



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“INYECCIÓN SIMULTÁNEA  
DE AGUA Y GAS”

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N:

**ALDO FELIPE OBREGÓN MARROQUÍN**

**ALDO ALBERTO ULISES ROMERO MARTÍNEZ**

DIRECTOR DE TESIS:

ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

DIRECTOR ADJUNTO:

GACHUZ MURO HERÓN



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F. MARZO 2011

# Índice

	PÁG.
ÍNDICE	I
RESUMEN	IV
INTRODUCCIÓN	VI
<b>CAPÍTULO I. CONCEPTOS GENERALES</b>	<b>1</b>
1.1 Yacimiento	2
1.2 Propiedades de la roca	2
1.2.1 Porosidad	2
1.2.1.1 Porosidad absoluta	3
1.2.1.2 Porosidad efectiva	3
1.2.1.3 Porosidad primaria	4
1.2.1.4 Porosidad secundaria	4
1.2.2 Saturación	4
1.2.3 Permeabilidad	6
1.2.3.1 Absoluta	7
1.2.3.2 Efectiva	7
1.2.3.3 Relativa	8
1.2.4 Compresibilidad de la formación	8
1.3 Propiedades de los fluidos	8
1.3.1 Composición del fluido	8
1.3.2 Densidad del aceite	8
1.3.3 Densidad relativa	9
1.3.4 Viscosidad del aceite	9
1.3.5 Compresibilidad	9
1.3.6 Compresibilidad del gas	10
1.3.7 Compresibilidad del aceite	11
1.3.8 Relación gas disuelto en el aceite	11
1.3.9 Relación gas-aceite	11
1.3.10 Factor de volumen del aceite ( $B_0$ )	11
1.3.11 Factor de volumen del gas ( $B_g$ )	12
1.3.12 Factor de volumen total ( $B_t$ )	12
1.3.13 Presión de burbujeo ( $P_b$ )	12
1.3.14 Presión de rocío ( $P_r$ )	12
1.4 Clasificación de los yacimientos de hidrocarburos y de los acuíferos	13
1.4.1 De acuerdo con los terrenos sedimentarios	13
1.4.2 De acuerdo con el tipo de roca almacenadora	13
1.4.3 De acuerdo con el tipo de trampa	14
1.4.4 Por el tipo de fluido almacenado	14
1.4.5 Con base al diagrama de fases	15
1.4.6 Por el tipo de empuje predominante	17
1.5 Recuperación primaria	18
1.6 Recuperación secundaria	18
1.6.1 Inyección de agua	18
Tipos de inyección	20
1.6.2 Inyección de gas	22
Tipos de inyección	23
1.6.3 Factores que controlan la recuperación por inyección de agua y/o gas	24

1.7 Recuperación mejorada de petróleo (EOR)	24
1.7.1 Térmicos	27
1.7.2 Miscibles	29
1.7.3 Químicos	31
1.8 Desplazamiento miscible	33
1.9 Tensión interfacial	33
1.10 Fuerzas capilares y presión capilar	34
1.11 Drene e imbibición	34
1.12 Mojabilidad de la roca	35
1.13 Procesos miscibles	36
1.13.1 Inyección de bióxido de carbono	37
1.13.2 Tipos de inyección	37
<b>CAPÍTULO II. INYECCION ALTERNA DE AGUA Y GAS (WAG)</b>	<b>38</b>
2.1 Descripción general del proceso	39
2.2 Eficiencia de desplazamiento horizontal	41
2.3 Eficiencia de desplazamiento vertical	41
2.4 Clasificación del proceso de inyección WAG	42
2.4.1 Proceso WAG miscible	42
2.4.2 Proceso WAG inmisible	42
2.2.3 Inyección alterna de agua y gas híbrido	43
2.4.4 Inyección simultánea de agua y gas (SWAG)	43
2.4.5 Inyección Alternada de Agua y Gas Asistida por Espuma (FAWAG)	43
2.5 Diseño del proceso de inyección WAG	44
2.6 Problemas operacionales	46
2.6.1 Irrupción temprana	46
2.6.2 Aumento en la inyectividad	46
2.6.3 Reducción de la inyectividad	47
2.6.4 Corrosión	47
2.6.5 Formación de incrustaciones	48
2.6.6 Diferencias en la temperatura de las fases inyectadas	48
2.6.7 Formación de hidratos y asfaltenos	48
<b>CAPÍTULO III. INYECCIÓN SIMULTÁNEA DE AGUA Y GAS (SWAG)</b>	<b>49</b>
3.1 Proceso SWAG	50
Antecedentes del proceso	50
3.2 Descripción general del proceso	51
Descripción	52
3.3 SWAG (Agua en la cima del yacimiento y gas en la base)	59
3.4 Prevención de hidratos	60
3.5 Inhibición de hidratos	61
3.6 Incrustaciones de bario y estroncio	63
<b>CAPÍTULO IV. COMPARACIÓN DE LA INYECCIÓN SWAG CON LA INYECCIÓN WAG</b>	<b>65</b>
4.1 Comparación de costos	73
4.2 Efectos de la potencia de inyección	74
4.3 Beneficios de la inyección SWAG	74
4.4 Aspectos ambientales	75

<b>CAPÍTULO V. APLICACIONES A NIVEL MUNDIAL</b>	76
5.1 Campo Rio Kugaruk	77
5.2 Campo Siri	83
5.3 Pruebas de laboratorio	89
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	95
BIBLIOGRAFÍA	98



# Introducción

El petróleo es, desde el siglo pasado, la energía primaria más importante del mundo. Las necesidades energéticas a nivel mundial son elevadas. Actualmente, el 40% de estas necesidades son cubiertas por el sector petrolero.

El petróleo es un recurso natural no renovable, por lo que el agotamiento de las reservas existentes es latente. Si se mantiene el mismo ritmo de explotación actual, se estaría hablando de 40 años de explotación del crudo actual, sin embargo, se tiene en cuenta que se pueden descubrir nuevos yacimientos que pudieran superar las reservas actuales.

El avance de la demanda actual de energía a nivel mundial ha sido muy acelerado; es por ello que se han desarrollado nuevas fuentes de energía alternativa. Es tan fuerte la demanda, que la industria petrolera se ha encargado, día con día, de estar a la vanguardia en cuestión tecnológica para poder cubrir la demanda existente.



La terminología utilizada en este trabajo engloba las propiedades de los yacimientos, propiedades de los fluidos, los tipos de recuperación que se pueden hacer en el yacimiento, así como conceptos que se involucran con los procesos de recuperación.

Todo con la finalidad de que el ingeniero petrolero tenga una mejor veracidad del comportamiento del yacimiento; por lo tanto, mejores pronósticos que conllevan a una mejor recuperación de aceite.

Debido a que el porcentaje de aceite residual es muy alto y las reservas se están agotando, se ha tenido la exigencia de explotarlos con métodos adicionales para recuperar una mayor cantidad de aceite a través de diversos procesos de recuperación.

Hoy en día es difícil entender los mecanismos que gobiernan la explotación de esos yacimientos.

Existen grandes volúmenes de aceite que no han podido ser explotados de manera natural, por lo que en este trabajo se ha documentado un método de recuperación mejorada para que ese crudo pueda ser llevado a superficie de una forma rentable.

Este trabajo se enfocará en el método inyección simultánea de agua y gas (SWAG) como método de recuperación mejorada; con esto se busca llegar a identificar este proceso como un método conveniente en términos de volúmenes de recuperación para distintas condiciones petrofísicas y de los fluidos que se encuentran dentro de los yacimientos.

A pesar de que SWAG es un proceso nuevo, ha adquirido gran interés en compañías de servicios que pretenden implementar el proceso en campos en desarrollo para tener una mejor recuperación de petróleo, obteniendo más ganancias.

# CAPÍTULO I

## CONCEPTOS GENERALES

## CAPÍTULO I

### CONCEPTOS GENERALES

El significado de los términos empleados a lo largo de este trabajo serán presentados en este capítulo, con la finalidad de que se tenga un mejor entendimiento de lo que se habla en este trabajo profesional. La terminología usada engloba las propiedades del yacimiento, propiedades de los fluidos, los tipos de recuperación que se puede hacer en el yacimiento, así como también conceptos que involucran los procesos de recuperación. También es menester mencionar los tipos de yacimientos así como la calidad de los fluidos que están en los mismos. Todo lo antes descrito es con la finalidad de que el Ingeniero Petrolero tenga una mejor veracidad del comportamiento del yacimiento, por lo tanto, mejores pronósticos que conllevan a una mejor recuperación.

#### 1.1 YACIMIENTO

Se entiende por yacimiento a la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos ocupan los poros de la roca almacenadora y están a presión y temperatura elevada, como consecuencia de la profundidad a que se encuentra localizado el yacimiento. (Definición de PEMEX)

#### 1.2 PROPIEDADES DE LA ROCA

##### 1.2.1 POROSIDAD

La porosidad se puede definir como la relación del espacio vacío en la roca con respecto al volumen total de la misma roca. Esto es que un volumen de roca, esta formado por un volumen de poros y un volumen de sólidos, se expresa de la siguiente manera:

$$V_r = V_p + V_s \quad (1.1)$$

donde:

$V_r$  = volumen de roca

$V_p$  = Volumen de poros

$V_s$  = Volumen de sólidos

Si el volumen de poros se relaciona al volumen de roca, se obtiene la porosidad y esta se representa en fracción o en porcentaje:

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \quad (1.2)$$

O bien

$$\phi = \frac{V_p}{V_p + V_s} \quad (1.3)$$

Cuando se habla de porosidad hay que entender que los poros no siempre están comunicados entre sí, es por ello que la porosidad tiene la siguiente clasificación:

#### 1.2.1.1 Porosidad Absoluta ( $\phi$ )

a): Es la relación entre el volumen total de poros (comunicados y no comunicados) y el volumen de roca (ver Fig. 1.1); matemáticamente se expresa como:

$$\phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_r} \quad (1.4)$$

donde:

$\phi_a$  = Porosidad absoluta.

$V_r$  = Volumen de roca.

$V_{pc}$  = Volumen de poros comunicados.

$V_{pnc}$  = Volumen de poros no comunicados o aislados.

1.2.1.2 Porosidad Efectiva ( $\phi_e$ ): La porosidad efectiva es la relación del porcentaje del espacio poroso interconectado y el volumen total de roca.

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (1.5)$$

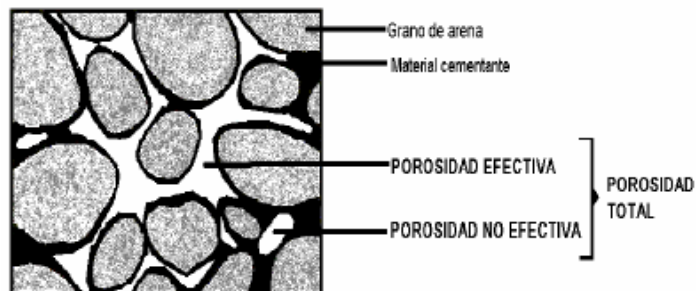


Fig 1.1 Porosidad total, efectiva y no efectiva

1.2.1.3 *Porosidad Primaria*: es aquella que se da en el tiempo de depósito y litificación de los sedimentos. De otra forma, son los espacios vacíos que quedan entre los granos y fragmentos minerales en la roca. Esta porosidad se conoce como porosidad original o de matriz.

1.2.1.4 *Porosidad Secundaria*: Es la porosidad que se da cuando actúan ciertos procesos mecánicos o fuerzas en la roca después de su litificación. Se le conoce también como porosidad inducida.

## 1.2.2 SATURACIÓN

La saturación de fluidos es un parámetro necesario para determinar la cantidad de hidrocarburos contenidos en la roca, la importancia que tiene en la Ingeniería de Yacimientos es esencial. Saber la saturación de los fluidos en la roca nos permite tener una mejor representación del yacimiento, así mismo, obtener mejores resultados para la caracterización de este.

La saturación es la relación de un volumen de fluido que se encuentra dentro de los poros de la roca y el volumen total de poros, se expresa en porcentaje o fracción. La expresión es la siguiente:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (1.6)$$

$S_f$  = Saturación del fluido.

$V_f$  = Volumen del fluido.

$V_p$  = Volumen de poro

La porosidad inicial en las formaciones, por lo general, estaba llena de agua, agua que queda en el espacio poroso de los sedimentos al momento de su depositación. Debido a la formación de hidrocarburos y a la segregación gravitacional, el agua es desplazada por los hidrocarburos, de tal forma que estos últimos se quedan en la roca almacenadora. Debido a ciertos esfuerzos de la roca y propiedades de los fluidos, el agua no es desplazada en su totalidad. La saturación del espacio poroso debe de ser del cien por ciento, sin importar la cantidad de fluidos que se encuentren en el espacio o roca almacenadora. Esta medición también se hace por medio de fracción, y esta misma fracción podrá variar según los fluidos contenidos (ver Fig 1.2).

Si se tuviera un solo fluido en el medio poroso, entonces la saturación del fluido es la relación del volumen del fluido y el volumen poroso, esto es:

$$S_f = \frac{V_f @ C.Y.}{V_p @ C.Y.} = 1 \quad (1.7)$$

donde:

$V_f @ C.Y.$  = Volumen del fluido a condiciones de yacimiento.

$V_p @ C.Y.$  = Volumen de poros a condiciones de yacimiento.

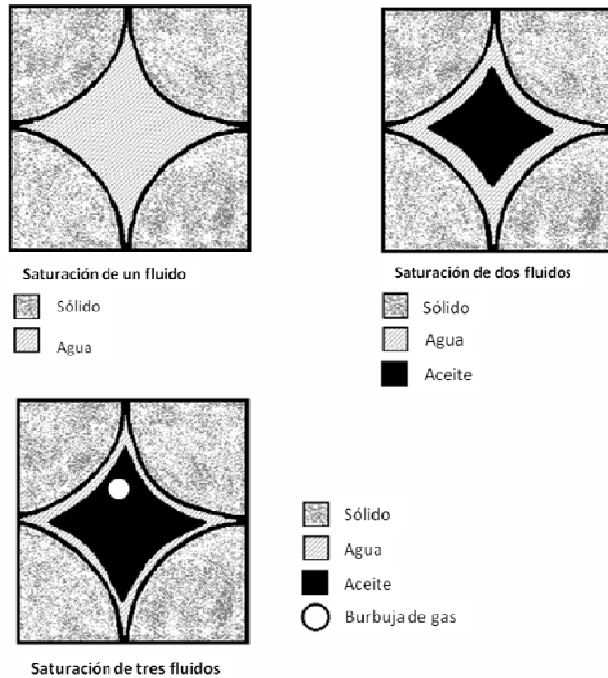


Fig 1.2 Representación de la saturación de los fluidos en el poro

Entonces, suponiendo que se tienen agua y aceite saturando el medio poroso, la saturación total de ambos será del 100%, es decir  $S_w < 1$ , la saturación del aceite será igual a:

$$S_o = 1 - S_w \quad (1.8)$$

En el caso de tres fluidos se aplicará el mismo concepto, es decir, la suma de las tres saturaciones es igual a 1. De esta forma, podremos representar las saturaciones de los fluidos de la siguiente manera:

$$\text{_____} \quad (1.9)$$

$$\text{_____} \quad (1.10)$$

$$S_w = \frac{V_w@C.Y.}{V_p@C.Y.} \quad (1.11)$$

Tal que:

$$1 = S_o + S_g + S_w \quad (1.12)$$

donde:

$S_o$  = Saturación de aceite.

$V_o@C.Y.$  = Volumen de aceite a condiciones de yacimiento.

$S_g$  = Saturación de gas.

$V_g @C.Y.$  = Volumen de gas a condiciones de yacimiento.

$S_w$  = Saturación de agua.

$V_w@C.Y.$  = Volumen de agua a condiciones de yacimiento.

### 1.2.3 PERMEABILIDAD

La permeabilidad es uno de los parámetros de las rocas de igual importancia que los antes mencionados. Es fundamental saber la cantidad de hidrocarburos que contiene el sistema productor; no obstante, la facilidad con la que fluyen los fluidos a través del sistema es de vital importancia para una mejor representación de los fluidos producidos.

*Permeabilidad (K):* Se puede definir como la facilidad que tiene una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella.

El primero en estudiar este concepto fue Henry Darcy (1856) al investigar el flujo de agua a través de filtros de arena para la purificación de agua. Estableció una relación para el flujo de fluidos en un medio poroso, sus estudios fueron retomados, aplicándose en el desarrollo de varias industrias, como la petrolera.

Darcy experimentó con filtros de arena haciendo pasar un fluido a través de una sección horizontal. Encontró que el gasto a través del empaque de arena era proporcional a la carga hidrostática del fluido ( $\rho, g, h$ ), más una presión ( $P$ ) ejercida sobre la superficie libre del líquido, que causa el movimiento del fluido en una longitud ( $L$ ) dada, mediante una sección transversal de área ( $A$ ) perpendicular a la dirección de flujo; esta área es un área, aparente ya que considera poros y sólidos, y solo se fluye a través del espacio poroso. La constante de proporcionalidad ( $K$ ) es la permeabilidad (ver Fig. 1.3).



La forma elemental de la ecuación de Darcy es:

$$q = -A \frac{K \Delta(P + \rho gh)}{L} \quad (1.13)$$

donde:

h = altura medida sobre un nivel constante de referencia

$\rho$  = densidad del fluido

g = aceleración de la gravedad

Investigaciones posteriores consideraron diferentes fluidos, considerando la viscosidad ( $\mu$ ) de los mismos. La ecuación de Darcy toma la siguiente forma más general:

$$q = -A \frac{k \Delta(P + \rho gh)}{\mu L} \quad (1.14)$$

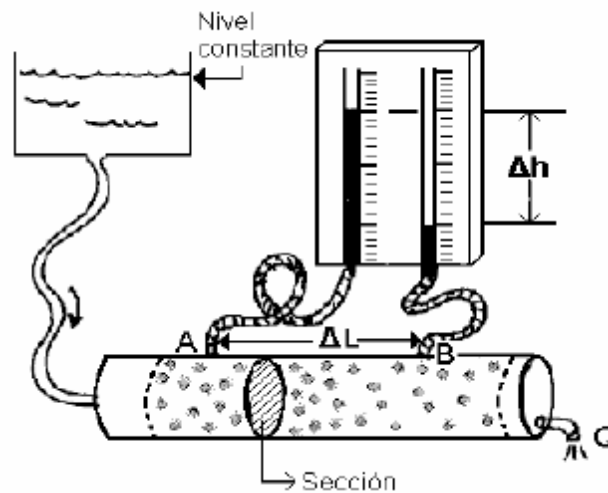


Fig 1.3 Esquema del experimento de Darcy

La permeabilidad (K) se clasifica de acuerdo con el contenido de fluidos en la roca y también por la forma de flujo que se tiene.

**1.2.3.1 Permeabilidad Absoluta ( $K_a$ ):** es en la cual un único fluido está presente saturando al 100%, este es un fluido mojante. Si se tiene un solo fluido homogéneo en el medio poroso, entonces la permeabilidad no tendrá cambio alguno tomando en consideración que el fluido no reaccione con el medio, si importar el fluido, el fluido no debe reaccionar con la roca.

**1.2.3.2 Permeabilidad Efectiva ( $K_e$ ):** En el sistema, por lo general, se tienen más de un fluido. Entonces se dice que la permeabilidad efectiva es la permeabilidad respecto a un fluido en

particular, ya sea este aceite, gas o agua. El cambio de las permeabilidades estará en función de la variación de las saturaciones que tengan. Se ha encontrado que:  $0 \leq K_{ef} \leq K_a$ .

**1.2.3.3 Permeabilidad Relativa ( $K_r$ ):** Es la relación de la permeabilidad efectiva de cualquier fluido (aceite, gas o agua) con respecto a la permeabilidad absoluta ( $K_r = K_{ef}/K_a$ ). Se expresa en fracción ya que nunca es mayor a uno ( $0 \leq K_r \leq 1$ ). Esta permeabilidad, en otras palabras, indica la facilidad de flujo de un fluido a través de la roca, en presencia de otro u otros fluidos comparados con la facilidad de flujo que se tendría si únicamente fluyera un fluido. La permeabilidad relativa depende de:

- ✓ Geometría del sistema poroso
- ✓ Mojabilidad de la roca
- ✓ Distribución de los fluidos
- ✓ Historia de los cambios de saturación

**1.2.4 Compresibilidad de la formación ( $C_f$ ):** Se define como compresibilidad de la formación al cambio de volumen de poros, con respecto a la presión de los fluidos contenidos en dicho volumen de poros, se representa como:

$$C_f = -\frac{1}{V_p} \left( \frac{\partial V_p}{\partial P} \right)_T \quad (1.15)$$

donde:

$C_f$  = Es la compresibilidad de la formación.

$V_p$  = Volumen de poros.

$T$  = Temperatura

### 1.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Las propiedades de los fluidos son parámetros que caracterizan a un fluido y lo hacen diferente de otro. En la industria petrolera los fluidos que se manejan son aceite, gas y agua.

**1.3.1 COMPOSICIÓN DEL FLUIDO:** La composición está referida a cada uno de los compuestos que forman la mezcla del fluido. Estos se componen por compuestos hidrocarburos y no hidrocarburos. Los compuestos hidrocarburos son metano, etano, propano, butano, etc. y los *no hidrocarburos* son impurezas tales como ácido sulfhídrico, bióxido de carbono oxígeno, helio, nitrógeno, entre otros.

**1.3.2 DENSIDAD DEL ACEITE ( $\rho_o$ ):** Es la relación de la masa de aceite más su gas disuelto entre su volumen. La densidad varía con la temperatura y presión.

$$\rho_o = \frac{Masa_{aceite@C.Y.}}{Vol.aceite@C.Y.} = \frac{m(aceite+gas\ dis.)}{V(aceite+gas\ dis.)}; \left[ \frac{gr}{cm^3} \right] \quad (1.16)$$

1.3.3 **DENSIDAD RELATIVA** ( $\rho_r$ ): La densidad relativa o gravedad específica de una sustancia es la relación de la densidad del aceite y la densidad de otro fluido usado como referencia, por lo general, en el caso de los líquidos, se usa la densidad del agua como el patrón de referencia.

$$\rho_{ro} = \frac{\rho_o}{\rho_{patrón}}; \left[ \frac{ML^{-3}}{ML^{-3}} \right] [adimensional] \quad (1.17)$$

En la industria petrolera se usan los grados API, esta terminología es utilizada por el Instituto Americano del Petróleo. Para ello se utiliza la siguiente ecuación:

$$\rho_r = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \quad (1.18)$$

1.3.4 **Viscosidad del Aceite** ( $\mu_0$ ): La viscosidad es la propiedad de resistencia al esfuerzo cortante. Además, la viscosidad puede ser vista como la resistencia interna de un fluido a fluir y, por lo tanto, depende en gran medida de la densidad y la composición. La unidad de medida de la viscosidad es el poise pero comúnmente se expresa en centipoise [cp].

$$\mu = \nu\rho; [cp] \quad (1.19)$$

donde:

$\mu$  = Es la viscosidad dinámica o absoluta.

$\nu$  = Viscosidad cinemática.

$\rho$  = Densidad del fluido.

1.3.5 **COMPRESIBILIDAD** (C): Es el cambio en volumen que experimenta un volumen unitario, cuando éste sufre un cambio de presión a una temperatura constante.

$$C = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial P} \right)_T; \left[ \frac{1}{kg/cm^2} \right] \quad (1.20)$$

1.3.6 COMPRESIBILIDAD DEL GAS ( $C_g$ ): Se define como el cambio de volumen del gas debido al cambio de presión a una temperatura constante. Recordando la ecuación de estado del gas ideal, tenemos:

$$PV = nzRT \quad (1.21)$$

donde:

$n = m/M$ , es el número de veces que la masa característica  $M$  está contenida en la masa  $m$ .

$R$  = Constante universal para todos los gases.

$z$  = Factor de desviación del comportamiento ideal del gas.

Despejando  $V$  de la ecuación (1.21), se tiene la siguiente ecuación:

$$V = \frac{nzRT}{P} \quad (1.22)$$

En un proceso isotérmico,  $T$  es cte.  $N = cte$  y  $R = cte$ .

Diferenciando:

$$\frac{\partial V}{\partial P} = \frac{1}{P} (nRT) \frac{\partial Z}{\partial P} - \frac{znRT}{\partial P^2} \quad (1.23)$$

Multiplicando el primer término del segundo miembro por  $z/z$

$$\frac{\partial V}{\partial P} = \left( \frac{znRT}{P} \right) \frac{1}{z} \frac{\partial z}{\partial P} - \frac{znRT}{P} \left( \frac{1}{P} \right) \quad (1.24)$$

Como  $V = \frac{nzRT}{P}$ , se sustituye y se obtiene la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial V}{\partial P} = \frac{V}{z} \frac{\partial z}{\partial P} - \frac{V}{P} \quad (1.25)$$

Se dividen ambos miembros entre  $(-V)$ .

$$\frac{1}{-V} \frac{\partial V}{\partial P} = \left( \frac{1}{-V} \right) \left( \frac{V}{z} \frac{\partial z}{\partial P} \right) - \frac{V}{P} \left( \frac{1}{-V} \right) \quad (1.26)$$

Simplificando:

$$\frac{1}{-V} \frac{\partial V}{\partial P} = - \frac{1}{z} \frac{\partial z}{\partial P} + \frac{1}{P} \quad (1.27)$$

Como  $C_g = - \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} \rightarrow C_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{z} \frac{\partial z}{\partial P}$

La Ec.1.27 representa la compresibilidad para un *gas real*, en el caso de los *gases ideales* se tiene que:

$\frac{\partial z}{\partial p} = 0$ , con lo que se obtiene la ecuación de la compresibilidad del gas ideal:

$$C_g = \frac{1}{p} \quad (1.28)$$

**1.3.7 COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE ( $C_o$ ):** Es el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario de aceite, cuando éste sufre un cambio de presión a una temperatura constante.

$$C_o = -\frac{1}{V_o} \left( \frac{\partial V_o}{\partial P} \right)_T ; \left[ \frac{1}{\frac{kg}{cm^2}} \right] \quad (1.29)$$

**1.3.8 RELACIÓN GAS DISUELTO EN EL ACEITE ( $R_s$ ):** La relación gas disuelto en el aceite o relación de solubilidad,  $R_s$  es definida como el volumen de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y temperatura del yacimiento, por cada unidad de volumen de aceite, medido ambos volúmenes a condiciones base. Este factor es sólo para yacimientos de aceite y su gas disuelto.

$$R_s = \frac{\text{Volumen de gas @C.S.disuelto en el aceite @ C.Y.}}{\text{Volumen de aceite @ C.S.}} ; \left[ \frac{m^3}{m^3} \right] \quad (1.30)$$

Es importante señalar que este factor no es adimensional ya que los volúmenes están medidos a diferentes condiciones.

**1.3.9 RELACIÓN GAS-ACEITE ( $R$ ):** La relación gas-aceite, son los metros cúbicos de gas producidos (el cual considera gas disuelto y gas libre en el yacimiento) por cada metro cúbico de aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar. Las condiciones de separación como presión, temperatura y número de etapas, afectan el valor de dicha relación.

$$R = \frac{\text{Volumen de gas producido @C.S.}}{\text{Volumen de aceite @ C.S.}} ; \left[ \frac{m^3}{m^3} \right] \quad (1.31)$$

**1.3.10 FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE ( $B_o$ ):** El factor de volumen del aceite se define como el volumen de aceite del yacimiento requerido para producir un metro cúbico de aceite en el tanque de almacenamiento. El aceite del yacimiento incluye el gas disuelto.

$$B_o = \frac{\text{Volumen de aceite y gas disuelto @C.Y.}}{\text{Volumen de aceite @ C.S.}} ; \left[ \frac{m^3}{m^3} \right] \quad (1.32)$$

1.3.11 **FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS ( $B_g$ )**: Es definido como el volumen de gas medido a condiciones de yacimiento entre el volumen de ese mismo gas medido a condiciones estándar.

$$\frac{V_{T1}}{V_{O2}} = \frac{V_{T2}}{V_{O2} + V_{GAS}} = \frac{V_{T3}}{V_{O2} + V_{O3} + V_{GAS}} \quad (1.33)$$

1.3.12 **FACTOR DE VOLUMEN TOTAL ( $B_t$ )**: El factor de volumen total o de la fase mixta, se refiere al volumen de aceite en el yacimiento con su gas disuelto más el volumen de gas liberado entre el volumen de aceite en la superficie. Teniendo en cuenta que este es solo para yacimientos de aceite y gas disuelto liberado.

$$\frac{V_{T1}}{V_{O2} + V_{O3} + V_{GAS}} = \frac{V_{T2}}{V_{O2} + V_{O3} + V_{GAS}} = \frac{V_{T3}}{V_{O2} + V_{O3} + V_{GAS}} \quad (1.34)$$

1.3.13 **PRESIÓN DE BURBUJEO ( $P_b$ )**: Es la presión a la cual la primera burbuja de gas aparece cuando disminuye la presión en el aceite bajosaturado. También es llamada presión de saturación, debido a que una ligera disminución de dicha presión provoca que el aceite libere el gas disuelto que contiene, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

1.3.14 **PRESIÓN DE ROCÍO ( $P_r$ )**: La presión de rocío, es la presión a la cual la primera gota de líquido aparece cuando disminuye la presión en el gas bajosaturado, al pasar de la región de vapor a la región de dos fases.

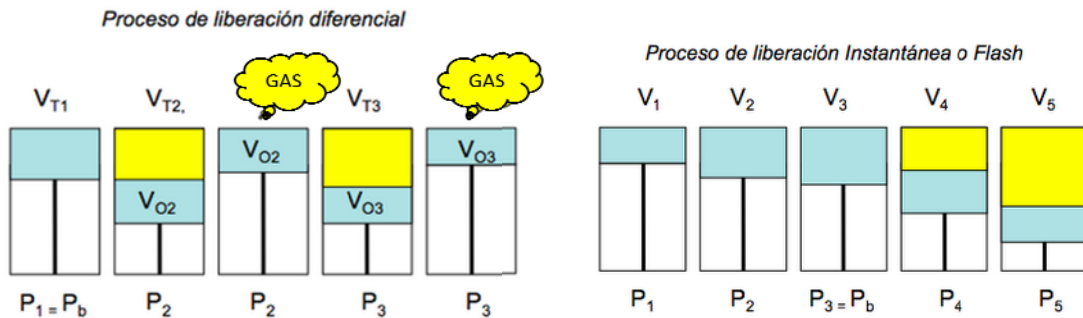


Fig 1.4 Representa la simulación en el laboratorio de una etapa de agotamiento de la presión a temperatura del yacimiento, donde la composición se considera constante y se realiza mediante la prueba denominada separación a composición constante o separación flash. Este proceso consiste en expandir isotérmicamente una parte de la muestra representativa de los fluidos previamente transferida a una celda de análisis PVT que se mantiene a la temperatura del yacimiento constante. Sufre decremento de presión, después de cada decremento de presión se permite que el sistema obtenga un estado de equilibrio termodinámico, antes de registrar los cambios volumétricos que haya experimentado; la prueba finaliza al alcanzar la presión de saturación, o bien, puede continuarse a presiones menores.

