODO	TIPO DE FLUIDO	EFFECTO EN MECANISMO	% DE RECUPERACIÓN ADICIONAL ALCANZADO
Térmico	Vapor	Reduce viscosidad, vaporiza ligeros	5-40
	Agua Caliente	Reduce viscosidad	5-10
	Combustión	Reduce viscosidad, vaporiza ligeros	10-15
Químico	Polímero	Mejore movilidad	5
	Surfactante	Mejora movilidad, reduce tensión interfacial	15
	Álcalis	Reduce tensión interfacial, altera mojabilidad	5
Gases	Hidrocarburo miscible	Desarrolla miscibilidad	5-10
	CO ₂ miscible	Desarrolla miscibilidad, hinchamiento de aceite	5-10
	CO ₂ inmisible	Mejora movilidad, disuelve gas	5-15
	N ₂	Mejora movilidad, disuelve gas	5-15
	Gas de combustión	Mejora movilidad, disuelve gas	5-15

CONCLUSIONES

- El valor o estimación del Factor de Recuperación de un campo o yacimiento está en función de factores técnicos, económicos, operativos, comerciales, entre otros. Éstos cambian con el tiempo por lo que no se puede considerar un Factor de Recuperación único o definitivo en un proyecto de explotación.
- La industria petrolera en todas partes del mundo, incluido México, ha determinado que uno de los elementos que afectan al Factor de Recuperación de los yacimientos son los ritmos de producción que se tuvieron y de la manera en que se aprovechó la energía que contenía el yacimiento al momento de descubrirlo.
- La cronología de recuperación primaria, después recuperación secundaria y por último recuperación mejorada, se debe quedar atrás y éstos métodos deben ser implantados en los yacimientos y campos al inicio o no muy tarde en su vida productiva, con el propósito de inyectar energía a los mismos, antes de agotar casi totalmente la energía natural que contenían. Se ha demostrado en muchos casos en el mundo, que la aplicación de métodos de recuperación secundaria de manera tardía a los campos, ha sido uno de los factores críticos para obtener menores recuperaciones finales de los mismos. Es por ésto que se debe romper con la idea de la explotación cronológica o tradicional de un yacimiento. Aplicando este tipo de recuperación de manera temprana en la vida de explotación dará un mayor Factor de Recuperación Final.
- La interpretación correcta de los datos nos da la oportunidad de tomar acciones y medidas correctivas y preventivas buscando alargar la vida productiva del pozo y se hace énfasis en interpretación correcta ya que de lo contrario se pueden hacer estimaciones de producción y de fechas de abandono erróneas, afectando directamente el valor del Factor de Recuperación.

RECOMENDACIONES

- Promover la claridad y la transparencia en los cálculos del Factor de Recuperación ya que en casi todos los casos investigados o consultados, no se explica la metodología de cálculo que se utilizó para obtenerlo ni si se refieren a Factores de Recuperación actuales o finales.
- Es importante señalar que para hacer comparaciones de valores del Factor de Recuperación, éstos deben haber sido calculados de la misma manera, de lo contrario, no tiene ningún sentido hacerlas.

