

**ESTUDIO PRELIMINAR DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA EN TRES  
FASES PARA UN PROYECTO DE INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y  
GAS - WAG**

**NESTOR JAVIER LEON CASTAÑEDA  
ELBERTH DAVID PINTO ARIZA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA  
2004**

**ESTUDIO PRELIMINAR DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA EN TRES  
FASES PARA UN PROYECTO DE INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y  
GAS - WAG**

**NESTOR JAVIER LEON CASTAÑEDA  
ELBERTH DAVID PINTO ARIZA**

**Trabajo de grado presentado para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos**

**Director  
SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO  
Ingeniero de petróleos, Msc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA  
2004**

## DEDICATORIA

*A Dios todo poderoso  
A mis padres, a quienes debo todo lo que soy; por su amor, sus esfuerzos y  
dedicación. A toda mi familia por su constante apoyo.  
A quienes contribuyeron al desarrollo de este trabajo de investigación,  
amigos.*

**Néstor**

## DEDICATORIA

*A Dios todo poderoso,  
A mis padres,  
A mis hermanos,  
A toda mi familia,  
A mis amigos y compañeros que me acompañaron todos estos años.*

***Elberth***

## **AGRADECIMIENTOS**

*Se expresa el más sincero agradecimiento al Msc. Samuel Muñoz Ingeniero de petróleos de la Universidad Industrial de Santander, director de este proyecto por su colaboración, orientación y compromiso durante el desarrollo del trabajo.*

*A Juan Eduardo Rivera, Ingeniero de petróleos por su valiosa ayuda.*

*A los docentes de la escuela de Ingeniería de Petróleos y a la Universidad Industrial de Santander por nuestra formación personal y profesional.*

*A nuestros amigos y compañeros por brindarnos su apoyo.*

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
<b>INTRODUCCION</b>	<b>1</b>
<b>1. PERMEABILIDAD</b>	<b>3</b>
<b>1.1 EL EFECTO KLINKENBERG</b>	<b>5</b>
<b>1.2 CONCEPTOS DE PERMEABILIDAD RELATIVA</b>	<b>9</b>
<b>1.3 PERMEABILIDAD RELATIVA EN DOS FASES</b>	<b>11</b>
1.3.1 Proceso de drenaje	16
1.3.2 Proceso de imbibición	16
<b>1.4 CORRELACIONES DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN DOS FASES</b>	<b>18</b>
1.4.1 Correlación de Wyllie y Gardner	19
Ejemplo 1.1	21
1.4.2 Correlación de Torcaso y Wyllie	23
1.4.3 Correlación de Pirson	23
1.4.4 Correlación de Corey	24
Ejemplo 1.2	25
1.4.5 Correlación de Hirasaki	26
Ejemplo 1.3	27
1.4.6 Permeabilidad relativa a partir de datos de presión capilar	29
Ejemplo 1.4	30
1.4.7 Permeabilidad relativa a partir de ecuaciones analíticas	32
Ejemplo 1.5	36

<b>1.5</b>	<b>PERMEABILIDADES PSEUDORELATIVAS DINAMICAS</b>	<b>38</b>
	Ejemplo 1.6	40
<b>1.6</b>	<b>NORMALIZACION Y PROMEDIO DE DATOS DE PERMEABILIDAD RELATIVA</b>	<b>43</b>
	Ejemplo 1.7	47
<b>1.7</b>	<b>PERMEABILIDAD RELATIVA EN TRES FASES</b>	<b>52</b>
<b>1.8</b>	<b>CORRELACIONES DE PERMEABILIDAD RELATIVA TRES FASES</b>	<b>55</b>
1.8.1	Correlación de Wyllie	56
1.8.2	Modelo de Stone I	57
1.8.3	Modelo de Stone II	61
1.8.4	Correlación de Hustad – Holt	62
	Ejemplo 1.8	63
1.8.5	Otras correlaciones para tres fases	66
<b>2.</b>	<b>GENERALIDADES DEL PROCESO WAG</b>	<b>70</b>
<b>2.1</b>	<b>MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO</b>	<b>73</b>
2.1.1	Desplazamiento miscible	73
2.1.2	Desplazamiento inmisible	73
<b>2.2</b>	<b>EFFECTOS DE GAS Y AGUA EN PROCESOS WAG</b>	<b>74</b>
2.2.1	Efecto del gas	74
2.2.2	Efecto del agua	76
<b>2.3</b>	<b>CLASIFICACION DE LOS PROCESOS WAG</b>	<b>77</b>
2.3.1	Inyección de WAG Miscible	78
2.3.2	Inyección de WAG inmisible	79
2.3.3	Inyección de WAG hibrido	80
2.3.4	Inyección SWAG	80
2.3.5	Inyección WASP	81

2.3.6	Inyección gas – agua combinado (CWG)	81
2.3.7	Espuma completando la inyección WAG (FAWAG)	82
<b>2.4</b>	<b>DISEÑO DEL PROYECTO WAG</b>	<b>82</b>
2.4.1	Factores que afectan la extracción	83
2.4.2	Factores importantes en el diseño de operaciones WAG	84
2.4.3	Consideraciones generales y control de yacimiento	95
2.4.4	Requisitos operacionales	95
2.4.5	Planeación de proyectos WAG	96
2.4.6	Optimización de aplicaciones WAG en campo	97
2.4.7	Clasificación de aplicaciones WAG	98
<b>2.5</b>	<b>EFICIENCIAS DE DESPLAZAMIENTO</b>	<b>100</b>
2.5.1	Eficiencia de desplazamiento horizontal	101
2.5.2	Eficiencia de desplazamiento vertical	102
<b>2.6</b>	<b>PROBLEMAS OPERACIONALES</b>	<b>103</b>
2.6.1	Ruptura temprana en los pozos de producción	104
2.6.2	Inyectividad reducida	104
2.6.3	Corrosión	104
2.6.4	Formación de escamas	105
2.6.5	Formación de asfáltenos e hidratos	105
2.6.6	Temperatura diferente de las fases inyectadas	106
<b>2.7</b>	<b>SCREENING DE PROCESOS WAG</b>	<b>107</b>
<b>3.</b>	<b>HISTORIAS DE CAMPO</b>	<b>114</b>
<b>3.1</b>	<b>CAMPO GULLFAKS</b>	<b>114</b>
3.1.1	Localización y generalidades	114
3.1.2	Estructura geológica	115
3.1.3	Estrategia de producción	117
3.1.4	Implementación de inyección WAG	117

3.1.5	Problemas operacionales	122
3.1.6	Observaciones del proceso WAG	123
<b>3.2</b>	<b>CAMPO STAFJORD</b>	<b>124</b>
3.2.1	Localización y generalidades	124
3.2.2	Estructura geológica	125
3.2.3	Estrategia de producción	127
3.2.4	Implementación de inyección WAG	127
3.2.5	Problemas operacionales	135
3.2.6	Observaciones del proceso WAG	135
<b>3.3</b>	<b>CAMPO KUPARUK RIVER</b>	<b>136</b>
3.3.1	Localización y generalidades	136
3.3.2	Estructura geológica	138
3.3.3	Estrategia de producción	139
3.3.4	Implementación de inyección WAG	140
3.3.5	Problemas operacionales	148
3.3.6	Observaciones del proceso WAG	148
<b>3.4</b>	<b>SCREENING DE LOS CAMPOS REFERENCIADOS</b>	<b>149</b>
<b>4.</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>150</b>
<b>5.</b>	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>151</b>
	<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>152</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>157</b>

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
<b>TABLA 1.</b> Permeabilidades relativas aceite – agua en drenaje	<b>19</b>
<b>TABLA 2.</b> Permeabilidades relativas gas – aceite en drenaje	<b>20</b>
<b>TABLA 3.</b> Permeabilidades relativas y saturación de agua normalizada usando la correlación de Wyllie y Gardner, para un sistema agua – aceite, para el ejemplo 1.1	<b>22</b>
<b>TABLA 4.</b> Permeabilidades relativas y saturación de agua normalizada usando la correlación de Corey, para un sistema agua – aceite para el ejemplo 1.2.	<b>25</b>
<b>TABLA 5.</b> Permeabilidades relativas y saturación de agua normalizada usando la correlación de Hirasaki, para un sistema agua – aceite para el ejemplo 1.3	<b>28</b>
<b>TABLA 6.</b> Datos de permeabilidad relativa a partir de datos de presión capilar para un sistema agua – aceite para el ejemplo 1.4	<b>31</b>
<b>TABLA 7.</b> Datos de permeabilidad relativa usando ecuaciones analíticas, para un sistema agua- aceite para el ejemplo 1.5	<b>37</b>
<b>TABLA 8.</b> Datos de permeabilidades relativas para el ejemplo 1.6	<b>40</b>
<b>TABLA 9.</b> Datos de las permeabilidades relativas de las muestras ejemplo 1.6	<b>40</b>
<b>TABLA 10.</b> Datos de permeabilidades pseudo relativas dinámicas, de un sistema agua – aceite para el ejemplo 1.6	<b>42</b>
<b>TABLA 11.</b> Datos de permeabilidad relativa para muestra de corazón	<b>43</b>
<b>TABLA 12.</b> Datos de permeabilidad relativa para muestra de corazón	<b>46</b>
<b>TABLA 13.</b> Datos de muestras de corazón ejemplo 1.7	<b>47</b>
<b>TABLA 14.</b> Permeabilidades relativas muestras ejemplo 1.7	<b>47</b>
<b>TABLA 15.</b> Datos de saturaciones normalizadas para cada muestra de corazón	<b>48</b>

<b>TABLA 16.</b> Datos de Permeabilidad Relativa a saturaciones críticas para cada muestra de corazón	<b>49</b>
<b>TABLA 17.</b> Datos de Permeabilidad Relativa Normalizada para cada muestra de corazón	<b>50</b>
<b>TABLA 18.</b> Determinación de Permeabilidad Relativa Normalizada Promedio para cada fase	<b>51</b>
<b>TABLA 19.</b> Datos de Permeabilidad Relativa Des-Normalizadas	<b>52</b>
<b>TABLA 20.</b> Screening para inyección de CO <sub>2</sub> miscible	<b>89</b>
<b>TABLA 21.</b> Screening para inyección de CO <sub>2</sub> inmisible	<b>89</b>
<b>TABLA 22.</b> Screening para inyección de gas pobre	<b>91</b>
<b>TABLA 23.</b> Screening para inyección de gas rico	<b>92</b>
<b>TABLA 24.</b> Screening para inyección de nitrógeno	<b>94</b>
<b>TABLA 25.</b> Características principales y problemas operacionales reportados de proyectos WAG internacionales	<b>107</b>
<b>TABLA 26.</b> Screening de criterios sugeridos para proyectos WAG	<b>108</b>
<b>TABLA 27.</b> Screening de los campos estudiados	<b>149</b>

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<b>FIGURA 1.</b> Grafica de klinkenberg	7
<b>FIGURA 2.</b> Comportamiento típico en dos fases	12
<b>FIGURA 3.</b> Curvas de permeabilidad relativa gas – aceite	14
<b>FIGURA 4.</b> Efecto de histéresis en permeabilidades relativas	17
<b>FIGURA 5.</b> Permeabilidades relativas vs. Saturación de agua para el ejemplo 1.1	22
<b>FIGURA 6.</b> Permeabilidad relativa vs. Saturación de agua, usando la correlación de Corey para un sistema agua-aceite.	26
<b>FIGURA 7.</b> Permeabilidad relativa vs. Saturación de agua, usando la correlación de Hirasaki para un sistema agua-aceite.	28
<b>FIGURA 8.</b> Permeabilidad relativa vs. Saturación de agua, a partir de datos de presión capilar para un sistema agua-aceite.	32
<b>FIGURA 9.</b> Curvas de permeabilidad relativa aceite – agua	35
<b>FIGURA 10.</b> Curvas de permeabilidad relativa gas – aceite	35
<b>FIGURA 11.</b> Permeabilidad relativa vs. Saturación de agua, usando ecuaciones analíticas, para un sistema agua-aceite	37
<b>FIGURA 12.</b> Permeabilidad pseudo-relativa dinámica vs. Saturación de agua para un sistema agua-aceite.	42
<b>FIGURA 13.</b> Permeabilidad relativa normalizada vs. saturación de agua normalizada, para un sistema agua-aceite.	50
<b>FIGURA 14.</b> Imbibición de permeabilidad relativa en tres fases	54
<b>FIGURA 15.</b> Drenaje en tres fases	55
<b>FIGURA 16.</b> Vista esquemática del proceso WAG	72
<b>FIGURA 17.</b> Inyección continúa de gas	75
<b>FIGURA 18.</b> Inyección continúa de agua	76

<b>FIGURA 19.</b>	Clasificación de aplicaciones WAG, de acuerdo a su desplazamiento	78
<b>FIGURA 20.</b>	Secuencia de inyección de un desplazamiento WAG	80
<b>FIGURA 21.</b>	WAG con inyección de CO <sub>2</sub>	88
<b>FIGURA 22.</b>	Facilidades de superficie para una inyección WAG	96
<b>FIGURA 23.</b>	Aplicación de WAG según tipo de roca	99
<b>FIGURA 24.</b>	Aplicación de WAG según localización	99
<b>FIGURA 25.</b>	Aplicación de WAG según tipo de gas inyectado	100
<b>FIGURA 26.</b>	Métodos de recobro previos a la inyección WAG	109
<b>FIGURA 27.</b>	Espesor neto vs. Permeabilidad	111
<b>FIGURA 28.</b>	Temperatura vs. Relación de viscosidad	111
<b>FIGURA 29.</b>	Temperatura vs. Profundidad	112
<b>FIGURA 30.</b>	Recobro incremental vs. Solvente total inyectado	113
<b>FIGURA 31.</b>	Recobro incremental vs. Espesor neto	113
<b>FIGURA 32.</b>	El campo gullfaks en el mar del norte	115
<b>FIGURA 33.</b>	Registro del grupo brent en el campo Gullfaks	116
<b>FIGURA 34.</b>	Brent inferior, área piloto	120
<b>FIGURA 35.</b>	Inyección de agua y gas en A-11	121
<b>FIGURA 36.</b>	Ubicación del campo Statfjord	125
<b>FIGURA 37.</b>	Vista global de las instalaciones del campo Statfjord	126
<b>FIGURA 38.</b>	Ilustración de la inyección WAG en los yacimientos brent	128
<b>FIGURA 39.</b>	Mapa de orientación de pozo del área piloto de WAG	130
<b>FIGURA 40.</b>	Implementación de WAG en brent inferior y superior	131
<b>FIGURA 41.</b>	Producción de aceite incremental total y tasas de aceite incremental promedio del efecto WAG en los yacimientos brent	133
<b>FIGURA 42.</b>	Tasas de desempeño de WAG	134
<b>FIGURA 43.</b>	Mapa del campo Kuparuk	138
<b>FIGURA 44.</b>	Mapa de fallas del campo kuparuk	140
<b>FIGURA 45.</b>	Mapa del área de EOR piloto	144
<b>FIGURA 46.</b>	Grafico de producción de EOR en el sitio de perforación 1A	145
<b>FIGURA 47.</b>	Esquema de la facilidad a gran escala	147