Las características obtenidas en esta prueba; son el volumen de las fases en función de la presión, que generalmente se reporta como volumen relativo, usando el volumen del fluido en el punto de saturación como el de referencia y la presión de burbujeo para los casos de aceite y la presión de rocío para gas y condensado, también se obtiene la compresibilidad de los fluidos originales del yacimiento en etapa de bajo saturado.

#### **1.4 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS Y LOS ACUÍFEROS**

Los yacimientos de hidrocarburos, se agruparon considerando diversos factores, por lo que surgieron las siguientes clasificaciones:

##### **1.4.1 DE ACUERDO CON LOS TERRENOS SEDIMENTARIOS**

1) En superficie, son los indicios superficiales, fuentes de petróleo y gas, acumulaciones de productos libres (chapopoterías), o impregnaciones en formaciones porosas (arenas y areniscas bituminosas).

2) En yacimientos, localizados más o menos profundamente bajo la superficie del suelo. La profundidad media de los yacimientos explotados actualmente, se sitúa por debajo de los 2,000 m.

##### **1.4.2 DE ACUERDO CON EL TIPO DE ROCA ALMACENADORA**

Se considera como roca almacenadora aquella que es capaz de almacenar a los hidrocarburos, normalmente tiene una extensión geográfica mayor que la de los yacimientos, debido a que éstos están restringidos a la trampa.

Las principales características que debe tener una roca para constituirse como roca almacenadora, son la porosidad que condiciona; además de otros factores independientes de la litología (temperatura, presión del yacimiento, saturación relativa de hidrocarburos y agua), el volumen de petróleo o gas en la roca, y la *permeabilidad* de la que depende el movimiento de los fluidos en el interior de la roca.

**ROCAS DETRÍTICAS, ARENAS Y ARENISCAS:** Las rocas detríticas o clásticas, son resultado de la acumulación de elementos arrancados a rocas ya existentes por efecto de la erosión, que sufren una sedimentación o son transportados a distancias variables por agentes diversos, cementados o no después de su depositación. El conjunto de las rocas detríticas, las arenas y las areniscas, se definen por la posición de sus granos en la escala de tamaños.

**ROCAS CARBONATADAS-CALIZAS Y DOLOMIAS:** Las rocas carbonatadas, comprenden todas las rocas sedimentarias, constituidas en su mayor parte por minerales carbonatados, entre los cuales, los dos principales son la calcita y la dolomía.

#### 1.4.3 DE ACUERDO CON EL TIPO DE TRAMPA

**TRAMPAS DE TIPO ESTRUCTURAL:** Son aquellas en las que encontramos hidrocarburos que se encuentran asociados a pliegues o fallas tales como los anticlinales y los sinclinales (simétricos y asimétricos).

**TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS:** Dependen exclusivamente del carácter sedimentológico de las formaciones que las constituyen, como puede ser un cambio lateral de arena a lutita forma una trampa estratigráfica.

**TRAMPAS COMBINADAS:** Se refieren a las trampas en las que se conjugan aspectos estratigráficos y tectónicos. Aquí se da casi cualquier combinación imaginable de estructura y estratigrafía.

**TRAMPAS ASOCIADAS A INTRUSIONES ÍGNEAS:** Se conocen casos en los que una intrusión ígnea (sill) hace las funciones de roca sello.

#### 1.4.4 POR EL TIPO DE FLUIDO ALMACENADO

Tomando en cuenta las características de los fluidos que son producidos, se tienen yacimientos de aceite, aceite ligero (volátil), gas seco, gas húmedo y de gas y condensado. Las características de los fluidos producidos son utilizados para delimitar un yacimiento dentro de la clasificación anterior son las siguientes:

**YACIMIENTO DE ACEITE:** Produce un líquido negro o verde negruzco, con una densidad relativa mayor de 0.800 y una relación gas-aceite menor de 200 m<sup>3</sup>g/m<sup>3</sup>o.

**YACIMIENTO DE ACEITE VOLÁTIL:** Produce un líquido café oscuro, con una densidad relativa entre 0.740 y 0.800 y con una relación de gas-aceite entre 200 y 1,500 m<sup>3</sup>g/m<sup>3</sup>o. Son aquellos yacimientos cuya temperatura es ligeramente mayor a la crítica.

**YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO:** Producen un líquido ligeramente café o pajizo, con una densidad relativa entre 0.740 y 0.780 y con relaciones de gas que varían de 1,500 a 12,000 m<sup>3</sup>g/m<sup>3</sup>o. En este yacimiento los fluidos estarán también en una sola fase, denominada gaseosa cuando la temperatura excede la crítica. La composición será la misma



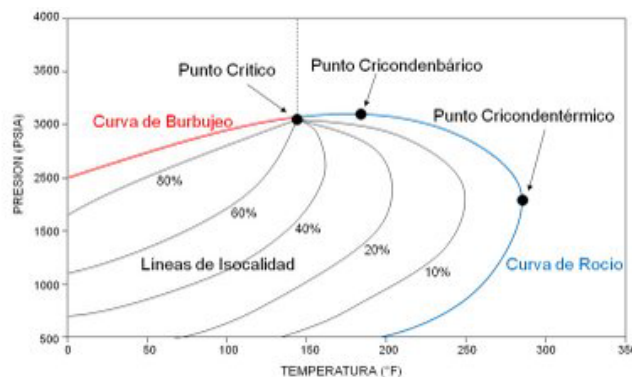
hasta que, por motivos de sufrir la extracción, se alcance la presión de rocío. Yacimiento donde la temperatura oscila entre la crítica y la cricondenterma.

**YACIMIENTO DE GAS HÚMEDO:** Producen un líquido transparente, con una densidad relativa menor de 0.740 y con relaciones gas-aceite entre 10,000 y 20,000 m<sup>3</sup>g/m<sup>3</sup>o. Los fluidos en este yacimiento estarán en una sola fase gaseosa, esta existirá a lo largo de la producción, debido a que la temperatura existente en el yacimiento es mayor que la cricondenterma.

**YACIMIENTOS DE GAS SECO:** Producen un líquido ligero; transparente (si es que lo hay) y con relaciones gas-aceite mayores de 20,000 m<sup>3</sup>g/m<sup>3</sup>o. Estos yacimientos tienen la característica de que la trayectoria de la producción no entra a la región de dos fases.

#### 1.4.5 CON BASE EN EL DIAGRAMA DE FASES

El comportamiento termodinámico de una mezcla natural de hidrocarburos se puede utilizar para propósitos de clasificación; tomando como base su diagrama de comportamiento de fases, el cual es una gráfica temperatura-presión, donde se presentan los siguientes elementos: la curva llamada envolvente de fases, que resulta de unir las curvas de puntos de burbuja y puntos de rocío que exhibe la mezcla a diferentes temperaturas y presiones; curvas que se unen en el punto denominado punto crítico, que son la temperatura y presión máximas, respectivamente, a las cuales la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio como se muestra en la *Fig. 1.5*.



*Fig 1.5 Diagrama de fases temperatura-presión*

La envolvente de fases divide el diagrama en tres regiones, la primera, llamada región de líquidos, está situada fuera de la envolvente de fases y a la izquierda de la isoterma crítica, la segunda, llamada región de gases, se encuentra fuera de la envolvente de fases y a la derecha de la isoterma crítica, y la última región se encuentra encerrada por la envolvente de

fases, que se conoce como región de dos fases; en esta región, se encuentran todas las combinaciones de presión y temperatura en que la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio, existiendo dentro de ella, las llamadas curvas de calidad, que indican el porcentaje del total de hidrocarburos que se encuentran en estado líquido. Todas estas curvas inciden en el punto crítico. Además se distinguen, en el mismo diagrama, la cricondenterma y la cricondenbara.

**YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS DISUELTO DE BAJO ENCOGIMIENTO:** La Fig. 1.6, muestra la envolvente de fases típica de un yacimiento conocido como de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento, también llamado de aceite negro. Sus líquidos son fluidos, cuyo contenido de componentes intermedios, C3 a C6, es comparativamente bajo y alto en componentes pesados. La temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos; el punto crítico, generalmente está situado a la derecha de la cricondenbara y las curvas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de rocío.

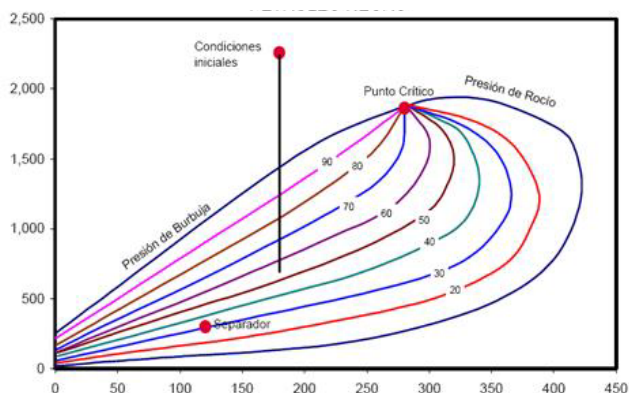


Fig 1.6 Diagrama de fases para yacimientos de bajo encogimiento (aceite negro)

**YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO:** La Fig. 1.7 corresponde a la envolvente de fases de los fluidos de un yacimiento de gas y condensado; caso que se presenta cuando la temperatura del yacimiento cae entre la temperatura crítica y la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos. El punto crítico generalmente cae a la izquierda de la cricondenbara y las líneas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de burbuja. Si la presión del yacimiento es superior a la presión de rocío de la mezcla, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso. Los fluidos que penetran al pozo, en su camino hasta el tanque de almacenamiento, sufren una fuerte reducción, tanto en temperatura, como en

presión y penetran rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie con relaciones gas-aceite que varían, aproximadamente entre los 1,000 y 10,000 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

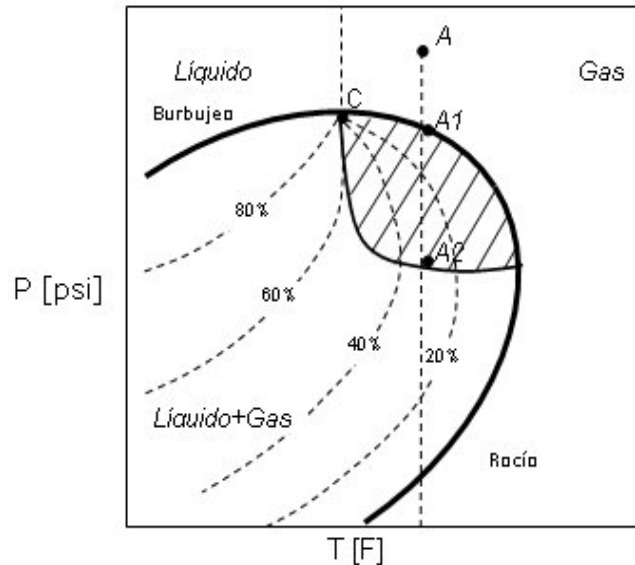


Fig 1.7 Diagrama de fases de un yacimiento de gas y condensado

#### 1.4.6 POR EL TIPO DE EMPUJE PREDOMINANTE

Los yacimientos producen o se recuperan los fluidos contenidos en el yacimiento por la energía propia del yacimiento, a este proceso de recuperación se le nombra *recuperación primaria*.

**EMPUJE POR EXPANSIÓN DEL SISTEMA:** Una de las recuperaciones que puede ocurrir en el yacimiento es por *expansión del sistema roca-fluido*. Los fluidos son movidos hacia los pozos productores, debido a la expansión de la roca y los fluidos, esta expansión es causada por la caída de presión en el yacimiento que permite una baja compresibilidad en el sistema.

**EMPUJE POR EXPANSIÓN DEL GAS DISUELTO LIBERADO:** debido a la presión que hay en el yacimiento, el gas disuelto en el aceite, es liberado al ir declinando la presión en el yacimiento.

**EMPUJE POR EXPANSIÓN DEL CASQUETE DE GAS:** La caída de presión es factor importante para la producción de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento, debido a la expansión del gas que se encuentra en el casquete puede formarse por la acumulación de gas liberado por el aceite al abatirse la presión.

**EMPUJE HIDRÁULICO:** Los hidrocarburos son desplazados por la invasión de agua.

**EMPUJE POR SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL:** Significa que se separan los fluidos contenidos en el yacimiento, debido a las diferencias en sus densidades, lo que significa la distribución del gas, el aceite y el agua en el yacimiento debido a la densidad de cada uno de los fluidos.

**EMPUJE COMBINADO:** Cuando el yacimiento tienen algunas características de los empujes mencionados anteriormente, si existe algún empuje predominante se le pondrá al empuje el nombre del empuje que predomina, pero si existen dos empujes que predominan en la producción del hidrocarburo, entonces se le llamará empuje combinado.

## **1.5 RECUPERACIÓN PRIMARIA**

Aquí, el petróleo se drena naturalmente hacia los pozos bajo el efecto del gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y el seno del yacimiento (*ver Fig 1.8*).

En los yacimientos profundos la presión es mayor que la presión hidrostática, lo que ocasiona que el petróleo llegue a la superficie con la energía natural del yacimiento. A medida que se expanden los fluidos en el yacimiento, la presión tiende a bajar en forma más o menos rápida según los mecanismos involucrados. En ciertos casos, puede existir un mecanismo de compensación natural que reduzca notablemente la velocidad de declinación de la presión, como la compactación de sedimento (subsistencia), la migración de un acuífero activo o la lenta expansión de una casquete de gas.

## **1.6 RECUPERACIÓN SECUNDARIA<sup>1</sup>**

La fase secundaria, se emplea cuando la primera etapa termina o si el yacimiento no produjo naturalmente. La inyección de agua o gas se utiliza para que el empuje que genere el agua o el gas lleve los hidrocarburos a los pozos productores. Para poder determinar cual es el gasto de inyección apropiado y el equipo requerido para la implementación de la inyección de agua y/o gas se debe hacer una evaluación detallada del yacimiento, dentro de la evaluación se toma en cuenta las propiedades de los fluidos, la terminación del pozo(s), estructura de la formación, así como el desarrollo de varias corridas de simulación del proceso para tener mayor certidumbre en los resultados.

### **1.6.1 INYECCIÓN DE AGUA**

Es un proceso donde el petróleo es llevado hacia los pozos de producción por acción de la presión ejercida por el agua, esta operación fue realizada por primera vez en la ciudad de Pithole, al oeste de Pennsylvania, en el año 1865.

“Esta técnica ocurrió accidentalmente cuando el agua, proveniente de algunas arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de aguas superficiales, se movía a través de las formaciones petrolíferas, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de petróleo en los pozos vecinos”.<sup>2</sup>

A finales de los años de 1880, el agua era principalmente inyectada para mantener la presión del yacimiento y prolongar la vida del mismo, de esta forma teniendo una mejor recuperación de hidrocarburos.

Los procesos de inyección de agua y gas han sido los métodos convencionales de recuperación más utilizados en los yacimientos de aceite y gas, debido a los favorables resultados económicos.

Debido a los resultados que se han obtenido en los múltiples proyectos en los que se han implementado estos procesos, la inyección de gas tiene mejores resultados en yacimientos bajosaturados y en aquellos mojados por aceite

Si la permeabilidad del yacimiento es suficientemente alta en yacimientos que contengan aceite saturado, es mejor emplear la inyección de agua.

Para yacimientos de aceite volátil se tiene otra opción, esta se refiere a la inyección de gas miscible.

La inyección de agua también tiene excelentes resultados en yacimientos heterogéneos mojados por agua, esto se debe a la imbibición espontánea del agua, caso que no sucede con la inyección de gas.

El agua, a diferencia del gas, tiene mayores ventajas, aun cuando se han implementado diferentes técnicas para la recuperación de hidrocarburos. Actualmente es el proceso con mayor aplicación, debido a que se obtienen cantidades considerables adicionales de aceite, por su alta disponibilidad y bajo costo.

Para la inyección se utiliza el agua salada dado que se prohíbe, desde el punto de vista contractual, el uso de agua fresca o potable la cual debe presentar ciertas características:

- ✓ No debe ser corrosivo
- ✓ El agua inyectada no debe reaccionar con minerales arcillosos de la formación, debido a que estos minerales al estar en contacto con el agua aumentan de volumen y producen daño a la formación.
- ✓ Los componentes minerales como sulfato de bario, sulfato de estroncio, sulfato de calcio, entre otros, ocasionan la formación de incrustaciones por lo que se debe tratar de eliminar del agua este tipo de minerales.
- ✓ Debe eliminarse los sólidos o líquidos en gran volumen que produzcan la obstrucción de los pozos de inyección.

- ✓ El agua preparada para la inyección debe presentar características similares al agua encontrada en el yacimiento para que sean compatibles y pueda funcionar el método.

De los métodos de recuperación secundaria, la inyección de agua es el método más usado alrededor del mundo, teniendo una cobertura de más de la mitad de la producción de los pozos a nivel mundial.

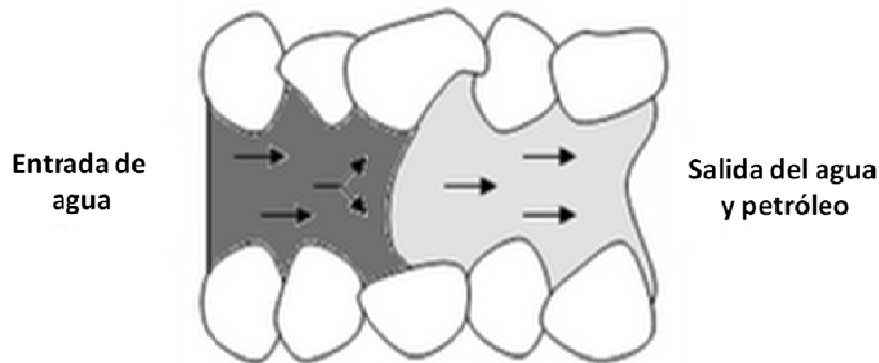


Fig 1.8 Esquema de desplazamiento de petróleo por agua en un canal de flujo<sup>3</sup>

#### Tipos de inyección

Se puede llevar a cabo de dos formas dependiendo de la posición de los pozos productores e inyectores, tales como:

#### Inyección periférica o externa

Se basa en inyectar agua fuera del lugar donde se ubica el crudo, en la periferia del yacimiento (ver Fig 1.9). Este método es conocido como inyección tradicional en donde el agua se inyecta en el acuífero que se encuentra junto al contacto agua-petróleo.

Características:

- Es utilizado cuando se desconocen las características del yacimiento.
- Los pozos de inyección son ubicados en el acuífero, alejados del lugar donde se encuentra el petróleo.

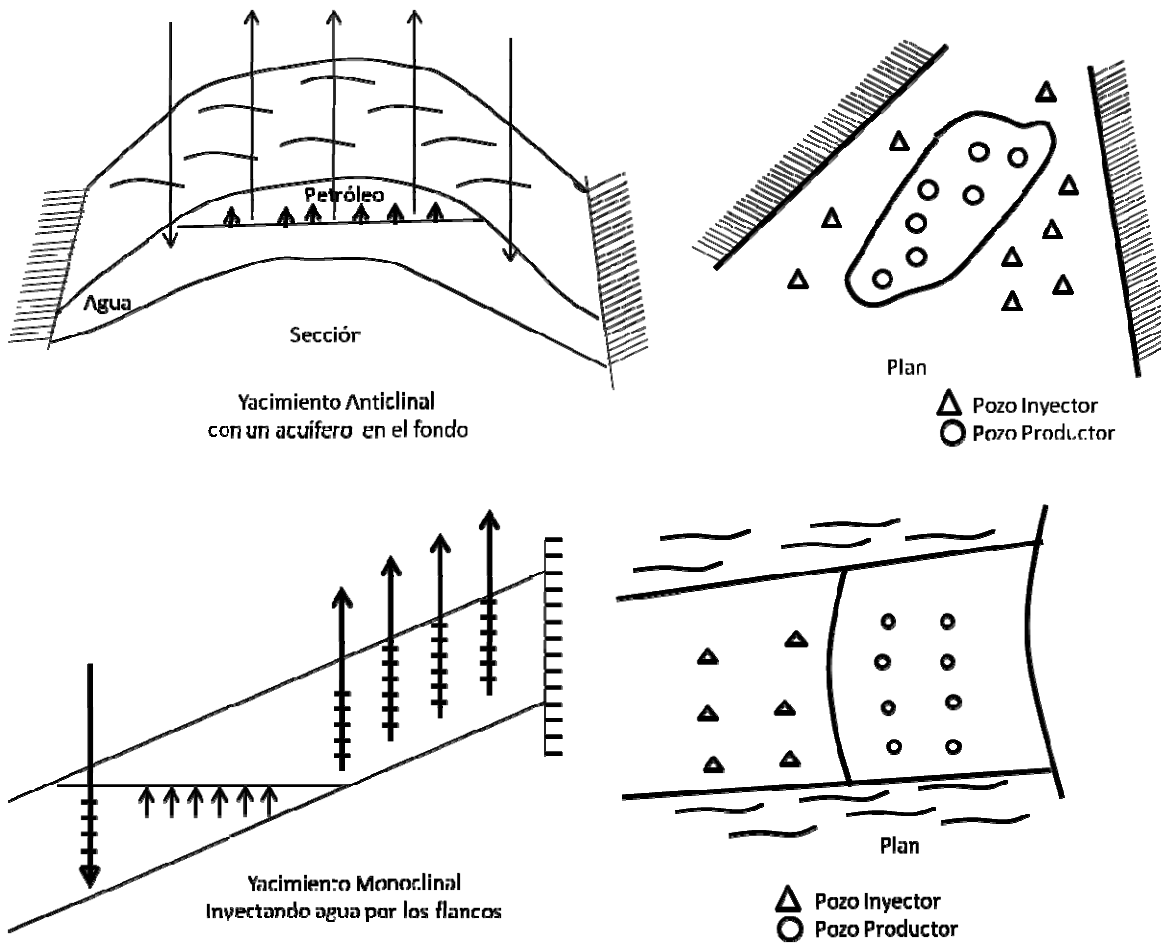


Fig1.9 Arreglo de pozos inyectoros en periferia o externa

### Inyección en arreglos o dispersa

Se encarga de inyectar agua en el lugar donde se encuentra el crudo. Esto trae como consecuencia que los fluidos existentes en el yacimiento sean desplazados hasta el pozo productor. Se le conoce con el nombre de inyección interna (ver Fig 1.10).

Características:

- ✓ Para utilizar este método se debe tomar en cuenta su estructura y los límites del yacimiento, la continuidad de las arenas, la permeabilidad, la porosidad y del número y posición de los pozos existentes.
- ✓ Es usado en yacimientos con poca inclinación y con un área extensa.
- ✓ Se organizan los pozos productores e inyectoros de tal manera que queden arreglados como en la primera etapa de recuperación.

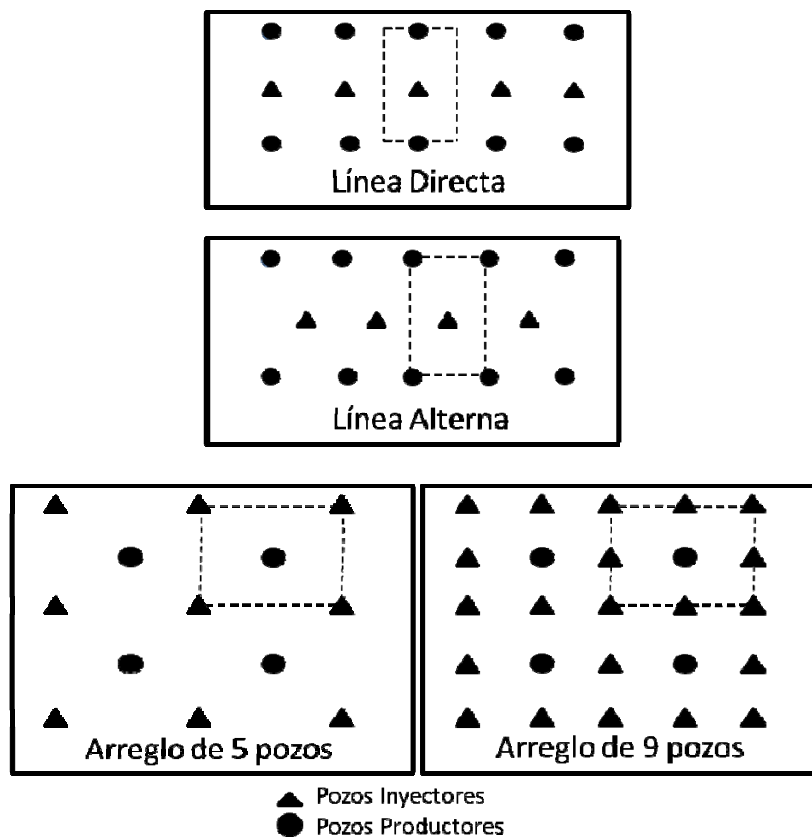


Fig 1.10 Tipos de Arreglos

### 1.6.2 INYECCIÓN DE GAS

Es un proceso donde el gas se inyecta en el yacimiento con la finalidad de aumentar la recuperación, aumentar el gasto de producción del crudo y para conservar el gas que se utilizará para la venta. El objetivo principal era para mantener la presión dentro del yacimiento. La inyección de gas es un proceso inmiscible, a menos de que el gas que se inyecte se inyecte a alta presión o enriquecido con hidrocarburos livianos para que se haga una mezcla homogénea (ver Fig 1.11).

Un proceso de alta presión se refiere a la combinación del petróleo existente en el yacimiento y el gas inyectado, que produce la formación de una fase homogénea simple, la menor presión para que ocurra la movilización del crudo, es aproximadamente  $210 \text{ kg/cm}^2$  (3000 psi), por lo que la profundidad queda restringida en un valor mínimo de 1524 metros (5000 pies). El proceso enriquecido de hidrocarburos varía según el proceso de inyección de gas a alta presión principalmente, por la manera que los hidrocarburos son transferidos de una fase a otra, este proceso puede ser aplicado a menores presiones que la del proceso de alta presión. Factores importantes que intervienen en la cantidad de petróleo que se puede extraer mediante la inyección de gas:



- ✓ Las propiedades de los fluidos del yacimiento.
- ✓ El tipo de empuje.
- ✓ La geometría del yacimiento.
- ✓ La continuidad de la arena.
- ✓ El relieve estructural.
- ✓ Las propiedades de la roca.
- ✓ Temperatura y presión del yacimiento.

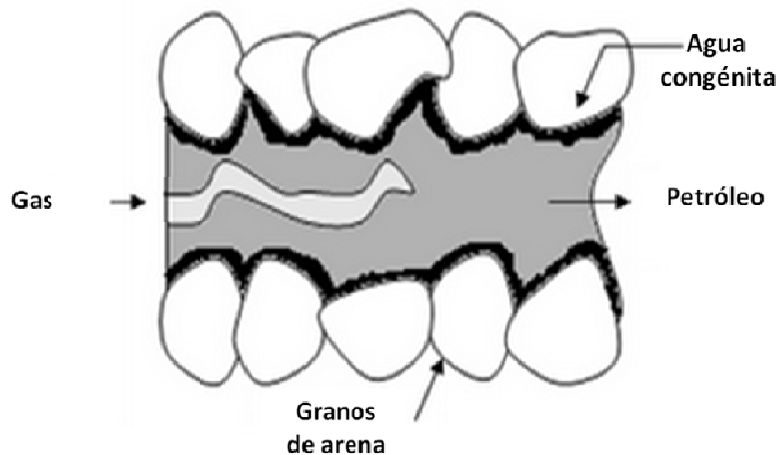


Fig 1.11 Esquema del desplazamiento de petróleo por gas en medio poroso<sup>4</sup>

#### Tipos de inyección

La inyección del gas se clasifica en dos tipos que son: la inyección de gas interna o dispersa y la inyección de gas externa.

#### Inyección de gas interna o dispersa

Consiste en inyectar el gas en el lugar donde se encuentra el crudo, dicha inyección se utiliza en yacimientos sin capa de gas inicial, por empuje, por gas disuelto y donde no hay tendencia a desplegarse una capa de gas secundaria.

#### Características:

- ✓ Se utiliza en yacimientos homogéneos, con poca inclinación y con poco espesor.
- ✓ Se necesita un gran cantidad de puntos de inyección, los cuales son ordenados de tal manera que el gas inyectado se distribuya por toda la zona de producción. El ordenamiento estará sujeto al tipo de yacimiento.
- ✓ La permeabilidad efectiva del gas debería ser baja.

## Inyección de gas externa

Es el proceso de inyección de gas cerca del borde o cresta de producción del yacimiento, lugar donde está la capa de gas, bien sea primaria o secundaria, de tal manera que el crudo es desplazado hacia abajo.

### Características:

- ✓ Se utiliza en yacimientos de espesor apreciable, para lograr el desplazamiento del petróleo mediante el empuje por la capa de gas.
- ✓ Se aplica en yacimiento con buena permeabilidad vertical.
- ✓ Deben tener alto buzamiento.
- ✓ Se ubican los pozos de producción de tal manera que cubran gran parte del área donde es inyectado el gas.

## 1.6.3 FACTORES QUE CONTROLAN LA RECUPERACIÓN POR INYECCIÓN DE AGUA Y GAS

Factores que se deben considerarse para realizar un proceso de inyección de agua y de gas:

- ✓ Porosidad
- ✓ Litología
- ✓ Permeabilidad
- ✓ Geometría del yacimiento
- ✓ Propiedades de los fluidos y permeabilidades relativas
- ✓ Profundidad del Yacimiento
- ✓ Continuidad en las propiedades de las rocas
- ✓ Magnitud y distribución de las saturaciones de los fluidos.

## 1.7 RECUPERACIÓN TERCIARIA Y/O MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR)<sup>5</sup>

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía 60-80% (promedio 72%) del crudo originalmente en sitio. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por dos factores:

- ✓ A escala de los poros, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.
- ✓ A escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas,

porque siguen caminos preferenciales, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable.

Entre los métodos para mejorar la eficiencia del desplazamiento, mediante una reducción de las fuerzas capilares, se pueden citar la utilización de solventes miscibles con el crudo y la obtención de baja tensión interfacial con soluciones de surfactantes o soluciones alcalinas. Para mejorar la eficiencia de barrido se puede reducir la viscosidad del crudo mediante calentamiento, aumentar la viscosidad del agua con polímeros hidrosolubles, o taponar los caminos preferenciales por ejemplo con espumas.

Los métodos actualmente propuestos para la recuperación mejorada involucran uno o varios de estos aspectos. En lo que se refiere a la utilización de surfactantes, se destacan los siguientes:

- ✓ Drenaje miscible con microemulsiones
- ✓ Drenaje inmisible con soluciones de surfactantes y polímeros (y a veces alcali)
- ✓ Inyección de vapor con surfactante – espumas

Adición de energía extraña al yacimiento donde los fluidos inyectados interactúan con las propiedades roca-fluidos. Se engloban en cuatro subprocesos: Térmicos, Químicos, Miscibles y Bacteriológicos.

Los fluidos inyectados interactúan con los fluidos del yacimiento y crean condiciones favorables para:

1. Reducción de la tensión interfacial.
2. Cambio de mojabilidad.
3. Reducción de la viscosidad del aceite
4. Hinchamiento del aceite

Una vez que se tiene información preliminar del yacimiento y usada para seleccionar las opciones de EOR, un proyecto de ingeniería diseña varios pasos.