ÍNDICE DE FIGURAS

	<u>Página</u>
CAPÍTULO 1	
Figura 1.1- Método de cálculo del volumen original de hidrocarburos dependiendo de la etapa de desarrollo del campo o yacimiento.	7
Figura 1.2- Diagrama de elementos que afectan el valor del Factor de Recuperación.	8
Figura 1.3- Representación gráfica de la Tabla 1.3. Valores en porcentaje.	14
Figura 1.4- Incertidumbre.	15
CAPÍTULO 2	
Figura 2.1- Experimento de Darcy. Fuente: <i>Economides, Petroleum Production System, Prentice Hall, 1994.</i>	18
Figura 2.2- Geometría de flujo. Modificada de: <i>Golan and Whitson, Well Performance, Prentice-Hall, 1991.</i>	20
Figura 2.3- Geometría de flujo lineal.	21
Figura 2.4- Geometría de flujo radial.	22
Figura 2.5- Régimen Transitorio.	23
Figura 2.6- Régimen Pseudo-estacionario.	24
Figura 2.7- Régimen Estacionario.	24
Figura 2.8- Forma de las diferentes curvas de declinación en gasto vs tiempo (a) y semilog gasto vs tiempo (b). Modificada de: <i>Lee. J, Wattenbarger. R, Gas Reservoir Engineering, SPE textbook, 1996.</i>	47
Figura 2.9- Forma de las diferentes curvas de declinación en gasto vs producción acumulada (a) y semilog gasto vs producción acumulada (b). Modificada de: <i>Lee. J, Wattenbarger. R, Gas Reservoir Engineering, SPE textbook, 1996.</i>	48
Figura 2.10- Curvas de declinación. Efecto en el Factor de Recuperación.	49
CAPÍTULO 3	
Figura 3.1- Diagrama de fase para Gas Seco.	54
Figura 3.2- Diagrama de fase para Gas Húmedo.	57
Figura 3.3- Gráfico P/z vs Gp.	62
CAPÍTULO 4	
Figura 4.1- Esquema de inyección periférica de agua. Modificada de: <i>PEMEX, Recuperación Secundaria y Mejorada en México, Informe Anual 2007.</i>	67
Figura 4.2- Arreglo de pozos en línea directa.	68
Figura 4.3- Arreglo de pozos en línea alterna.	68
Figura 4.4- Arreglo de 5, 7 y 9 pozos.	68
Figura 4.5- Esquema de inyección externa de gas. Fuente: <i>PEMEX, Recuperación Secundaria y Mejorada en México, Informe Anual 2007.</i>	69
Figura 4.6- Diagrama de inyección de vapor. Fuente: <i>Comisión Nacional de Hidrocarburos, "El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR", 2010.</i>	71

Figura 4.7- Diagrama de inyección cíclica de vapor. Fuente: <i>Comisión Nacional de Hidrocarburos, “El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR”, 2010.</i>	72
Figura 4.8- Diagrama de inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD). Fuente: <i>Comisión Nacional de Hidrocarburos, “El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR”, 2010.</i>	73
Figura 4.9- Diagrama de combustión in-situ húmeda. Fuente: <i>Comisión Nacional de Hidrocarburos, “El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR”, 2010.</i>	74
Figura 4.10- Diagrama de inyección de químicos. Fuente: <i>Comisión Nacional de Hidrocarburos, “El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR”, 2010.</i>	75
Figura 4.11- Diagrama de inyección de polímeros. Fuente: <i>Comisión Nacional de Hidrocarburos, “El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR”, 2010.</i>	76
Figura 4.12- Diagrama de la inyección de álcalis. Fuente: <i>Comisión Nacional de Hidrocarburos, “El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR”, 2010.</i>	77
Figura 4.13- Diagrama de inyección de dióxido de carbono. Fuente: <i>Comisión Nacional de Hidrocarburos, “El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR”, 2010.</i>	79

ÍNDICE DE GRÁFICAS

	<u>Página</u>
<i>CAPÍTULO 1</i>	
Gráfica 1.1- Factores de Recuperación de algunos países.	11
Gráfica 1.2- Representación gráfica de la Tabla 1.1.	12
Gráfica 1.3- Representación gráfica de la Tabla 1.2.	13
<i>CAPÍTULO 2</i>	
Gráfica 2.1- Regímenes de flujo.	25
Gráfica 2.2- Índice de Productividad (IP).	26
Gráfica 2.3- Índice de Productividad Relativo (IPR).	28
Gráfica 2.4- Curva de Vogel.	29
Gráfica 2.5- Curva de Standing.	32
Gráfica 2.6- Índice de productividad para un pozo de gas.	35
Gráfica 2.7- Curva de capacidad de una prueba convencional (Cullender, 1955).	36
Gráfica 2.8- Representación de la zona dañada y los efectos de daño.	38
Gráfica 2.9- Gasto de declinación.	44
Gráfica 2.10- Representación gráfica de Declinación Exponencial (semilog).	45
Gráfica 2.11- Representación gráfica de la Declinación Hiperbólica.	46
Gráfica 2.12- Representación gráfica de Declinación Armónica.	47
<i>CAPÍTULO 4</i>	
Gráfica 4.1- Factor de Recuperación por mecanismo de empuje. Modificada de: <i>Satter and Thakur, Integrated Petroleum Management, Pennwell Book, 1994.</i>	66