## RESUMEN

**TITULO: ESTUDIO PRELIMINAR DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA EN TRES FASES PARA UN PROYECTO DE INYECCION ALTERNADA DE AGUA Y GAS – WAG\*.**

**AUTORES: NÉSTOR JAVIER LEÓN CASTAÑEDA\*\*  
ELBERTH DAVID PINTO ARIZA\*\***

**PALABRAS CLAVES:** Permeabilidad, Tres Fases, Recobro Mejorado, WAG.

### DESCRIPCIÓN

Este trabajo consiste en el estudio preliminar del comportamiento de la permeabilidad del medio poroso con respecto a los fluidos del yacimiento, cuando se somete a una inyección alternada de agua y de gas (WAG). Colombia no es una nación petrolífera, por esto debe darse mayor importancia a los temas relacionados con procesos de recobro mejorado en aquellos yacimientos relativamente viejos con los que cuenta el país. La permeabilidad relativa a los fluidos que saturan la roca es uno de los factores claves que determinan el comportamiento del yacimiento ante un proceso de recobro mejorado y sus posibles efectos, de ahí la importancia de su estudio. El objetivo es presentar distintos modelos que tengan en cuenta el efecto de la saturación de fases de fluidos, sobre la permeabilidad del medio poroso.

El recobro mejorado es un término general que describe procesos diferentes a la recuperación primaria de petróleo, tales como la inyección de agua y de gas. La inyección alternada de ambos fluidos es un método que ha resultado efectivo debido a su alta eficiencia de barrido, reduce la movilidad e incrementa la estabilidad del frente desplazante, logrando un mayor factor de recobro. Este proceso se ha aplicado satisfactoriamente a nivel mundial en varios campos petroleros, algunos de los cuales se revisan en este trabajo, además de los problemas operacionales presentados y algunas observaciones de campo.

La permeabilidad relativa de un yacimiento para procesos de recobro mejorado esta relacionada con las características de la roca y del proceso de imbibición o de drenaje, lo que diferencia el comportamiento para cada yacimiento. La inyección WAG, permite usar el gas producido reinyectándolo al yacimiento. Se recomienda desarrollar proyectos con datos de pruebas de laboratorio y buscar el modelo de permeabilidad más preciso para aplicar adecuadamente esta metodología para los campos petrolíferos Colombianos.

---

\* Trabajo de grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-químicas., Escuela de Ingeniería de Petróleos.  
Director: Msc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

## SUMMARY

**TITLE: PRELIMINARY STUDY OF THE THREE PHASE RELATIVE PERMEABILITY FOR A WATER ALTERNATING GAS INJECTION PROJECT – WAG\*.**

**AUTHORS: Néstor Javier León Castañeda\*\*  
Elberth David Pinto Ariza\*\***

**KEY WORDS:** Permeability, Three Phase, EOR, WAG.

### DESCRIPTION

This work consists on the preliminary study of the behaviour of the permeability of the porous media with regard to the fluids of the reservoir, when it undergoes a water alternating gas injection (WAG). Colombia is not an oil nation, for this reason it should be given more importance to the topics related with enhanced oil recovery processes on those relatively old reservoirs that counts the country. The relative permeability to the fluids that saturate the rock is one of the key factors that determine the behaviour of the reservoir before an enhanced oil recovery process and its possible effects, hence the importance of its study. The objective is to present different models that keep in mind the effect of the saturation of the phases of fluids, on the permeability of the porous media.

The enhanced oil recovery is a general term that describes processes different to the primary recovery of petroleum, such as the injection of water and of gas. The alternate injection of both fluids is a method that has resulted effective due to its high sweeping efficiency, it reduces the mobility and increases the stability of the displacing front, achieving a higher recovery factor. This process has been applied satisfactorily at world level on several oil fields, some of which are reviewed in this work, besides of the presented operational problems and some field observations.

The relative permeability of a reservoir for enhanced oil recovery processes is related with the characteristics of the rock and of the process of inhibition or of drainage, what differentiates the behaviour for each reservoir. The WAG injection allows to use the produced gas reinjecting it into the reservoir. It is recommended to develop projects with data of laboratory tests and search the more accurate permeability model to apply adequately this methodology for the Colombian oil fields.

---

\* Degree work.

\*\* Faculty of physical-chemical engineerings. School of Petroleum Engineering.  
Director: Msc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

## INTRODUCCION

La permeabilidad relativa en tres fases, juega un papel significativo en la predicción de los esquemas de producción, cuando el yacimiento es sometido a un proceso de inyección alternada de agua y gas, ya que es un factor determinante en el estudio del comportamiento del medio poroso, con el cual se puede tener una idea clara de la movilidad de los fluidos en el yacimiento.

Generalmente, en la medición e interpretación de datos de permeabilidad relativa en tres fases, estos valores son estimados, a partir de datos en dos fases, usando modelos empíricos y correlaciones. Estas correlaciones están en función de algunas propiedades de la roca o del fluido, por lo general, se estudian a partir de la saturación de los fluidos presentes en el medio poroso.

En un proceso de inyección alternada de agua y gas, se obtiene un mayor factor de recobro de petróleo con respecto a la inyección de cada uno de los dos fluidos por separado. Este método de recobro ha sido implementado con éxito en varios campos en el mundo, por demostrar ser un método que presenta una buena eficiencia de barrido a nivel macroscópico y microscópico, lográndose así un incremento significativo en la recuperación de aceite crudo.

El objetivo del presente trabajo, es dar a conocer las correlaciones para calcular la permeabilidad relativa en dos y tres fases, y así predecir el comportamiento de cada fluido del yacimiento, logrando de esta manera

tener un mejor entendimiento del manejo que se le debe dar a una implementación de inyección alternada de agua y gas en un campo petrolífero. Mas adelante se hace una descripción del proceso de inyección alternada de agua y gas para dar a conocer los diferentes parámetros que son fundamentales para la utilización de este método de recobro a nivel de campo. Finalmente se estudian tres casos históricos de campos en los cuales se ha llevado a cabo este tipo de inyección, dando a conocer los principales factores que son de mucha ayuda para llevar a cabo una implementación de este método de recobro en Colombia.

## 1. PERMEABILIDAD

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso que mide la capacidad y habilidad de la formación para transmitir fluidos. Puede definirse como la conductividad de la roca a los fluidos o la facultad que posee esta para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados. La permeabilidad  $k$ , es una propiedad muy importante porque controla el movimiento direccional y la tasa de flujo de los fluidos del medio poroso.

Esta caracterización se definió primero matemáticamente por Henry Darcy en 1856<sup>1</sup>. De hecho, la ecuación que define permeabilidad en términos de cantidades medibles se llama ley de Darcy.

Darcy desarrollo una ecuación de flujo de fluido que desde entonces se ha vuelto una de las herramientas matemáticas mas usadas del ingeniero de petróleos. Esta ley establece que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido.

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dL} \quad \text{Ec. 1.1}$$

---

<sup>1</sup> AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook, Second Edition. 2001. p.221-228.

Donde:

$v$  = velocidad aparente de flujo del fluido, cm/seg.

$k$  = constante de proporcionalidad o permeabilidad, Darcys.

$\mu$  = viscosidad del fluido que fluye, cp.

$dp/dL$  = caída de presión por unidad de longitud, atm/cm.

La velocidad,  $v$ , en la ecuación no es la velocidad real del fluido que fluye en el medio poroso, sino que es la velocidad aparente determinada al dividir la tasa de flujo, entre el área transversal por la cual el fluido está fluyendo. Sustituyendo la relación,  $q/A$ , en lugar de  $v$  en la ecuación y resolviendo para  $q$ , resulta en:

$$q = -\frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dL} \quad \text{Ec. 1.2}$$

Donde:

$q$  = tasa de flujo a través del medio poroso, cm<sup>3</sup>/seg.

$A$  = área transversal por la cual ocurre el flujo, cm<sup>2</sup>.

En otras palabras,  $A$  incluye el área del material de roca y el área de los canales de poro. La viscosidad de fluido se expresa en unidades de centipoises. Para las unidades descritas arriba, a la permeabilidad se le ha asignado una unidad llamada Darcy en honor del hombre responsable por el desarrollo de la teoría de flujo a través del medio poroso. Por eso, cuando todas las otras partes de la ecuación tienen valores de unidad, la permeabilidad ( $k$ ) tiene un valor de un Darcy. Un Darcy es un valor de permeabilidad relativamente alto; generalmente las permeabilidades de la mayoría de rocas de yacimientos son menores a un Darcy. Para evitar el uso de fracciones describiendo permeabilidades, se usa el término milidarcy.

Para la medición de la permeabilidad a nivel de laboratorio existen procedimientos de análisis que generalmente suministran datos confiables sobre permeabilidad de muestras de corazón. Las siguientes condiciones deben existir durante la medición de permeabilidad:

- Flujo laminar (viscoso).
- El fluido y la roca no deben reaccionar entre ellos.
- Solo una fase está presente al 100% de saturación del espacio poroso.
- Flujo en estado estacionario.
- Formación homogénea.

La permeabilidad medida a saturación del 100 % de una fase, se llama permeabilidad absoluta de la roca.

Usualmente se usa gas seco (aire, N<sub>2</sub>, He) en la determinación de la permeabilidad debido a su conveniencia, disponibilidad y para minimizar la reacción roca-fluido.

### **1.1. EL EFECTO KLINKENBERG**

Klinkenberg (1941)<sup>2</sup> descubrió que las mediciones de permeabilidad hechas con aire como el fluido que fluye, mostraron resultados diferentes de los de mediciones de permeabilidad hechos con un líquido como fluido.

La permeabilidad de una muestra de corazón en la que fluye aire, siempre es mayor que la permeabilidad obtenida cuando un líquido es el fluido que fluye. Klinkenberg postuló, en base a sus experimentos de laboratorio, que los

---

<sup>2</sup> Ibid., p.228.

líquidos tenían una velocidad cero en las superficies del grano de arena, mientras los gases exhibieron una velocidad finita en la superficie del grano de arena. En otras palabras, los gases mostraron un desprendimiento en la superficie del grano de arena. Este desprendimiento dio como resultado una tasa de flujo mayor para el gas en un diferencial de presión dado. Klinkenberg también encontró que para un medio poroso dado, la presión media se incrementó, y a su vez la permeabilidad calculada decreció.

La presión media se define como la presión en un extremo de la muestra mas la presión del otro extremo de la muestra dividido por dos, ( $p_m = (p_1 + p_2)/2$ ). Si un grafico de permeabilidad medida, versus  $1/p_m$  se extrapola hasta el punto donde  $1/p_m = 0$ , en otras palabras, donde  $p_m =$  infinito, esta permeabilidad sería aproximadamente igual a la permeabilidad para liquido. Una gráfica de esta naturaleza se muestra en la figura 1, donde la permeabilidad absoluta se determina por extrapolación. La magnitud del efecto Klinkenberg varía con la permeabilidad del corazón y el tipo de gas usado en el experimento. La relación de línea recta resultante puede expresarse como:

$$k_g = k_L + c \left[ \frac{1}{p_m} \right] \quad \text{Ec. 1.3}$$

Donde:

$k_g$  = permeabilidad al gas.

$p_m$  = presión media.

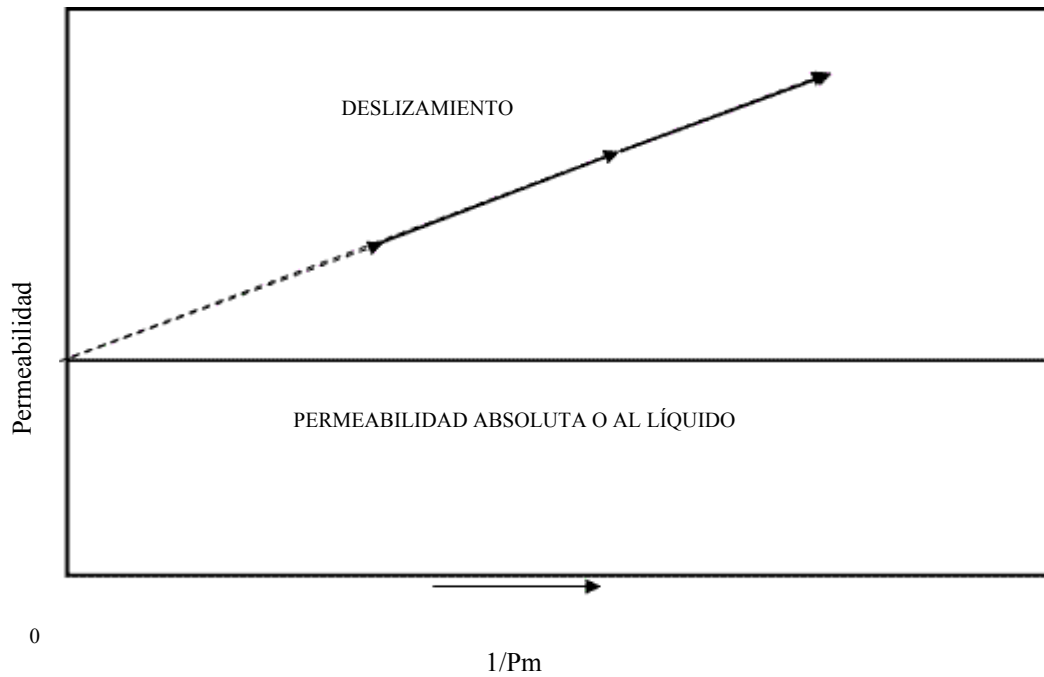
$k_L$  = permeabilidad al liquido equivalente o absoluta.