- ✓ Estudios de laboratorio prueban el EOR propuesto en núcleos con ejemplos de rocas y fluidos del yacimiento. Esta pequeña prueba de flujo de una dimensión en un medio relativamente homogéneo no siempre ejemplifica exitosamente las dimensiones del yacimiento. pero si el proceso falla en el laboratorio, muy probablemente fallará en el campo.
- ✓ Simulación del flujo del fluido, basado en un modelo geológico del yacimiento, puede comenzar con evaluaciones de recuperación primaria y secundaria, checando que coincidan los históricos de producción para determinar el aceite residual. Entonces la sensibilidad de la variación del proceso EOR se puede calcular, el incremento del gasto de producción y los gastos de mantenimiento. Los modelos geológicos de los

yacimientos siempre están restringidos por los datos dispersos, conceptos como la estructura del yacimiento, datos no adecuados para los históricos de producción y el incremento de la incertidumbre computacional como los cálculos extrapolados en el futuro. Como consecuencia, las predicciones que cubren años del comportamiento de EOR pueden resultar en graves errores. Además, en el caso de ejemplificar yacimientos heterogéneos, los cuales son difíciles de definir, son críticos para el éxito del EOR.

- ✓ Comúnmente, una prueba piloto del EOR propuesto se lleva a cabo para investigar la tecnología adecuada o para confirmar el comportamiento esperado antes de una implementación completa y cara. Lo ideal, la prueba se lleva a cabo en un área la cual es similar geológicamente al campo y lo suficientemente grande para que sea estadísticamente representativo de toda la heterogeneidad del yacimiento. El monitoreo y los datos adquiridos a través de la prueba da la información necesaria para planear una operación completa.
- ✓ Para las operaciones comerciales, las consideraciones importantes son fuentes seguras de agua y otros fluidos inyectados, instalaciones de almacenamiento y transporte, procesos de superficie, separación, reciclaje la mejora de las instalaciones, y los requerimientos ambientales y de seguridad.

Estos principios en EOR puede que no apliquen para campos de aceite costa afuera. Debido a que los pozos costa afuera tienden a ser altamente desviados, la distancia entre ellos comúnmente es más grande que los pozos en tierra. Esto extiende el tiempo entre el inicio del EOR y resultados significantes se observan en la recuperación. Estos efectos complican los procesos de control y limitan el número de técnicas de EOR que se pueden aplicar. El espacio más grande entre pozos también incrementa la probabilidad de heterogeneidades no detectadas entre pozos, dañando las simulaciones del comportamiento del pozo. Dado que el número de pozos que se pueden perforar desde una plataforma fija, a menudo una estrategia importante para la recuperación secundaria y recuperación mejorada de petróleo, no puede ser posible. Los altos costos y tiempo adicional antes del comienzo de la producción de EOR significa que los proyectos de recuperación mejorada de petróleo costa afuera deben ser planificados y comenzar lo suficientemente temprano para que progresivamente aumenta la producción antes de que la producción primaria y secundaria comience a declinar. De lo contrario, los costos marginales pueden ser demasiado altos para mantener la rentabilidad. Sin embargo, esta opción debe ser equilibrada contra otros riesgos: descripción del yacimiento insuficiente en las primeras etapas de la producción en el campo y la falta de tiempo para adquirir los resultados de la prueba piloto para evaluar el proceso de recuperación mejorada de petróleo.

Los tres principales procesos EOR -térmica, miscible y químicas- cada uno es subdividido en varias categorías. Entre los tres, los procesos térmicos dominan, tener la mayor certeza de

éxito y la eventual aplicación en alrededor del 70% de la recuperación mejorada de petróleo en todo el mundo. Los métodos térmicos también dan la mayor recuperación de petróleo a los costos más bajos.

El término miscible entiende la mezcla de dos líquidos -por ejemplo, el aceite y un solvente como el dióxido de carbono [CO<sub>2</sub>]- en un líquido de una sola fase. También se puede aplicar a una continuidad entre el petróleo y el gas inyectado, debido a una zona de transición multifásica entre los dos. El uso de gas miscible ha crecido rápidamente en los últimos años, y hoy el método cuenta con cerca de 18% de las aplicaciones de EOR en todo el mundo. Ha tenido éxito en profundidades superiores a los 2000 pies [610 m] para CO<sub>2</sub> y de mayor de 3000 pies [915 m] para otros gases.

Los procesos químicos de EOR, tales como inyección de surfactante (detergente), han atormentado a la industria con la promesa de una mejor recuperación significa. Hasta ahora, el costo y los problemas técnicos han impedido su aplicación general. Esperando que procesos microbianos como proceso EOR (MEOR) y algunas propuestas exóticas; los cuales esperan la confirmación del laboratorio y experimentación en el campo y la evaluación antes de tomar su lugar como una práctica aceptada.

Cada proceso de recuperación mejorada de petróleo es adecuado para un determinado tipo de yacimiento. Debido a las características del yacimiento inesperado o desconocido causa fallas en la mayoría de los EOR, EOR comienza con el estudio geológico. Existen reglas de dedo para facilitar la elección del proceso EOR más adecuado para cada tipo de yacimiento. Después de estos criterios se aplican a una perspectiva, seguido del análisis económico riguroso, generalmente a través de repetidas corridas de simulación.

### 1.7.1 Térmicos

Los métodos térmicos son los principales en la recuperación de aceites pesados, aquellos con gravedad menor que 20° API, representando viscosidades de 200 a 2000 centipoise (cp). Tales aceites pesados generalmente no responden significativamente a la producción primaria o la inyección de agua, tal saturación inicial de aceite es comúnmente alta al comienzo de un proyecto de recuperación térmico. El principio de la recuperación térmica es simple: incrementar la temperatura del aceite reduce gradualmente su viscosidad, mejorando la razón de movilidad. Los dos métodos principales para el calentamiento de yacimientos de aceite son la inyección de fluidos calentados en la superficie o producto de calentar directamente dentro del yacimiento mediante la quema de algo de aceite en el yacimiento.

Aunque la idea de calentar yacimientos va 100 años atrás, los grandes proyectos comenzaron en los campos de aceite pesado en los Estados Unidos a principios de los años 50 y fueron seguidos por proyectos en Holanda y Venezuela. Una relativa inyección de vapor es la inyección cíclica de vapor. Fue descubierta accidentalmente en Venezuela a principios de 1960 durante un proyecto de recuperación. La recuperación cíclica de vapor usa un solo pozo

para la inyección y la producción. El vapor se inyecta en el pozo por varios días o semanas, después el pozo se cierra por varios días hasta un mes o más, periodo de cierre. Después de esto, el pozo produce por más de seis meses, después el proceso se repite. El vapor calienta la roca y fluidos alrededor del pozo y también da algo de presión; para cuando el tiempo se da, el vapor se ha condensado y el aceite y agua se producen.

Las ventajas de este “huff and puff” es el relativo corto tiempo del “huff”, así que la mayor parte del tiempo el pozo está produciendo. La desventaja es que solo la vecindad del pozo se estimula. Este método, por lo tanto, tiene que ser seguido continuamente por inyecciones continuas de vapor para llevar el aceite a pozos de producción separados. La presión del yacimiento, dictada por la profundidad, impone un límite en la inyección del vapor: a mayor presión requiere de más combustible para generar mayores temperaturas en la superficie para producir vapor saturado necesitado para la eficiente inyección de vapor. A mayor temperatura también lleva a grandes pérdidas de calor.

El mecanismo de recuperación de la inyección de vapor es complejo. A pesar de la reducción de la viscosidad, el segundo mecanismo de recuperación más importante es destilación de vapor de componentes más ligeros de aceite los cuales forman un banco solvente del vapor. Otros factores son expansión termal, expansión del gas en solución y miscibilidad y emulsión. La inyección de vapor ha estado probada en yacimientos de aceite ligero donde los mecanismos de viscosidad juegan un menor rol y la destilación de solventes predomina. Algunos campos de prueba de la inyección de vapor de aceite ligero han mostrado recuperación de aceite del 100% virtualmente de zonas alcanzadas por vapor.

No todo es bueno con la inyección de vapor, como numerosos problemas técnicos se combinan, esto lo hace un proyecto de recuperación no económico, ineficiente o inclusive peligroso. Pérdidas de calor en equipos superficiales, en el pozo, en las rocas cerca del yacimiento, en agua connata y en el casquete de gas puede anular el proceso. El equipo de superficie debe ser aislado, así como la tubería debajo de los 1500 ft [460 m]. La expansión termal puede dañar el equipo del pozo y provoca errores en la cementación. El vapor es muy reactivo, causando corrosión en la tubería e incrustaciones, disolución mineralógica o reprecipitación, cambios en la permeabilidad. El vapor se mueve más que el aceite, barriendo el aceite y canalizándose a través de zonas ladronas; no se han encontrado métodos satisfactorios para mejorar la eficiencia de barrido. El vapor es comúnmente generado mediante la quema de gas natural.

Los otros procesos significativos de recuperación térmica, combustión in-situ o inyección de agua caliente, intenta recuperar el petróleo mediante la quema de una parte del crudo in-situ mediante la inyección de aire u oxígeno, o por medios químicos o eléctricos. La combustión in-situ (inyección de aire) parece atractivo: es térmicamente más eficiente que el vapor, no tiene restricciones de profundidad y se adapta bien a arenas de yacimiento relativamente delgadas (menos de 25 pies [8 m]). Pero en la práctica no es tan simple. Los costos de capital son

elevados, el proceso es muy complicado y difícil de predecir o controlar, y los problemas operativos de las altas temperaturas incluyen las fallas de cemento, erosión, corrosión, tanto en pozos de inyección y producción a causa de oxígeno y la humedad y el alto gasto de producción de gas.

A pesar algunos éxitos y más de 30 años de pruebas de campo y laboratorio, las aplicaciones de combustión in-situ no han incrementado.

### 1.7.2 Miscible

El proceso EOR de mayor crecimiento, inyección miscible, usa un solvente que mezcla completamente con aceite residual para superar las fuerzas capilares e incrementar la movilidad del aceite. La eficiencia de desplazamiento cerca del 100% donde el solvente toca al aceite y ocurre la miscibilidad. Los numerosos solventes exitosos incluyen gas licuado de petróleo (LPG), nitrógeno, CO<sub>2</sub>, gases de combustión (principalmente nitrógeno y CO<sub>2</sub>) y alcohol.

Un suministro suficiente de un solvente en particular y el valor de hidrocarburos inyectados, como gas natural, tienen un impacto considerable en la elección y económica de los proyectos de inyección miscible. En Canadá, por ejemplo, la abundancia de gas natural lo hace posible.

El desplazamiento miscible como EOR puede ser subdividido en tres procesos significantes: bache miscible, enriquecimiento de gas seco a alta presión, incluyendo CO<sub>2</sub>. Para cada uno de estos procesos, existe un rango de presión, o profundidad, temperatura y la gravedad del aceite necesario para conseguir y mantener la miscibilidad. Los solventes tienen mucha menor viscosidad que el aceite, así que la estratificación del yacimiento -los contrastes de permeabilidad horizontal y vertical- afecta fuertemente la eficiencia de barrido. El pronto avance, pasando cantidades substanciales de aceite, y los problemas han plagado muchos proyectos de campo tomando en cuenta los cuatro procesos de desplazamiento miscible:

- ✓ En el proceso miscible por bache, un bache de hidrocarburos líquidos, cerca de la mitad del volumen poroso del yacimiento (PV), se inyecta y es mezclado con el aceite en contacto. Esto es seguido por agua o el seguimiento de gas para empujar el bache a través del yacimiento.
- ✓ Para el proceso de gas enriquecido, o condensado, el 10 a 20% PV de gas natural, enriquecido con el peso molecular intermedio de hidrocarburos, se inyecta, seguido por gas seco y, en algunos casos, agua. A la presión propia del yacimiento, los componentes C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub> transfieren del gas enriquecido al aceite, formando un banco solvente miscible.
- ✓ Similarmente, en la expansión de gas vaporizado, el gas seco es inyectado a alta presión, de 210 a 420 kg/cm<sup>2</sup> (3000 a 6000 lb/pg<sup>2</sup>), y componentes C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub> del aceite se

vaporizan y mutuamente cambian entre el aceite y el gas durante contactos múltiples, eventualmente formando un bache miscible.

El dióxido de carbono es un caso especial de una recuperación miscible a alta presión. Este gas es altamente soluble en el aceite crudo, reduciendo la viscosidad del aceite, mientras la extracción simultánea de hidrocarburos más ligeros mediante la vaporización. El frente de desplazamiento de gas, enriquecido por hidrocarburos vaporizados a través de múltiples contactos, forma un bache miscible mientras se mantenga la presión mínima de miscibilidad (MMP). Desde que el CO<sub>2</sub> puede extraer componentes más pesados, es miscible con aceites crudos teniendo menos componentes C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub>. El dióxido de carbono tiene una menor MMP que el gas natural, nitrógeno, y por lo tanto se puede aplicar en pozos menos profundos (menor presión).

Un problema mayor con la inyección de gas miscible es la razón de movilidad adversa causada por la baja viscosidad del gas típico inyectado comparado al aceite, quizá por uno o dos ordenes de magnitud. El resultado es un frente inestable entre el gas y el aceite el cual permite formar lo que se conoce como el fenómeno de la digitalización y propagarse a través del fluido desplazado, dejando mucho hidrocarburo sin tocarse. Hoy, el principal medio para atacar este problema es la inyección alterna de agua y gas (WAG). En este proceso, la inyección de agua y gas se alterna, con los parámetros de diseño dados con tiempo y el gasto de agua con gas. WAG afirma la virtud de disminuir la movilidad del gas, manteniendo la presión y ahorrando costos de operación mediante la sustitución de agua barata por gas relativamente caro. Idealmente, el gas da miscibilidad y el agua mejora la eficiencia de barrido. La segregación gravitacional entre el agua y el gas se cree que compromete la efectividad del proceso WAG.

El desarrollo de varias técnicas EOR sufren de la diferencia en la movilidad entre el producto EOR y el aceite que supuestamente se recupera. Una posible solución para esto es la espuma, el cual se dispersa en burbujas de gas en un líquido. La espuma puede reducir la permeabilidad del yacimiento de la fase gas a menos del 1% de su valor original. Las espumas típicas basadas en surfactantes pueden durar indefinidamente. Tales espumas han sido usadas para el control de la movilidad de la inyección de gas miscible y la inyección de vapor con resultados mezclados. Los problemas incluyen altos diferenciales de presión anormales requeridas para la propagación, cambios rápidos en la estabilidad de la espuma y calidad mientras migra del pozo inyector la espuma se esparce en los poros pequeños.



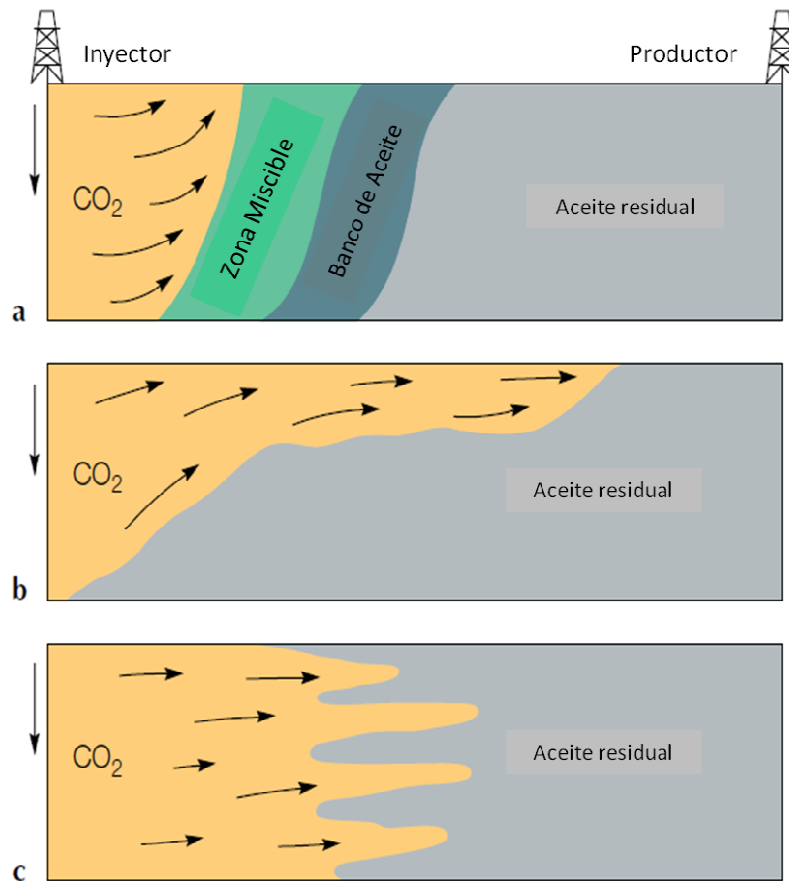


Fig 1.12 Comportamiento de fase y la dinámica del flujo en la inyección miscible de un yacimiento homogéneo  
 a) para un comportamiento ideal, b) durante la influencia de la densidad del fluido y c) el contraste de la viscosidad, el cual produce el fenómeno de la digitalización del EOR

### 1.7.3 Químico

Los químicos usados en EOR incluyen polímeros, surfactantes y alcalinos. Todos son mezclados con agua y, ocasionalmente, otros químicos antes de la inyección. En términos generales, los objetivos para la recuperación por químicos son crudos en los rangos entre los aceites pesados recuperados por procesos térmicos y aceites ligeros recuperados por la inyección miscible de gas.

La inyección de polímeros es simple un acompañante de la inyección de agua. Es el proceso químico mejorado más usado desde que es fácil de aplicar y requiere inversión relativamente baja. Aunque la inyección de polímeros aumenta la recuperación por una modesta cantidad, en el orden de 5%, permite buenos beneficios bajo las correctas circunstancias. Agregando polímeros de alto peso molecular aumenta la viscosidad del agua y, con algunos polímeros, reduce la permeabilidad de la fase acuosa sin cambiar la permeabilidad relativa de aceite. Esto puede mejorar de gran manera la eficiencia de barrido volumétrica de la inyección de agua. Las concentraciones de polímero son 100 a 1000 partes por millón (ppm) y el

tratamiento debe requerir inyección de 15 a 25% PV durante varios años seguida de una inyección típica de agua.

La reticulación, o gelificantes, polímeros in-situ con los iones metálicos pueden aumentar el rendimiento en el control del perfil de barrido, que ayuda a conectar las zonas de alta conductividad o fracturas de menor importancia que degradar la eficiencia de barrido. Los principales inconvenientes de la utilización de polímeros son su elevado costo y la baja velocidad de inyección causada por la alta viscosidad (lo cual afecta la tasa de rendimiento económico), la degradación a altas temperaturas, la intolerancia a la alta salinidad, el deterioro del polímero de la tensión cortante impartida por el bombeo, el flujo de a través de los tubulares y perforaciones, y la inestabilidad a largo plazo en el entorno del yacimiento.

La inyección de surfactante, también conocido como detergente, micelar-polímero o inyección de microemulsión, utiliza bajas concentraciones de surfactantes en agua para reducir la tensión interfacial entre el aceite y el agua. Aunque la idea ha estado presente desde la década de 1920, una investigación a detalle y pruebas de campo no comenzaron hasta hace 20 años, y de manera uniforme el rendimiento del campo rentable sigue siendo difícil de alcanzar. De todos los procesos de recuperación mejorada de petróleo, las inyecciones de surfactantes puede ser la más riesgosa, con la participación de las decisiones de diseño más difíciles, que requieren grandes inversiones de capital, y siendo fuertemente afectados por las heterogeneidades del yacimiento. Por estas razones, y como resultado del desempeño de campos marginales, el interés por las inyecciones de surfactantes ha disminuido.

Una inyección de surfactante debe ser diseñada para un aceite específico de crudo en un yacimiento específico teniendo en cuenta factores como la salinidad, temperatura, presión y contenido de arcilla. En general, se usan baches múltiples. El rendimiento del surfactante es óptimo en un rango de salinidad estrecha y está sujeta a la absorción y retención a través del intercambio iónico con las rocas del yacimiento. Para evitar estos problemas, el primer bache puede ser una solución de agua. Sin embargo, es a menudo ineficaz. El segundo bache, tal vez de 10 a 30% PV, contiene el agente activo de superficie (de 5 a 10% en volumen), los hidrocarburos, electrolitos y cosolventes, por lo general el alcohol. Esto es seguido por un bache de agua de polímeros espesados para el control de la movilidad y, por último, la típica inyección de agua (arriba).

El proceso de inyección alcalina se basa en una reacción química entre los ácidos cáusticos y orgánicos en el aceite crudo para producir surfactantes in-situ que disminuyen la tensión interfacial entre el agua y el aceite. Otros mecanismos que pueden mejorar la recuperación están cambiando la roca de aceite mojado a agua mojada, lo que reduce la tensión interfacial, y emulsificación, lo que disminuye la viscosidad. Los Alcalinos como el sodio o hidróxido de potasio se utilizan. Los cáusticos pueden reaccionar fuertemente con los minerales en el agua congénita y con las rocas del yacimiento en la disminución del proceso. Este proceso complejo es poco conocido, ha tenido algunos logros técnicos, pero sin grandes éxitos financieros.

Además de las técnicas principales discutidos, muchas ideas interesantes se han propuesto y probado. Hoy en día, la mayoría de ellos no son económicos o tienen alguna falla técnica:

- ✓ La microbiana EOR inyecta bacterias y nutrientes en el yacimiento donde las bacterias se multiplican y bioquímicamente fabrican polímeros y surfactantes, esta técnica aun sigue siendo no probada, a pesar de que algunos éxitos han sido reportados.
- ✓ Las mejoras térmicas incluyen la generación de vapor de fondo de pozo, la mezcla de gases y solventes con vapor de agua, el calentamiento de la frecuencia de radio de fondo de pozo (inducción), generación de vapor nuclear y reactores de lixiviación mediante agua caliente a alta presión con aditivos.
- ✓ Otras ideas: la inyección de corriente continua para el efecto electro-osmótico, la alteración química de la configuración micelar del petróleo in-situ.

La tecnología de EOR no parece estar en el umbral de ningún avance tecnológico espectacular. En cambio el progreso vendrá probablemente a través de la evolución gradual, estimulado por la creciente motivación para recuperar más petróleo de yacimientos conocidos. La mayor contribución a la recuperación mejorada de petróleo es probable que sea del arte en constante mejora de la caracterización del yacimiento para predecir la respuesta del EOR y de la perforación horizontal.

## 1.8 DESPLAZAMIENTO MISCIBLE

Un proceso de desplazamiento miscible mantiene la presión del yacimiento y mejora el desplazamiento del aceite debido a que la tensión interfacial entre el aceite y el agua se reduce.

El desplazamiento miscible es muy importante en los procesos de recuperación mejorada de petróleo. La inyección de gases incluye el gas licuado de petróleo (GLP), tales como el propano, metano a alta presión, el metano enriquecido con hidrocarburos ligeros, nitrógeno a alta presión, y el dióxido de carbono [CO<sub>2</sub>] en condiciones adecuadas de depósito de temperatura y presión. El líquido más comúnmente utilizado para el desplazamiento miscible es el dióxido de carbono, ya que este provoca la reducción de la viscosidad del aceite y además es de menor costo que el gas licuado de petróleo.

## 1.9 TENSIÓN INTERFACIAL $\sigma$

Es la energía que existe libremente en superficie que se encuentra entre dos fases inmiscibles líquidos, como el aceite y el agua. (La tensión superficial es el término para la barrera de energía entre un líquido y aire.) La barrera que provoca la energía producida por la tensión interfacial impide que un líquido a que se emulsione en el otro. Para formar una emulsión, superficie libre de energía debe ser reducido mediante la adición de un tercer componente

(emulsificante), que busca la interfaz. La emulsificación espontánea no suele ocurrir justo después de añadir un emulsionante.

Es el resultado de efectos moleculares por los cuales se forma una interface o superficie que separa los líquidos, si  $\sigma$  es nula se dice que los fluidos son miscibles entre si, como ejemplo de fluidos inmiscibles se tiene el agua y el aceite, en tanto que el agua y el alcohol son miscibles. En el caso de una interface liquido–gas, al fenómeno se le llama tensión superficial.

Las unidades de medida de la tensión interfacial son las mismas que las de la tensión superficial.

$$\sigma \left( \frac{\text{dinás}}{\text{cm}} \right) \text{ ó } \left( \frac{\text{N}}{\text{m}} \right) \quad (1.35)$$

### 1.10 FUERZAS CAPILARES Y PRESIÓN CAPILAR

Estas fuerzas, en los yacimientos donde existen hidrocarburos, son el resultado la combinación de efectos, como son las tensiones interfazillas y superficiales, del tamaño y la forma de los poros y del valor de las fuerzas de adhesión entre fluidos y sólidos y las fuerzas de cohesión en los líquidos es decir, de las propiedades de mojabilidad del sistema roca-fluidos.

La presión Capilar se define como la diferencia de presión que existe a través de la interface que separa a dos fluidos inmiscibles, uno de los cual es moja preferentemente las paredes de los poros. Al fluido que moja preferentemente las paredes de los poros se le conoce como fluido mojante, y al restante como no mojante.

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad (1.36)$$

$P_c$  =Presión capilar

$P_{nw}$  = Presión del fluido no mojante

$P_w$  = Presión del fluido mojante

### 1.11 DRENE E IMBIBICIÓN

La presión capilar se puede describir con los fenómenos de drene e imbibición. La presión capilar es la diferencia de presiones de la fase mojante y la fase no mojante. La presión capilar puede ser negativa (-) o positiva (+), o en su caso cero (0) si la interface es plana, es decir, no hay interface.

- *Drene*: El fluido no mojante desplaza al fluido mojante.
- *Imbibición*: El fluido mojante desplaza al fluido no mojante

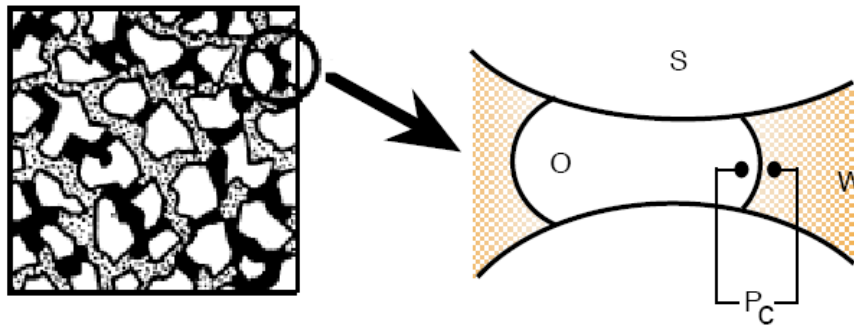


Fig 1.13 Estructura de atrapamiento de los glóbulos de petróleo por capilaridad

### 1.12 MOJABILIDAD DE LA ROCA

Se dice que un fluido moja en forma preferencial la superficie de un sólido cuando se adhiere y tiende a esparcirse o extenderse sobre ella en presencia de otros fluidos.

La mojabilidad incide en la distribución de los fluidos dentro del espacio poroso, la cual a su vez afectará el proceso de desplazamiento de un fluido por otro, por lo que las características de permeabilidad relativa variarán para un mismo medio poroso si las condiciones de mojabilidad varían.

Para determinar qué fluido está mojando la roca, se tiene la siguiente clasificación (ver Fig. 1.14):

Mojado por agua:  $\theta$  de 0 a 75 grados

Mojado por aceite:  $\theta$  de 105 a 180

Mojabilidad neutra:  $\theta$  de 75 a 105



Fig 1.14 Ángulo de contacto para la mojabilidad

### ¿Por que la Recuperación Mejorada (RM)?

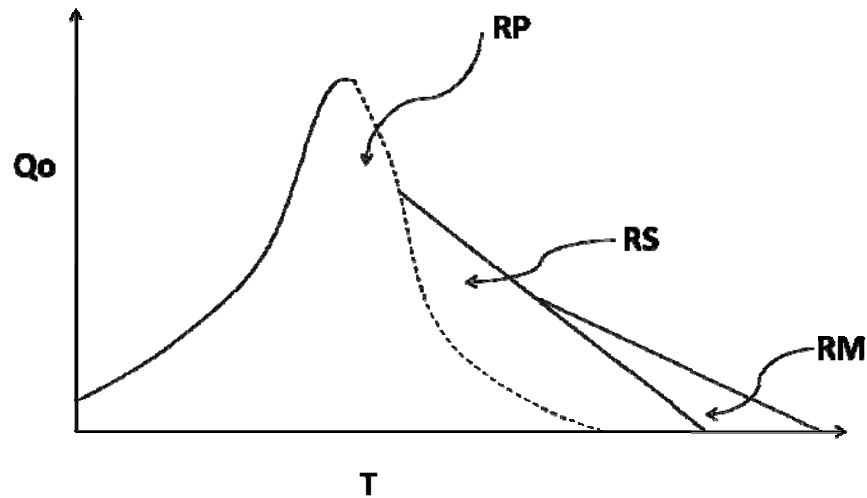


Fig 1.15 Diagrama que muestra que aun se puede extraer gastos de petróleo ( $Q_o$ ) en determinado tiempo ( $T$ ) después de haber utilizado la recuperación primaria (RP) y secundaria (RS), por medio de una recuperación mejorada (RM), ya que puede existir hasta un 60% de petróleo capaz de ser llevado a la superficie por algunos de los métodos de esta etapa.

### La relación de movilidad

La relación de movilidad puede visualizarse como una medida relativa del gasto de aceite que se mueve delante del frente de invasión con respecto al movimiento del gasto de agua detrás del frente, suponiendo que los gradientes de presión en ambas son iguales.

### 1.13 PROCESOS MISCIBLES

Se dice que un fluido es miscible cuando al mezclarse dos fluidos en cualquier proporción, no se forma una interfase entre ellos, es decir coexisten en una sola fase. Los procesos de miscibilidad los podemos clasificar en:

- ✓ Recuperación mejorada miscible por inyección de bióxido de carbono
- ✓ Recuperación mejorada miscible por inyección de hidrocarburos ligeros

Inyección de gas para la recuperación de fluidos retrógrados.

- ✓ Mantenimiento de la presión del yacimiento
- ✓ Mantener la presión por encima de la presión de rocío
- ✓ Prevenir pérdidas de líquidos

- ✓ Re-vaporización de líquidos
- ✓ Densidad de drene y recuperación de líquidos

### 1.13.1 INYECCIÓN DE BIÓXIDO DE CARBONO

El dióxido de carbono es altamente soluble en el agua, por tal razón una parte del CO<sub>2</sub> inyectado en un desplazamiento miscible se solubilizará con el agua de la formación o en el agua inyectada con el CO<sub>2</sub>. Este gas puede ser inyectado ya sea en estado gaseoso de manera continua, o bien bajo forma de baches alternados con agua. En el caso de aceites ligeros se pueden obtener altas recuperaciones por los mecanismos de miscibilidad termodinámica.