ÍNDICE DE TABLAS

	<u>Página</u>
<i>CAPÍTULO 1</i>	
Tabla 1.1 - Volumen original in-situ por Región.	12
Tabla 1.2 - Producción acumulada por Región.	12
Tabla 1.3 - Factores de Recuperación para campos de aceite y gas por Región.	13
Tabla 1.4 - Factores de Recuperación para campos de aceite por Activo.	14
Tabla 1.5 - Factores de Recuperación para campos de gas por Activo.	15
<i>CAPÍTULO 2</i>	
Tabla 2.1 - Unidades utilizadas con mayor frecuencia en la Ley de Darcy.	19
<i>CAPÍTULO 3</i>	
Tabla 3.1- Ecuaciones para el cálculo del Factor de Recuperación.	63
<i>CAPÍTULO 4</i>	
Tabla 4.1- Factor de Recuperación asociado a cada método de recuperación mejorada. Modificada de: <i>PEMEX, Recuperación Secundaria y Mejorada en México, Informe Anual 2007.</i>	80

NOMENCLATURA

CAPÍTULO 2

A	Área total transversal de flujo
B_o	Factor de volumen de aceite
b	Constante de declinación o ritmo de declinación
C	Constante de productividad
D	Rapidez de declinación
D_i	Rapidez de declinación inicial
EF	Eficiencia de flujo
G_p	Producción acumulada de gas
h	Espesor de yacimiento
IP	Índice de productividad
IPR	Índice de productividad relativo
J	Índice de productividad
k	Permeabilidad absoluta del medio poroso
k_s	Permeabilidad de la zona dañada
L	Longitud
N_p	Producción acumulada de aceite
n	Inverso de la pendiente de la recta
P_b	Presión de burbuja
P_e	Presión al radio de investigación
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo con daño
P'_{wf}	Presión de fondo fluyendo sin daño
P_{ws}	Presión de fondo estático
q	Gasto
q_g	Gasto de gas
q_i	Gasto inicial
q_{max}	Gasto máximo
q_o	Gasto de aceite
q_{ob}	Gasto de aceite a la presión de burbuja
q_{omax}	Gasto máximo de aceite
r_e	Radio de investigación
r_s	Radio de la zona dañada
r_w	Radio de pozo
S	Factor de daño total
S_d	Factor de daño real a la formación
$S_{c+\theta}$	Pseudo factor de daño por inclinación del pozo y convergencia de flujo
S_p	Pseudo factor de daño por operaciones de perforación
S_{pseud}	Pseudo factor de daño por efectos dependientes del gasto y la fase
T	Temperatura de yacimiento
t	Tiempo de producción
V	Velocidad del fluido
z	Factor de compresibilidad

μ	Viscosidad del fluido
μ_g	Viscosidad de gas
μ_o	Viscosidad del aceite
$\frac{dp}{dx}$	Gradiente de presión en dirección del flujo
ΔP_s	Caída de presión asociada al daño a la formación

CAPÍTULO 3

A	Extensión areal
V_b	Volumen total del medio poroso
B_g	Factor de volumen de gas de formación
B_{ga}	Factor de volumen de gas de formación al momento de abandono
B_{gi}	Factor de volumen de gas de formación al inicio de la explotación
B_o	Factor de volumen de aceite de formación
B_{oi}	Factor de volumen de aceite de formación al inicio de la explotación
B_{oa}	Factor de volumen de aceite de formación al momento de abandono
B_t	Factor de volumen total
B_{ti}	Factor de volumen total a condiciones iniciales
B_w	Factor de volumen de agua de formación
c_f	Compresibilidad de la formación
c_w	Compresibilidad del agua
E_v	Eficiencia de barrido volumétrica
FR	Factor de Recuperación
FRF	Factor de Recuperación Final Esperado
G	Volumen original de gas in-situ
G_a	Volumen de gas in-situ a las condiciones de abandono
G_p	Volumen de gas extraído del yacimiento (Producción Acumulada)
G_t	Volumen de gas atrapado por la invasión de agua
G_T	Volumen total inicial de gas in-situ
h	Espesor de yacimiento
M_o	Peso molecular de líquido a condiciones de tanque de almacenamiento (@cs)
m	Relación de volumen original de gas con volumen original de aceite a condiciones iniciales
N	Volumen original de aceite in-situ
n	Número de moles
N_a	Volumen de aceite in-situ a las condiciones de abandono
N_p	Volumen de aceite extraído del yacimiento (Producción Acumulada)
P	Presión a condiciones de yacimiento
P_{cs}	Presión a condiciones estándar
P_i	Presión inicial a condiciones de yacimiento
R	Constantes Universal de los gases
R_p	Relación del volumen producido de gas con volumen producido de aceite
R_t	Relación de producción de gas y condensado de todos los separadores y el tanque de almacenamiento
R_{soi}	Relación de solubilidad del aceite a condiciones iniciales
S_f	Saturación de fluido