$c$  = pendiente de la línea.

Klinkenberg sugirió la pendiente en función de los siguientes factores:

- Permeabilidad absoluta.
- Tipo del gas usado en medición de la permeabilidad.
- Radio promedio de gargantas de poro.

**Figura 1. Grafica de klinkenberg**



**Fuente: Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook, Gulf Professional Publishing. 2001.**

Klinkenberg expresó la pendiente  $c$  por la siguiente relación:

$$c = bk_L$$

Ec. 1.4

Donde:

$b$  = constante, la cual depende del tamaño de las aperturas de poro y es inversamente proporcional al radio de las gargantas de poro.

Combinando las dos ecuaciones:

$$k_g = k_L + (bk_L) \left[ \frac{1}{p_m} \right] \quad \text{Ec. 1.5}$$

Por su parte, Jones (1972)<sup>3</sup>, estudió el fenómeno de arrastre de gas para un grupo de corazones para el cual se determinaron la porosidad, permeabilidad al líquido  $k_L$  (permeabilidad absoluta) y permeabilidad al aire. El correlacionó el parámetro  $b$  con la permeabilidad al líquido por la siguiente expresión:

$$b = 6.9k_L^{-0.36} \quad \text{Ec. 1.6}$$

La medida usual de permeabilidad, se hace con aire a presión media justo por encima de la presión atmosférica (1 atm). Para evaluar el fenómeno de arrastre y el efecto Klinkenberg, es necesario hasta por lo menos medir la permeabilidad al gas en dos niveles de presión media. En la ausencia de tales datos, pueden combinarse las ecuaciones anteriores y colocarse para dar:

$$6.9k_L^{0.64} + p_m k_L - p_m k_g = 0 \quad \text{Ec. 1.7}$$

Donde:

$p_m$  = presión media, psi.

$k_g$  = permeabilidad al aire a  $p_m$ , md.

---

<sup>3</sup> Ibid., p.231.

$k_L$  = permeabilidad absoluta, md.

La ecuación 1.7, puede utilizarse para calcular la permeabilidad absoluta solamente cuando una medición de permeabilidad al gas ( $k_g$ ) de una muestra de corazón se hace a  $p_m$ .

## 1.2. CONCEPTOS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Numerosos estudios de laboratorio, han concluido que la permeabilidad efectiva de cualquier fluido de yacimiento es una función de la saturación del fluido de yacimiento, y las características mojantes de la formación. Por lo tanto se vuelve necesario especificar la saturación de fluido cuando se establece la permeabilidad efectiva de cualquier fluido particular en un medio poroso dado. Justo así como  $k$  es el símbolo universal aceptado para la permeabilidad absoluta,  $k_o$ ,  $k_g$  y  $k_w$  son los símbolos aceptados para la permeabilidad efectiva al aceite, gas y agua respectivamente. La saturación debe especificarse para definir completamente las condiciones a las cuales existe una permeabilidad efectiva dada.

Las permeabilidades efectivas normalmente se miden directamente en el laboratorio sobre pequeños corazones. Sin embargo, debido a muchas posibles combinaciones de saturación para un medio poroso, los datos de laboratorio se resumen y reportan usualmente como permeabilidad relativa.

La permeabilidad absoluta, es una propiedad del medio poroso y es una medida de la capacidad del medio para transmitir fluidos. Cuando dos o más fluidos fluyen el mismo tiempo, la permeabilidad relativa de cada fase en una saturación específica es la relación de la permeabilidad efectiva de la fase a la permeabilidad absoluta.

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad \text{Ec. 1.8}$$

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k} \quad \text{Ec. 1.9}$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad \text{Ec. 1.10}$$

Donde:

$k_{ro}$  = permeabilidad relativa al aceite.

$k_{rg}$  = permeabilidad relativa al gas.

$k_{rw}$  = permeabilidad relativa al agua.

$k$  = permeabilidad absoluta.

$k_o$  = permeabilidad efectiva al aceite para una saturación de aceite dada.

$k_g$  = permeabilidad efectiva al gas para una saturación de gas dada.

$k_w$  = permeabilidad efectiva al agua para una saturación de agua dada.

Ya que las permeabilidades efectivas puedan variar desde cero hasta  $k$ , las permeabilidades relativas podrían tener cualquier valor entre cero y uno, es decir  $0 \leq k_{rw}, k_{ro}, k_{rg} \leq 1.0$ .

Se debe tener en cuenta, que cuando están presentes tres fases, la suma de las permeabilidades relativas,  $(k_{ro} + k_{rg} + k_{rw})$  es variable, menor o igual a la unidad. Una apreciación de esta observación y de sus causas físicas, es un prerrequisito a una discusión más detallada de relaciones de permeabilidad relativa de dos y tres fases.

Se ha vuelto una practica común referirse a la permeabilidad relativa para la fase no-mojante como  $k_{nw}$  y la permeabilidad relativa para la fase mojante como  $k_w$ .

### **1.3. PERMEABILIDAD RELATIVA EN DOS FASES**

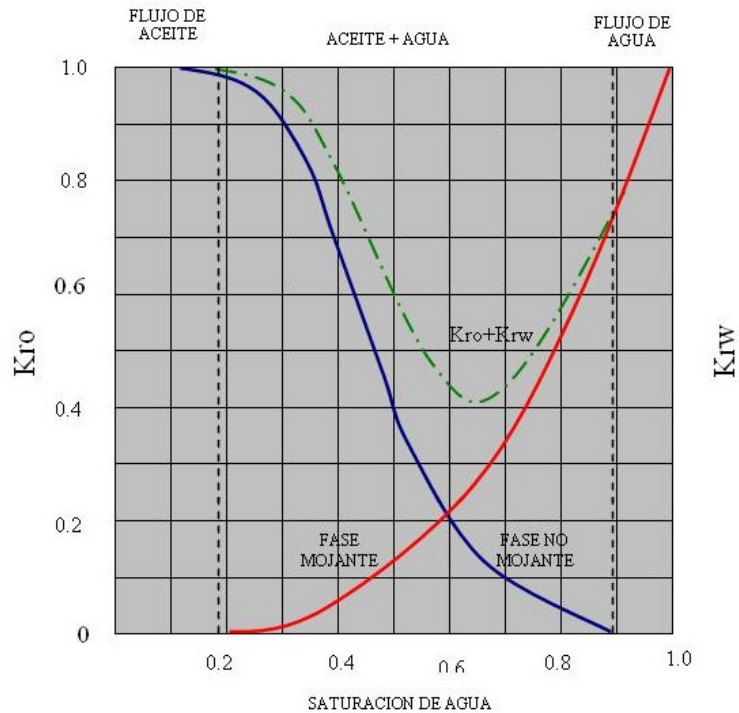
Cuando una fase mojante y una no-mojante fluyen juntas dentro de un medio poroso, cada fase sigue caminos separados y distintos. La distribución de las dos fases de acuerdo a sus características de mojabilidad, dan como resultado permeabilidades relativas de fase mojante y no-mojante características. Ya que la fase mojante, ocupa las gargantas de poro mas pequeñas con bajas saturaciones, y estas gargantas de poro no contribuyan al flujo, la presencia de una saturación de fase mojante pequeña, afectará la permeabilidad de la fase no-mojante, en una pequeña proporción.

Cuando la fase no-mojante ocupa las gargantas de poro más grandes, las cuales contribuyen al flujo de fluido a través del yacimiento, una pequeña saturación de fase no-mojante, reducirá drásticamente la permeabilidad a la fase mojante.

La figura 2, presenta un grupo típico de curvas de permeabilidad relativa para un sistema agua-aceite considerando el agua como la fase mojante.

Respecto a la curva de permeabilidad relativa de la fase mojante, muestra que una disminución en la saturación de la fase no-mojante reducirá drásticamente la permeabilidad relativa de la fase mojante. La razón de esto, es que la fase no-mojante ocupa los espacios porosos más grandes, y es en estos grandes espacios porosos que el flujo se presenta con menor dificultad.

**Figura 2. Comportamiento típico en dos fases**



**Fuente: Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook, Gulf Professional Publishing. 2001.**

En la curva de permeabilidad relativa de la fase no-mojante, se muestra que esta empieza a fluir a una saturación relativamente baja de la fase no-mojante. La saturación del aceite en este punto se llama saturación de aceite crítica  $S_{oc}$ .

Observando la curva de permeabilidad relativa de la fase mojante, se muestra que la fase mojante cesará de fluir a una saturación relativamente grande. Esto sucede debido a que la fase mojante, ocupa preferiblemente los espacios porosos más pequeños, donde las fuerzas capilares son las más grandes. La saturación del agua en este punto, es referida como la saturación de agua irreducible  $S_{wir}$  o saturación de agua de formación  $S_{wc}$ .

Sobre la curva de permeabilidad relativa de la fase no-mojante, se muestra que, en las saturaciones más bajas de la fase mojante, los cambios en la saturación de la fase mojante tienen solamente un pequeño efecto sobre la magnitud de la curva de permeabilidad relativa de la fase no-mojante.

La razón para el fenómeno anterior, es que en las bajas saturaciones el fluido de la fase mojante, ocupa los pequeños espacios porosos lo cual no contribuye considerablemente al flujo, y por lo tanto cambiar la saturación en estos pequeños espacios porosos tiene un efecto relativamente pequeño sobre el flujo de la fase no-mojante.

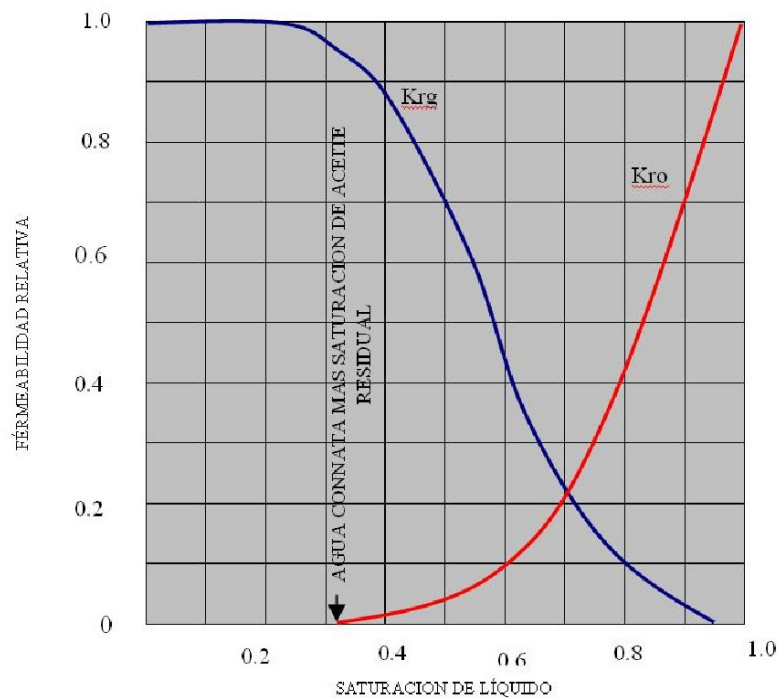
Este proceso, también podría haberse visualizado de forma inversa. Debería notarse, que este ejemplo retrata al aceite como no-mojante y al agua como mojante. Las formas de curva mostradas son típicas para fases mojantes y no-mojantes, y podrían invertirse mentalmente para visualizar el comportamiento de un sistema mojado por aceite. Se puede observar también que la permeabilidad total para ambas fases,  $k_{rw} + k_{ro}$ , es menor que 1, en las regiones aceite más agua y de flujo de agua, mostradas en la figura 2.

La discusión anterior, también podría aplicarse a datos de permeabilidad relativa gas-aceite, así como puede verse para un grupo típico de datos en la figura 3. Nótese que a esta grafica podría dársele el nombre de permeabilidad relativa gas-liquido, ya que se grafica versus la saturación de liquido. Esto es típico de datos de permeabilidad relativa gas-aceite en la presencia de agua de formación.

Como el agua de formación (irreducible), normalmente ocupa los poros más pequeños en la presencia de aceite y gas, parece hacer poca diferencia si el agua o el aceite, que también son inmóviles en estos pequeños poros los

ocupan. Consecuentemente, al aplicar los datos de permeabilidad relativa gas-aceite a un yacimiento, la saturación total del líquido se usa normalmente como base para evaluar la permeabilidad relativa al gas y el aceite.

**Figura 3. Curvas de permeabilidad relativa gas – aceite**



**Fuente: Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook, Gulf Professional Publishing. 2001.**

Se observa, que la curva de permeabilidad relativa que representa el aceite, cambia completamente de forma, comparada con la curva del aceite para el sistema agua-aceite ilustrado en la figura 2. En el sistema agua-aceite, como se noto previamente, el aceite es normalmente la fase no-mojante, mientras en la presencia de gas el aceite es la fase mojante. Consecuentemente, en la presencia de agua solamente, la curva de permeabilidad relativa al aceite toma una forma de S, mientras que en la presencia de gas, la curva de permeabilidad relativa al aceite toma la forma de la fase mojante, es decir,

que es cóncava hacia arriba. Además la saturación de gas crítica  $S_{gc}$  es generalmente muy pequeña.

Otro fenómeno importante asociado con flujo de fluido a través de medios porosos, es el concepto de saturaciones residuales. Así como cuando un fluido inmisible está desplazando a otro, es imposible reducir la saturación del fluido desplazado a cero. En alguna pequeña saturación, a la cual se presume que es la saturación en la que la fase desplazada cesa de ser continua, el flujo de la fase desplazada se detendrá. Esta saturación es referida frecuentemente como la saturación residual. Este es un concepto importante ya que determina el recobro máximo a partir del yacimiento. Recíprocamente, un fluido debe desarrollar una cierta saturación mínima, antes de que la fase empiece a fluir. Esto es evidente a partir de un examen de las curvas de permeabilidad relativa mostradas en la figura 2, de comportamiento de flujo típico en dos fases. La saturación a la cual un fluido solamente empezará a fluir se llama la saturación crítica.