### 1.13.2 TIPOS DE INYECCIÓN DE CO<sub>2</sub>

- a) *Inyección continua*.-Es la manera más simple y comúnmente usada. El CO<sub>2</sub> se inyecta de manera continua en la formación productora hasta que la relación de gas producido con el aceite sea lo suficientemente alta para que los costos de producción se consideren que ya no es viable económicamente.
- b) *Inyección de un bache de CO<sub>2</sub>*.-Un cierto volumen (de 10 a 80% del volumen poroso) es inyectado en el yacimiento de tal manera que el desplazamiento pueda ser horizontal o vertical.
- c) *Inyección alternada*.-Es el método mas empleado. Pequeños baches de CO<sub>2</sub> (algún porcentaje del volumen poroso) son inyectados en alternancia con baches de agua. Tres parámetros controlan este procedimiento: el tamaño del bache, la relación del volumen de CO<sub>2</sub> inyectado sobre el volumen de agua inyectada y el número de baches.
- d) *Inyección cíclica*.-Se trata de un procedimiento de estimulación que es generalmente aplicado a aceite pesados pero que se desarrolla cada vez más en yacimientos de aceite ligero y mediano. Algunos volúmenes de gas son inyectados en un pozo que es enseguida cerrado. Durante esta fase, el efecto es tratar de disolver el máximo volumen en el aceite, para posteriormente producirlo por expansión del CO<sub>2</sub> disuelto. El ciclo inyección-producción puede ser repetido.

## CAPITULO II

# INYECCIÓN ALTERNA DE AGUA Y GAS (WAG)



## CAPÍTULO II

### INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y GAS (WAG)

Originalmente se propuso el método de inyección alternada de agua y gas para mejorar el barrido de la inyección de gas, el agua se usó principalmente para estabilizar el frente y para controlar las movilidades de los fluidos. Debido a que el desplazamiento del aceite por el gas es mejor que el desplazamiento por el agua, el método WAG combina la mejora en el barrido macroscópico por la inyección de agua con la mejora en la eficiencia del desplazamiento del gas. Por lo tanto, se tiene una mejor recuperación, comparado con la inyección de agua, para la mayoría de los casos revisados. La movilidad en los procesos de recuperación mejorada son importantes, cabe mencionar, que se hablará de otras ventajas de la inyección WAG. La reinyección de gas producido toma suma importancia debido a cuestiones ambientales y económicas.

#### 2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO WAG

Para procesos de recuperación mejorada la inyección de gas proporciona la mayor contribución de aceite ligero. En los casos de procesos miscibles se tiene eficiencias de barrido microscópico muy altas, a pesar de ello, la eficiencia de barrido volumétrico siempre ha sido cuestionada. La relación de movilidades es normalmente desfavorable debido a la viscosidad relativamente baja de la fase inyectada. Esto hace que la movilidad, y por consecuencia el control del frente, sea el mayor problema para un proceso exitoso de inyección de gas en un proceso EOR.

La inyección de agua y la inyección de gas son técnicas comunes de recuperación secundaria, el proceso WAG es una combinación de estas. North Pembina en Alberta, Canadá (1957), fue el primer campo petrolero donde se reportó la aplicación de este proceso de recuperación.

La inyección de agua o gas deja, regularmente, al menos 50% de aceite residual del aceite original existente en el yacimiento. Como ya se ha mencionado, el proceso WAG se basa en la inyección de agua y gas en forma de baches alternados, el objetivo principal de éste es mejorar la eficiencia de barrido de la inyección de agua e inyección miscible o inmisible de gas para reducir el impacto directo de las canalizaciones

La Figura 2.1 ejemplifica el proceso WAG utilizando como solución líquida el agua y como gaseosa  $CO_2$ . De esta forma se tendrá una eficiencia de desplazamiento microscópico

proporcionada por el gas, además, se tendrá una eficiencia macroscópica proporcionada por el agua inyectada.

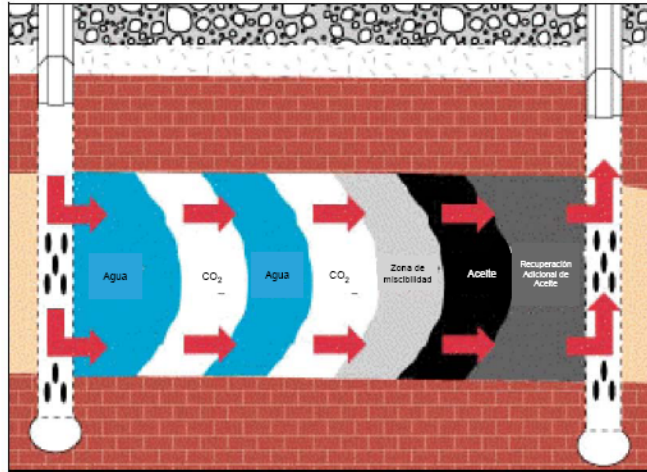


Fig 2.1 Descripción esquemática de un proceso WAG

Para entender de mejor manera las ventajas que se tienen con el proceso descrito, a continuación se mencionan ciertas descripciones para un mejor entendimiento. La recuperación de aceite se puede desarrollar bajo tres contribuciones principales:

$$REC = E_v E_h E_m \quad (2.1)$$

donde:

REC = Recuperación de aceite

$E_v$  = Eficiencia de barrido vertical

$E_h$  = Eficiencia de barrido horizontal

$E_m$  = Eficiencia en el desplazamiento microscópico

Si se quiere optimizar la recuperación, solo se requerirá maximizar cualquiera de estas eficiencias, siempre y cuando las otras no disminuyan.

Se tendrá una tendencia a cero del aceite residual en las zonas donde se haya inyectado los fluidos, siempre y cuando se tenga un desplazamiento miscible. No obstante, cuando se tiene un desplazamiento inmisible, el desplazamiento con gas es, comúnmente, menor después de un desplazamiento con agua de la saturación remanente, esto deja en claro que el gas tiene una mejor eficiencia de desplazamiento microscópico que el agua.

## 2.2 EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL

La estabilidad del frente es una fuerte influencia para la eficiencia de desplazamiento horizontal, la cual está asociada a la movilidad de los fluidos. Se puede definir a la relación de movilidades como:

$$M = \frac{k_{rg}/\mu_g}{k_{ro}/\mu_o} \quad (2.2)$$

donde:

$k_{rg}$  = Permeabilidad relativa al gas

$k_{ro}$  = Permeabilidad relativa al aceite

$\mu_g$  = Viscosidad del gas

$\mu_o$  = Viscosidad del aceite

La relación de movilidades es esencial, ya que si se tiene una relación desfavorable, el gas se canalizará, provocando una irrupción del gas, por lo tanto, se tendrá una disminución en la eficiencia de barrido. La irrupción temprana de gas es la más común en el desarrollo del proceso, no obstante, se han tenido irrupciones prematuras del agua.

## 2.3 EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO VERTICAL

Esta es esencialmente influenciada por la relación entre la viscosidad y las fuerzas gravitacionales. Esta relación puede ser descrita matemáticamente de la siguiente manera:

$$R_{v/g} = \left( \frac{v\mu_o}{kg\Delta\rho} \right) \left( \frac{L}{h} \right) \quad (2.3)$$

donde:

$v$  = Velocidad

$\mu_o$  = Viscosidad del aceite

$L$  = Distancia entre pozos

$k$  = Permeabilidad al aceite

$g$  = Aceleración de la gravedad

$\Delta\rho$  = Diferencia de densidades entre los fluidos

$h$  = Espesor de la zona de desplazamiento.

Existente ciertas propiedades que afectan con mayor notoriedad la eficiencia de barrido vertical y son: el ángulo de echado del yacimiento, variación en la permeabilidad y en la

porosidad. Si se tiene incremento en la porosidad y el decremento de la permeabilidad se tendrá, con esta combinación, un incremento en la estabilidad del frente.

## 2.4 CLASIFICACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN WAG

Una primera clasificación, y la más común, es desplazamiento miscible e inmisible.

### 2.4.1 PROCESO WAG MISCIBLE

Hasta la fecha es complicado distinguir entre un proceso WAG miscible e inmisible. Un multicontacto gas-aceite se da en varios casos pero existe mucha incertidumbre acerca del proceso de desplazamiento que se desarrolla en el yacimiento. En los casos analizados se vio que en su mayoría se pueden definir como procesos WAG miscibles. No ha sido posible aislar el grado del efecto composicional en la recuperación de aceite mediante WAG. Los primeros casos usaron solventes caros como el propano, en la actualidad es el medio menos factible para desarrollar. En la mayoría de los casos son represurizados de tal forma que se obtiene una presión por encima de la presión mínima de miscibilidad de los fluidos. Debido a las complicaciones de mantener la presión, reflejado en la pérdida de miscibilidad de los fluidos, los casos reales pueden ser miscibles e inmiscibles a lo largo del proceso.

Inicialmente se aplicó en yacimientos terrestres, en la actualidad su aplicación, debido a su eficacia, se ha aplicado costa afuera.

### 2.4.2 PROCESO WAG INMISCIBLE

El proceso inmisible del WAG tiene como principal objetivo la mejora de estabilidad del frente o contacto con zonas no barridas, además, se puede mejorar la eficiencia en el desplazamiento microscópico. Hasta la fecha se ha aplicado en yacimientos donde no se puede aplicar una densidad constante del gas y los ángulos bajos de echado con fuertes heterogeneidades.

La saturación residual del aceite, generalmente, es menor para un desplazamiento WAG que para un desplazamiento con agua y algunas veces es menor que para un desplazamiento con gas, esto debido al efecto en la permeabilidad relativa de las tres fases.

El primer bache inyectado de gas se disuelve en cierta medida dentro del aceite, provocando cambios favorables en la relación viscosidad/densidad del fluido en el frente del desplazamiento. Es ahí donde se puede hacer cercano al proceso miscible.

En algunas ocasiones, el primer bache de gas inyectado se disuelve en cierto grado dentro del aceite, esto puede provocar cambios de masa y un cambio favorable en la relación

viscosidad/densidad del fluido en el frente del desplazamiento. El desplazamiento puede entonces convertirse cercano a miscible.

#### 2.4.3 INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y GAS HÍBRIDO

La inyección híbrida WAG es la inyección de un bache grande de gas seguido por un número de baches pequeños de agua y gas.

#### 2.4.4 INYECCIÓN SIMULTÁNEA DE AGUA Y GAS (SWAG)

Este desarrollo tecnológico lo implementó Statoil con poca inversión en el equipo superficial y un mínimo de pozos para su desarrollo.

Implementando este proceso los costos de operación se reducen considerablemente. Otra cuestión a favor es el manejo del gas, así como, la recuperación de aceite, ya que se puede tener una mejor optimización gracias a las mejoras en la eficiencia de barrido.

El proceso SWAG tiene su fundamentación en mezclar, ya sea en superficie o en el fondo del pozo, el agua con el gas a una presión suficiente que mantengan las burbujas de gas mezcladas en el agua.

Investigaciones recientes por Herbert y Stone han hecho mejoras en este proceso. Esta mejora se basa en la inyección de agua en la parte superior de la formación y gas en una parte cercana al fondo de la formación. Sus investigaciones los llevaron a la conclusión de que se tiene una mejora en el barrido vertical, casi hasta de tres más que en un proceso WAG.

#### 2.4.5 INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y GAS ASISTIDA POR ESPUMA (FAWAG)

El beneficio primordial que se tiene con este tipo de inyección es que conecta zonas o canales permeables mediante la generación de espuma en el yacimiento a lo largo del proceso de inyección WAG. El gas se mezcla con el fluido que entra en contacto con él, cabe mencionar que en los últimos ciclos la capacidad de contacto con el aceite es mínima. Al reducir la movilidad del gas de las zonas de alta permeabilidad, esto se puede lograr con la espuma que hace que la viscosidad aparente de la fase gaseosa se incremente, a su vez, la obliga a entrar en las zonas con menor permeabilidad e incrementando la eficiencia de barrido del gas y, de la misma forma, el factor de recuperación.

La irrupción del gas se ve remediada gracias al control de su movilidad, el incremento de almacenamiento del gas se incrementa, haciendo más efectiva la eficiencia de barrido microscópica.

La importancia de las espumas para la movilidad de los fluidos ha tomado mucha importancia desde mediados de los noventas debido a su gran efectividad. Para tener un buen resultado a lo largo de todo el proceso se requiere tener un buen agente surfactante o espumante.

## 2.5 DISEÑO DEL PROCESO DE INYECCIÓN WAG

Para el buen diseño de la inyección WAG se debe determinar si se va a aplicar una inyección miscible o inmisible. Esta decisión no nada más compete al ámbito técnico sino también al económico. Es por ello que se tiene que tener los estudios técnicos del campo al día y veraces.

### *Inyección del gas*

Los gases inyectados utilizados en los proyectos WAG pueden ser clasificados de manera general en tres grupos:

- ✓ CO<sub>2</sub>
- ✓ Gases hidrocarburos
- ✓ Gases no hidrocarburos (excluyendo de este último al CO<sub>2</sub>).

El CO<sub>2</sub> es utilizado generalmente cuando la presión de miscibilidad debe de ser alcanzada o cuando existen opciones especiales para separarlo. Existen problemas comunes de corrosión y su existencia está presente, inclusive, con la aplicación del CO<sub>2</sub>. 28 proyectos han implementado el CO<sub>2</sub> de un total de 59, con bastantes variantes en sus resultados.

En el caso de gas hidrocarburo se obtiene directamente de la producción. En los proyectos costa afuera es muy común ver la implementación de gas hidrocarburo, por obvias razones, aunque el uso de CO<sub>2</sub> se ve como una posibilidad de uso con mayor auge debido a cuestiones ambientales.

Solo dos campos han utilizado nitrógeno (Jay Little Escambia) o gas del quemador (Twofreds) esto debido principalmente a la disposición de los gases cerca de los campos. En Wilmington se inyectó CO<sub>2</sub> y nitrógeno.

La Figura 1.2 muestra el efecto del gas acumulado inyectado en seis campos. Excepto por los campos Slaughter (Estate y Sundown) las curvas parecen tener la misma tendencia, indicando que puede haber una cantidad óptima de gas a inyectar. Si este valor se excede ocurre la recirculación de gas y se obtiene una baja recuperación adicional con una gran cantidad de volumen inyectado.

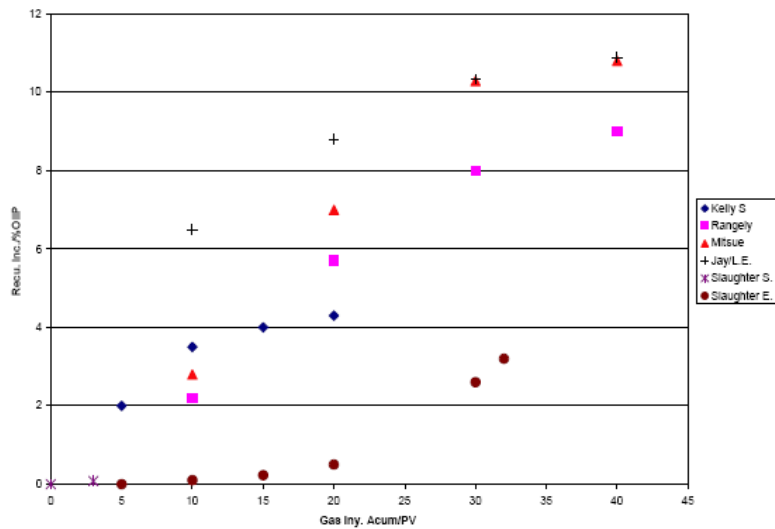


Fig 2.2 Incremento en la recuperación vs gas inyectado acumulado

### Patrones de Inyección

Existen varios patrones de inyección en la actualidad, el más común en tierra es el patrón de inyección de 5 pozos –uno en el centro-. En el campo Judy Creek hubo un incremento en el número de pozos y por lo tanto se redujo el patrón de inyección, gracias a ello se obtuvo una mayor recuperación. Por el contrario, en el campo Neches hubo una menor recuperación debido a un pobre patrón de inyección.

La implementación de un patrón regular costa afuera es sumamente complicada, debido a los costos de perforación y obtención de datos. Existen pruebas pilotos implementadas a yacimientos costa fuera, esperando su pronta aplicación en el Mar del Norte.

### Estabilidad del Frente de Inyección

Una opción válida para el incremento en la eficiencia de desplazamiento en los proyectos de inyección de agua y gas es, sin duda, el proceso WAG, debido a su alto impacto en el incremento de la recuperación y los gastos de producción. La baja viscosidad del gas inyectado crea problemas severos en la recuperación de hidrocarburos debido a que se reduce la movilidad del banco de aceite a causa de la segregación de gas y la canalización del mismo, provocando una gran diferencia de movilidad entre la fase desplazante y la desplazada, todo lo anterior se traduce en el término de desplazamiento inestable.

Por el contrario, para tener un frente estable se requiere la reducción de la relación de movilidades, el proceso WAG nos permite hacer esa reducción, uno de sus principales

atributos. En el caso del agua y el aceite, la estabilidad es afectada por la viscosidad del agua y por su permeabilidad. Se puede provocar una irrupción temprana debido al incremento en la saturación del fluido inyectado. Por ello, el objetivo de la inyección WAG es que los fluidos avancen con velocidades similares manteniendo cada fase una saturación baja y una baja permeabilidad, así se tendrá una buena relación de movilidades y una buena estabilidad al frente.

#### *Efecto de los Cambios en la Permeabilidad Relativa*

En los casos de inyección de fluidos al yacimiento, en especial en la inyección WAG, se tendrá un cambio en la saturación de los fluidos inyectados y desplazados acorde a los gastos de inyección y producción, así como la relación de movilidad de los fluidos involucrados en la formación.

## **2.6 PROBLEMAS OPERACIONALES**

Se tiene muy en claro que a lo largo de la producción de un yacimiento son ineludibles los problemas operacionales. Debido a la inyección de dos fluidos en el proceso WAG son más latentes los problemas de tipo operacional en comparación que el de gas o agua. No obstante, los problemas que se tienen son mínimos.

### **2.6.1 IRRUPCIÓN TEMPRANA**

La falta de buena información puede provocar problemas inesperados como la irrupción temprana del gas. Este problema no es fácil de resolver, por lo tanto, se disparan los pozos antes de lo programado. Una problemática sería en casos costa afuera, si se presenta este caso, es que se tienen un número muy limitado de pozos. La pérdida de presión en proyectos miscibles es un problema serio, ya que al tener pérdida en la miscibilidad resulta en una baja recuperación. Un caso excepcional fue el campo University Block 9, ya que experimentó este problema, empero, logró obtener buenos factores de recuperación gracias al comportamiento de las fases.

### **2.6.2 AUMENTO EN LA INYECTIVIDAD**

En algunos casos se ha visto una inyección más alta del CO<sub>2</sub> con respecto a una previa inyección de agua. Otros han tenido mayor inyectividad de CO<sub>2</sub> después de varios ciclos WAG. La simulación indica que la inyectividad del CO<sub>2</sub> es mucho mayor en yacimientos con flujo cruzado cuando se considera el comportamiento de fases y mezcla. Con datos experimentales se ha visto que es suficiente la solubilidad del CO<sub>2</sub> para incrementar la inyectividad de la salmuera de tres a cinco veces. La inyectividad de la salmuera se incrementa después de la inyección del primer bache de CO<sub>2</sub>, a esto también se le han



atribuido otros factores como heterogeneidad, flujo cruzado, reducción en la viscosidad del aceite, barrido del CO<sub>2</sub>, canalización del CO<sub>2</sub>, así como la compresibilidad y la solubilidad del CO<sub>2</sub> en la salmuera de inyección dentro de la cercanía del pozo.

Cuando se tiene una permeabilidad vertical baja no es recomendable el incremento en la inyección, cuando los espesores son pequeños o cuando los pozos inyectores son estimulados y los pozos productores no. Si el daño y la heterogeneidad en las capas reducen la influencia del banco de aceite, dará como resultado una alta inyectividad. En un pozo estimulado tiene mayor importancia los efectos de baja movilidad en el banco de aceite y en la zona de dispersión de la mezcla cercana al frente de desplazamiento del CO<sub>2</sub> debido a que a que representa una mayor porción del total de la resistencia de flujo cuando la resistencia es menor en la cercanía del pozo.

### 2.6.3 REDUCCIÓN DE LA INYECTIVIDAD

Al referirse con reducción de la inyectividad se hace el enfoque a menos agua/gas inyectada en la formación. Esta medida se ve reflejada en una mayor caída de presión afectando la movilidad de los fluidos y la producción del yacimiento. Una causa de la reducción de la inyectividad puede ser el cambio de la permeabilidad relativa debido a la presencia de las tres fases, al calentamiento en la vecindad del pozo que podría ocasionar un efecto térmico en las fracturas durante la inyección del gas o por precipitados formados en la cercanía del pozo. La inyectividad del gas después de un bache de agua no provoca mayores problemas, por el contrario la inyectividad de agua después de un bache de gas si existen problemas. Algunas veces la inyectividad incluso se incrementa. Un ejemplo de mejor inyectividad de gas que del agua se mostró en el campo Brage. Un caso más inusual de incremento en la inyectividad es el que se encontró en el campo Kelly Snyder (yacimiento en carbonatos) donde la inyectividad se incrementó debido a la que la roca del yacimiento se disolvió.

Los campos Levelland, Slaughter y Wason que producen de la formación San Andres han reportado pérdidas en la inyectividad durante el proceso WAG. Se ha visto una reducción frecuente en la inyectividad después de la inyección de CO<sub>2</sub> en el campo Brent después de la inyección de gases hidrocarburos en el área del Mar del Norte, así como también en las formaciones del oeste de Texas.

### 2.6.4 CORROSIÓN.

Inicialmente los proyectos no son diseñados para un proceso WAG, por lo mismo, no tienen el equipo adecuado para evitar la corrosión del equipo subsuperficial y/o superficial. Estos problemas, en la mayoría de los casos, se han resuelto utilizando mejor calidad del acero,

recubriendo las tuberías o realizando tratamientos al equipo. En los casos donde se implementó  $CO_2$  como gas inyectado es donde se han reportado daños severos de corrosión.

#### 2.6.5 FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES

La formación de incrustaciones es un problema crítico cuando se presentan. Estas incrustaciones son muy susceptibles a su desarrollo cuando se aplica el proceso WAG, primordialmente si se utiliza  $CO_2$  como fuente de inyección. Estas incrustaciones provocan caídas de presión notorias y limitan el flujo de fluidos en la formación, tanto del producido como del inyectado.

Las tuberías de revestimiento, para el caso de inyección de  $CO_2$ , se cubren con una capa protectora contra la corrosión. El objetivo de esta capa se ve afectado cuando se empieza a generar las incrustaciones provocando que se corroe la tubería. Casos extremos se darán cuando se tenga que parar la producción para realizar un tratamiento químico mientras el daño se repara.

#### 2.6.6 DIFERENCIAS EN LA TEMPERATURA DE LAS FASES INYECTADAS

Las temperaturas del agua y el gas, en general, son diferentes cuando se inyectan. La problemática que existe en esta diferencia de temperaturas es que provoca fisuras. Ejemplos de este problema lo podemos encontrar en los campos Rangely Weber y Brage, en este último el problema tuvo solución con el uso de tuberías expandibles.

#### 2.6.7 FORMACIÓN DE HIDRATOS Y ASFALTENOS

##### Hidratos

Recientemente se han presentado casos con procesos WAG donde se ha retrasado la producción a problemas de inyección, un ejemplo claro se tuvo en el campo Ekofisk.

##### Asfaltenos

Los campos East Vacum, Tensleep y Mitsue han tenido problemas de asfaltenos. En la mayoría se encontraba solución con tratamiento de solventes. Para el campo Snorre, sólo un pozo ha tenido presencia de asfaltenos pero no ha sido problema tan fuerte como para cerrar la producción.

# CAPÍTULO III

## **INYECCIÓN SIMULTÁNEA DE AGUA Y GAS (SWAG)**

## CAPÍTULO III

### INYECCIÓN SIMULTÁNEA DE AGUA Y GAS (SWAG)

La inyección alternada de agua y gas (WAG) es un proceso en el cual se inyectan baches de agua y aceite alternadamente para tener una mejor recuperación de aceite, donde el gas tiene una mejor eficiencia de barrido microscópica y el agua tiene mejor eficiencia de barrido macroscópica. Otra versión del proceso WAG es inyectar agua y gas al mismo tiempo, por lo tanto se le da el nombre de inyección simultánea de agua y gas (SWAG). El proceso SWAG se ha probado en pocos pozos, es por eso que ha ganado menos experiencia a diferencia del WAG que tiene sus inicios a finales de los años de 1950.

#### **Proceso SWAG<sup>12</sup>**

##### Antecedentes del proceso

Este proceso pertenece a un sistema y método de inyección de una mezcla de agua y gas en la formación para almacenar el gas en la formación y para mejorar la recuperación de hidrocarburos.

La reinyección de gases producidos provenientes de las formaciones se ha tomado como método de almacenamiento de gas para la producción futura y para simular la producción de hidrocarburos líquidos como aceite crudo. En ciertas formaciones la inyección de gas sola resultará rápidamente en migración de gas hacia los pozos productores de aceite por lo tanto irrumpiendo la producción efectiva de aceite, particularmente si las cantidades de migración del gas son substanciales, y resultando en una producción no deseada de gas en superficie.

En algunas formaciones el control de la movilidad sobre el flujo de gas después de la reinyección en la formación ha sido proporcionada mediante la inyección alternada de agua y gas en la formación. La reducción de la movilidad sin pérdidas serias del uso del gas como estimulante para la producción de aceite se ha llevado a cabo con cierta efectividad. Sin embargo, el costo de tener suministrar redes de agua y de inyección de gas por separado a cada pozo de inyección se puede hacer prohibido y la inyección alternada de baches de agua seguidos por baches de gas, o viceversa, no es creíble para ser efectivo en reducir la movilidad del gas dentro de la formación como se puede obtener si una mezcla de agua de gas se inyecta en la formación. Por lo tanto, la inyección simultanea de agua y gas puede ser viable.

Sin embargo, algunos problemas se incrementan cuando se da la inyección simultánea de agua y gas en la formación a través de los pozos inyectoros. Por ejemplo, la distribución uniforme de la mezcla gas y líquido es difícil de obtener cuando la mezcla debe ser transportada a grandes distancias a través de redes de tuberías y manifolds. Por consiguiente, la idea de la inyección simultánea es dar una inyección efectiva a la formación donde la mezcla gas-líquido sea uniforme para tener un control efectivo de la movilidad del gas inyectado.

#### Descripción general del proceso SWAG

Este invento proporciona un sistema y método para inyección simultánea de una mezcla de agua y gas en la formación a través de uno o más pozos inyectoros. De acuerdo con un aspecto importante del presente invento un proceso de inyección simultánea de agua y gas se da a través de un sistema dentro el cual el gas es inyectado en un conducto el cual está llevando agua bajo presión moderadamente alta y dentro de la mezcla consiguiente de agua y gas es conducida a ramas conductoras que llevan a uno o varios pozos inyectoros. El sistema conductor incluye un mezclador y un divisor de flujo, elementos adecuadamente dispuestos en él para mantener una distribución uniforme de la mezcla agua-gas fluyendo a través de una o más ramas conductoras así como el llamado conductor principal.

De acuerdo con otro aspecto del presente invento un sistema de inyección simultánea de agua y gas para el almacenamiento en la formación de gas se da dentro de una mezcla uniforme de gas se distribuye a cada pozo inyector a través de una rama conductora mediante un arreglo único en el dispositivo mezclador.

El presente proceso también contempla un arreglo para la inyección de la mezcla de agua y gas en la formación a través de un pozo inyector donde el agua y el gas son mezclados dentro del pozo y distribuido a través de los disparos en la formación de tal forma que se obtenga una distribución uniforme de mezcla de agua y gas.

Este proceso proporciona varias ventajas en el manejo de gas producido de la formación, o el gas que se desea ser inyectado a la formación a pesar de su origen. La inyección simultánea de agua y gas en una mezcla de dos fases da un mejor control de la movilidad del gas que el proceso de inyección alternada de agua y gas en la cual cada fase es inyectada sola por un periodo determinada de tiempo. La inyección simultánea de agua y gas también se cree que beneficia la recuperación de hidrocarburos líquidos de la formación en una manera mejorada mediante la reducción de la RGA de los pozos productores de aceite en las zonas de la formación donde el proceso de inyección simultánea de agua y gas ha sido empleado. Como se mencionó previamente, la inyección simultánea de agua y gas a través de múltiples pozos puede llevarse a cabo de tal forma que solo una tubería de inyección sea requerido para cada

pozo, por lo tanto se tiene una reducción de costos de capital para este tipo de proceso en el manejo del gas. La inyección simultánea de agua y gas también incrementa el paso de fluidos hidrocarburos de zonas las cuales son capaces de producir dichos fluidos.

#### Descripción

Algunos campos productores de aceite han sido y continúan siendo capaces de producir cantidades significantes de gas natural en adición del aceite crudo. El almacenamiento de la mayoría de este gas se obtiene mediante la reinyección del gas en ciertas zonas en la formación del campo de aceite o en las vecindades del campo de aceite. Si estas zonas no tienen una capa inicial de gas como un área contenedora entonces la migración del gas a través de la formación es controlada mediante la inyección de agua en la formación. La práctica convencional es inyectar agua por un periodo determinado de tiempo a través de un pozo inyector y después inyectar gas por un segundo periodo de tiempo a través del mismo pozo. Este proceso es alternado continuamente o hasta que la cantidad de gas producida y designada para el almacenamiento ha sido inyectada en la formación. La inyección de agua y gas también es de alguna manera útil en la estimulación de la producción de aceite.

Sin embargo, se desea demorar la migración del gas hacia los pozos productores de aceite en orden de mantener la RGA de los fluidos producidos al mínimo y también minimizar la necesidad de reinyectar gas que ha sido previamente inyectado. Las pruebas indican que la inyección de una mezcla de agua y gas, referida como inyección simultánea de agua y gas, tiene ciertos beneficios en el control de la movilidad del gas dentro de la formación en el cual es inyectado y la mezcla de agua y gas es también de alguna forma más productiva como estimulante o como fluido de control para controlar los hidrocarburos líquidos como el aceite crudo hacia los pozo productores.

La *fig. 3.1* ilustra parte de un ejemplo de un sistema de acuerdo al presente proceso para conducir una mezcla homogénea de agua y gas hacia varios pozos inyectores. El sistema mostrado en la *fig. 3.1* se designa generalmente por el número (10) e incluye un suministrador de gas y uno de agua, los cuales tienen un estrangulador convencional y un medidor de flujo interpuesto dentro de la tubería para cada uno. La fuente de agua para el conductor puede ser producido por un campo o agua de mar comprimida. Otro tipo de fuentes suministradoras de agua se pueden utilizar. La tubería de gas se conecta típicamente a una instalación de proceso y manejo de gas, que no se muestra en la figura, donde el gas producido de un campo petrolero se separa del aceite y posiblemente sometido a un tratamiento para remover ciertas fracciones peligrosas, como ácido sulfhídrico, los mismos antes conducidos al sistema. Como se muestra en la *fig. 3.1*, el gas se inyecta en la tubería a través de un nodo de esta forma una mezcla de agua y gas avanza a través de una sección de tubería principal (30) a una o varias ramas de tuberías (32) y (34) que se ilustran. Cada una de las ramas lleva a uno o varios pozos. Por medio del ejemplo la tubería (32) se ilustra terminando en un manifold

teniendo varias ramas extendiéndolos y llevándolos a los pozos inyectoros respectivos. Las ramas (36), (38), (40) y (42) se muestran desde el manifold en ángulos rectos aunque otros ángulos son aceptables. La porción de tubería o manifold termina en una brida el cual se adapta para soportar dispositivos de mezcla de fluidos.