S_g	Saturación de gas
S_{ga}	Saturación de gas a condiciones de abandono
S_o	Saturación de aceite
S_{or}	Saturación de aceite residual
S_w	Saturación de agua
S_{wi}	Saturación de agua al inicio de la explotación
S_{wa}	Saturación de agua al momento del abandono
T	Temperatura a condiciones de yacimiento
T_{cs}	Temperatura a condiciones estándar
T_i	Temperatura a condiciones iniciales
V_b	Volumen total del medio poroso
V_f	Volumen de fluido
V_{gi}	Volumen de gas a condiciones iniciales
V_{gcs}	Volumen de gas a condiciones estándar
V_{hc}	Volumen de hidrocarburos
V_p	Volumen de poro
W_e	Entrada de agua al yacimiento
W_p	Volumen producido de agua
z	Factor de compresibilidad del gas a condiciones de yacimiento
z_i	Factor de compresibilidad del gas a condiciones iniciales
z_{cs}	Factor de compresibilidad del gas a condiciones estándar
\emptyset	Porosidad
γ_o	Gravedad específica del condensado
f_g	Fracción del volumen total inicial de gas in-situ que será producido en fase gaseosa en superficie

BIBLIOGRAFÍA

- Comisión Nacional de Hidrocarburos, "Documento Técnico 1-Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México", 2010.
- Zitha P., et al, "Increasing Hydrocarbon Recovery Factors".
- Falcone Gioia, et al, "Can We Be More Efficient in Oil and Gas Exploitation? A Review of the Shortcomings of Recovery Factor and the Need for an Open Worldwide Production Database", Journal of Physical and Natural Sciences, Volume 1, Issue 2, 2007.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, "El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR", 2010
- Golan Michael, Whitson Curtis, "Well Performance", Norwegian University of Science and Technology, Tapir Edition, 1996.
- Sada D. Joshi, "Horizontal Well Technology", PennWell Books, 1991.
- Paris M., "Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos", Ediciones Astro Data, 1984.
- Economides J., et al, "Petroleum Production Systems", Prentice Hall, Upper Saddle River, New Jersey, 1993.
- Steven W. y Bobby D., "Analysis of Production Decline Curves", Society of Petroleum Engineers, 2008.
- Lee John y Wattenbarger Robert, "Gas Reservoir Engineering", Society of Petroleum Engineers, 1996.
- Satter Abdus y Thakur Ganesh, "Integrated Petroleum Reservoir Management. A Team Approach", PennWell Books, 1994.
- Larry W. Lake, "Petroleum Engineering Handbook", Volume 4, Society of Petroleum Engineers, 2007.
- Huerta Ana, "Avances en la Evaluación del Comportamiento de Curvas de Afluencia", Tesis que para obtener el título de Ingeniero Petrolero, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, D.F., 2009.
- Craft B.C., et al, "Applied Petroleum Reservoir Engineering", Second Edition, Prentice Hall, 1990.
- Torres José y Turrubiate Andrea, "Ecuación General de Balance de Materia y una Herramienta Computacional para sus Cálculos", Tesis que para obtener el título de Ingeniero Petrolero, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, D.F., 2007.
- Garaicochea Francisco y Basbush Jose L., "Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos", Facultad de Ingeniería, UNAM.