Teóricamente, la saturación crítica y la saturación residual deberían ser exactamente iguales para cualquier fluido, sin embargo, no son idénticas. La saturación crítica se mide en la dirección en la cual se incrementa la saturación, mientras la saturación irreducible se mide en la dirección en la que se reduce la saturación. Por eso, las historias de saturación de las dos medidas son diferentes.

También, hay una historia de saturación para la permeabilidad relativa. El efecto de historia de saturación sobre la permeabilidad relativa, se ilustra en la figura 4, que muestra los efectos de histéresis en la permeabilidad relativa. Si la muestra de roca, está inicialmente saturada con la fase mojante, y los datos de permeabilidad relativa se obtienen al decrecer la saturación de la

fase mojante mientras fluye el fluido de la fase no-mojante dentro del corazón, el proceso se clasifica como drenaje.

Si los datos se obtienen al incrementar la saturación de la fase mojante, el proceso se determina imbibición.

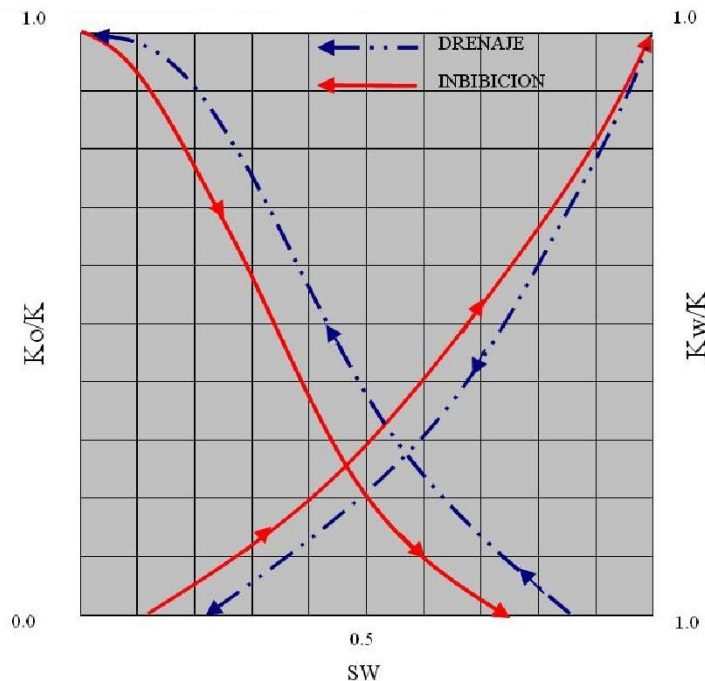
**1.3.1. Proceso de drenaje:** Generalmente, se asume que los espacios porosos de las rocas del yacimiento, se llenaron originalmente con agua, después de lo cual el aceite se movió dentro del yacimiento, desplazando algo del agua y reduciendo el agua a una saturación residual. Cuando el yacimiento es descubierto, los espacios porosos del yacimiento se llenan con una saturación de agua de formación y una saturación de aceite. Si el gas es el agente desplazante, entonces el gas se mueve dentro del yacimiento, desplazando al aceite.

Esta misma historia, debe duplicarse en el laboratorio para eliminar los efectos de histéresis. El procedimiento de laboratorio es saturar primero el corazón con agua, luego desplazar el agua a una saturación de agua residual, o de formación, con aceite después de lo cual el aceite en el corazón es desplazado por gas. Este proceso de flujo se llama el proceso de depleción por empuje de gas o drenaje. En el proceso de depleción por empuje de gas, el fluido de la fase no-mojante se incrementa continuamente, y el fluido de la fase mojante decrece continuamente.

**1.3.2. Proceso de imbibición:** El proceso de imbibición, se desempeña en el laboratorio primero saturando el corazón con el agua (fase mojante), luego desplazando el agua a su saturación irreducible (de formación), por inyección de aceite. Este procedimiento se diseña para establecer las

saturaciones originales de fluidos que se encuentran cuando se descubre el yacimiento. La fase mojante (agua), se reintroduce dentro del corazón y se incrementa continuamente. Este es el proceso de imbibición y se realiza para producir los datos de permeabilidad relativa necesarios para cálculos de empuje por agua o inyección de agua.

**Figura 4. Efecto de histéresis en permeabilidades relativas**



**Fuente: Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook, Gulf Professional Publishing. 2001.**

La figura 4, ilustra los efectos de histéresis en permeabilidad relativa, se muestra esquemáticamente la diferencia en los procesos de drenaje e imbibición al medir la permeabilidad relativa. Se observa que la técnica de imbibición, causa que la fase no-mojante (aceite), pierda su movilidad a valores más altos de saturación de agua, mientras que en el proceso de drenaje, esta movilidad se pierde a valores mas bajos de saturación de agua. Los dos procesos tienen efectos similares sobre la curva de la fase mojante

(agua). El método de drenaje, causa que la fase mojante pierda su movilidad a valores más altos de la saturación de fase mojante, mientras que en el proceso de imbibición esta movilidad se pierde a valores más bajos de saturación de la fase mojante.

#### 1.4. CORRELACIONES DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN DOS FASES

En muchos casos, los datos de permeabilidad relativa sobre muestras reales del yacimiento bajo estudio, podrían no estar disponibles, en tal caso es necesario obtener los datos de permeabilidad relativa deseados de alguna otra manera. Los datos de permeabilidad relativa del campo, usualmente se pueden calcular. Algunos parámetros se han desarrollado para calcular relaciones de permeabilidad relativa, dentro de estos parámetros se incluyen:

- Saturaciones residuales e iniciales
- Datos de presión capilar

Además, la mayoría de las correlaciones propuestas usan la saturación de fase normalizada, como un parámetro de correlación, la saturación de fase normalizada se define por el siguiente grupo de relaciones:

$$S_o^* = \frac{S_o}{1 - S_{wc}} \quad \text{Ec. 1.11}$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \quad \text{Ec. 1.12}$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{1 - S_{wc}} \quad \text{Ec. 1.13}$$

Donde:

$S_o^*$ ,  $S_w^*$ ,  $S_g^*$  = saturación efectiva de aceite, agua y gas, respectivamente.

$S_o$ ,  $S_w$ ,  $S_g$  = saturación de aceite, agua y gas, respectivamente.

$S_{wc}$  = saturación de agua de formación (irreducible).

**1.4.1. Correlación de Wyllie y Gardner:** Wyllie y Gardner (1958)<sup>4</sup> observaron que en algunas rocas la relación entre la presión capilar recíproca al cuadrado ( $1/P_c^2$ ) y la saturación de agua normalizada  $S_w^*$ , es lineal sobre un amplio rango de saturación. Honarpour (1988)<sup>5</sup> tabuló convenientemente las correlaciones de Wyllie y Gardner como se muestran a continuación:

**Tabla 1. Permeabilidades Relativas Aceite-Agua en Drenaje**

Tipo de formación	$k_{ro}$	$k_{rw}$	Ecuación
Arena no consolidada, bien distribuida	$(1 - S_w^*)^3$	$(S_w^*)^3$	1.14
Arena no consolidada, pobremente distribuida	$(1 - S_w^*)^2 (1 - S_w^{*1.5})$	$(S_w^*)^{3.5}$	1.15
Arenisca cementada, limolita oolítica	$(1 - S_o^*)^2 (1 - S_w^{*2})$	$(S_o^*)^4$	1.16

**Fuente: Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook, Gulf Professional Publishing. 2001.**

<sup>4</sup> WYLLIE, M. and GARDNER, G. The Generalized Kozeny Equation – Its Application to Problems of Multiphase Flow in Porous Media, World Oil. 1958. p 121, 146.

<sup>5</sup> HONARPOUR, M, KOEDERITZ, L, y HARVEY, A, Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. CRC. Press, Inc. 1988. p. 65.

**Tabla 2. Permeabilidades Relativas Gas-Aceite en Drenaje**

Tipo de formación	$k_{ro}$	$k_{rg}$	Ecuación
Arena no consolidada, bien distribuida	$(S_o^*)^3$	$(1 - S_o^*)^3$	1.17
Arena no consolidada, pobremente distribuida	$(S_o^*)^{3.5}$	$(1 - S_o^*)^2 (1 - S_o^{*1.5})$	1.18
Arenisca cementada, limolita oolítica, rocas con porosidad regular	$(S_o^*)^4$	$(1 - S_o^*)^2 (1 - S_o^{*2})$	1.19

**Fuente: Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook, Gulf Professional Publishing. 2001.**

Wyllie y Gardner, también han sugerido las siguientes dos expresiones que pueden usarse cuando esta disponible una permeabilidad relativa, medida a una saturación de fluido definida, que se obtiene por medio del análisis de corazones en laboratorio. Logrando de esta manera, obtener la permeabilidad relativa al otro fluido, a la misma condición de saturación, reduciendo así el tiempo de pruebas de laboratorio.

- Sistema agua-aceite

$$k_{rw} = (S_w^*)^2 - k_{ro} \left[ \frac{S_w^*}{1 - S_w^*} \right] \quad \text{Ec. 1.20}$$

Donde  $K_{ro}$  se obtiene del análisis de corazones.

- Sistema gas-aceite

$$k_{ro} = (S_o^*) - k_{rg} \left[ \frac{S_o^*}{1 - S_o^*} \right] \quad \text{Ec. 1.21}$$

Donde  $K_{rg}$  se obtiene del análisis de corazones.

### Ejemplo 1.1

Generar los datos de permeabilidades relativas en un sistema agua-aceite para una arena no consolidada bien distribuida, usando el método de Wyllie y Gardner. Asuma los siguientes valores de saturación crítica:

$$S_{oc} = 0.3 \quad S_{wc} = 0.25$$

### Solución

Primero se generan los datos de agua normalizada, usando la ecuación 1.12, para cada valor de saturación de agua dentro del intervalo elegido, después se hallan los datos de permeabilidad relativa agua-aceite, para cada valor de saturación normalizada aplicando la ecuación 1.14, para el aceite y el agua respectivamente. Los resultados se muestran en la tabla 3.

A manera de ilustración se desarrollara la metodología para un valor de saturación de agua de 0.4.

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} = \frac{(0.4 - 0.25)}{(1 - 0.25)} = 0.2$$

Con este valor de saturación de agua normalizada procedemos a calcular las permeabilidades relativas.

$$k_{ro} = (1 - S_w^*)^3 = (1 - 0.2)^3 = 0.512$$

$$k_{rw} = (S_w^*)^3 = 0.2^3 = 0.008$$

Por ultimo estos valores se tabulan y posteriormente se grafican las permeabilidades relativas contra la saturación de agua usada para el calculo.

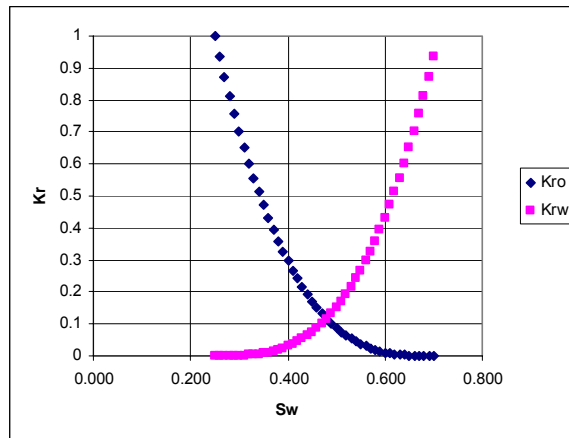
**Tabla 3. Permeabilidades relativas y saturación de agua normalizada usando la correlación de Wyllie y Gardner, para un sistema agua-aceite para el ejemplo 1.1**

Sw	Sw*	Kro	Krw
0.250	0.000	1.000	0.000
0.300	0.067	0.813	0.000
0.350	0.133	0.651	0.002
0.400	0.200	0.512	0.008
0.450	0.267	0.394	0.019
0.500	0.333	0.296	0.037
0.600	0.467	0.152	0.102
0.700	0.600	0.064	0.216

**Fuente: Tabla generada por los autores del proyecto**

Por ultimo se grafican los datos de permeabilidades relativas calculados, contra los valores de saturación de agua, como se muestra en la figura 5.

**Figura 5. Permeabilidades relativas vs. Saturación de agua para el ejemplo 1.1**



**Fuente: Figura generada por los autores del proyecto**

**1.4.2. Correlación de Torcaso y Wyllie:** Torcaso y Wyllie (1958)<sup>6</sup>, desarrollaron una expresión sencilla, para determinar la permeabilidad relativa de la fase aceite en un sistema gas-aceite. La expresión permite el cálculo de  $k_{ro}$  a partir de las medidas de  $k_{rg}$  obtenidas con el análisis de corazones. La expresión tiene la siguiente forma:

$$k_{ro} = k_{rg} \left[ \frac{(S_o^*)^4}{(1 - S_o^*)^2 (1 - (S_o^*)^2)} \right] \quad \text{Ec. 1.22}$$

**1.4.3. Correlación de Pirson:** a partir de consideraciones petrofísicas, Pirson (1958)<sup>7</sup>, derivó relaciones generalizadas para la determinación de la permeabilidad relativa de la fase mojante y no-mojante, para procesos tanto de imbibición como de drenaje. Las expresiones generalizadas se aplican para rocas mojadas por agua.

Para la fase agua (mojante):

$$k_{rw} = \sqrt{S_w^*} \times S_w^3 \quad \text{Ec. 1.23}$$

La expresión anterior es válida para los procesos tanto de imbibición como de drenaje.

Para la fase no-mojante

---

<sup>6</sup> TORCASO, M. and WYLLIE, M. A Comparison of Calculated Kro and Krg Ratios with Field Data. JPT 1958. p 6, 57.

<sup>7</sup> PIRSON, S. Oil Reservoir Engineering. McGraw - Hill 1958.