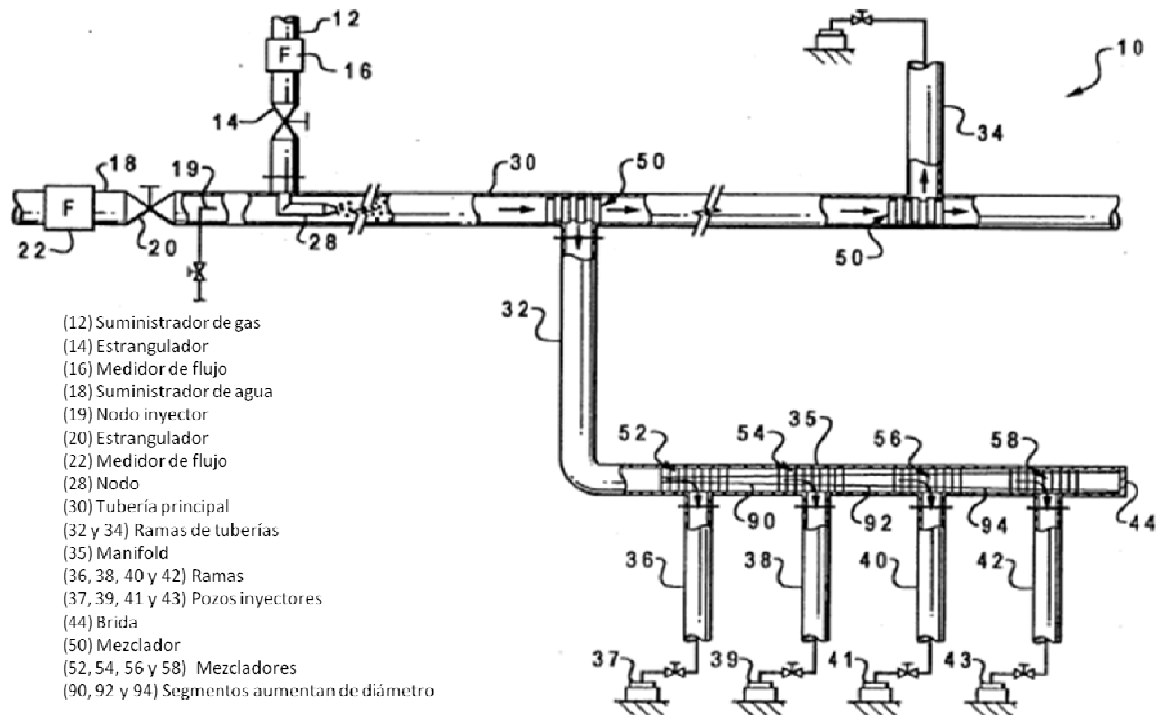


Fig 3.1 Ejemplo de un sistema de acuerdo al presente proceso para conducir una mezcla homogénea de agua y gas hacia varios pozos inyectoros.

En la fig 3.1 contempla que la mezcla de agua y gas puede ser llevada a través de la tubería (30) sobre una distancia extendida donde la fracción volumétrica de gas en el flujo puede ser de hasta 20%. La RGA puede variar en el rango de 50 a 250 pie<sup>3</sup>/bbl. En este rango de RGL se contempla que el gas existirá como burbujas dispersas en un flujo de líquido si la presión se mantiene aproximadamente a 175 kg/cm<sup>2</sup> (2500 psig) o mayor. Con el fin de obtener una distribución de una fase uniforme del flujo del fluido a través de la tubería así como las ramas por las cuales pasa la mezcla, se requiere la mezcla homogénea y división del flujo del fluido de las dos fases. La fig. 3.1 ilustra un mezclador (50) dentro de la tubería (30) entre la rama (32) y el nodo inyector. Otro mezclador se instala en la tubería entre la rama (32) y (34). Siguiendo, el sistema incluye mezcladores (53), (54), (56) y (58) interpuesto en el manifold extendido sobre los puertos formados por las intersecciones de las ramas correspondientes con el manifold. La fig. 3.3 ilustra un elemento de flujo estratificador y divisor designado por el número (60) el cual puede se instalado en las intersecciones de las ramas (32) y (34) con la tubería (30) en lugar del mezclador.

Los mezcladores también pueden ser modificados de acuerdo con el ejemplo ilustrado en *fig. 3.2*. El mezclador comprende varios segmentos mezcladores axialmente espaciados los cuales están caracterizados por varios navajas agudas, de preferencia tres, proyectadas radialmente, espaciadas circunferencialmente. Son fijas en la tubería (30) y sirven para impartir una dirección espiral del flujo del fluido pasando a través del mezclador. Los segmentos pueden ser rotados relativamente entre cada uno para modificar el grado de la mezcla turbulenta que ocurre y selecciona unos de los segmentos o las etapas mezcladoras quizá tengan sus navajas configuradas de forma opuesta para incrementar la turbulencia y mezclar el flujo del fluido a través de los mezcladores.

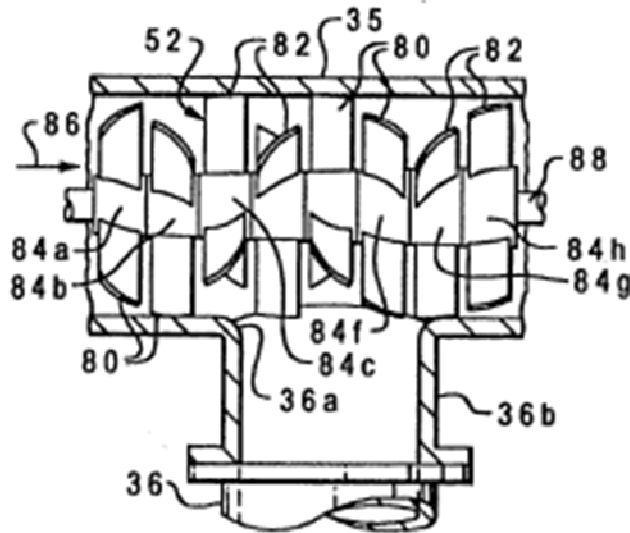


Fig 3.2 Mezclador

En orden de dar una RGL uniforme del flujo del fluido a través de las tuberías (32) y (34), los mezcladores (50) se instalan en la tubería (30) a través de los puertos formando las intersecciones de las ramas (32) y (34) con la tubería (30). Alternadamente, el estratificador y el mezclador de flujo (60) se pueden poner en la unión de las tuberías (32) y (34) con la tubería (30).

La *fig. 3.3* ilustra una realización de un estratificador y divisor de flujo (60) para la interposición en la tubería (30). El divisor incluye una sección estratificadora hecha de varias porciones transversales (62), (64), (66) y (68) alternadas las cuales dirigen el flujo entrando las porciones del ducto a lados opuestos de un plato divisor de flujo (70) el cual tiene una curva distal que termina en (72) para el flujo directo en las ramas (32) y (34).

En la *fig 3.2*, el primer mezclador que se encuentra en el manifold se ilustra por medio del ejemplo que comprende múltiples segmentos mezcladores axialmente espaciados o etapas, cada cual son elementos multi-navajas colocadas opuestamente, respectivamente. Los



segmentos mezcladores o etapas son similares excepto que cada segmento sucesivo espaciado en serie (80) y (82) tienen un centro (84a), (84b) y (84c) y así sucesivamente el cual es de un diámetro creciente con respecto a la dirección del flujo del fluido a través del manifold, como lo indica la flecha. En otras palabras la porción (84a) es la de menor diámetro y la porción (84h) es la de mayor diámetro así que una disminución en el área de flujo transversal se experimenta mediante el flujo del fluido a través del manifold en la dirección de la flecha. Las porciones de cada segmento o etapa mezcladora son compatibles en una varilla extendida axialmente o eje. Los mezcladores ubicados en la tubería principal pueden ser similares a los que se encuentran en el manifold.

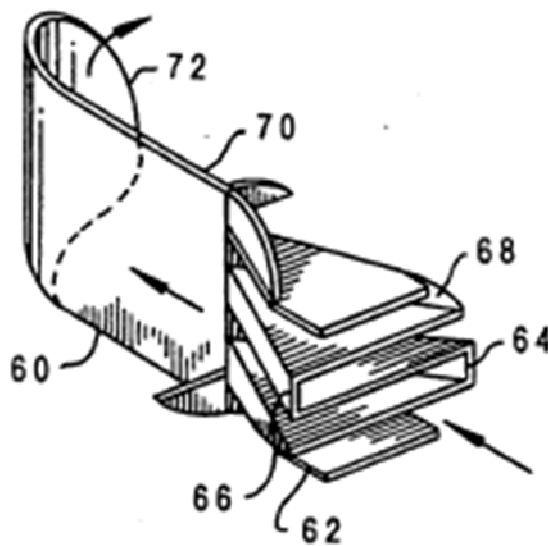


Fig 3.3 Estratificador y divisor de flujo

Además, las porciones (90), (92) y (94) extendidas entre cada mezclador que se encuentran en el manifold de esta forma una constante disminución del área de flujo transversal existe en el manifold para el flujo del fluido a través del manifold hacia la brida. De esta forma el flujo de fluido en las ramas correspondientes a cada mezclador se mantendrá a una velocidad constante para asistir en la mezcla de agua y gas y mantener una distribución igual del flujo de la mezcla de agua y gas para cada uno de los pozos inyectoros correspondientes. Se pueden instalar válvulas de estrangulamiento en cada una de las tuberías como se muestra para ajustar el gasto del flujo del fluido en cada pozo inyector mencionado arriba. Se indica que mediante la colocación de los mezcladores a través de los puertos formando las intersecciones de las respectivas tuberías con la porción del manifold una mezcla uniforme de agua y gas es desviada a cada una de las ramas desde el manifold.

En consecuencia, la reinyección de gas en la formación para almacenamiento o para la recuperación mejorada de aceite puede ser llevada a cabo efectivamente con un sistema como el que se ilustra en la *fig. 3.1*. Proporcionando una red de distribución para llevar la mezcla de agua y gas teniendo los dispositivos tratadores de flujo ilustrados y descritos una mezcla substancial de flujo uniforme puede ser llevada a varios pozos inyectoros. De esta forma la inyección de gas se podrá iniciar a través de un sistema de pozos inyectoros teniendo una red de distribución de inyección de agua o gas ya existente sin el requerimiento para la construcción separada de tuberías de agua y gas a cada pozo inyector. Con los mezcladores de flujo instalados en una red de distribución del tipo descrito, la inyección simultánea de agua y gas puede ser efectivamente empleado en zonas nuevas o ya existentes.

En algunas situaciones donde las redes de distribución ya existen para llevar agua y gas a un pozo inyector o donde es mejor llevar el agua y gas separados a un pozo inyector, el gas puede ser mezclado con agua inyectada en el mismo pozo. Con respecto a la *fig. 3.4* se ilustra un pozo inyector de agua y gas que se extiende en la formación desde el cabezal de un pozo. El pozo está compuesto por una tubería con disparos de una manera convencional en el cual los fluidos inyectados pueden ser forzados en la formación. Una tubería convencional se extiende dentro del pozo desde la cabeza del pozo y termina a una distancia, la cual, preferiblemente, debe ser debajo de los disparos para minimizar la separación de líquido y gas antes de entrar a la formación. Un sensor para la presión del fluido se instala en el fondo del pozo debajo de la tubería para hacer mediciones de la presión del fluido en el espacio del pozo cuando se requiera. La tubería de inyección se podrá instalar con uno o más mandriles convencionales puestos en la tubería por encima del empacador. Uno o el otro de los mandriles se pueden instalar con una válvula convencional, mediante la cual la inyección de gas se puede conducir por medio de una tubería en el espacio anular para que fluya en la tubería a través de uno u otro de los mandriles. La inyección de agua es llevada por medio de la tubería de inyección para que fluya hacia abajo en el pozo. Uno de los mezcladores antes mencionados se puede instalar en la tubería entre el punto del gas inyectado y el punto final. Alternadamente, el gas se puede inyectar a través de la tubería de inyección y el agua a través del espacio anular.

Como se muestra en la *fig. 3.4* la tubería de inyección que se extiende debajo de los disparos mediante el cual una descarga de mezcla de agua y gas de la tubería se requiere para que fluya hacia arriba en el espacio del pozo antes de entrar a los disparos. Con el arreglo mostrado se espera la separación mínima de agua y gas que ocurra antes que la mezcla entre a la formación en comparación con la separación de agua y gas el cual es probable que ocurra si el punto distal de la tubería estuviera por arriba de uno o todos los disparos. Además, el medidor de presión se puede usar para monitorear la presión del pozo para verificar que la mezcla de agua y gas que entre al pozo es consistente y uniforme para cada pozo, eso se refiere a que la RGL para cada pozo sea igual. Por ejemplo, se puede esperar la reducción de

14 kg/cm<sup>2</sup> (200 psig) de presión en la presión del fondo del pozo, dependiendo de la profundidad del pozo y la presión de inyección.

Con la consideración al sistema de un surfactante como alcohol etoxilado o ciertos inhibidores de corrosión se pueden inyectar en la toma de corriente de agua en el nodo inyector (19) ilustrado en la *fig. 3.1*. La presencia de un surfactante indica ser un beneficio para la formación y la dispersión de las burbujas de gas en el flujo de agua. Además puede ser requerido inyectar ciertos inhibidores de corrosión en el flujo de agua si el gas inyectado indica a tender a formar ciertos ácidos que sean dañinos a los componentes del sistema y/o la formación en el cual la mezcla de agua y gas se está inyectando.

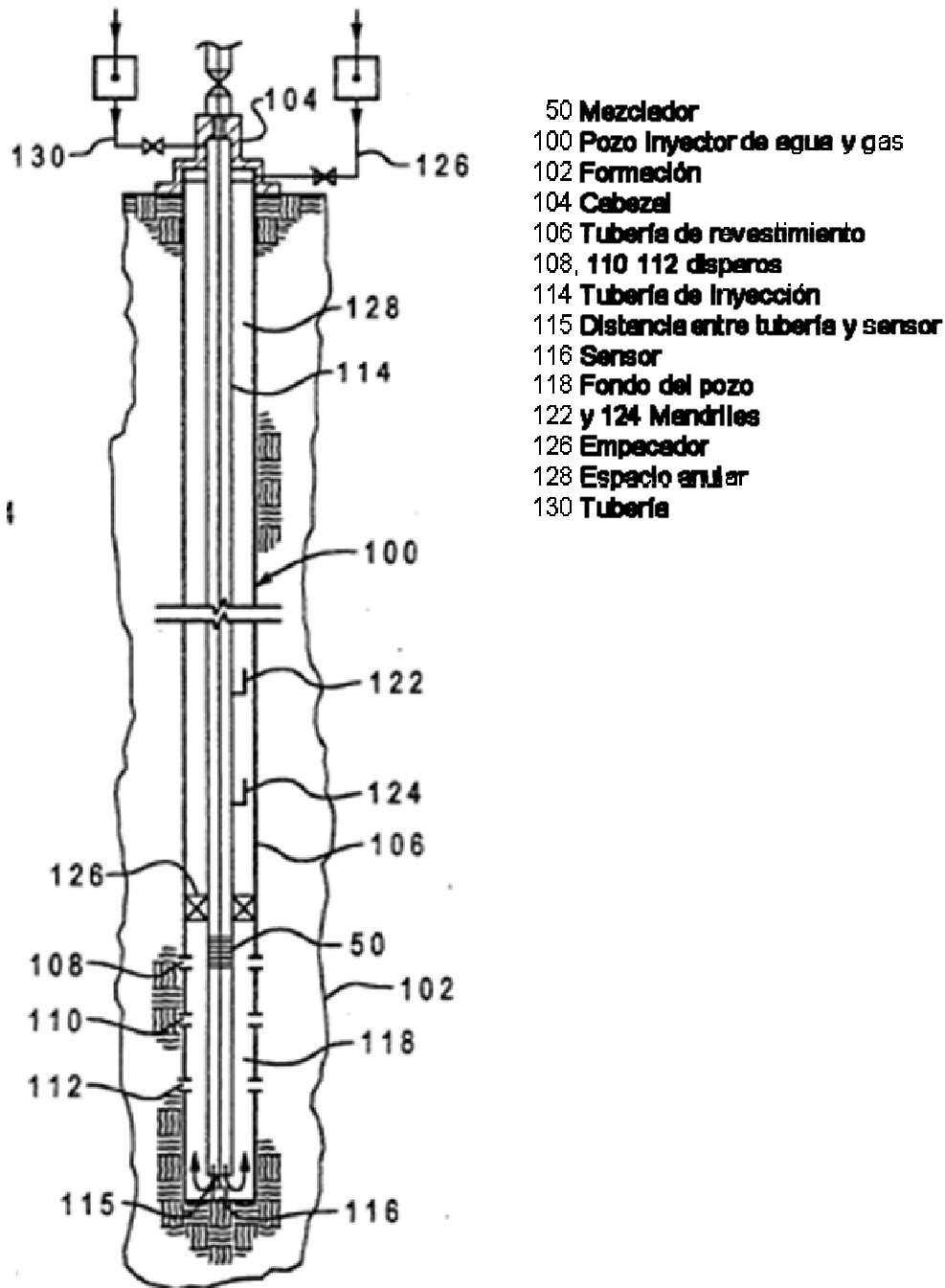


Fig 3.4 Inyección simultánea de agua y gas a través de un pozo inyector

A parte de los estratificadores, se pueden utilizar bombas multifásicas. Estas bombas son usadas para mejorar el aseguramiento de flujo y la producción de aceite y gas. Las bombas multifásicas son usadas costa afuera y en las instalaciones en el suelo marino, así como es aplicado en las instalaciones en tierra.

Las bombas multifásicas submarinas se consideran una alternativa muy competitiva para la inyección de agua y/o gas. Para mejorar la producción y aseguramiento del flujo, las bombas de refuerzo instaladas como parte de un proceso submarino y un sistema de separación pueden proporcionar importantes ahorros de costos y aumento de la producción. La tecnología de bombas multifásicas se puede aplicar en cualquiera de la superficie o submarinos para:

- ✓ Transporte multifásico
- ✓ Aseguramiento de flujo
- ✓ Procesos submarinos / inyección de agua
- ✓ Inyección simultánea de agua y gas (SWAG)
- ✓ Compresión de gas húmedo.

Estos tipos de aplicaciones pueden:

- ✓ Aumentar de la producción de petróleo mediante la reducción de la presión en boca del pozo
- ✓ Mejorar el aseguramiento de flujo mediante la eliminación de agua para evitar la formación de hidratos
- ✓ Inyectar gas o agua submarina para eliminar la necesidad de tratamiento en superficie o compresión
- ✓ comprimir el gas húmedo no tratado para ahorrar en el equipo de proceso y las tuberías.

#### ***Inyección simultánea de agua y gas (agua en la cima del yacimiento y gas en la base)***

Este método de inyección refiere a la inyección de agua en la cima del yacimiento y gas en la base del mismo *fig. 3.5*. La diferencia de densidades del agua y el gas dará un mecanismo de barrido en el cual el agua tiende a barrer los hidrocarburos hacia abajo y el gas tiende a barrer los hidrocarburos hacia arriba. Con esto se espera que los mecanismos de desplazamiento trabajen en el establecimiento del frente de inyección, el cual incrementará la eficiencia de barrido y de esta forma la recuperación de aceite.<sup>13</sup>

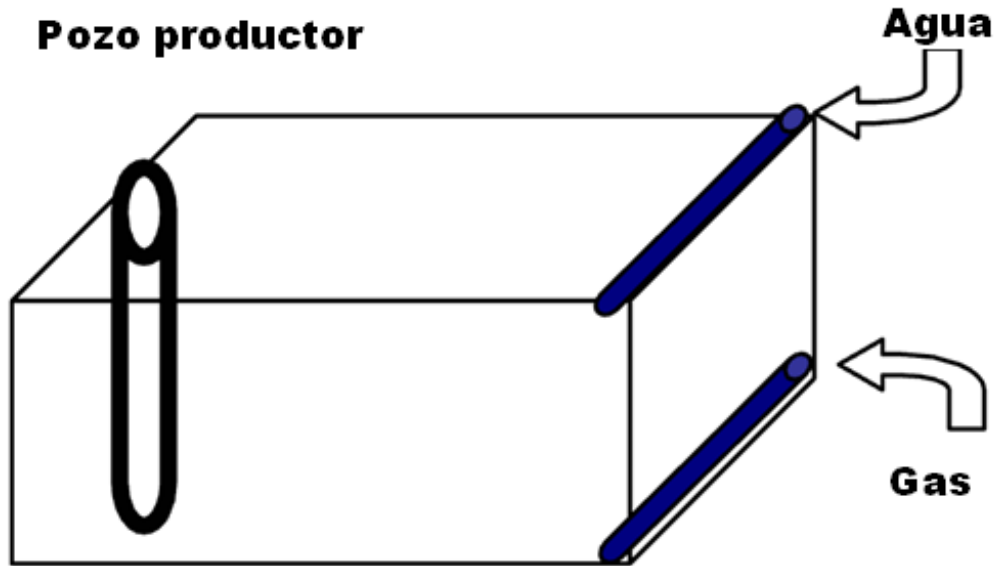


Fig 3.5 Esquema que muestra el proceso SWAG (inyección de agua en la cima e inyección de gas en la base del yacimiento con pozos horizontales)<sup>14</sup>

Las estrategias específicas que se usaron incluyen el uso de pozos inyectores horizontales en conjunto con pozos productores verticales. Esta configuración de pozos ha mostrado a permitir la mejor recuperación de aceite comparado con otra configuración.

#### **Prevención de hidratos**

La prevención de hidratos es un problema clave con respecto a la seguridad del proceso de inyección SWAG. La fase más crítica con respecto a la formación de hidratos es considerada en el periodo temprano de la producción del campo, cuando la mezcla de inyección consiste de gas y agua de mar. La mezcla de agua de mar tiene una temperatura aproximada de 30° C, 7° C más que la temperatura de equilibrio de hidratos (23° C @ 200 bar) para el fluido combinado.

Cuando el agua de formación producida se introduce reemplazando el agua de mar en el flujo de inyección, la temperatura de la mezcla incrementa y la temperatura de equilibrio de hidratos disminuye a 20° C debido a una mayor salinidad del agua de formación.



Fig 3.6 Hidratos de metano<sup>15</sup>

### INHIBICIÓN DE HIDRATOS

Las estrategias para inhibir los hidratos generalmente consisten en modificar una o varias de las condiciones necesarias para su formación a fin de desestabilizar el hidrato (Pickering *et al.* 2001), entre ellas se encuentran:

- Control de temperatura. Uno de los métodos más empleados para prevenir la formación de los hidratos consiste en mantener la temperatura del fluido de producción por encima de la temperatura de formación del hidrato; ello se logra con el calentamiento o recubrimiento de tuberías en los procesos de operación o transporte.
- Control de presión. Para evitar el riesgo de la formación de los hidratos se debe mantener la presión de operación del sistema suficientemente baja; sin embargo, este método no resulta adecuado en condiciones normales de operación ya que las presiones que se requieren para el transporte de los fluidos de producción generalmente son bastante elevadas.

- Remoción de agua. Otro de los métodos empleados es la deshidratación o secado del gas, eliminando agua de las corrientes a partir de la reducción del punto de rocío del vapor de agua, en el flujo de gas, por debajo de la temperatura de operación.

- Adición de inhibidores químicos. Otro método adoptado especialmente por las industrias de gas y petróleo para prevenir o controlar la formación de los hidratos consiste en la inyección de inhibidores químicos (Koh *et al.* 2002). El inhibidor, al ser agregado en grandes cantidades, altera las condiciones de formación de los hidratos hacia mayores presiones y menores temperaturas, por lo que se modifica el diagrama de fase del hidrato o su cinética de formación. Existen tres clases principales de inhibidores químicos: inhibidores termodinámicos, inhibidores cinéticos, e inhibidores antiaglomerantes. Estos dos últimos son también llamados inhibidores de dosis baja, pues la dosis necesaria es pequeña comparada con la de inhibidores termodinámicos (Pickering *et al.* 2001):

- *Inhibidores termodinámicos.* Esta clase de inhibidores es capaz de alterar el potencial químico de la fase acuosa, de forma tal que la curva de equilibrio de disociación se desplace hacia temperaturas aun menores y presiones mayores. Los mismos se añaden en concentraciones relativamente altas, aproximadamente entre 10 y 60% en peso en fase acuosa (Lovell & Pakulski, 2003). Los inhibidores de este tipo más comúnmente usados son: metanol, el cual representa un inhibidor bastante demandado debido a su efectividad y bajos costos; el monoetilenglicol (MEG), así como también algunas sales inorgánicas que se forman de manera natural en agua de mar (Pickering *et al.* 2001). Los mismos actúan disminuyendo la fugacidad del agua en sus fases coexistentes, lo que hace que el hidrato se forme a temperaturas menores y presiones mayores.

- *Inhibidores cinéticos.* Este tipo de inhibidores no altera la termodinámica de formación del hidrato, por el contrario, modifica la cinética de formación y se basa en la inyección de productos químicos a base de polímeros (Huo *et al.* 2001). Su efecto depende del tiempo de residencia, pues los hidratos se formarán y bloquearán las tuberías únicamente si el tiempo de paso por la tubería es suficientemente largo. A diferencia de los inhibidores termodinámicos, estos se agregan en bajas concentraciones, generalmente menos de 1% en peso en fase acuosa (Pickering *et al.* 2001).

- *Anti-aglomerantes.* Esta clase de productos químicos no previene la formación de los hidratos de gas; sin embargo, buscan evitar la aglomeración de los cristales que podrían bloquear las tuberías. Estos químicos se adhieren al cristal del hidrato y lo estabilizan. Se aplican en dosis bajas, típicamente menor a 1% en peso en la fase acuosa, así como también se requiere de la existencia de una fase condensada (Pickering *et al.* 2001).<sup>16</sup>



### Incrustaciones de bario y estroncio

Las incrustaciones de sulfato con la consiguiente formación de depósitos y el daño al pozo es un fenómeno conocido que ocurre durante la inyección de agua, cuando la mezcla de agua de inyección incompatible y la de formación puede resultar en la precipitación de sulfatos de sal y la restricción del flujo.

Las incrustaciones de  $Ba/SrSO_4$  es un desastre crónico en los proyectos de inyección de agua con el agua inyectada incompatible y el agua de formación. El sulfato de Bario y las incrustaciones relacionadas son consideradas un problema potencial serio que provoca daño a la formación cerca de la zona de producción del pozo. Este fenómeno se atribuye a la precipitación de sulfato de bario/estroncio de la mezcla del agua y como consecuencia reducción en la permeabilidad resultando en la pérdida de la productividad del pozo. La incompatibilidad química entre el agua de mar inyectada, la cual es alta en iones de sulfato, y el agua de formación, la cual originalmente contiene altas concentraciones de iones de Bario, calcio y/o estroncio, puede resultar en la declinación desastrosa de la producción del pozo con consecuencias económicas para los proyectos de inyección de agua.

El impacto que tendrán las incrustaciones dependerá mucho de la mineralogía de la roca, la estructura del espacio poroso, temperatura y la fuerza iónica de la salmuera. Por lo tanto, no pueden ser calculados teóricamente para yacimientos naturales y deben ser determinados por núcleos de laboratorios.<sup>17</sup>

#### 3.1

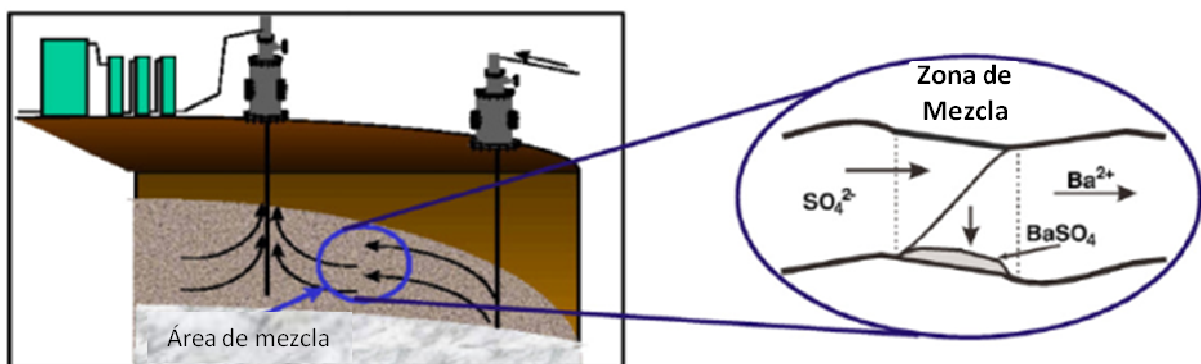


Fig 3.7 Precipitación de sulfato de bario en la zona de mezcla dentro del flujo durante el desplazamiento del agua de formación mediante agua de mar inyectada

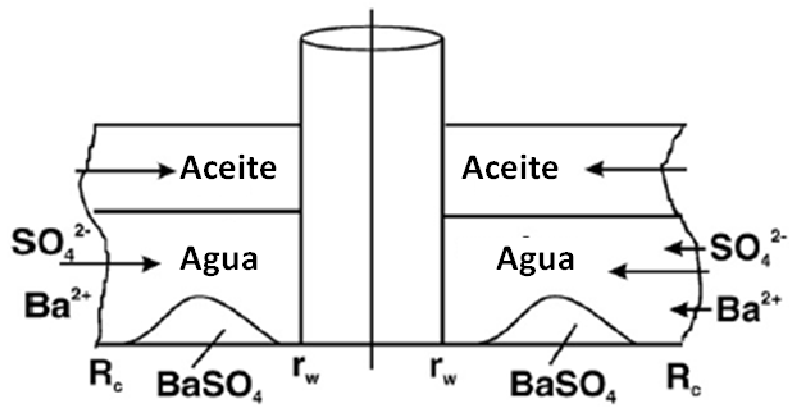


Fig 3.8 Esquema de la producción simultánea de agua de formación y de mar en la vecindad del pozo



Fig 3.9 Incrustación de Bario en tubería<sup>18</sup>

# CAPÍTULO IV

## **COMPARACIÓN DE LA INYECCIÓN SWAG CON LA INYECCIÓN WAG**

## CAPÍTULO IV

### COMPARACIÓN DE LA INYECCIÓN SWAG E INYECCIÓN WAG

En los dos capítulos anteriores se mencionan dos procesos de recuperación mejorada, el primero es la inyección alternada de agua y gas (WAG) y el segundo es la inyección simultánea de agua y gas (SWAG). En este capítulo se verá la comparación entre ambos procesos como: ventajas y desventajas de cada uno, similitudes y diferencias entre cada proceso. Es menester mencionar que la inyección SWAG tiene menos tiempo de desarrollo tanto en el campo como en el laboratorio. Los inicios del SWAG están a finales de los años 1990, mientras que el WAG comenzó a desarrollarse a mediados de los años 1950. La diferencia entre tantos años de desarrollo entre uno y otro proceso sería la principal desventaja, pero se verá con mayor detalle a lo largo de este capítulo.

#### INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y GAS (WAG)

La inyección alternada de agua y gas (WAG) es un método creado y propuesto para mejorar la eficiencia de barrido de gas. En los últimos años el proceso de inyección WAG ha ganado un gran interés como método de recuperación mejorada, en especial para yacimientos o campos maduros.

En este proceso se inyectan alternadamente baches de agua y gas, donde el gas tiene una eficiencia de barrido microscópica y el agua una mejor eficiencia de barrido macroscópica.

Históricamente este método tiene documentados varios ejemplos de aplicación de WAG, como fue en el caso de Christensen y Cols, donde presentan una amplia revisión de 59 casos de campos donde se utilizó el método WAG. La prueba piloto informó que por primera vez WAG se produjo con éxito en el campo Pembina en el norte de Alberta Canadá en el año de 1957. La mayoría de estos proyectos se ha traducido en una significativa recuperación de petróleo adicional que van del 5% al 10%.

Attanucci investigó los efectos del agua y del gas, sus resultados indicaron que; con la reducción de la longitud del ciclo de inyección se obtiene el potencial para aumentar la eficiencia de recuperación y mejorar la producción de petróleo, eficiencia que se traduce en reducción de costos de explotación.

Campeón y Shelden presentaron otra ventaja del proceso WAG, donde el gas inyectado es atrapado en la formación, su principal función es alterar los movimientos de los fluidos del yacimiento, con esto se conduce al aumento de la eficiencia en el barrido del agua. El estudio

de simulación muestra un aumento en la recuperación del petróleo de un 1.5% del aceite original, con la aplicación del método WAG.

Youngren proporcionó un apoyo adicional para que este proceso tenga una ventaja más, donde menciona que la gestión adecuada de las operaciones de WAG es esencial para asegurar la rentabilidad del proyecto.

Proporcionó apoyo adicional a su reporte y señaló otros beneficios observados del WAG como: un gasto alto de producción, reducción de los costos de manipulación del agua, mejor presión de soporte y el uso de gas inyectado para confirmar la interacción.

Realizó una simulación de yacimientos como apoyo a su proyecto, en el cual se mostró que la inyección simultánea de agua y gas (SWAG) debe proporcionar un mejor control de la movilidad del gas que el sistema de inyección WAG. Durante el típico proceso de WAG, la magnitud y la naturaleza cíclica de las respuestas de la relación gas aceite (RGA) han causado problemas para el manejo de gas en las instalaciones del campo.

Algunas de las técnicas que han resultado exitosas en el método WAG pueden ser:

- ✓ reducción de los ciclos a la mitad
- ✓ el patrón de mejora en el área de trabajo.

Néstor examinó varios resultados de proyectos con utilización del sistema WAG, el estudio concluyó que las condiciones de funcionamiento y las limitaciones, tales como el límite del gasto de producción de gas y la presión de la inyección en la parte inferior, tienen un gran impacto en el gasto de producción de petróleo y de la recuperación final de petróleo.

Además, el estudio indica que la recuperación mejorada por el método WAG por inyección de agua regular es posible debido principalmente a los efectos del gas atrapado. Por lo que, la revisión estudio indica que en depósitos estratificados con capas de inmersión, puede ser más eficiente, y que el proceso WAG logra una mayor eficiencia en yacimientos con capas que se encuentren en comunicación.

Larsen presentó un estudio de simulación para el método WAG, para conocer los diferentes métodos multifásicos de modelación en el desempeño del método WAG.

Los resultados revelaron que el parámetro más importante para la recuperación óptima del aceite es la reducción de la permeabilidad del gas.

Resultados experimentales han demostrado que tanto el gas y la permeabilidad relativa al agua pueden ser reducidas durante el flujo de tres fases. Hay varias correlaciones para el cálculo de la permeabilidad relativa en las tres fases.

Otra versión del proceso WAG, es la inyección simultánea de agua y gas (SWAG), este proceso se ha probado en pocos yacimientos, por lo que SWAG en comparación con WAG ha ganado menos experiencia.

Stephenson presentó un estudio sobre la experiencia del control de movilidad en el campo Joffre Viking. Donde se utilizaron tres estrategias de inyección, incluyendo agua alternada con CO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> continuo con agua y CO<sub>2</sub> y agua simultánea, donde el objetivo principal fue maximizar la recuperación del aceite.

El estudio piloto de campo se terminó con cadenas de inyección dual (una para el gas y una para el agua) donde el resultado indicó que la recuperación del petróleo fue ligeramente superior (0.5%). La desventaja encontrada en la inyección SWAG fue que este método necesita mayor la vigilancia en su sistema de inyección.

Por otra parte la utilización de CO<sub>2</sub> en el proceso SWAG, ocasiona un gran aumento en la formación de corrosión, por lo tanto, la prevención de la misma y evitar al máximo el reflujo es muy importante.

Otro estudio piloto de SWAG en el campo Kuparuk River, en Alaska, donde se pretendió demostrar la viabilidad de la inyección simultánea de agua y gas, por medio de un único sistema de líneas de inyección en superficie y de la eficacia de las pruebas de campo utilizando los mezcladores estáticos en la distribución del flujo multifásico. Llegaron a la conclusión de que por medio de la correlación de Beggs y Brill se pueden predecir con exactitud las caídas de presión en pozos de inyección con flujo multifásico. Además quedó demostrado que los mezcladores estáticos pueden ser utilizados para dispersar el gas en un sistema de red de tuberías con flujo multifásico.

El rendimiento del proceso SWAG ha sido analizado utilizando un simulador composicional de yacimientos. El simulador utiliza una presión implícita, una técnica de solución de saturación explícita. Utiliza la ecuación de estado de Peng Robinson para calcular el equilibrio liquido-vapor y las propiedades de las fases aceite y gas.

Se sabe que las 3 fases de permeabilidad relativa y la descripción del yacimiento son los 2 factores más importantes que afectan la predicción del simulador del rendimiento de WAG.

También se utilizó el método SWAG en el campo Siri para saber su capacidad de rendimiento, este campo se encuentra en el mar del norte.

Los estudios de simulación del yacimiento predijeron mejoras en la recuperación del campo, con inyección de agua combinada con gas. Las principales mejoras a la recuperación vienen

del barrido, de la saturación del aceite residual, y de la reducción de la hinchazón. Fue evidente la inyección del agua combinada, así como la inyección de gas en la parte baja.

Y se concluyó que la inyectividad de SWAG depende de la relación gas- agua tanto por debajo como por encima de la presión de fractura.

Otro estudio realizado para lograr optimizar la recuperación del petróleo en un yacimiento de carbonatos, fue por medio de la aplicación de simulaciones, donde SWAG aquí introdujo una variante, en donde el gas se inyecta en la parte inferior y el agua en la parte superior del yacimiento. Aquí se comparó el sistema de inyección de gas y agua alternados (WAG) y simultánea (SWAG), aquí como método de estrategia se utilizaron pozos inyectoros horizontales en relación con los pozos productores verticales. El resultado de la simulación mostró que la inyección simultánea de agua en la parte superior y gas en la inferior del yacimiento, arrojó mejores resultados en la eficiencia del barrido, por lo tanto una mayor recuperación de aceite y una mejoría favorable en la economía.

En términos de rendimiento, SWAG se puede comparar con WAG ya que se han aplicado con éxito en algunas regiones del mar del norte. Significativamente con SWAG se ha obtenido una mejora en la recuperación del aceite y una aceleración en la producción.

En el lado negativo, la separación rápida de gas hacia la parte superior de la formación puede limitar la eficiencia de barrido de gas en los yacimientos con buena comunicación vertical.

Las principales contribuciones en el aumento de la recuperación por el sistema SWAG, son el desplazamiento de aceite, una mejora en la eficiencia de barrido y una reducción de la saturación de aceite residual en comparación con el régimen de inyección de agua (*ver Fig. 4.1*).

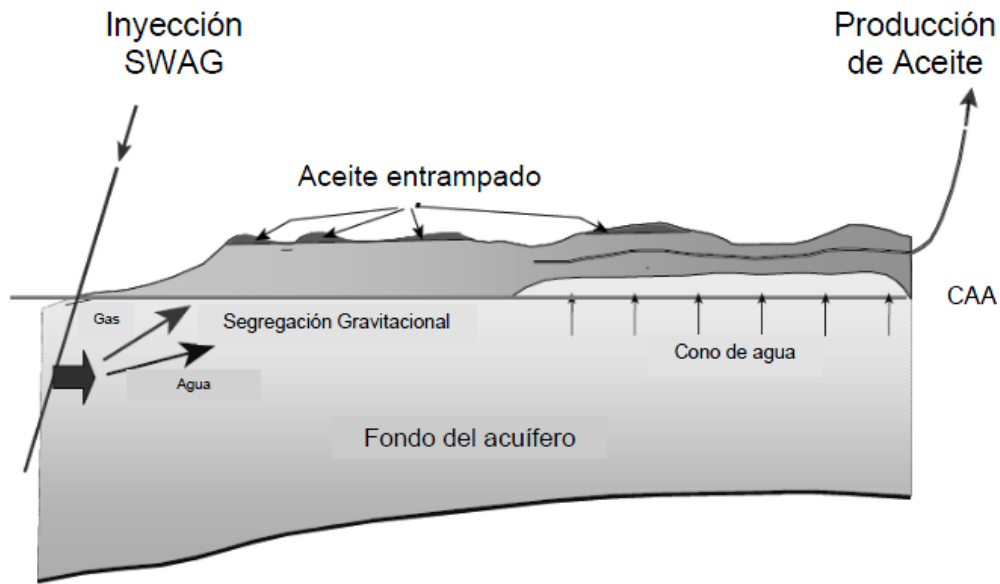


Fig 4.1 Mecanismo de desplazamiento SWAG para los pozos (ejemplo del Campo Siri).

Una observación interesante, es que el factor de eficiencia de gas disminuye (definido como el petróleo incremental producido por el volumen de inyección de gas) para grandes volúmenes de inyección de gas.

Una diferencia importante en la inyección de SWAG en comparación con el método de inyección WAG, es que la introducción de la mezcla de gas aligera la columna hidrostática, que requiere una mayor presión en la boca de pozo.



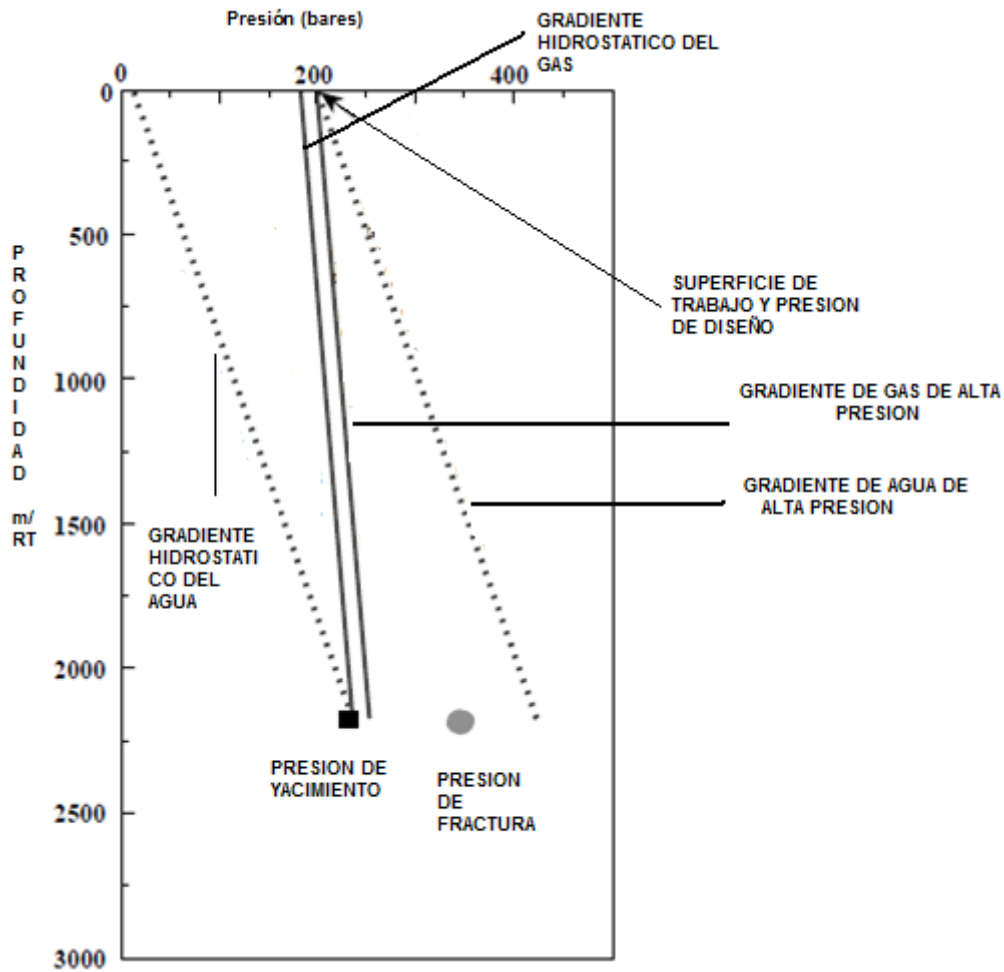


Fig 4.2 Gradiente de presión en la inyección de agua y gas

Otro aspecto importante y que causa problemas, es la introducción del gas en el flujo de agua, ya que este puede formar una gran cantidad de hidratos. Para evitar la formación de hidratos en la mezcla de gas y agua, el agua debe ser calentada. En lugar de gastar energía extra en el calentamiento del agua de inyección, el agua producida caliente del proceso se utiliza para la inyección, completando con agua de mar para el volumen de inyección requerido. Como existe un volumen de agua producida por los aumentos de reinyección, la proporción de agua de mar se reduce en la mezcla.

Este sistema está trabajando fuertemente en forma permanente, debido a válvulas de contrapresión y trampas de gas-agua para asegurar el aislamiento del gas y el sistema de agua.

La prevención de formación de hidratos es un tema clave respecto a la seguridad de inyección. La mayoría de las críticas respecto a la formación de hidratos, se debe considerar

en el periodo de producción temprana, cuando la inyección compuesta de gas y agua se introduce. La mezcla de agua de mar tiene una temperatura alrededor de 30 °C, aproximadamente 7 °C superior a la temperatura de equilibrio (23 °C a 200 bares, para formación de hidratos) para el combinado de líquido (ver Fig 4.3).

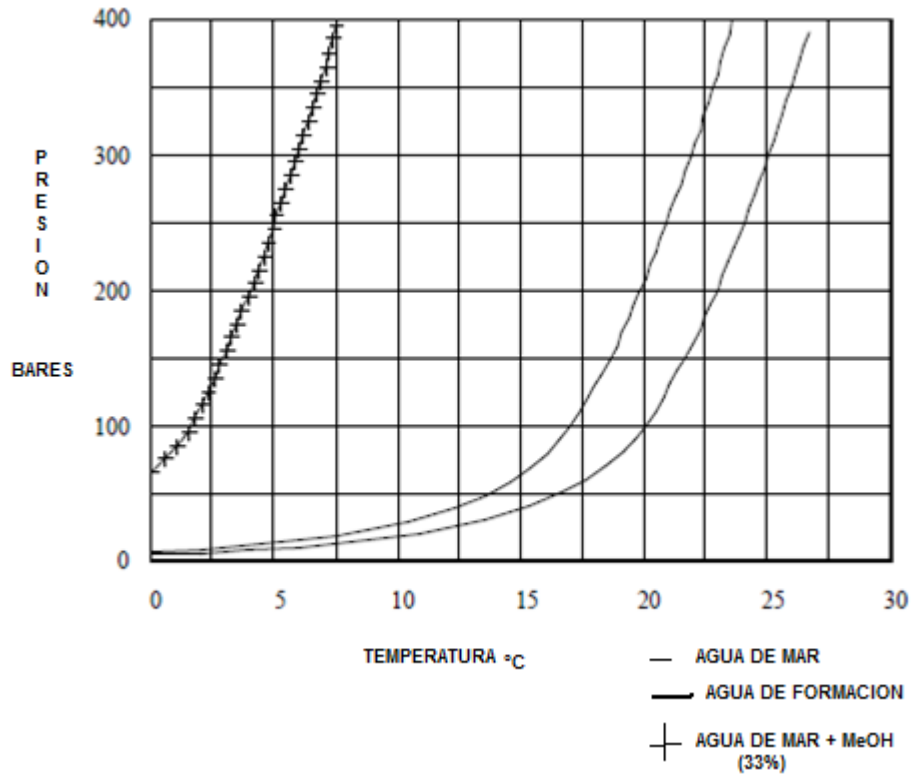


Fig 4.3 Curva de potencial de la formación de hidratos

Cuando se produce agua de formación se introduce en sustitución agua de mar en el flujo de inyección, la temperatura de la mezcla aumenta y la temperatura del equilibrio del hidrato disminuye a un máximo de 20 °C debido a la salinidad del agua.

En otra situación la temperatura disminuirá a la temperatura del fondo marino en poco tiempo, así que la mezcla de SWAG se enfriará a las condiciones del fondo marino, ocasionando que en la parte superior se formen hidratos.

Existen procedimientos desarrollados para evitar la formación de hidratos:

Planificación en cierre: El agua y el gas se dirigen a los diferentes pozos antes del cierre con una cantidad limitada de metanol mezclado con el gas.

Cierre no planificado: Si los pozos se cierran en el momento de la inhibición del agua, un bache de inhibidor debe ser inyectado, si la duración prevista del cierre implica que estos pozos deben enfriarse a una temperatura donde los hidratos puedan empezar a formarse. En

la práctica esto indica que el metanol como inhibidor debe tener una concentración de 26% a un 33% del peso.

Inicio del sistema:

1. Después de un cierre imprevisto, el agua se inhibe hasta llegar a una temperatura superior a 25 °C en todo el sistema.
2. Después de un cierre previsto, la corriente de inyección se divide entre los pozos del cierre hasta que la temperatura de la inyección del agua se eleve por encima de 25 °C en todo el sistema. Se recomienda que se reanude la mezcla de gas y agua, y el inhibidor no es necesario en la inyección de agua.

Durante la puesta en marcha del primer periodo, desde la tubería hasta el subsuelo, y contralada desde la superficie por una válvula de seguridad (SCSSV), esta debe ser enjuagada por una mezcla de 25% de metanol para evitar los hidratos.

La temperatura del agua de inyección se controla antes de salir a la inyección múltiple, dando un factor de seguridad a boca de pozo.

En cuanto a los pozos de producción, situados por debajo de la profundidad límite para evitar la posible formación de hidratos, es decir, un mínimo de 513 m bajo el lecho marino. Los tapones de hidrato pueden formarse debido a fugas de gas.

#### **4.1 COMPARACION DE COSTOS**

Un desarrollo con SWAG ofrece varias ventajas sobre la inversión inicial de costos. La inyección convencional de gas podría requerir una dedicada inyección de gas, además de la posible perforación de un pozo inyector de agua en una etapa tardía.

Una desventaja clara sería la disponibilidad del gas para el pozo inyector. Con las restricciones en la quema, algunos problemas con el pozo de inyección podrían conducir rápidamente a una disminución en la producción y los ingresos resultantes de aceite perdido. El costo del sistema WAG podría compararse con el del sistema SWAG en términos de equipos en la superestructura. Un gas ligeramente superior en capacidad de compresión y presión habría sido seleccionado para WAG, esto con el fin de garantizar la regularidad de la inyección de gas. Un sistema SWAG cuenta con una gran flexibilidad en el control de fase de inyección, e incluso puede funcionar en un modo de WAG si este es requerido o necesario. Los volúmenes bajos de inyección de agua disponibles en WAG, y la reducción de la presión del yacimiento debido a un menor reemplazamiento de la porosidad, pueden afectar negativamente al ritmo de la producción y a la recuperación final.

La presión del gas requerida para SWAG debe ser vigilada seriamente, junto con la presión del gas de recompresión disponibles. SWAG podría lograrse con el mínimo número de pozos y sin un incremento sustancial de las inversiones en el equipo superficial. Es necesario que existan válvulas de contrapresión y una buena configuración de trampas gas-agua, también es indispensable contar con una buena tubería en el sistema de WAG. La inyección de agua caliente que es la clave de éxito de este método, utiliza principalmente la energía del yacimiento. La diferencia más significativa fue el aumento de las necesidades de la presión de inyección de agua, aproximadamente 50 bares sobre la presión necesaria para inyección solamente de agua.

#### **4.2 EFECTOS DE LA POTENCIA DE INYECCION**

La energía de inyección para producir bajo balance es proporcionada por una combinación de la presión en la boca del pozo y el peso de la columna hidrostática. Cambiando un pozo de inyección de agua por un pozo de inyección de gas (por ejemplo, en un sistema de WAG), por desplazamiento de gas dará una columna de líquido más ligera en el pozo y una reducción de la presión de fondo (BHP) para una determina presión en la boca del pozo (WHP); por lo tanto, la cantidad de inyección se reducirá como consecuencia de la menor presión de fondo (BHP), esto si el índice de inyectividad no se ve afectado durante el desplazamiento. La insuficiente presión disponible, llevara dificultades en la inyección de gas, cuando la columna se encuentra más ligera. La mezcla de agua y gas en boca de pozo (SWAG) podría incrementar el peso de la columna del fluido, lo que aumenta el BHP y disminuye el equilibrio. Esta conclusión es bastante obvia, y muy importante, para el diseño de la adaptación del sistema SWAG en los diferentes tipos de campos. La energía disponible de inyección es relativamente fácil de calcular a partir de estándares de hidráulica bien definidos, o por la verificación de las lecturas del manómetro de fondo de pozo.

#### **4.3 BENEFICIOS DEL SISTEMA DE INYECCION SWAG**

- ✓ SWAG proporciona un mejor control de la movilidad del gas que el sistema WAG, lo que mejora la eficiencia de barrido, además de una mayor producción de gas estacionario y la respuesta de RGA.
- ✓ Las simulaciones capturan el barrido de área para la mejora de SWAG con un modelo de corte transversal, para demostrar que no existan efectos perjudiciales de la inyección de dos fases en el perfil de inyección.
- ✓ los resultados normalmente arrojan que la recuperación por el sistema SWAG son del orden del 5% al 11%. Los beneficios de SWAG serian aún más importantes cuando el proceso sea ampliado a los sitios de perforación existentes.
- ✓ La difusión de la inyección de gas más que para perforar, aumenta la proporción de agua para la inyección de gas, lo que mejora el manejo del gas y la recuperación de aceite adicional en sitios de perforación.

#### 4.4 ASPECTOS AMBIENTALES

El objetivo principal es que se produzca un mínimo de emisiones en la atmósfera, así como en el mar. El requisito de SWAG de agua caliente podría representar un aumento en el potencial de las emisiones, si los calentadores de agua de mar son impuestos en el periodo antes de que avance el agua de formación. La solución puede ser que se utilice un mecanismo que produzca calor directamente en el sistema, una abundante fuente de agua, calentada por la energía del yacimiento. Las bombas de elevación de agua deben tener la suficiente capacidad para los requerimientos de inyección para que no se duplique el trabajo.

La reinyección de una mezcla caliente se puede esperar que sea en poco mas difícil que para el agua de mar fría, debido a la ausencia de efectos térmicos. Sin embargo la implementación de SWAG no aumentará este efecto más de lo que un sistema de inyección haría.

# CAPÍTULO V

## **APLICACIONES A NIVEL MUNDIAL**

## CAPÍTULO V

### APLICACIONES A NIVEL MUNDIAL

A pesar de que el proceso SWAG es prácticamente nuevo, ha despertado el interés de ciertas compañías para su desarrollo. Como se ha mencionado, la inyección SWAG tiene como objetivo mejorar la eficiencia de barrido durante la inyección simultánea de agua y gas. Lo que se pretende con este proceso es reinyectar tanto el agua como el gas que se produce con el objeto de no tener separadores de agua y gas, y, además, mejorar la recuperación de aceite y mantener la presión existente en el yacimiento.

En este capítulo se revisarán dos campos: 1) el campo Río Kuparuk ubicado en Alaska y 2) el campo Siri en el Mar del Norte. El primer caso es una prueba piloto del proceso, donde se hicieron varias pruebas con diferentes arreglos de pozos, así como con variaciones en el equipo superficial para poder determinar cual es el mejor arreglo para su implementación. El segundo caso es la aplicación del proceso que se desarrolló en el año 2000, obteniendo mejoras en los resultados, reflejado en los costos.

#### 5.1 Campo Río Kuparuk<sup>23</sup>

El campo Río Kuparuk es el segundo campo más abundante en los Estados Unidos, actualmente produce cerca de 300,000 bpd. Con una producción acumulada de 1.2 mil millones de barriles, Kuparuk es uno de los catorce campos de aceite en los Estados Unidos que sobrepasan la marca de los mil millones de barriles. La producción de aceite ha sido limitada por los límites que se tienen en el manejo del gas, presentando reto único para un campo sin una capa original de gas.

Las areniscas del Cretácico Inferior de la Formación Río Kuparuk comprenden los principales yacimientos en la vertiente norte de Alaska, aproximadamente a 64 kilómetros del oeste de la bahía de Prudhoe en la zona ártica (fig 5.1). El petróleo original en sitio para el campo Kuparuk se estima en aproximadamente 5 mil millones de barriles. El campo Kuparuk proporciona un excelente ejemplo de la gran heterogeneidad del yacimiento creada por múltiples cuerpos de areniscas. También ilustra el control de las facies depositacionales y diagénesis en la calidad del yacimiento.

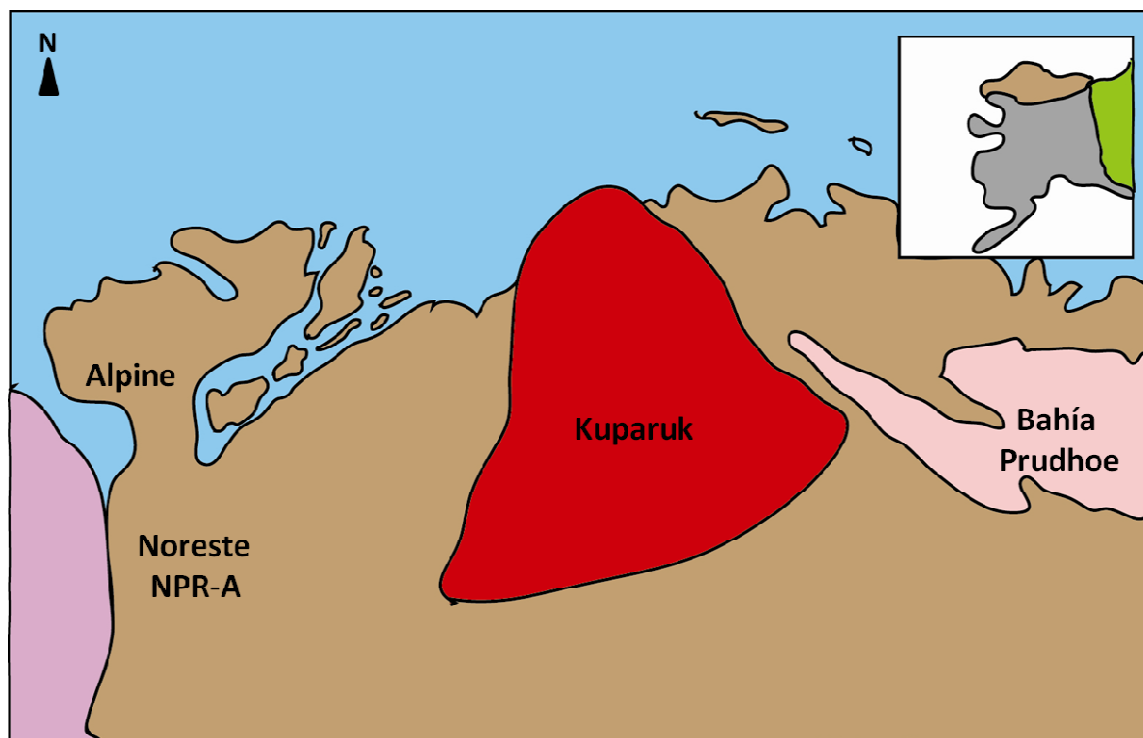


Fig 5.1 Ubicación del campo Kupaaruk en el Norte de Alaska, Estados Unidos. (Cortesía de North Slope Science Initiative)

Actualmente, 21 de 42 pozos perforados en Kupaaruk están en inyección alterna de agua y gas inmisible (IWAG) o inyección alterna de agua y gas miscible (MWAG). (Una configuración típica del arreglo de pozos en aproximadamente  $10 \text{ km}^2$  (4 millas<sup>2</sup>) es: con ocho productores y ocho inyectores en un espacio por pozo de 160 acres o bien  $647\,497 \text{ m}^2$ ). La expansión de WAG probablemente se mantendrá mientras el sitio perforado de WAG recicle más gas, forzando los pozos de alta RGA a ser cerrados.

La inyección simultánea de agua y gas (SWAG) fue identificada como una opción que puede disminuir costos de capital y de operación y mejorar el manejo de gas y la recuperación de aceite. Si es factible, SWAG eliminará la necesidad de líneas de inyección para separar el agua y gas en los sitios perforados y el sistema de distribución de gas a los pozos. Se reducirían los costos de operación mientras que las conversiones de WAG se vuelven innecesarias. También mejorará la eficiencia de barrido, resultando la mejora del manejo de gas y la recuperación de aceite.

Como se mencionó se puede tener variantes en las instalaciones para tener diferentes escenarios que se desarrollan para SWAG dependiendo de donde se mezcle el agua y el gas, ya sea en el fondo del pozo o en la superficie (en el pozo, en el sitio perforado, o en las instalaciones centrales de proceso (CPF)). La mezcla en superficie con el CPF tiene el gran



potencial para la reducción del costo de capital mientras que el gas puede ser inyectado con el agua en las líneas de inyección de agua existentes.

### Operaciones Piloto de SWAG

La prueba piloto SWAG operó por 17 días con las relaciones de gas líquido (RGL) en el difusor variando de 55 a 181 pie<sup>3</sup>/bbl de agua producida. La prueba se operó con tres configuraciones (fig 5.2): (1) inyección a dos sitios perforados, uno con dos cabezales que contienen mezcladores estáticos (2D) y uno con un cabezal derecho sin mezcladores (2E); (2) inyección a un sitio perforado (2D) con dos cabezales, uno con cabezal derecho y otro con cabezal de rama de lado, ambos contienen mezcladores estáticos; (3) inyección en un cabezal simple (2D) con mezcladores estáticos.