- Imbibición

$$(k_r)_{no-mojante} = \left[ 1 - \left( \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{nw}} \right) \right]^2 \quad \text{Ec. 1.24}$$

- Drenaje:

$$(k_r)_{no-mojante} = (1 - S_w^*)^* \left[ 1 - (S_w^*)^{0.25} \sqrt{S_w} \right]^{\frac{1}{2}} \quad \text{Ec. 1.25}$$

Donde:

$S_{nw}$  = saturación de la fase no-mojante

$S_w$  = saturación del agua

$S_w^*$  = saturación de agua normalizada

**1.4.4. Correlación de Corey:** Corey (1954)<sup>8</sup>, propuso una expresión matemática sencilla, para la generación de los datos de permeabilidad relativa del sistema gas-aceite. La aproximación es buena para procesos de drenaje.

$$k_{ro} = (1 - S_g^*)^4 \quad \text{Ec. 1.26}$$

$$k_{rg} = (S_g^*)^3 (2 - S_g^*) \quad \text{Ec. 1.27}$$

Sistema agua-aceite

$$k_{rw} = (S_w^*)^4 \quad \text{Ec. 1.28}$$

$$k_{ro} = (1 - S_w^*)^4 \quad \text{Ec. 1.29}$$

---

<sup>8</sup> COREY, A. The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities. Pron. Mon. 1954. p 19, 38.

## Ejemplo 1.2

Usando la aproximación de Corey, generar los datos de permeabilidad relativa agua-aceite, con una saturación de agua de formación de 0.25.

### Solución

Primero se generan los datos de saturación de agua normalizada, de acuerdo a la ecuación 1.12, para cada valor de saturación de agua, después se hace el cálculo de las permeabilidades relativas para cada valor de saturación normalizada, aplicando las ecuaciones para un sistema agua-aceite 1.28 y 1.29. Los resultados se muestran en la tabla 4.

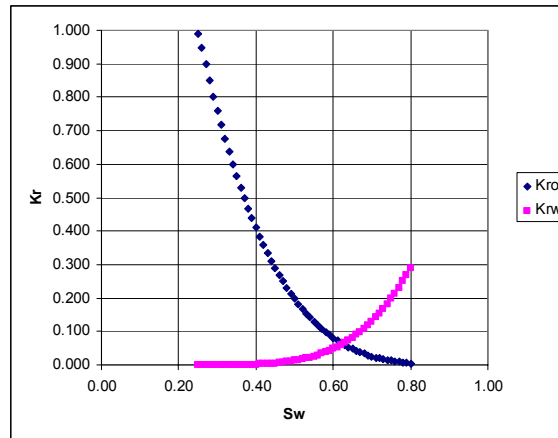
**Tabla 4. Permeabilidades relativas y saturación de agua normalizada usando la correlación de Corey, sistema agua-aceite ejemplo 1.2**

<b>Sw</b>	<b>Sw*</b>	<b>Kro</b>	<b>Krw</b>
0.25	0.000	0.990	0.00000
0.30	0.067	0.759	0.00002
0.35	0.133	0.564	0.00032
0.40	0.200	0.410	0.00160
0.45	0.267	0.289	0.00506
0.50	0.333	0.198	0.01235
0.55	0.400	0.130	0.02560
0.60	0.467	0.081	0.04743
0.65	0.533	0.047	0.08091
0.70	0.600	0.026	0.12960
0.75	0.667	0.012	0.19753
0.80	0.733	0.005	0.28920

**Fuente: Tabla generada por los autores del proyecto**

Los datos de la permeabilidades relativas se grafican contra la saturación de agua, como se muestra en la figura 6.

**Figura 6. Permeabilidad relativa vs. Saturación de agua, usando la correlación de Corey para un sistema agua-aceite.**



**Fuente: Figura generada por los autores del proyecto**

**1.4.5. Correlación de Hirasaki:** Hirasaki (1973)<sup>9</sup>, propuso un modelo en el cual se consideran los valores de permeabilidad máximos, al aceite y al agua, además de redefinir la ecuación de saturación de agua normalizada.

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \quad \text{Ec. 1.30}$$

$$k_{rw} = k_{rw(S_{or})} S_w^{*nw} \quad \text{Ec. 1.31}$$

$$k_{ro} = k_{ro(S_{wc})} (1 - S_w^*)^{no} \quad \text{Ec. 1.32}$$

<sup>9</sup> HIRASAKI, G. Sensitivity Coefficients for History Matching Oil Displacement Processes. Trans AIME. 1973. p. 39 – 49.

Donde:

$S_{or}$  = Saturación de aceite residual.

$S_w^*$  = Saturación de agua normalizada.

$(K_{ro})_{(S_{wc})}$  = Permeabilidad relativa al aceite a saturación de agua de formación.

$(K_{rw})_{(S_{or})}$  = Permeabilidad relativa al agua a saturación de aceite residual.

$n_o, n_w$  = Medida del grado de heterogeneidad de un yacimiento; para el caso particular de un yacimiento naturalmente fracturado el valor es 1, usualmente se usa un valor de 2.

### Ejemplo 1.3

Usando la correlación de Hirasaki, generar los datos de permeabilidad relativa agua-aceite, con los siguientes datos:

$$\begin{array}{lll} S_{wc} = 0.25 & (k_{rw})_{S_{or}} = 0.40 & n_o = 2 \\ S_{or} = 0.20 & (k_{ro})_{S_{wc}} = 0.85 & n_w = 3 \end{array}$$

### Solución

Inicialmente, se generan los datos de saturación de agua normalizada utilizando la ecuación 1.30, para cada valor de saturación de agua, a continuación se hallan los valores de permeabilidad relativa para un sistema agua-aceite aplicando las ecuaciones 1.31 y 1.32, para cada valor de saturación de agua. Los resultados se muestran en la tabla 5.

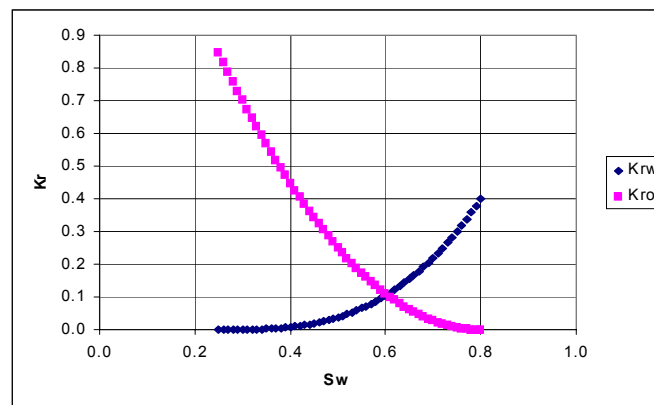
**Tabla 5. Permeabilidades relativas y saturación de agua normalizada usando la correlación de Hirasaki, sistema agua-aceite ejemplo 1.3**

Sw	Sw*	krw	Kro
0.25	0.00000	0.00000	0.85000
0.30	0.09091	0.00030	0.70248
0.35	0.18182	0.00240	0.56901
0.40	0.27273	0.00811	0.44959
0.45	0.36364	0.01923	0.34421
0.50	0.45455	0.03757	0.25289
0.55	0.54545	0.06491	0.17562
0.60	0.63636	0.10308	0.11240
0.65	0.72727	0.15387	0.06322
0.70	0.81818	0.21908	0.02810
0.75	0.90909	0.30053	0.00702
0.80	1.00000	0.40000	0.00000

**Fuente: Tabla generada por los autores del proyecto**

Con los resultados ya tabulados, se grafican los valores de permeabilidades relativas contra los de saturación de agua, en la figura 7 se observa los diferentes puntos máximos de permeabilidad relativa, 0.85 y 0.4, para el aceite y el agua respectivamente, a una saturación de agua crítica y una saturación de aceite residual.

**Figura 7. Permeabilidad relativa vs. Saturación de agua, usando la correlación de Hirasaki para un sistema agua-aceite.**



**Fuente: Figura generada por los autores del proyecto**

**1.4.6. Permeabilidad Relativa a partir de Datos de Presión Capilar:** Rose y Bruce (1949),<sup>10</sup> mostraron que la presión capilar  $p_c$ , es una medida de las características fundamentales de la formación y también podría usarse para predecir las permeabilidades relativas. Basados en los conceptos de tortuosidad, Wyllie y Gardner (1958)<sup>11</sup>, desarrollaron la siguiente expresión matemática para la determinación de permeabilidad relativa agua-aceite en drenaje a partir de datos de presión capilar:

$$k_{rw} = \left[ \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right]^2 \frac{\int_{S_{wc}}^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^2}}{\int_{S_{wc}}^1 \frac{dS_w}{P_c^2}} \quad \text{Ec. 1.33}$$

$$k_{ro} = \left[ \frac{1 - S_w}{1 - S_{wc}} \right]^2 \frac{\int_{S_w}^1 \frac{dS_w}{P_c^2}}{\int_{S_{wc}}^1 \frac{dS_w}{P_c^2}} \quad \text{Ec. 1.34}$$

Wyllie y Gardner, también presentaron dos expresiones para la generación de las permeabilidades relativas al aceite y el gas, en la presencia de la saturación de agua de formación. Los autores consideraron el agua de formación como parte de la matriz de roca para obtener:

$$k_{ro} = \left[ \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or}} \right]^2 \frac{\int_0^{S_o} \frac{dS_o}{P_c^2}}{\int_0^1 \frac{dS_o}{P_c^2}} \quad \text{Ec. 1.35}$$

<sup>10</sup> ROSE, W. and BRUCE, W. Evaluation of Capillary Character in Petroleum Reservoir Rock. Trans AIME. 1949. p 127, 186.

<sup>11</sup> WYLLIE, M. and GARDNER, G. Op. Cit., p 146.

$$k_{rg} = \left[ 1 - \frac{S_o - S_{or}}{S_g - S_{gc}} \right]^2 \frac{\int_{S_o}^1 \frac{dS_o}{P_c^2}}{\int_0^1 \frac{dS_o}{P_c^2}} \quad \text{Ec. 1.36}$$

Donde:

$S_{gc}$  = saturación de gas crítica.

$S_{wc}$  = saturación de agua de formación.

$S_{or}$  = saturación de aceite residual.

#### Ejemplo 1.4

La curva de presión capilar de laboratorio para un sistema agua-aceite, entre la saturación de agua de formación y una saturación de agua de 100%, se representa por la siguiente ecuación lineal:

$$P_c = 22 - 20S_w$$

La saturación de agua de formación es 30%. Usando el método de Wyllie y Gardner, genere los datos de permeabilidad relativa para el sistema agua-aceite.

#### Solución

Teniendo la función de presión capilar, esta se integra de acuerdo a la forma descrita en las ecuaciones 1.33 y 1.34, de la siguiente manera:

$$I = \int_a^b \frac{dS_w}{(22 - 20S_w)^2} = \left[ \frac{1}{440 - 400b} \right] - \left[ \frac{1}{440 - 400a} \right]$$

Se evalúa la integral anterior según los límites dados por las ecuaciones 1.33 y 1.34:

$$\int_{0.3}^1 \frac{dS_w}{(22 - 20S_w)^2} = \left[ \frac{1}{440 - 400(1)} \right] - \left[ \frac{1}{440 - 400(0.3)} \right] = 0.02188$$

$$\int_{0.3}^{S_w} \frac{dS_w}{(22 - 20S_w)^2} = \left[ \frac{1}{440 - 400(S_w)} - 0.00313 \right]$$

$$\int_{S_w}^1 \frac{dS_w}{(22 - 20S_w)^2} = \left[ 0.025 - \frac{1}{440 - 400(S_w)} \right]$$

Ahora, se procede a reemplazar los resultados de las integrales en las ecuaciones 1.33 y 1.34, cuyos resultados se muestran en la tabla 6.

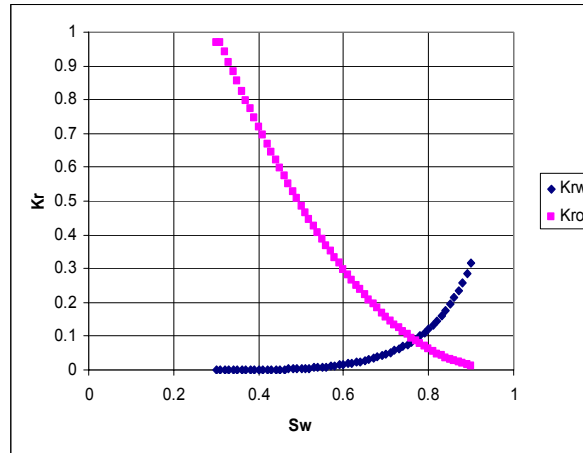
**Tabla 6. Datos de permeabilidad relativa a partir de datos de presión capilar, para un sistema agua-aceite para el ejemplo 1.4**

Sw	Pc	Krw	Kro
0,3	16	0,000	1,000
0,4	14	0,000	0,720
0,5	12	0,004	0,486
0,6	10	0,016	0,298
0,7	8	0,047	0,157
0,8	6	0,121	0,062
0,9	4	0,315	0,012
1	2	1,000	0,000

**Fuente: Tabla generada por los autores del proyecto**

Por último, se procede a graficar los datos de permeabilidad relativa del aceite y del agua, contra los valores de saturación de agua.

**Figura 8. Permeabilidad relativa vs. Saturación de agua, a partir de datos de presión capilar para un sistema agua-aceite.**



**Fuente: Figura generada por los autores del proyecto**

**1.4.7. Permeabilidad Relativa a partir de Ecuaciones Analíticas:** Las representaciones analíticas para permeabilidades relativas de fase individuales, se usan comúnmente en simuladores numéricos, estas ecuaciones se basan principalmente en el modelo de Hirasaki, las formas funcionales más frecuentemente usadas para expresar los datos de permeabilidad relativa y presión capilar se dan a continuación:

- Sistemas Aceite-Agua

$$k_{ro} = (k_{ro})_{Swc} \left[ \frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{n_o} \quad \text{Ec. 1.37}$$

$$k_{rw} = (k_{rw})_{Sorw} \left[ \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{n_w} \quad \text{Ec. 1.38}$$

$$P_{cwo} = (P_c)_{Swc} \left[ \frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{n_p} \quad \text{Ec. 1.39}$$

### - Sistemas Gas-Aceite

$$k_{ro} = (k_{ro})_{Sgc} \left[ \frac{1 - S_g - S_{lc}}{1 - S_{gc} - S_{lc}} \right]^{n_{go}} \quad \text{Ec. 1.40}$$

$$k_{rg} = (k_{rg})_{Swc} \left[ \frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{lc} - S_{gc}} \right]^{n_g} \quad \text{Ec. 1.41}$$

$$P_{cgo} = (P_c)_{Slc} \left[ \frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{lc} - S_{gc}} \right]^{n_{pg}} \quad \text{Ec. 1.42}$$

Con

$$S_{lc} = S_{wc} + S_{org} \quad \text{Ec. 1.43}$$

Donde:

$S_{lc}$  = saturación de liquido critica total.