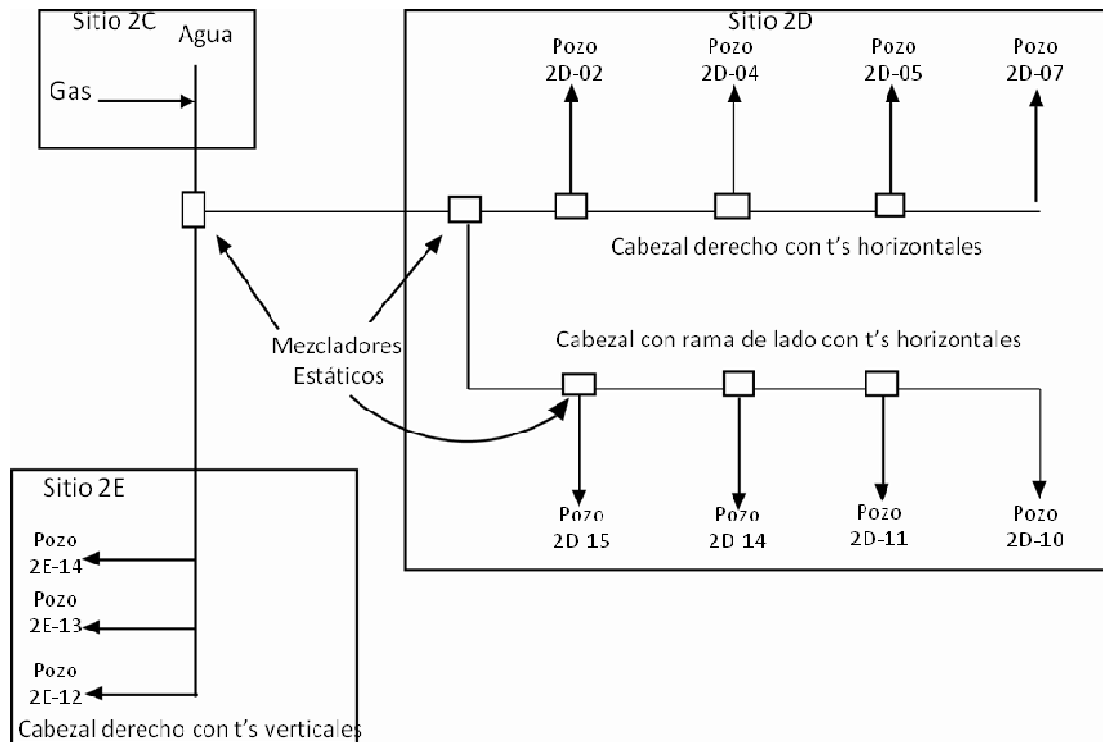


Fig 5.2 Configuraciones de las distribuciones para las pruebas piloto de SWAG

En la primera configuración con una relación gas-liquido de 55 pie<sup>3</sup>/bbl, se volvió rápidamente evidente que los pozos en el sitio perforado sin mezcladores se cargarían con gas y pararía la inyección. El cabezal derecho en el sitio perforado 2E entregó agua a pozos individuales a través de tubos verticales. El orden en el cual los pozos se cerraron fue del último al primero (2E-12, 2E-13, 2E-14). La carencia de mezcladores y orden del cierre sugiere que la fase de gas reside en la cima del cabezal de la tubería y los primeros pozos en la línea

preferentemente se retiran de la fase líquida. Después de que todos los pozos en la zona 2E fueron cerrados, la necesidad de mezcladores estáticos para que predominen las condiciones fueron justificados y la zona perforada se aisló para el resto de la prueba.

La segunda configuración de inyección de dos fases con una relación gas-líquido de 55 a 143 pie<sup>3</sup>/bbl a los dos cabezales de la zona perforada 2D. Las cuatro RGL el gas fue detectado en los primeros pozos en ambos cabezales (2D-02, 2D-16) mientras que los últimos dos pozos de los cabezales no recibieron (2D-07, 2D-10). El cabezal de la rama derecha apareció ser la más afectada mientras los gastos volumétricos en los primeros tres pozos (2D-16, 2D-14, 2D-11) fueron los que más declinaron. Con el sistema entregando RGL de 55 a 143, las fracciones de líquido resultante en 2D-16 fue de .95 a 0.79, correspondiendo a una efectiva RGL de 63 a 275. A una RGL más alta, el pozo 2D-16 y el pozo de a lado (2D-14) se cerraron por el gas encerrado. El cabezal izquierdo recibió suficiente gas para causar que el segundo pozo en la línea (2D-04) se convirtiera en gas encerrado en una RGL de 55. Por su baja inyectividad y velocidades, este pozo se aisló para las pruebas subsecuentes.

La tercera configuración se hizo con una relación gas-líquido de 55 a 181 solamente en la rama derecha del cabezal en la zona perforada 2D. La respuesta a la escalada de RGL fue esencialmente la misma, con los primeros tres pozos en línea mostrando una significativa reducción en el gasto volumétrico. La fracción de líquido en 2D-16 otra vez fue de 0.79; sin embargo, la inyección de gas se paró antes de que cualquier pozo se bloqueara por el gas. El último pozo en el cabezal derecho (2D-10) finalmente mostró repuesta en la forma de la reducción del gasto volumétrico y la fracción de líquido a la más alta RGL.

## Discusión

### Pérdida de inyección.

La disminución en el gasto de inyectividad fue observado mientras la fracción de gas en la mezcla de inyección incrementaba y la presión de inyección en superficie se mantuvo estable cerca de 197 kg/cm<sup>2</sup> (2800 psi). Eso fue más evidente en el pozo 2D-16, donde los datos eran más disponibles. El gasto de inyección en este pozo disminuyó de 3000 a 0 BPD mientras la fracción de gas incrementaba de 0 a 0.2. Los datos disponibles en superficie y en el fondo del pozo fueron utilizados para determinar si la pérdida de inyección fue debido a presiones más bajas de inyección en el fondo del pozo o el efecto de la permeabilidad relativa de la inyección de dos fases.

La *fig 5.3* muestra los gastos de inyección contra las presiones de fondo medidas para el pozo 2D-16 para diferentes RGL. Los datos forman una simple tendencia, en vez de una familia de curvas para diferentes RGL. Esto sugiere que la pérdida de inyección observada fue más probable debido a las presiones más bajas de fondo que el efecto de la permeabilidad relativa.

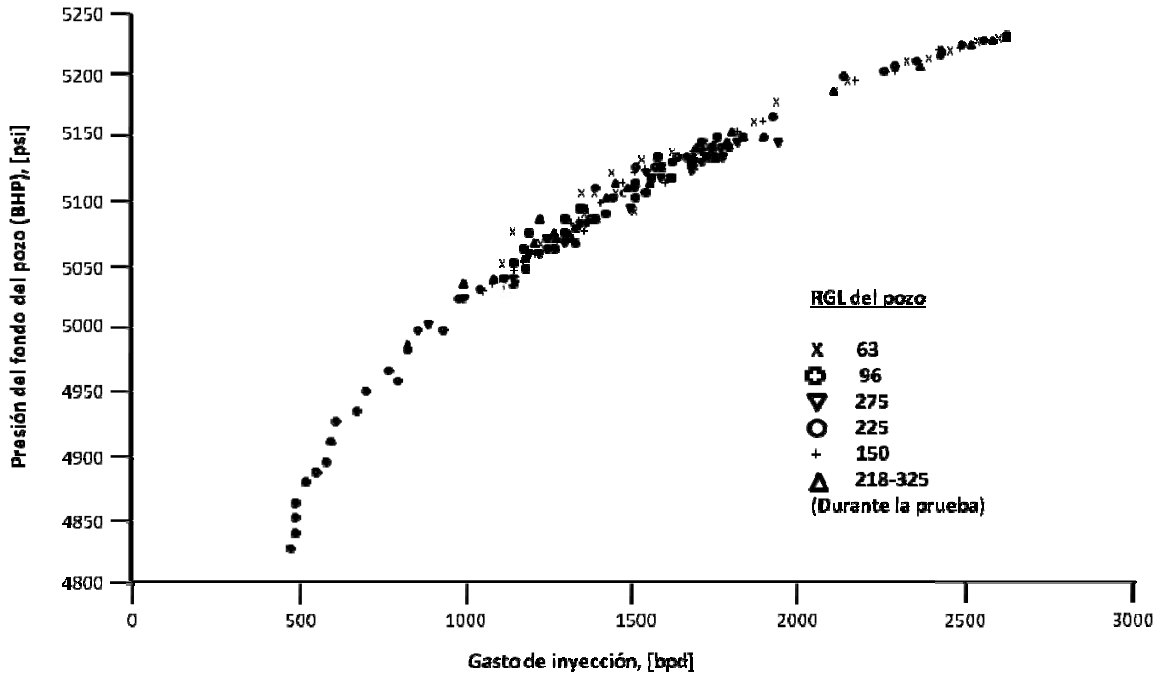


Fig 5.3 Gastos de inyección vs BHP medida a diferentes GLR para el pozo 2D-16

Los datos diarios de inyección antes y después de SWAG (fig 5.4) también sugieren el efecto de la permeabilidad relativa insignificante. Las BHP de esta figura fueron calculadas de las presiones de la cabeza del pozo. Los datos pre y post SWAG mostraron prácticamente la misma tendencia. Estuvieron también en la misma tendencia con los datos de la prueba con diferentes RGL obtenidos durante el SWAG.

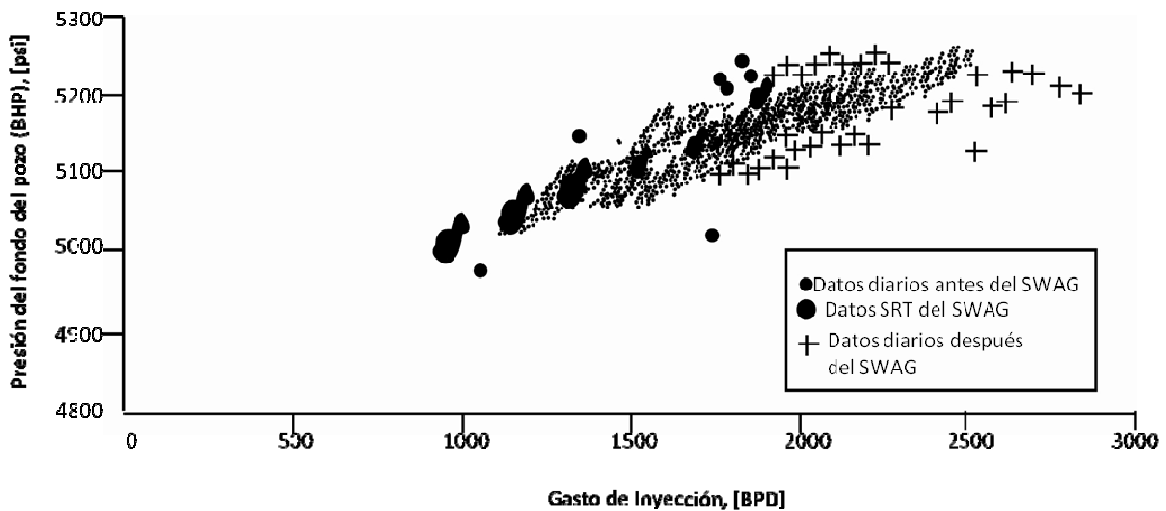


Fig 5.4 Gastos de inyección vs BHP calculada antes y después del SWAG comparado con datos medidos durante el SWAG

La falta del efecto de la permeabilidad relativa en la inyección de dos fases no es sorprendente por las siguientes razones: (1) los impactos de inyección han sido mínimos para el proceso Inyección Alterna de Agua y Gas Inmiscible (IWAG) inclusive para gastos de gas más prolongados y saturaciones de gas; (2) la curva de permeabilidad relativa del gas para el drene imbibición/secundaria es relativamente brusco así que existen pequeñas diferencias en la saturación de agua y la saturación de gas entre casos con bajas RGL; y (3) las saturaciones de gas in-situ durante la prueba piloto son probablemente pequeñas, considerando el aceite siendo sobresaturado. Es posible que el gas inyectado y la segregación de agua en las facies de arena con el gas y el agua yendo a capas separadas. Una prueba SWAG con mayor tiempo de prueba dará un mejor entendimiento del efecto de la permeabilidad relativa del flujo de dos fases en gastos de inyección.

#### Beneficios de SWAG

SWAG da un mejor control de la movilidad del gas que IWAG, resultando una mejor eficiencia de barrido además una mayor producción de gas estable y respuesta de RGA. Mientras que la simulación no capturó el área de barrido mejorada para SWAG con un modelo sectorial, también asume que no hay efectos perjudiciales en la inyección de dos fases en el perfil de inyección. Los resultados de la simulación mostraron que SWAG mejoró la recuperación mejorada sobre inyección de agua por 11% sobre la IWAG., de 4.5 a 5% del aceite original. Los beneficios de SWAG serían más sustanciales cuando el proceso de gas miscible se expande a la zona perforada IWAG existente en un futuro cercano.

Los beneficios potenciales de SWAG dan opción para el manejo del gas en Kuparuk. La mezcla en superficie de agua y gas en la Instalación Central de Procesamiento permitiría la inyección de gas a zonas perforadas siendo inyectadas por agua con inversiones mínimas.

#### Conclusiones

El agua y el gas se pueden inyectar simultáneamente en múltiples pozos inyectores, los cuales son suministrados a través de una red simple de distribución en superficie.

La pérdida observada de los gastos de inyección fueron primordialmente debido a presiones de fondo más bajas durante la inyección de dos fases.

El efecto de la permeabilidad relativa en los gastos de inyección de la inyección de dos fases pareció insignificante para el rango de la fracción de gas ( $<0.2$ ) y la duración de la prueba piloto.

La inyección SWAG puede aumentar las reservas de aceite mediante la reducción de gas reciclado.

## 5.2 Campo Siri<sup>24</sup>

El campo Siri se descubrió a finales de 1995 y está localizado en el sector Danés del Mar del Norte (fig 5.5). El campo comenzó a producir en Marzo de 1999 y la inyección comenzó en Junio del mismo año. La producción es de 50,000 BPD (8,000 m<sup>3</sup>/d).

El campo se ha desarrollado con cinco pozos productores y dos inyectores SWAG (uno horizontal) los inyectores fueron colocados en la periferia del yacimiento con el objetivo de desplazar el aceite a la parte central del yacimiento. Dentro de los primeros planes se tenía pensado utilizar tres pozos inyectores pero esto fue reducido a 2 conforme el campo fue declinando, haciendo la inyección SWAG regular y exitosa aún más crítica.

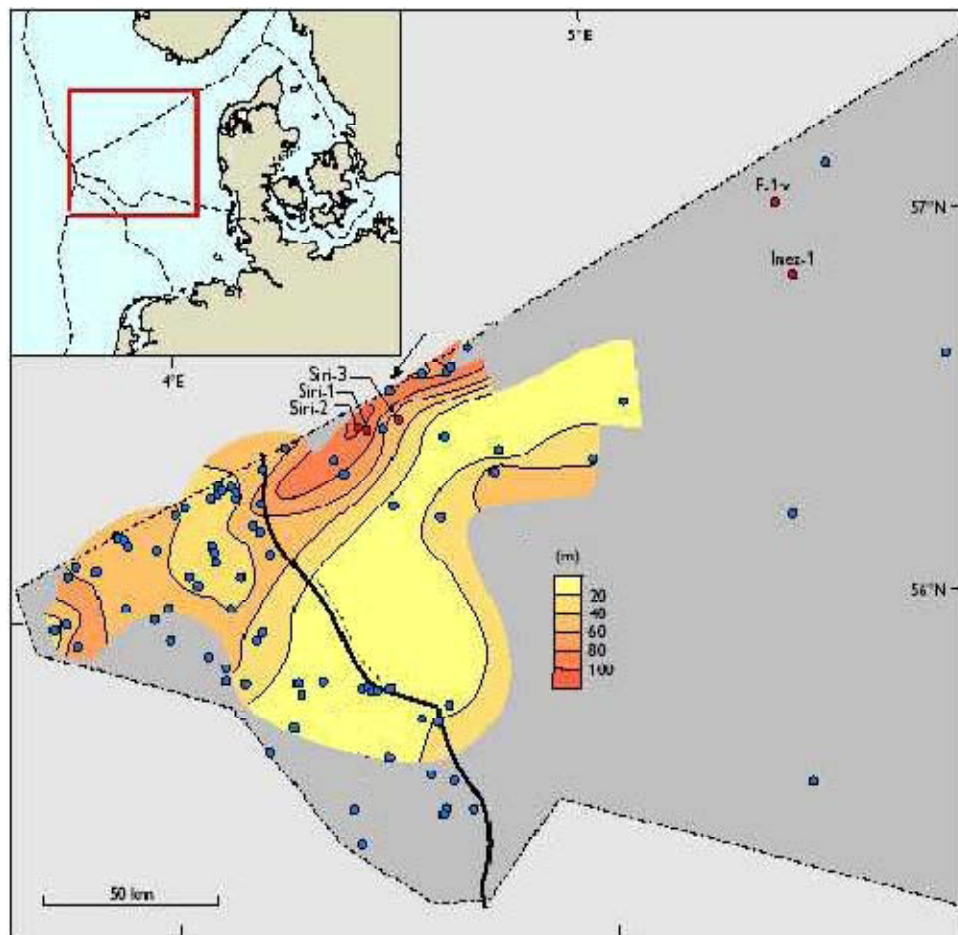


Fig 5.5. Localización del Campo Siri.

#### Descripción del Yacimiento.

El yacimiento se caracteriza por un bajo relieve estructural con espesor en la zona de aceite no mayor a 25 m (82 ft). La relación gas aceite (RGA) es moderada, alrededor de  $100 \text{ m}^3/\text{m}^3$  ( $562 \text{ pie}^3/\text{bbl}$ ) y no existe un casquete de gas original. Un acuífero de entre 80 y 100 metros (260-330 ft) de espesor proporciona un mantenimiento de la presión.

Las reservas recuperables se estiman en 8.1 millones de metros cúbicos (51 MMB), lo cual representa un factor de recuperación superior al 35%.

El yacimiento Siri esta compuesto de depósitos por flujos sedimentarios en un ambiente marino profundo. Los hidrocarburos se encuentran en la arena Heimdal del Paleoceno Tardío a 2070 m (6,790 ft). La formación es compacta, con granos de finos a muy finos con un alto contenido de glauconita, reflejo del ambiente de depósito turbidítico.

La arena del yacimiento Siri tiene una relación alta Neto/Bruto, buena porosidad y bastante buena permeabilidad. El yacimiento esta compartimentalizado por varias calcitas cementadas, las cuales pueden correlacionarse con la sísmica y se cree que segmenta el campo en varias unidades de flujo. La colocación de los pozos inyectores refleja esta segmentación asegurando el mantenimiento de la presión.

#### *Sistema de Inyección*

Para el campo Siri, el agua y el gas fueron reinyectados dentro del yacimiento por debajo del contacto agua aceite como se muestra en la fig 5.6. El agua y el gas son mezclados en el cabezal del pozo lo que resulta en una corriente de dos fases desde el cabezal del pozo hasta los intervalos disparados. De esta manera la segregación en el sistema superficial se evita, lo cual ha sido un problema en el campo Kuparuk. El sistema está diseñado para permitir la regulación y medición de lo volúmenes de agua y gas inyectados en cada pozo.

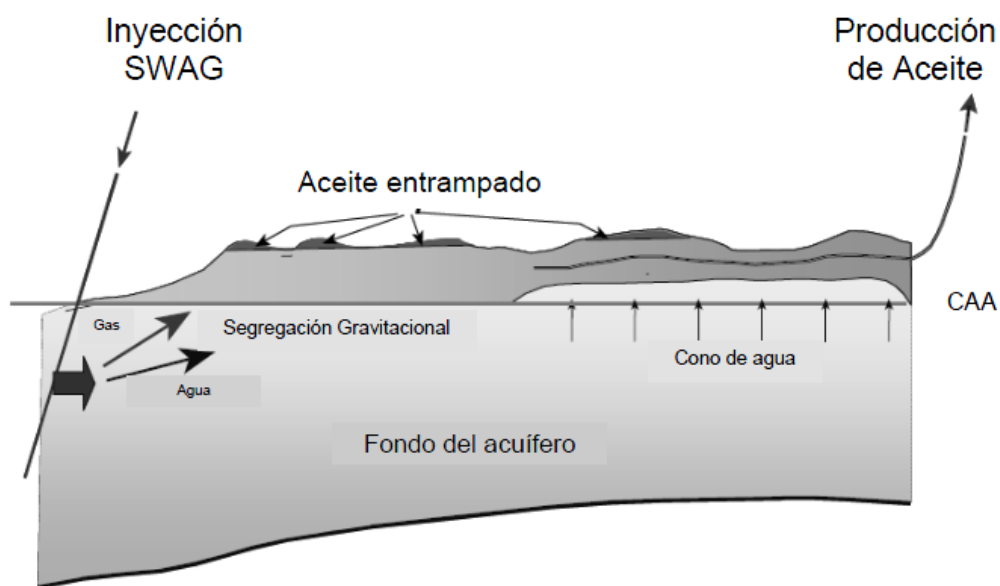


Fig 5.6 Ilustración esquemática de inyección y producción en el Campo Siri

Una gran diferencia en la inyección SWAG comparada con la inyección convencional de agua es que al introducir gas dentro de la mezcla, aligera la columna hidrostática, por lo que se requiere una mayor presión en la cabeza del pozo. Por otra parte, la misma introducción de gas en la corriente puede provocar la formación de hidratos.

La posibilidad de formación de hidratos en situaciones de temperaturas bajas y el potencial de reflujos del gas al sistema de agua, o viceversa, son temas importantes de seguridad los cuales deben de ser abordados.

El sistema está equipado con válvulas tipo Check (o de contrapresión) y trampas de agua/gas para asegurar el aislamiento de los sistemas de agua y gas, uno del otro, por seguridad dentro de la operación. Bajo condiciones normales de operación la presión en el múltiple de inyección de agua es de alrededor de  $229 \text{ kg/cm}^2$  (3260 psi) y en el múltiple de inyección del gas es de  $196 \text{ kg/cm}^2$  (2843 psi). La presión en el cabezal del pozo es de alrededor de  $195 \text{ kg/cm}^2$  (2830 psi).

Para evitar la formación de hidratos cuando se mezcla el gas y el agua, se utiliza agua caliente proveniente del sistema de refrigeración junto con agua de mar. Conforme el volumen de agua de inyección producida se incrementa, la proporción de agua de mar disminuye.

### *Aplicación SWAG en el Campo Siri*

Los problemas para iniciar la inyección están asociados con los sistemas de inyección, principalmente relacionados al equipo, especialmente a los compresores de gas y las bombas de agua, más que al propio proceso SWAG. En el momento en que estos problemas fueron resueltos, la inyección se llevo a cabo como se esperaba. La inyección combinada fue alcanzada rutinariamente, sin problemas de formación de hidratos o problemas de inyectividad. La presión de inyección fue un poco mayor que la planeada, probablemente debido a la menor permeabilidad de la formación, derivada de los núcleos y registros.

Los pozos inyectoros tienen desviaciones de 72° y 90° dentro del yacimiento, con intervalos perforados de 70 y 230 metros (230-750 ft) respectivamente. Las mediciones en el fondo del pozo de presión/temperatura fueron monitoreadas, así como también la inyección SWAG, esto fue una parte importante en el monitoreo y análisis del comportamiento del pozo y del yacimiento.

La inyección diaria por pozo fue de 320,000 m<sup>3</sup>/d (11.3 MMPCD) con 6,000 m<sup>3</sup>/d (37.7 MBPD) de agua. La máxima inyección en el pozo fue como máximo 600,000 m<sup>3</sup>/d (21.1 MMPCD) de gas y 8,000 m<sup>3</sup>/d (50.3 MBPD) de agua.

El comportamiento hidráulico de los pozos, a diferentes fracciones de gas, no ha sido estudiado debido al énfasis de mantener un máximo de inyección con el objetivo de alcanzar el factor de remplazo y detener el decremento en la presión del campo.

Además como el régimen de flujo en el pozo inyector horizontal y en el pozo inyector desviado se espera que se comporten de diferente manera, la comparación entre los dos pozos puede ser más atribuible a la desviación que a la inyección SWAG en si. Los pozos SWAG hasta el momento se han regulado principalmente por el estrangulador. Las válvulas reguladoras de gas no se han utilizado, el gas se distribuye de acuerdo a la presión relativa del cabezal entre los dos pozos.

### Análisis y Resultados

El siguiente análisis y modelado de los datos de campo presentados en los siguientes párrafos, son los resultados preliminares de la información de los primeros cinco meses de inyección SWAG en el campo. La fig 5.7 muestra el índice de inyectividad como función de la presión medida en el fondo del pozo para el inyector I-4. La curva sólida representa un modelo de inyectividad utilizado para cuantificar el índice de inyectividad dependiendo de la presión de fondo. Un incremento drástico en el índice de inyectividad alrededor de la presión de fractura es evidente. El inyector I-1 muestra un comportamiento similar, pero el índice de inyectividad incrementa de un manera menos brusca por encima de la presión de fractura.



Para el inyector I-4, la operación por encima de la presión de fractura ha mejorado el índice de inyectividad hasta en un factor de 4. Además de depender de la presión de fondo, la inyectividad también puede mostrar una dependencia significativa en la fracción de gas. Esto es ilustrado en la figura 3.8, la cual muestra el índice de inyectividad como una función de la fracción de gas por encima de la presión de fractura. Se seleccionó un rango de presiones de fondo de 346 a 349 kg/cm<sup>2</sup> (4931- 4974 psi) para enfatizar la dependencia de la fracción de gas. La figura esta basada en promedio de datos de la fig 5.7. La línea sólida es una curva calculada la cual ilustra que el modelo de inyectividad es capaz de reproducir las tendencias observadas. Los datos de fracciones de gas mayores a 0.4 a presiones por encima de la presión de fractura no se encuentran disponibles hasta ahora.

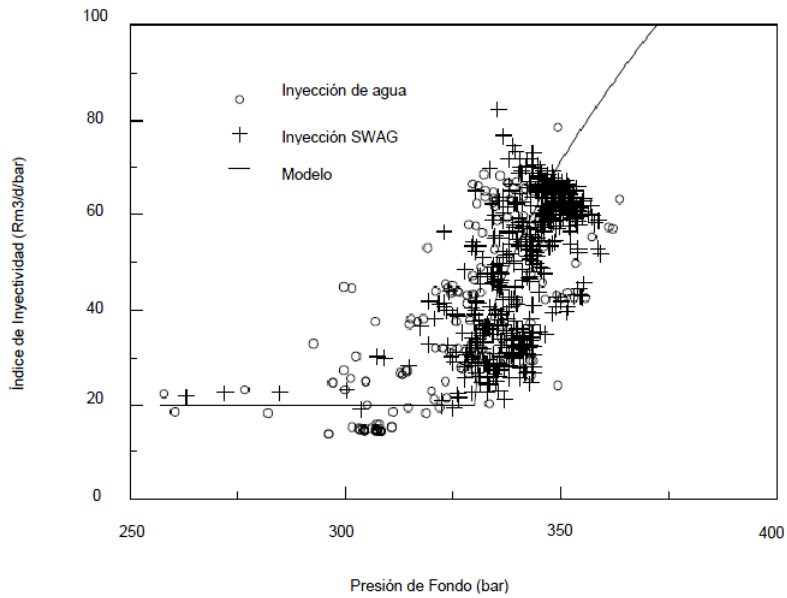


Fig 5.7 Índice de inyectividad como función de la presión de fondo para el inyector I-4

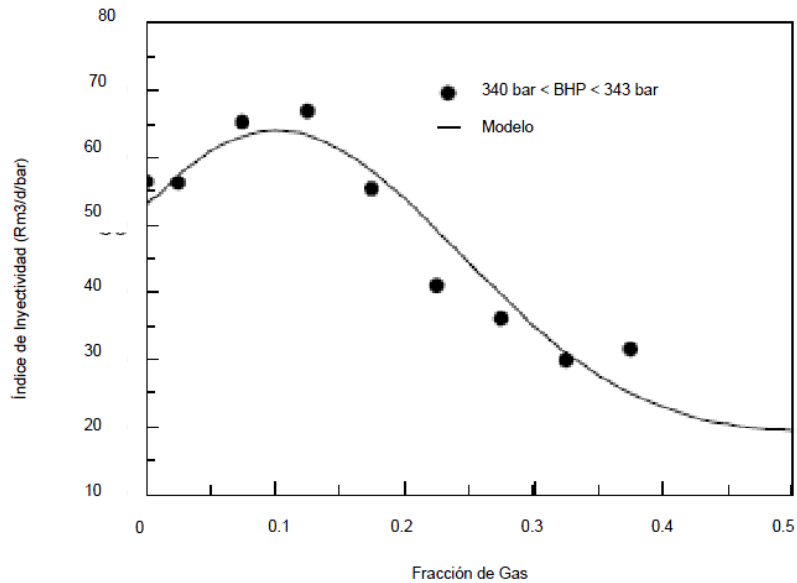


Fig 5.8 Índice de inyectividad como función de la fracción de gas para el inyector I-4

Para el juego de datos mostrados en la fig 5.8, el índice de inyectividad incrementó por pequeñas fracciones de gas (la magnitud de estos incrementos parece ser menor para presiones cercanas a la presión de fractura). El índice de inyectividad alcanza un máximo y declina rápidamente hacia un nivel no fracturado aun con más incrementos en la fracción de gas. Para este inyector, el incremento en índice de inyectividad obtenido por el fracturamiento de la formación es completamente perdido si la fracción de gas se vuelve muy grande. El rango de las fracciones de gas para los cuales el fracturamiento resulta en un incremento en el índice de inyectividad comparado con el nivel no fracturado es limitado.

### Conclusiones

El concepto SWAG ha llenado las expectativas, a pesar de la reducción en el número de pozos inyectores en el campo de 3 a 2.

Una completa y estable reinyección del gas y el agua producida representan un aspecto ambiental importante en el desarrollo del campo Siri. Las descargas al mar y a la atmósfera son mínimas y la producción no es detenida por problemas de reinyección.

Se tiene flexibilidad en lo que respecta a la distribución de las fases siempre que lo permita el patrón de barrido para ser optimizado.

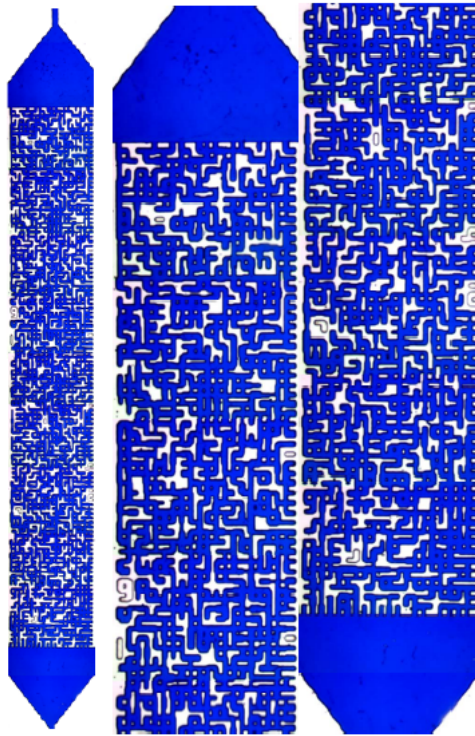
Día a día se ha probado que la operación del sistema es más sencilla de lo previsto. Las instalaciones superficiales trabajan de manera correcta y no se han observado regímenes de

presión inestables en los pozos. No se ha requerido supervisión especial de los pozos a parte de los periodos de inicio y término de inyección.