$(k_{ro})_{Swc}$  = permeabilidad relativa al aceite a saturación de agua de formación.

$(k_{ro})_{Sgc}$  = permeabilidad relativa al aceite a saturación de gas crítica.

$S_{orw}$  = saturación de aceite residual en el sistema agua-aceite.

$S_{org}$  = saturación de aceite residual en el sistema gas-aceite.

$S_{gc}$  = saturación de gas crítica.

$(k_{rw})_{Sorw}$  = permeabilidad relativa al agua a la saturación de aceite residual.

$n_o, n_w, n_g, n_{go}$  = exponentes sobre curvas de permeabilidad relativa.

$p_{cwo}$  = presión capilar de sistemas agua-aceite.

$(p_c)_{swc}$  = presión capilar a saturación de agua de formación.

$n_p$  = exponente de la curva de presión capilar para el sistema.  
aceite-agua.

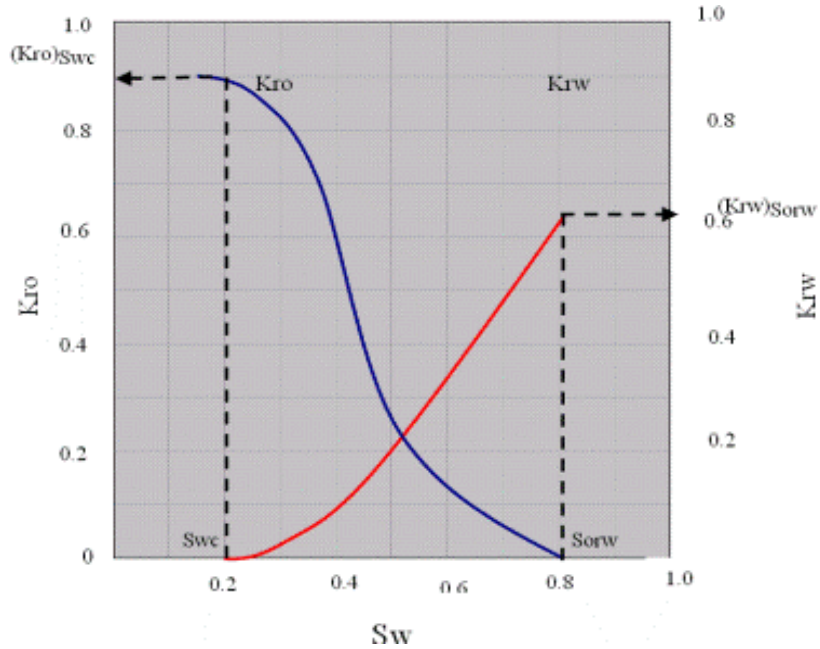
$p_{cgo}$  = presión capilar del sistema gas-aceite.

$n_{pg}$  = exponente de la curva de presión capilar en el sistema.  
gas- aceite.

$(p_c)_{slc}$  = presión capilar a saturación de liquido crítica.

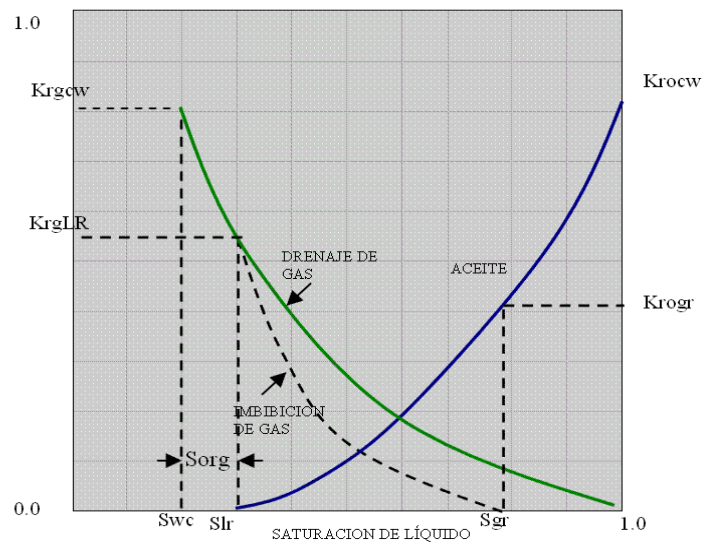
Los exponentes y coeficientes de las ecuaciones analíticas se determinan usualmente por el método de mínimos cuadrados, para comparar la permeabilidad relativa experimental o de campo y los datos de presión capilar. Las figuras 9 y 10, ilustran esquemáticamente las saturaciones críticas claves y los valores de permeabilidad relativa correspondientes que se usan en las ecuaciones analíticas.

**Figura 9. Curvas de permeabilidad relativa aceite – agua**



Fuente: Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook, Gulf Professional Publishing. 2001.

**Figura 10. Curvas de permeabilidad relativa gas - aceite**



Fuente: Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook, Gulf Professional Publishing. 2001.

### Ejemplo 1.5

Usando el método de ecuaciones analíticas, genere los datos de permeabilidad relativa, usando las ecuaciones 1.37 y 1.38. La siguiente información sobre el sistema agua-aceite esta disponible:

$$S_{wc} = 0.25$$

$$S_{orw} = 0.35$$

$$(k_{ro})_{(S_{wc})} = 0.85$$

$$(k_{rw})_{(S_{orw})} = 0.4$$

$$n_o = 0.9$$

$$n_w = 1.5$$

### Solución

Se sustituyen los valores conocidos en la ecuación 1.37 para calcular la permeabilidad relativa al aceite, para cada valor de saturación de agua, igualmente se hace para la ecuación 1.38 que corresponde a la permeabilidad relativa al agua, para un sistema agua-aceite. Los resultados se muestran en la tabla 7.

A manera de ilustración, se llevara a cabo el desarrollo del ejemplo, para un valor de saturación de agua de 0.5.

Primero se reemplazan los datos en las ecuaciones 1.37 y 1.38.

$$k_{ro} = (k_{ro})_{S_{wc}} \left[ \frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{n_o} = 0.85 \left[ \frac{1 - 0.5 - 0.35}{1 - 0.25 - 0.35} \right]^{0.9} = 0.352$$

$$k_{rw} = (k_{rw})_{S_{orw}} \left[ \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{n_w} = 0.4 \left[ \frac{0.5 - 0.25}{1 - 0.25 - 0.35} \right]^{1.5} = 0.198$$

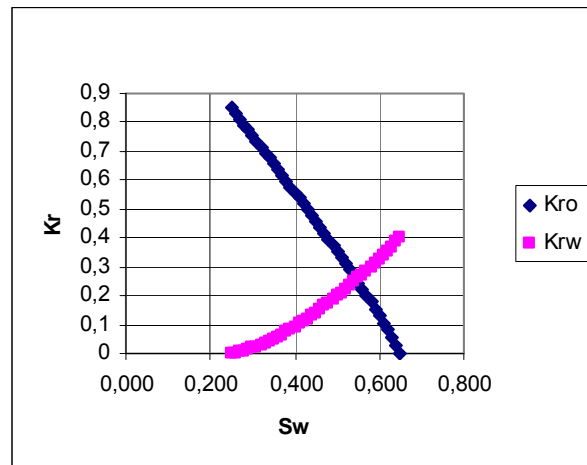
Los datos de permeabilidades relativas obtenidos se tabulan, seguidamente se grafican contra saturación de agua.

**Tabla 7. Datos de permeabilidad relativa usando ecuaciones analíticas, para un sistema agua-aceite para el ejemplo 1.5**

Sw	Kro	Krw
0,250	0,850	0,000
0,300	0,754	0,018
0,400	0,557	0,092
0,500	0,352	0,198
0,600	0,131	0,327
0,650	0,000	0,400

Fuente: Tabla generada por los autores del proyecto

**Figura 11. Permeabilidad relativa vs. Saturación de agua, usando ecuaciones analíticas, para un sistema agua-aceite**



Fuente: Figura generada por los autores del proyecto

## 1.5. PERMEABILIDADES PSEUDO-RELATIVAS DINAMICAS

Para un yacimiento de múltiples capas, con cada capa descrita por un grupo de curvas de permeabilidad relativa, es posible tratar el yacimiento como una capa sencilla, que se caracteriza por una porosidad promedio, permeabilidad absoluta, y un grupo de curvas de permeabilidad pseudo-relativa dinámica. Estas propiedades promedio se calculan aplicando el siguiente grupo de relaciones:

Porosidad Promedio

$$\phi_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^N \phi_i h_i}{\sum h_i} \quad \text{Ec. 1.44}$$

Permeabilidad Absoluta Promedio

$$k_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^N k_i h_i}{\sum h_i} \quad \text{Ec. 1.45}$$

Permeabilidad Relativa Promedio para la Fase Mojante

$$\bar{k}_{rw} = \frac{\sum_{i=1}^N (kh)_i (k_{rw})_i}{\sum_{i=1}^N (kh)_i} \quad \text{Ec. 1.46}$$

Permeabilidad Relativa Promedio para la Fase No Mojante

$$\bar{k}_{mww} = \frac{\sum_{i=1}^N (kh)_i (k_{mww})_i}{\sum_{i=1}^N (kh)_i} \quad \text{Ec. 1.47}$$

Las saturaciones promedio correspondientes deberían determinarse usando las siguientes ecuaciones:

Saturación Promedio de Aceite

$$\bar{S}_o = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i S_{oi}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i} \quad \text{Ec. 1.48}$$

Saturación Promedio de Agua

$$\bar{S}_w = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i S_{wi}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i} \quad \text{Ec. 1.49}$$

Saturación Promedio de Gas

$$\bar{S}_g = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i S_{gi}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i} \quad \text{Ec. 1.50}$$

Donde:

$n$  = numero total de capas.

$h_i$  = espesor de capa  $i$ .

$k_i$  = permeabilidad absoluta de capa  $i$ .

$\bar{k}_{rw}$  = permeabilidad relativa promedio de la fase mojante.

$\bar{k}_{rnw}$  = permeabilidad relativa promedio de la fase no-mojante.

$\phi_i$  = porosidad de la capa  $i$ .

En las ecuaciones anteriores, los subíndices  $w$  y  $n_w$ , representan la fase mojante y no-mojante, respectivamente. Las curvas de permeabilidad pseudo-relativa dinámica resultantes, se usan luego en un modelo de una

sola capa. El objetivo del modelo de una sola capa, es producir resultados similares a los del modelo de múltiples capas de área transversal.

### Ejemplo 1.6

Usando los datos de permeabilidad relativa que se dan a continuación, genere los valores de permeabilidad relativa, para una capa en el yacimiento que se caracteriza por las siguientes saturaciones críticas:

**Tabla 8. Datos de permeabilidades relativas para el ejemplo 1.6**

capa 1	capa 2	capa 3
h=1ft	h=1ft	h=1ft
k=100 md	k=80 md	k=150 md
Soc=0.35	Soc=0.28	Soc=0.35
Swc=0.25	Swc=0.30	Swc=0.20

Fuente: Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook, Gulf Professional Publishing. 2001.

$$S_{oc} = 0.25 \quad S_{wc} = 0.25 \quad h = 1$$

**Tabla 9. Datos de permeabilidades relativas de las muestras ejemplo 1.6**

Sw	Krnw 1	Krw 1	Krnw 2	Krw 2	Krnw 3	Krw 3
0.2	-	-	-	-	1	0
0.25	0.85	0	-	-	0.872	0.008
0.3	0.754	0.018	0.8	0	0.839	0.027
0.4	0.557	0.092	0.593	0.077	0.663	0.088
0.5	0.352	0.198	0.393	0.191	0.463	0.176
0.6	0.131	0.327	0.202	0.323	0.215	0.286
0.65	0	0.4	0.11	0.394	0	0.35
0.75	-	-	0	0.5	-	-

Fuente: Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook, Gulf Professional Publishing. 2001.

## Solución

Reemplazando en las ecuaciones 1.46 y 1.47, se debe observar que en algunas ocasiones las tres muestras no aportan valores de permeabilidades relativas al mismo tiempo, de ahí que se debe tener especial cuidado al calcular la sumatoria de los espesores. De lo anterior se obtiene:

$$\bar{k}_{rw(S_w=0.25)} = \frac{1.2}{150} = 0.008$$

$$\bar{k}_{rmw} = \frac{215.8}{250} = 0.86$$

$$\bar{k}_{rw(S_w=0.30)} = \frac{5.85}{250} = 0.02$$

$$\bar{k}_{rmw} = \frac{265.3}{330} = 0.8$$

$$\bar{k}_{rw(S_w=0.40)} = \frac{28.56}{330} = 0.09$$

$$\bar{k}_{rmw} = \frac{202.6}{330} = 0.61$$

$$\bar{k}_{rw(S_w=0.50)} = \frac{61.48}{330} = 0.18$$

$$\bar{k}_{rmw} = \frac{136.1}{330} = 0.41$$

$$\bar{k}_{rw(S_w=0.60)} = \frac{101.44}{330} = 0.30$$

$$\bar{k}_{rmw} = \frac{61.5}{330} = 0.18$$

$$\bar{k}_{rw(S_w=0.65)} = \frac{124.02}{330} = 0.37$$

$$\bar{k}_{rmw} = \frac{8.8}{330} = 0.026$$

$$\bar{k}_{rw(S_w=0.75)} = \frac{40}{80} = 0.5$$

$$\bar{k}_{rmw} = 0$$

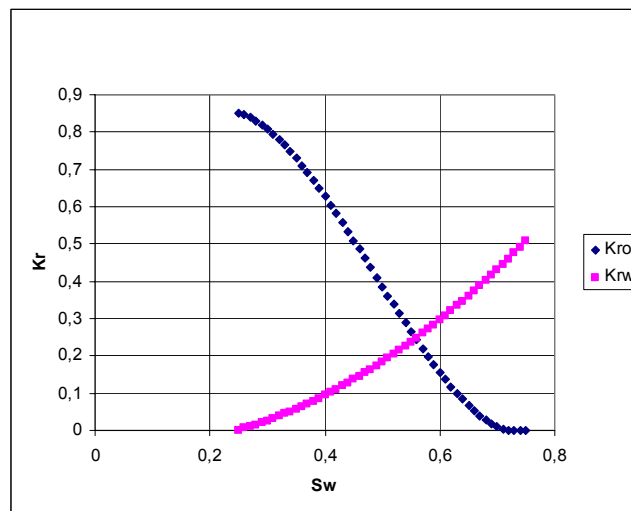
Los resultados se muestran en la tabla 10.

**Tabla 10. Datos de permeabilidades pseudo-relativas dinámicas, de un sistema agua-aceite para el ejemplo 1.6**

<b>Sw</b>	<b>Krw</b>	<b>Krnw</b>
0,25	0,008	0,860
0,30	0,020	0,800
0,40	0,090	0,610
0,50	0,180	0,410
0,60	0,300	0,180
0,65	0,370	0,026
0,75	0,500	0,000

**Fuente:** Tabla generada por los autores del proyecto

**Figura 12. Permeabilidad pseudo-relativa dinámica vs. Saturación de agua, para un sistema agua-aceite.**



**Fuente:** Figura generada por los autores del proyecto

## 1.6. NORMALIZACION Y PROMEDIO DE DATOS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Los resultados de las pruebas de permeabilidad relativa desempeñadas sobre varias muestras de corazones de una roca de yacimiento, frecuentemente varían, por lo tanto es necesario promediar los datos de permeabilidad relativa obtenidos en muestras de roca individuales. Antes de usarse para predicción de recobro de aceite, las curvas de permeabilidad relativa deberían primero normalizarse, para remover el efecto de diferentes saturaciones iniciales de agua y críticas de aceite. La permeabilidad relativa puede luego des-normalizarse, y asignarse a regiones diferentes del yacimiento, basado en la saturación de fluido crítica existente para cada región de yacimiento.

El método más generalmente usado, ajusta todos los datos para reflejar valores extremos asignados, determina una curva promedio ajustada y finalmente construye una curva promedio para reflejar condiciones de yacimiento. Estos procedimientos se describen comúnmente como normalizar y des-normalizar los datos de permeabilidad relativa.

Para realizar el procedimiento de normalización, es útil establecer los pasos de cálculo para cada muestra de corazón en una forma tabulada como se muestra a continuación:

**Tabla 11. Datos de Permeabilidad Relativa para Muestra de Corazón**

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
$S_w$	$k_{ro}$	$k_{rw}$	$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{oc}}$	$k_{ro}^* = \frac{k_{ro}}{(k_{ro})_{S_{wc}}}$	$k_{rw}^* = \frac{k_{rw}}{(k_{rw})_{S_{oc}}}$

**Fuente: Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook, Gulf Professional Publishing. 2001.**

La siguiente metodología de normalización, describe los pasos necesarios para un sistema agua-aceite como se perfiló en la tabla anterior.

Paso 1. Seleccionar varios valores de  $S_w$  empezando en  $S_{wc}$  (columna 1) y listar los valores correspondientes de  $k_{ro}$  y  $k_{rw}$  en las columnas 2 y 3.

Paso 2. Calcular la saturación de agua normalizada  $S_w^*$  para cada grupo de curvas de permeabilidad relativa, y listar los valores calculados en la columna 4 usando la siguiente expresión:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{oc}} \quad \text{Ec. 1.51}$$

Donde:

$S_{oc}$  = saturación de aceite crítica

$S_{wc}$  = saturación de agua de formación

$S_w^*$  = saturación de agua normalizada

Paso 3. Calcular la permeabilidad relativa normalizada para la fase aceite a saturación de agua diferente usando la relación (columna 5):

$$k_{ro}^* = \frac{k_{ro}}{(k_{ro})_{S_{wc}}} \quad \text{Ec. 1.52}$$

Donde:

$k_{ro}$  = permeabilidad relativa al aceite a diferente  $S_w$

$(k_{ro})_{S_{wc}}$  = permeabilidad relativa al aceite a saturación de agua de formación.

$k_{ro}^*$  = permeabilidad relativa normalizada al aceite

Paso 4. Normalizar la permeabilidad relativa a la fase agua aplicando la siguiente expresión y documentar resultados del cálculo en la columna 6

$$k_{rw}^* = \frac{k_{rw}}{(k_{rw})_{Soc}} \quad \text{Ec. 1.53}$$

Donde  $(k_{rw})_{Soc}$  es la permeabilidad relativa al agua a la saturación de aceite crítica.

Paso 5. Usando coordenada Cartesiana regular, trazar la  $k_{ro}^*$  normalizada y  $k_{rw}^*$  versus  $S_w^*$  para todas las muestras de corazón sobre la misma gráfica.

Paso 6. Determinar los valores de permeabilidad relativa normalizada promedio para el aceite y el agua como una función de la saturación de agua normalizada, al seleccionar valores arbitrarios de  $S_w^*$  y calcular el promedio de  $k_{ro}^*$  y  $k_{rw}^*$  aplicando las siguientes relaciones:

$$(k_{ro}^*)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (hk k_{ro}^*)_i}{\sum_{i=1}^n (hk)_i} \quad \text{Ec. 1.54}$$

$$(k_{rw}^*)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (hk k_{rw}^*)_i}{\sum_{i=1}^n (hk)_i} \quad \text{Ec. 1.55}$$

Donde:

$n$  = numero total de muestras de corazón.

$h_i$  = espesor de muestra.

$k_i$  = permeabilidad absoluta de muestra.

Paso 7. El ultimo paso en esta metodología involucra des-normalizar las curvas promedio, para reflejar el yacimiento real a condiciones de  $S_{wc}$  y  $S_{oc}$ ,

estos parámetros, son la parte más crítica de la metodología, por lo tanto debería gastarse un mayor esfuerzo en determinar valores representativos.

Usualmente  $S_{wc}$  y  $S_{oc}$ , se determinan al promediar los datos de corazón, análisis de registros o correlaciones versus graficas tales como:  $(k_{ro})_{Swc}$  vs.  $S_{wc}$ ,  $(k_{rw})_{Soc}$  vs.  $S_{oc}$ , y  $S_{oc}$  vs.  $S_{wc}$ , las cuales deberían construirse para determinar si existe una correlación significativa. Cuando se han estimado valores extremos representativos, es conveniente otra vez realizar los cálculos de des-normalización, en una forma tabular como se ilustra a continuación:

**Tabla 12. Datos de Permeabilidad Relativa para Muestra de Corazón**

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
$S_w^*$	$(k_{ro}^*)_d$	$(k_{rw}^*)_{avg}$	$S_w = S_w^*(1 - S_{wc} - S_{oc}) + S$	$k_{ro} = (k_{ro}^*)_{avg} (\overline{k_{ro}})_{Sw}$	$k_{rw} = (k_{rw}^*)_{avg} (\overline{k_{rw}})_{So}$

**Fuente: Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook, Gulf Professional Publishing. 2001.**

Donde  $(k_{ro})_{Swc}$  y  $(k_{rw})_{Soc}$  son la permeabilidad relativa promedio al aceite y al agua en agua de formación y aceite crítica, respectivamente y dados por:

$$(\overline{k_{ro}})_{Swc} = \frac{\sum_{i=1}^n [hk(k_{ro})_{Swc}]_i}{\sum_{i=1}^n (hk)_i} \quad \text{Ec. 1.56}$$

$$(\overline{k_{rw}})_{Soc} = \frac{\sum_{i=1}^n [hk(k_{rw})_{Soc}]_i}{\sum_{i=1}^n (hk)_i} \quad \text{Ec. 1.57}$$

Nótese, que el procedimiento de normalización propuesto para sistemas agua-aceite, como se perfiló antes, podría extenderse a otros sistemas, por ejemplo gas-aceite o gas-agua.

### Ejemplo 1.7.

Se hicieron mediciones de permeabilidad relativa sobre tres muestras de corazón. Los datos medidos se resumen a continuación:

**Tabla 13. Datos de muestras de corazón ejemplo 1.7**

muestra 1	muestra 2	muestra 3
h=1ft	H=1ft	h=1ft
k=100 md	k=80 md	k=150 md
Soc=0.35	Soc=0.28	Soc=0.35
Swc=0.25	Swc=0.30	Swc=0.20

**Fuente: Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook, Gulf Professional Publishing. 2001.**

**Tabla 14. Permeabilidades relativas muestras ejemplo 1.7**

Sw	Kro 1	Krw 1	Kro 2	Krw 2	Kro 3	Krw 3
0.2	-	-	-	-	1	0
0.25	0.85	0	-	-	0.872	0.008
0.3	0.754	0.018	0.8	0	0.839	0.027
0.4	0.557	0.092	0.593	0.077	0.663	0.088
0.5	0.352	0.198	0.393	0.191	0.463	0.176
0.6	0.131	0.327	0.202	0.323	0.215	0.286
0.65	0	0.4	0.11	0.394	0	0.35
0.72	-	-	0	0.5	-	-

**Fuente: Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook, Gulf Professional Publishing. 2001.**

Se cree que una saturación de agua de formación de 0.27 y una saturación crítica de aceite de 30%, describen mejor la formación. Generar los datos de permeabilidad relativa al aceite y al agua usando las nuevas saturaciones críticas.

### Solución

Se calcula la saturación de agua normalizada para cada muestra de corazón usando la ecuación 1.51, como se muestra en la tabla 15. A modo de ilustración, se hacen los cálculos para una saturación de agua de 0.6.

Primero se halla la saturación de agua normalizada para cada muestra de acuerdo con la ecuación 1.51.

$$S_w^* 1 = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{oc}} = \frac{0.6 - 0.25}{1 - 0.25 - 0.35} = 0.875$$

$$S_w^* 2 = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{oc}} = \frac{0.6 - 0.3}{1 - 0.3 - 0.28} = 0.714$$

$$S_w^* 3 = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{oc}} = \frac{0.6 - 0.2}{1 - 0.2 - 0.35} = 0.889$$

**Tabla 15. Datos de Saturaciones Normalizadas para cada muestra de corazón**

Sw	Sw* 1	Sw* 2	Sw* 3
0.2	-	-	0.000
0.25	0.000	-	0.111
0.3	0.125	0.000	0.222
0.4	0.375	0.238	0.444
0.5	0.625	0.476	0.667
0.6	0.875	0.714	0.889
0.65	1.000	0.833	1.000
0.72	-	1.000	-

**Fuente: Tabla generada por los autores del proyecto**

Se determinan los valores de permeabilidad relativa a saturación crítica para cada muestra de corazón, estos valores se leen de la tabla 14, que corresponde a los datos del problema, y se muestran en la tabla 16.

**Tabla 16. Datos de Permeabilidad Relativa a saturaciones críticas para cada muestra de corazón**

	<b>Muestra 1</b>	<b>Muestra 2</b>	<b>Muestra 3</b>
$(k_{ro})_{Swc}$	0.850	0.800	1.00
$(k_{rw})_{Sor}$	0.400	0.500	0.35

**Fuente: Tabla generada por los autores del proyecto**

Se calculan  $(\bar{k}_{ro})_{Swc}$  y  $(\bar{k}_{rw})_{Sor}$  aplicando las ecuaciones 1.56 y 1.57 para obtener:

$$(\bar{k}_{ro})_{Swc} = 0.906 \qquad (\bar{k}_{rw})_{Sor} = 0.402$$

Luego se calculan  $k_{ro}^*$  y  $k_{rw}^*$  para todas las muestras de corazón, aplicando las ecuaciones 1.52 y 1.53, para una saturación de agua de 0.6 se obtiene:

$$k_{ro}^* 1 = \frac{k_{ro}}{(k_{ro})_{Swc}} = \frac{0.131}{0.85} = 0.154$$

$$k_{rw}^* 1 = \frac{k_{rw}}{(k_{rw})_{Sor}} = \frac{0.327}{0.4} = 0.818$$

$$k_{ro}^* 2 = \frac{k_{ro}}{(k_{ro})_{Swc}} = \frac{0.202}{0.8} = 0.252$$

$$k_{rw}^* 2 = \frac{k_{rw}}{(k_{rw})_{Sor}} = \frac{0.323}{0.5} = 0.646$$

$$k_{ro}^* 3 = \frac{k_{ro}}{(k_{ro})_{Swc}} = \frac{0.215}{1} = 0.215$$

$$k_{rw}^* 3 = \frac{k_{rw}}{(k_{rw})_{Sor}} = \frac{0.286}{0.35} = 0.817$$

Los datos se tabulan en la tabla 17, como se muestra a continuación

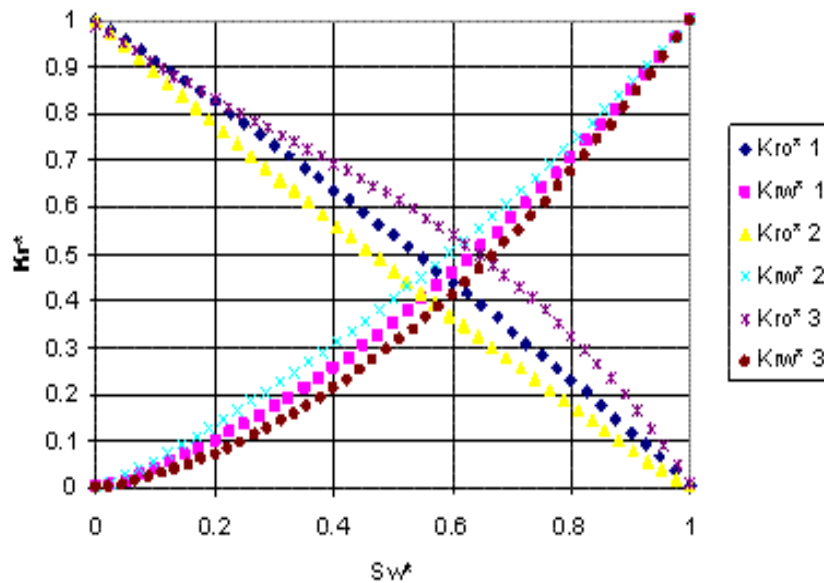
**Tabla 17. Datos de Permeabilidad Relativa Normalizada para cada muestra de corazón**

Sw	muestra 1			muestra 2			muestra 3		
	Sw*	Kro*	Krw*	Sw*	Kro*	Krw*	Sw*	Kro*	Krw*
0.2	-	-	-	-	-	-	0	1	0
0.25	0	1	0	-	-	-	0.111	0.872	0.023
0.3	0.125	0.887	0.045	0	1	0	0.222	0.839	0.077
0.4	0.375	0.655	0.23	0.238	0.741	0.154	0.444	0.663	0.251
0.5	0.625	0.414	0.495	0.476	0.491	0.382	0.667	0.463	0.503
0.6	0.875	0.154	0.818	0.714	0.252	0.646	0.889	0.215	0.817
0.65	1	0	1	0.833	0.139	0.788	1	0	1
0.72	-	-	-	1	0	1	-	-	-

**Fuente: Tabla generada por los autores del proyecto**

Se grafican los valores normalizados de  $k_{ro}^*$  y  $k_{rw}^*$  vs.  $S_w^*$ , para cada muestra, como se muestra en la figura 13.