### 5.3 Pruebas de Laboratorio<sup>25</sup>

#### *Equipo para el experimento*

El experimento se llevó a cabo en un micro-modelo capaz de soportar una presión de 422 kg/cm<sup>2</sup> (6000 psia) además de tener imágenes de alta calidad para detectar los movimientos de los fluidos. Los fluidos se llevaron a cabo a una presión de 358 kg/cm<sup>2</sup> (5100psia), 37.8 °C (100 °F) de temperatura y el sistema de fluido es un sistema casi miscible. La Fig. 5.9 muestra el micro-modelo (y su patrón de poros) usados en este estudio. La profundidad de los poros osciló entre 35 a 45 μm con la anchura de los poros entre 35 a 400 μm.



*Fig 5.9 Modelo horizontal saturado al 100% de agua azul. La imagen de la izquierda muestra el modelo completo a menor escala. La imagen derecha es la misma pero dividida en dos mitades, en una escala más grande, para mayor claridad*

#### **Sistema del fluido**

Los experimentos reportados aquí usaron un sistema de fluidos simple, bien caracterizado, de tres componentes y de tres fases que exhibió un sistema de gas y aceite casi miscible (cercano al punto crítico) a 37.8 °C y 358 kg/cm<sup>2</sup>. La fase acuosa fue agua destilada con 0.1% de colorante azul. Las fases de hidrocarburos eran mezclas de n-decano (n-C<sub>10</sub>) y el metano

(C<sub>1</sub>). Para evitar la transferencia de masa durante los experimentos, los fluidos se pre-equilibraron a las condiciones de los experimentos (37.8 °C y 358 kg/cm<sup>2</sup>). A 37.8 °C, la presión crítica del sistema de C<sub>1</sub>-C<sub>10</sub> es de alrededor de 372 kg/cm<sup>2</sup> (5300 psia) así que en 358 kg/cm<sup>2</sup> (presión de los experimentos) el sistema de gas y aceite está muy cerca de su punto crítico y, por tanto, casi miscible. En las actuales condiciones de los experimentos la viscosidad del vapor de hidrocarburos (gas) y de hidrocarburos líquidos (petróleo) se estima en 0.0378 y 0.1085 mPa·s, respectivamente. Los valores de equilibrio de las tensiones trifásicas interfacial (IFT) del sistema de fluidos, a la temperatura y la presión por encima, se midieron y se indican a continuación:

Tensión Interfacial mN/m	
<b>Gas/Aceite</b>	0.08 ± 0.01
<b>Gas/Agua</b>	41 ± 2
<b>Aceite/Agua</b>	41 ± 2

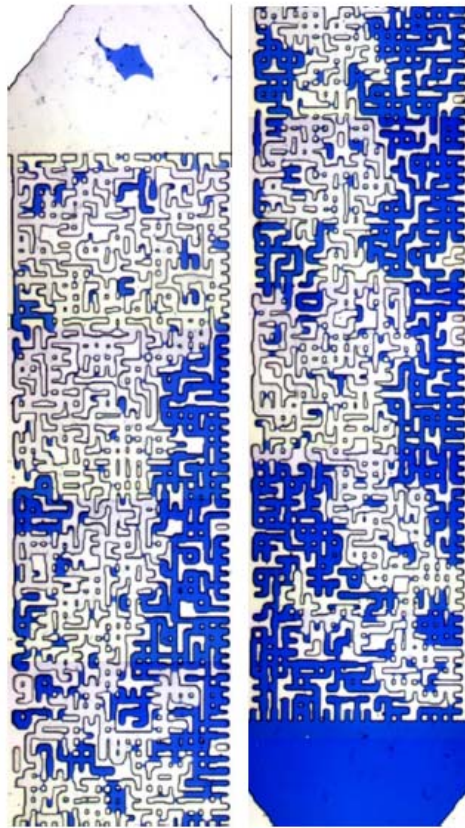
### **Resultados de los experimentos**

Se llevaron varios experimentos los cuales se tomaron a 37.8 °C y 358 kg/cm<sup>2</sup>, el molde se puso horizontalmente para minimizar los efectos de gravedad. El primer experimento se llevó a cabo con una relación de gas y agua del 50% y en el segundo la relación se redujo al 20 %. En los dos experimentos, los dos moldes fueron previamente inyectados por agua para estimular la inyección de agua convencional de un yacimiento de aceite. Después el agua y el gas, el cual era casi miscible con el aceite, fueron inyectados en forma SWAG para recuperar un porcentaje del aceite residual.

### **Desarrollo general del experimento**

Inicialmente el modelo fue saturado con agua destilada y presurizada a 358 kg/cm<sup>2</sup> y después se desplazó con agua azul, equilibrada con gas y aceite a 37.8 °C y 358 kg/cm<sup>2</sup>. Para simular la producción primaria se inyectó aceite de un lado del modelo. La inyección del aceite se llevó a cabo a una velocidad baja 1.2 m/d y continuó hasta que el aceite encontró el otro extremo del modelo.

La *fig. 5.10* ilustra la saturación de agua inicial establecida después de la inyección de aceite donde el color azul representa el agua (fase mojante) y el color blanco representa el aceite (fase no mojante).



*Fig 5.10 Distribución inicial de agua y aceite antes de la inyección de agua que demuestran las formas de las interfaces de agua (azul) y aceite (blanco)*

La inyección de agua comenzó después de la inyección inicial de aceite (establecido como agua connata). El agua se inyectó en el modelo a un gasto bajo de  $0.01 \text{ cm}^3/\text{h}$ . Debido a un gasto muy bajo de inyección de agua, el alto IFT agua-aceite ( $41 \text{ mN/m}$ ) y el modelo siendo fuertemente mojado por agua, se observó que el agua entró al modelo por medio de flujo en capas (lo opuesto al desplazamiento por pistón) sin un fuerte frente de agua. Las capas de agua, que rodean al aceite, se observó que se hacían gruesas progresivamente. También el aceite era desplazado mayormente de los lados y las esquinas de los poros, con el aceite residual que se queda en medio de los poros en forma de filamentos angostos de aceite. La inyección de agua continuó hasta que ya no hubo producción de aceite o se observaron cambios en los fluidos. Al final de esta inyección de agua, la inyección simultánea de agua y gas casi miscible comenzó con el mismo gasto total como la inyección de agua previa.

La inyección SWAG de 50% y 20% se llevó acabo del mismo lado que se hizo con la inyección de agua. Tan pronto como el gas hizo contacto con el aceite residual, el frente de gas fue cubierto con una pequeña cantidad de aceite durante la inyección de SWAG. Mientras más avanzaba el gas, un pequeño banco de aceite se formaba y se movía al frente del frente de gas.

El banco de aceite que se movía por el frente de gas, suministraba aceite a los poros donde el aceite residual estaba presente. Esto daba como resultado que los filamentos de aceite se hicieran más grandes, los cuales hacían contacto con el gas invasor o el frente de aceite por delante de él. Como resultado de esto, los ganglios de aceite dejados atrás después de la inyección inicial de agua se pueden dividir en dos tipos. El primer tipo es aceite en forma de angostos filamentos rodeados de capas gruesas de agua. Este es el aceite que no ha sido contactado por el gas (o su banco asociado de aceite). El segundo tipo es el ganglio gordo de aceite conectado con los canales de gas. Estos se han formado por la transferencia de aceite local traído por la invasión de gas.

### **Resultados**

Ambos experimentos se llevaron bajo las mismas condiciones, con la única diferencia de las relaciones agua-gas que fueron de 50% y 20%.

Las *figs. 5.11 A) y 5.12 A)* muestra la distribución del fluido durante la inyección de SWAG después de una hora para una RGL de 50% y 20%, respectivamente. Como se puede ver, a pesar de tener un valor muy bajo de IFT gas-aceite, el gas ha hecho un simple canal a través de la red de poros con una significativa cantidad de aceite siendo anulado por el gas. Existen dos razones para esto:

- ✓ En el medio poroso de la inyección de agua la saturación de agua es mayor el cual tiende a bloquear el movimiento de gas y protege al aceite residual de ser contactado por él. Este efecto es más severo en condiciones bajas de IFT gas-aceite.
- ✓ La topología del medio poroso, el cual causa que algo del aceite que ha sido conectado por el gas o su banco asociado de aceite, a ser aparentemente atrapado en los finales de los poros.

Durante la inyección de SWAG, se observó que la saturación de aceite siguió reduciéndose y permitió una recuperación completa de todo el aceite que estaba en contacto con el gas.

Las *figs. 5.11 B) y 5.12 B)* muestran la distribución de los fluidos dentro del modelo después de la continuidad de la inyección de agua después de 3.5 horas para RGL de 50% y 20%, respectivamente. Las saturaciones de agua y gas han incrementado significativamente y la saturación de aceite ha disminuido. Para comparar la ubicación de las interfaces de agua-aceite y gas-aceite en estas dos imágenes, se puede ver que, mientras la inyección de SWAG continua, las interfaces de gas-aceite y agua-aceite se acercan entre ellas de tal modo invadiendo los poros ocupados por aceite, aunque, el movimiento de gas-aceite ha sido mucho mayor pronunciado que el avance de la interface de agua-aceite. Mientras la inyección

de SWAG continuó, más aceite se recuperó y eventualmente todo el aceite, el cual había estado contactado por el gas se produjo.

Haciendo una comparación con los resultados del SWAG a 50% y 20%, nos dice que en ambos casos, la recuperación de aceite después del avance del gas continuo y ha sido de gran importancia para la recuperación de aceite. Es interesante notar que en la prueba donde solo el 20% del volumen total inyectado era gas, cualitativamente, casi la misma cantidad de aceite fue recuperado como también en la prueba de inyección de 50%. En ambos casos, como resultado de una inyección continua de agua y gas, casi todo el aceite residual que había sido contactado por el gas fue producido. Esto significa, que la inyección de gas en SWAG, inclusive en pequeñas cantidades, ayuda a recuperar mayores cantidades de aceite. Esto solo se dio en estos experimentos, y no por eso se puede generalizar y creer que funcionará bajo cualquier otra condición.

Los resultados mostraron que las cantidades de gas no son un problema crucial mientras halla suficiente gas para conectar los ganglios de aceite aislados que se queden después de la inyección inicial de agua y también mientras halla suficiente gas que circule para mantener un camino continuo de gas en el medio poroso. El proceso tiene mejores resultados en los casos donde solo un poco de gas está disponible o poco gas está disponible temporalmente. Cabe mencionar que existe aceite que se queda atrapado en los poros y no es tocado por el gas inyectado. Por lo tanto, se concluye que prácticamente todo el aceite que está en contacto con el gas inyectado es recuperado en estos experimentos.

#### Conclusiones

1. Inclusive en el medio poroso homogéneo y las inyecciones bajas de IFT, siempre existe aceite atrapado debido a los efectos topológicos y por poros que no tienen continuidad.
2. La inyección SWAG casi miscible puede producir una cantidad considerable de aceite residual en yacimientos inyectados por agua.
3. En la inyección SWAG casi miscible la recuperación de aceite después del avance del frente principal de gas es significativa y puede llevar a una recuperación total de aceite que hace contacto con el gas
4. En la inyección SWAG con alta relación gas-agua, cantidades extras de gas inyectado no ayuda significativamente a la recuperación de aceite



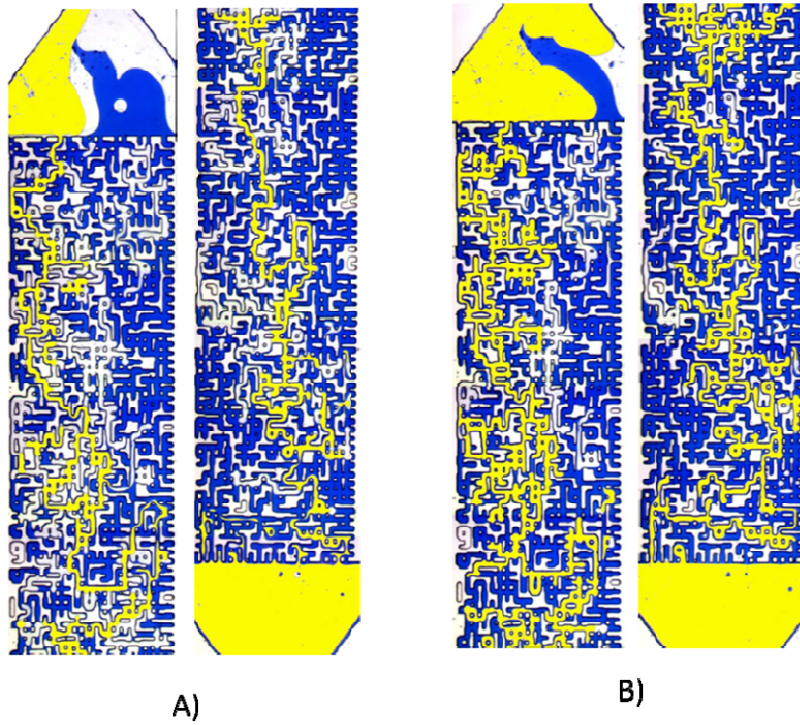


Fig 5.11 Distribución del fluido dentro del modelo después de A) una hora y B) 3.5 hrs de inyección SWAG casi miscible con una relación de gas-agua del 50%. Casi todo el aceite residual que ha estado en contacto con el gas ha sido recuperado

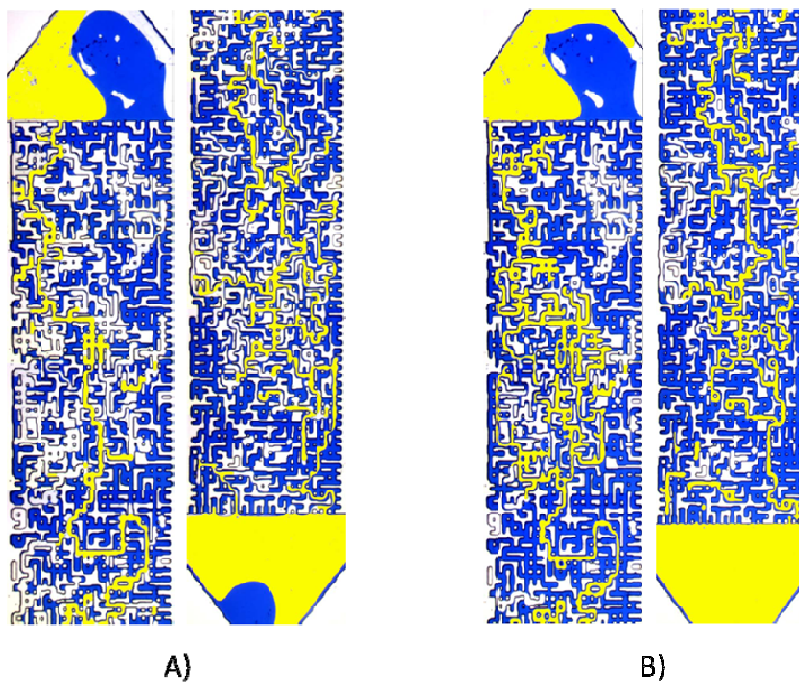


Fig 5.12 Distribución del fluido dentro del modelo después de A) una hora y B) 3.5 hrs con la inyección de SWAG casi miscible con una relación de gas-agua de 20%



# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Esta tesis se realizó con el objetivo de mostrar uno de los sistemas de recuperación mejorada para hidrocarburos más novedosos e interesantes, el cual es una versión reciente del modelo antiguo WAG (implementado en los 50s), donde el fin de este es inyectar simultáneamente agua y gas al yacimiento (SWAG).

Este tipo de sistema es utilizado para obtener un mejor barrido del hidrocarburo, este sistema ha ganado gran interés, sobre todo para ser aplicado e implementado en campos que han llegado a su etapa de maduración.

La principal función del sistema SWAG es alterar los movimientos de los fluidos del yacimiento, con esto se logra tener un aumento en la eficiencia de barrido requerido. Una desventaja y un problema es que este tipo de sistema necesita una mayor vigilancia en el mecanismo de inyección.

La utilización de CO<sub>2</sub> en el sistema SWAG puede lograr un gran aumento en la corrosión en los equipos, tuberías, etc.; por lo que es necesario evitar la existencia de reflujo.

El presente proceso contempla un arreglo para la inyección de la mezcla de agua y gas en la formación a través de un pozo inyector donde el agua y el gas son mezclados dentro del pozo y distribuidos a través de los disparos, llegando a obtener una distribución uniforme de la mezcla de agua y gas.

La inyección simultánea de agua y gas también se cree que beneficia la recuperación de hidrocarburos líquidos de la formación, mediante la reducción de la RGA de los pozos productores en las zonas de la formación donde el proceso de inyección simultánea de agua y gas ha sido empleado.

El rendimiento del proceso SWAG ha sido analizado utilizando un simulador composicional de yacimientos. El simulador utiliza una presión implícita, una técnica de solución de saturación explícita. También utiliza la ecuación de estado de Peng Robinson para calcular el equilibrio líquido-vapor y las propiedades de las fases aceite y gas.

Se sabe que la permeabilidad relativa de las 3 fases (agua, aceite y gas) y la descripción del yacimiento son los 2 factores más importantes que afectan la predicción del simulador. Gracias a la utilización del simulador se concluyó que la inyectividad de SWAG depende de la relación gas-agua tanto por debajo como por encima de la presión de fractura.

En términos de rendimientos, SWAG se puede comparar con WAG ya que se han aplicado con éxito en algunas regiones del mar del norte. Significativamente con el proceso SWAG se ha logrado una mejora en la recuperación del aceite y una mejoría favorable en la economía.

Las principales contribuciones del sistema SWAG para ayudar a la recuperación pueden ser: desplazamiento del aceite, una mejora en la eficiencia del barrido y una reducción de la saturación de aceite residual en comparación con el régimen de inyección.

Otro aspecto sumamente importante y que debe ser cuidado ya que causa serios problemas, es la introducción del gas en el flujo de agua, esto puede ocasionar la formación de hidratos. Para evitar la formación de hidratos en la mezcla de gas y agua, el agua debe ser calentada. Para ahorrar costos se recomienda inyectar el agua caliente que se produce.

La presión del gas requerida para SWAG debe ser vigilada seriamente, junto con la presión de gas de recompresión. SWAG puede lograrse con el mínimo número de pozos y sin un incremento sustancial de las inversiones en el equipo superficial. Es necesario que existan válvulas de contrapresión y una buena configuración de trampas de agua-gas, y también es indispensable que se cuente con una tubería que soporte el fuerte trabajo.

SWAG es un proceso que actualmente tiene poca experiencia, pero a pesar de ello, ha logrado buenos resultados, y se ha obtenido una mejora en la eficiencia de recuperación con un aumento del rango de 5% al 11%.

De los beneficios más importantes podemos mencionar lo siguiente:

- ✓ SWAG proporciona un mejor control de la movilidad del gas que el sistema WAG.
- ✓ Proporciona una mayor producción de gas y una mejor respuesta de la RGA
- ✓ Una mejor eficiencia en los resultados del barrido.
- ✓ El sistema SWAG a pesar de utilizar mecanismos para calentar el agua de inyección, tiene como prioridad producir un mínimo de emisiones a la atmósfera, así como en el mar.
- ✓ SWAG en términos de costos en comparación de WAG, este no es mayor, ya que los mecanismos son muy similares en WAG, sobretodo el equipo superficial es prácticamente el mismo.

## BIBLIOGRAFÍA

1. <http://ingenieria-de-yacimientos.blogspot.com/2008/12/mtodos-de-recuperacin-secundaria.html>
2. <http://quipu.uni.edu.pe/OtrosWWW/webproof/acade/fipp/lucioc/EOR107.html>
3. Paris de Ferrer, Magdalena. "Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos". Ediciones Astro Data S.A. Segunda edición. Maracaibo, Venezuela. 2001. pp. 12 y 16.
4. Paris de Ferrer, Magdalena. "Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos". Ediciones Astro Data S.A. Segunda edición. Maracaibo, Venezuela. 2001. pp. 12 y 16.
5. Larry W. Lake, et al, "A Niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s", Oilfield Review Magazine, vol. 4, Issue 1, presentado el 12 de Enero de 1992.
6. Christensen J. R. y Stenby E. H. "Review of WAG Field Experience", artículo SPE 39883 presentado en "1998 SPE International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico" llevado a cabo en Villahermosa, México, 3-5 Marzo de 1998.
7. Kulkarni M. M. y Rao D. N. "Experimental Investigation of Various Methods of Tertiary Gas Injection", artículo SPE 90589 presentado en "SPE Annual Technical Conference and Exhibition" llevado a cabo en Houston, Texas, U.S.A., 26-29 Septiembre de 2004.
8. Awan A.R., Teigland R. y Kleppe J. "EOR Survey in the North Sea", artículo SPE 99546, presentado en "2006 SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery" llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, 22-26 Abril de 2006.
9. Rogers J. y Grigg R. "A Literature Analysis of the WAG Inyectivity Abnormalities in the CO2 Process", artículo SPE 73830, Agosto de 2001.
10. Sánchez N. "Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects", artículo SPE 53714 presentado en "1999 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference" llevado a cabo en Caracas, Venezuela, 21- 23 Abril de 1999.
11. Henson R., Todd A. y Cobertt P. "Geologically Based Screening Criteria for Improved Oil Recovery" artículo SPE 75148 presentado en "SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium" llevado a cabo en Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 13-17 Abril de 2002.
12. Richard F. Stoisits, et al. "Simultaneous water and gas injection into earth formations", patente número 5,421,408. Estados Unidos, 14 de Abril de 1994
13. Meshal Algharaib y Ridha Garbhi, "The performance of a SWAG process in oil recovery Operations", artículo SPE 110962, presentado en "2007 SPE Saudi Arabia Technical Symposium held in Dhahran" en Arabia Saudita, 7-8 de Mayo de 2007.
14. *Ver referencia 13*
15. <http://www.rcom.marum.de>
16. Nardone Virna, et al, "Evaluación de modelos empíricos para la predicción de hidratos de gas natural" Universidad Simón Bolívar. Departamento de Termodinámica y Fenómenos de Transferencia. Caracas, Venezuela, Mayo 2009
17. T. Carageorgos, et al, "A New Method To Characterize Scaling Damage From Pressure Measurements", Artículo SPE 112500 , presentado en SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control held in Lafayette, Louisiana, U.S.A., 2008.
18. [http://bittooth.blogspot.com/2010\\_06\\_01\\_archive.html](http://bittooth.blogspot.com/2010_06_01_archive.html)
19. Eileen A. Quale\*, Statoil, Bénédicte Crapez\*, Statoil, Jan A. Stensen\*, Statoil and Lars Inge Berge\*, Statoil, "SWAG Injection on the Siri Field - An Optimized Injection System for Less Cost" SPE (Society Petroleum Engineers), presentado en Paris Francia en Octubre del 2000.
20. T.D.Ma.J.A. Rugen, and R.F. Stoisits, SPE, ARCO Alaska Inc, and G.K. Youngren, SPE, Improved Recovery Technologies, "Simultaneous Water and Gas Injection Pilot at the Kuparuk River Field, Reservoir" SPE (Society Petroleum Engineers), presentado en U.S.A en octubre de 1996.

21. Meshal Algharaib, SPE, Ridha Gharbi, SPE, Kuwait University, and Wafaa Al-Ghanim, Kuwait Oil Company, "The Performance of a SWAG Process in Oil Recovery Operations" SPE (Society Petroleum Engineers), presentado en Arabia Saudita en Mayo del 2007.
22. Lars Inge Berge, Jan Age Stensen, Benedicte Crapez; and Eileen A. Quale, Statoil, "SWAG Injectivity Behavior Based on Siri Field Data "SPE (Society Petroleum Engineers), presentado en Oklahoma U.S.A en Abril del 2002.
23. T. D. Ma, et al, "Simultaneous Water and Gas Injection Pilot at the Kuparuk River Field, Reservoir Impact", SPE Paper 30726, presentado en la Conferencia Técnica Anual SPE en Dallas, U.S.A., Octubre 22-25, 1995.
24. Eileen A. Quale, et al, "SWAG Injection on the Siri Field – An Optimized Injection System for Less Cost", SPE Paper 65165, presentado en la Conferencia de Petróleo Europea SPE en Paris, Francia, Octubre 24-25, 2000.
25. M. Sohrabi, et al, "Oil Recovery by Near-Miscible SWAG Injection", SPE Paper 94073, presentado en la conferencia anual SPE Europec/EAGE en Madrid, España, Junio 13-16, 2005.
26. Lake, Larry W., *Enhanced Oil Recovery*, E.U.A, Prentice Hall, 1989.
27. B.C, Craft and M, Hawkins, *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, E.U.A, Prentice Hall, 1991.
28. C.R, Smith, G.W, Tracy, R. L, Farrar, *Applied Reservoir Engineering Vol. I y II*, E.U.A, Oil and Gas Consultant International Inc, 1992.
29. F.F, Craig Jr., *Reservoir Engineering Aspects of Water Flooding*, E.U.A, Society of Petroleum Engineers, 1993.
30. M, Prats., *Thermal Recovery*, E.U.A, Society of Petroleum Engineers, 1986.
31. *Proceedings EOR-General Petroleum Engineering*, E.U.A, Society of Petroleum Engineers.
32. G.P, Willhite, *Waterflooding*, E.U.A, Society of Petroleum Engineers, 1986.
33. F.I, Stalkup, *Miscible Displacement*, E.U.A, Society of Petroleum Engineers, 1983.
34. K.C, Hong, *Steamflood Reservoir Management: Thermal Enhanced Oil Recover*, E.U.A, PennWell Books, 1993.
35. Dalen, V, Instefjord, R. y Kristensen, R: "A WAG Injection Pilot in the Lower Brent Formation at the Gullfaks Field", Séptimo simposium Europeo en IOR, Moscú, Rusia, 27-29 Oct 1993.
36. Stenmark, H. y Andfossen, P.O.: "Snorre WAG Pilot – A Case Study", Octavo simposium Europeo en IOR, Vienna, Austria, 15- 17 May, 1995.
37. Skauge, A. y Berg, E.A.: "Immiscible WAG Injection in the Fensfjord Formation of the Brage Oil Field", Noveno simposium Euripeo en IOR, Hague, Holanda, 20-22 Oct. 1997.
38. Kjonsvik, D., Stensen, J.A. y Alvestad, J.: "A Detailed Simulation Study of WAG Injection in a Heterogeneous Fluvial Reservoir Zone", Noveno simposium Europeo en IOR, 20-22 Oct. 1997.
39. Stoitsits, R.F., Krist, G.J., Ma, T.D., Rugen, J.A., Kolpak, M.M. y Payne, R.L.: "Simultaneous Water and Gas Injection Pilot at the Kuparuk River Field, Surface Line Impact", paper SPE 30645, Conferencia Técnica Anual SPE, Oct. 1995.
40. Ma, T.D., Rugen, J.A., y Youngren, G. K.: "Simultaneous Water and Gas Injection Pilot at the Kuparuk River Field, Reservoir Impact", paper SPE 30726, Conferencia Técnica Anual SPE, Oct. 1995.
41. Golan, M. y Whitson, C. H.: *Well Performance*, Tapir, Trondheim, 1996.
42. Gorell, S.B.: "Implications of Water-Alternate-Gas Injection for profile Control and Injectivity", paper SPE/DOE 20210, séptimo simposium en EOR, Tulsa, Oklahoma, April 1990.

# Resumen

El significado de los términos empleados a lo largo de este trabajo son presentados en el Capítulo I, con la finalidad de que se tenga un mejor entendimiento de lo que se trata en este trabajo profesional. La terminología usada engloba las propiedades del yacimiento, propiedades de los fluidos, los tipos de recuperación que se puede hacer en el yacimiento, así como también conceptos que involucran los procesos de recuperación. También es menester mencionar los tipos de yacimientos, así como la calidad de los fluidos que están en los mismos. Todo lo antes descrito es con la finalidad de que el ingeniero petrolero tenga una mejor aproximación del comportamiento del yacimiento; por lo tanto, mejores pronósticos que conllevan a una mejor recuperación.

En el Capítulo II se tratará un método de recuperación mejorada, la inyección alterna de agua y gas (WAG). Originalmente se propuso el método de inyección alternada de agua y gas para mejorar el barrido de la inyección de gas; el agua se usó principalmente para estabilizar el frente y para controlar las movilidades de los fluidos. Debido a que el desplazamiento del aceite por el gas es mejor que el desplazamiento por el agua, el método WAG combina la mejora en el barrido macroscópico por la inyección de agua con la mejora en la eficiencia del desplazamiento del gas. Por lo tanto, se tiene una mejor recuperación, comparado con la inyección de agua, para la mayoría de los casos revisados. La movilidad en los procesos de recuperación mejorada son importantes; cabe mencionar, que se tratarán de otras ventajas de la inyección WAG. La reinyección de gas producido toma suma importancia debido a cuestiones ambientales y económicas.

En el Capítulo III se desarrolla el proceso de inyección simultánea de agua y gas (SWAG). La inyección alternada de agua y gas (WAG) es un proceso en el cual se inyectan baches de agua y gas alternadamente, para tener una mejor recuperación de aceite, donde el gas tiene una mejor eficiencia de barrido microscópica y el agua tiene mejor eficiencia de barrido macroscópica. Otra versión del proceso WAG es inyectar agua y gas al mismo tiempo, por lo tanto se le da el nombre de inyección simultánea de agua y gas (SWAG). El proceso SWAG se ha probado en pocos pozos, por ello se tiene menos experiencia, a diferencia del WAG que tiene sus inicios a finales de los años de 1950. Se desarrolla los beneficios, dificultades, entre otras cosas del proceso SWAG.

En los dos capítulos anteriores se mencionaron dos procesos de recuperación mejorada; el primero es la inyección alternada de agua y gas (WAG) y el segundo es la inyección simultánea de agua y gas (SWAG). En el Capítulo IV se estudia la comparación entre ambos procesos como: ventajas y desventajas de cada uno, similitudes y diferencias entre cada

proceso. Es menester mencionar que la inyección SWAG tiene menos tiempo de desarrollo, tanto en el campo como en el laboratorio. Los inicios del SWAG están a finales de los años 1990, mientras que el WAG comenzó a desarrollarse a mediados de los años 1950. La diferencia entre tantos años de desarrollo entre uno y otro proceso sería la principal desventaja, pero se verá con mayor detalle a lo largo de este capítulo.

En el Capítulo V se revisarán dos campos: 1) el Campo Río Kuparuk ubicado en Alaska y 2) el Campo Siri, en el Mar del Norte. El primer caso es una prueba piloto del proceso, donde se hicieron varias pruebas con diferentes arreglos de pozos, así como con variaciones en el equipo superficial para poder determinar cual es el mejor arreglo para su implementación. El segundo caso es la aplicación del proceso que se desarrolló en el año 2000, obteniendo mejoras en los resultados, reflejado esto en los costos.