**Figura 13. Permeabilidad Relativa Normalizada vs. Saturación de Agua Normalizada, para un sistema agua-aceite.**



**Fuente: Figura generada por los autores del proyecto**

Luego se seleccionan valores arbitrarios de  $S_w^*$  y se calcula el  $k_{ro}^*$  y  $k_{rw}^*$  promedio, aplicando las ecuaciones 1.54 y 1.55, como se muestra en la tabla 18.

**Tabla 18. Determinación de Permeabilidad Relativa Normalizada Promedio para cada fase**

	Kro*			Krw*			(Kro*)avg	(Krw*)avg
Sw*	m 1	m 2	m 3	m 1	m 2	m 3		
0.1	0.91	0.88	0.93	0.035	0.075	0.020	0.912	0.038
0.2	0.81	0.78	0.85	0.100	0.148	0.066	0.821	0.096
0.3	0.72	0.67	0.78	0.170	0.230	0.134	0.735	0.168
0.4	0.63	0.51	0.70	0.255	0.315	0.215	0.633	0.251
0.5	0.54	0.46	0.61	0.360	0.405	0.310	0.552	0.348
0.6	0.44	0.37	0.52	0.415	0.515	0.420	0.459	0.442
0.7	0.33	0.27	0.42	0.585	0.650	0.550	0.356	0.585
0.8	0.23	0.17	0.32	0.700	0.745	0.680	0.256	0.702
0.9	0.12	0.07	0.18	0.840	0.870	0.825	0.135	0.833

**Fuente: Tabla generada por los autores del proyecto**

Finalmente usando las  $S_{oc}$  y  $S_{wc}$  de formación deseadas, se des-normalizan los datos para generar los datos de permeabilidad relativa requeridos, se toman valores de saturación de agua normalizada con sus correspondientes valores de permeabilidad relativa normalizada promedio, luego se procede a evaluar la saturación de agua desnormalizada usando la ecuación 4 de la tabla 10, se evalúan igualmente las permeabilidades relativas desnormalizadas al agua y al aceite usando las ecuaciones 5 y 6 de la tabla 10, respectivamente, como se muestra en la tabla 19.

**Tabla 19. Datos de Permeabilidad Relativa Des-Normalizadas**

<b>Sw*</b>	<b>(Kro*)avg</b>	<b>(Krw*)avg</b>	<b>Sw</b>	<b>Kro</b>	<b>Krw</b>
0.1	0.912	0.038	0.313	0.826	0.015
0.2	0.821	0.096	0.356	0.744	0.039
0.3	0.735	0.168	0.399	0.666	0.058
0.4	0.633	0.251	0.442	0.573	0.101
0.5	0.552	0.368	0.485	0.473	0.14
0.6	0.459	0.442	0.528	0.416	0.178
0.7	0.356	0.585	0.571	0.323	0.235
0.8	0.256	0.702	0.614	0.232	0.282
0.9	0.135	0.883	0.657	0.122	0.335

**Fuente: Tabla generada por los autores del proyecto**

### **1.7. PERMEABILIDAD RELATIVA EN TRES FASES**

En un sistema de tres fases, se observa que la permeabilidad relativa al agua depende solo de la saturación de agua, ya que el agua puede fluir más fácilmente a través de los poros interconectados más pequeños, en el medio poroso; por esto no es de sorprender, el hecho de que el flujo de agua no dependa de la naturaleza de los fluidos que ocupan los otros poros. Similarmente, la permeabilidad relativa al gas, depende solo de la saturación de gas. Este fluido, al igual que el agua, se restringe a un rango particular de tamaños de poro, y su flujo no es influenciado por la naturaleza del fluido o fluidos que llenan los poros restantes. Los poros disponibles para flujo de aceite, son aquellos que, en tamaño, son más grandes que los poros por los que pasa únicamente agua, y más pequeños que los poros por los que pasa únicamente gas. El número de poros ocupados por aceite, depende de la distribución de tamaño particular de los poros dentro del medio poroso en el

cual coexisten las tres fases, como también de la saturación de aceite misma.

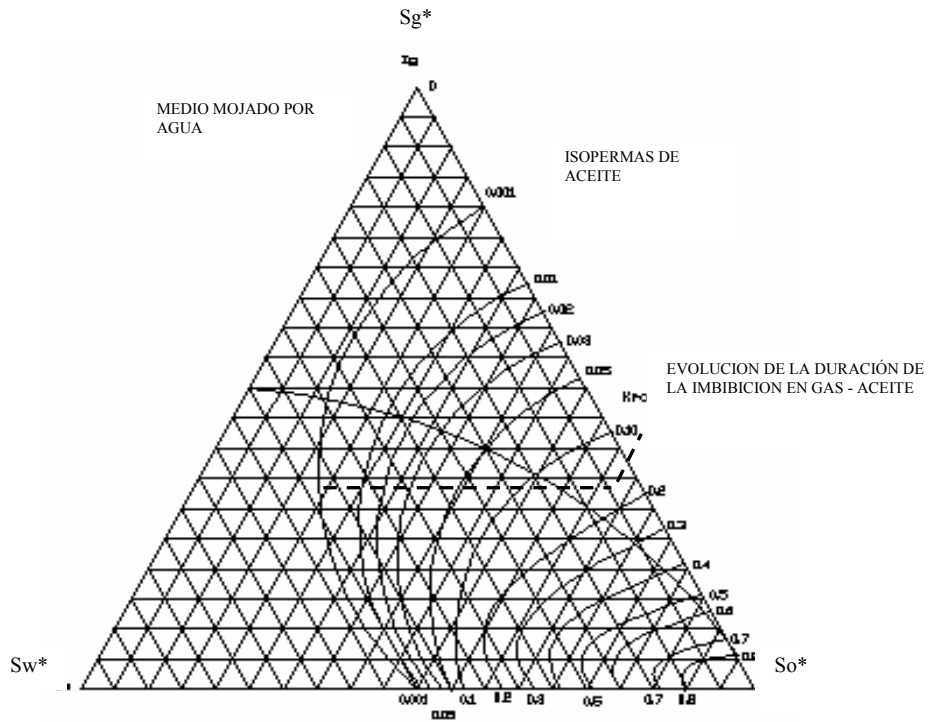
En general, la permeabilidad relativa de cada fase, en un sistema de tres fases, se relaciona esencialmente a la saturación existente, es decir, la permeabilidad relativa a cada fase depende de si misma, a excepción de la permeabilidad relativa al aceite, ya que esta depende de las saturaciones de agua y gas.

La permeabilidad relativa al aceite, es raramente conocida y por lo tanto, se proponen varias aproximaciones prácticas que se basan en estimar la permeabilidad relativa en tres fases a partir de dos grupos de datos de dos fases, es decir la permeabilidad relativa al aceite y la permeabilidad relativa al agua, para un sistema aceite-agua, están en función de la saturación de agua; de manera similar para un sistema aceite-gas, la permeabilidad relativa al aceite y la permeabilidad relativa al gas, dependen de la saturación de gas.

La permeabilidad relativa al aceite dentro del sistema de dos fases agua-aceite se define como  $k_{row}$ ; similarmente  $k_{rog}$  es la permeabilidad relativa al aceite dentro del sistema gas-aceite. El símbolo  $k_{ro}$ , se reserva para la permeabilidad relativa al aceite dentro del sistema de tres fases.

El diagrama ternario, se usa comúnmente para ilustrar los cambios en los valores de permeabilidad relativa, cuando las tres fases están fluyendo simultáneamente, como se ilustra en las figuras 7 y 8; donde se muestra, que los datos de permeabilidad relativa, expresados como isopermas, dependen de los valores de saturación para todas las tres fases dentro de la roca.

**Figura 14. Imbibición de permeabilidad relativa en tres fases**



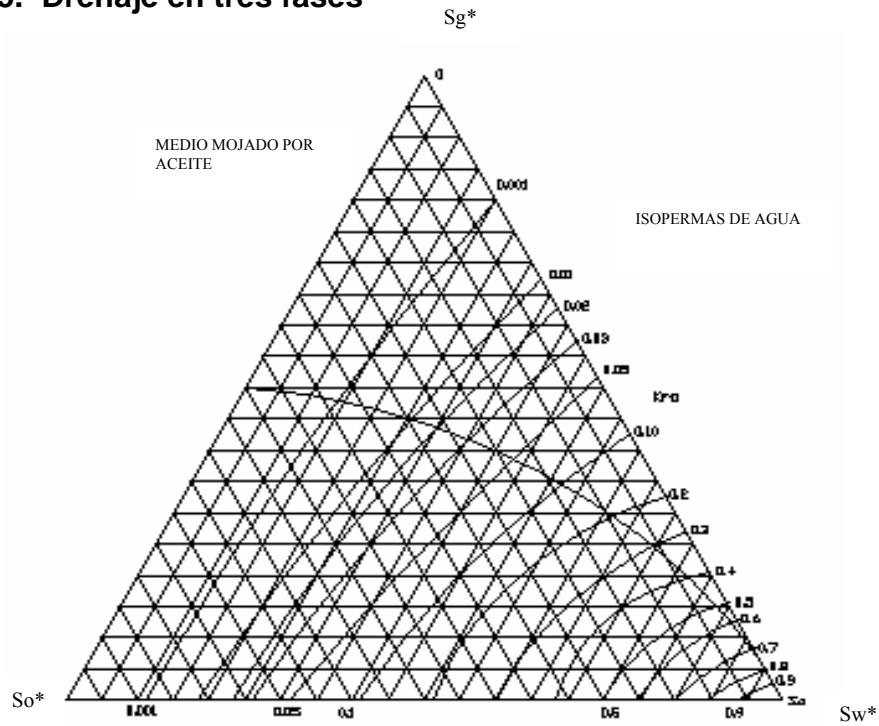
**Fuente: Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook, Gulf Professional Publishing. 2001.**

Se considera que la roca esta saturada por los tres fluidos, al incrementarse la saturación de una de las tres fases, la suma de las demás saturaciones decrece; la fase que incrementa o disminuye su saturación, se desplaza mediante las líneas paralelas y opuestas al vértice donde se encuentra su saturación al 100%, las otras dos fases, ajustan su saturación de acuerdo al incremento o disminución de la fase dentro del diagrama.

Cuando se conocen, datos experimentales de permeabilidades relativas, se elige la fase no mojante para mantener su valor de permeabilidad relativa constante, como se indica en las figuras 7 y 8, esto se logra mediante

interpolación de modelos de ecuaciones, estos cambios de saturaciones son los que se grafican en el diagrama ternario.

**Figura 15. Drenaje en tres fases**



Fuente: Ahmed, T. Reservoir Engineering Handbook, Gulf Professional Publishing. 2001.

### 1.8. CORRELACIONES DE PERMEABILIDAD RELATIVA EN TRES FASES

Honarpour, Koederitz y Harvey (1988)<sup>12</sup> suministraron un tratamiento comprensivo de las permeabilidades relativas en dos y tres fases. Los autores listaron numerosas correlaciones para estimar permeabilidades

<sup>12</sup> HONARPOUR, M., KOEDERITZ, L., and HARVEY, A. Op. Cit., p. 65.

relativas. La aproximación más simple para predecir la permeabilidad relativa a la fase aceite dentro de un sistema de tres fases se define como:

$$k_{ro} = k_{row} k_{rog} \quad \text{Ec. 1.58}$$

Hay varias prácticas y más exactas correlaciones que se han desarrollado durante los años, incluyendo:

- Correlaciones de Wyllie
- Modelo de Stone I
- Modelo de Stone II
- La correlación Hustad-Holt

**1.8.1. Correlación de Wyllie:** Wyllie (1961)<sup>13</sup>, propuso las siguientes ecuaciones para permeabilidades relativas en tres fases, dentro de un sistema mojado por agua:

En una arenisca cementada o limolita oolítica:

$$k_{rg} = \frac{S_g^2 \left[ (1 - S_{wc})^2 - (S_w + S_o - S_{wc})^2 \right]}{(1 - S_{wc})^4} \quad \text{Ec. 1.59}$$

$$k_{ro} = \frac{S_o^3 (2S_w + S_o - 2S_{wc})}{(1 - S_{wc})^4} \quad \text{Ec. 1.60}$$

---

<sup>13</sup> WYLLIE, M. Interrelationship Between Wetting and Nonwetting Phase Relative Permeability. Trans. AIME. 1961. p. 83, 192.

$$k_{rw} = \left[ \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right]^4 \quad \text{Ec. 1.61}$$

En arena bien sorteada, no consolidada:

$$k_{rw} = \left[ \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wi}} \right]^3 \quad \text{Ec. 1.62}$$

$$k_{ro} = \frac{(S_o)^3}{(1 - S_{wc})^3} \quad \text{Ec. 1.63}$$

$$k_{rg} = \frac{(S_o)^3 (2S_w + S_o - 2S_{wc})^4}{(1 - S_{wi})^4} \quad \text{Ec. 1.64}$$

**1.8.2. Modelo de Stone I:** Stone (1970)<sup>14</sup>, desarrolló un modelo de probabilidad, para estimar datos de permeabilidad relativa en tres fases a partir de los datos de dos fases medidos en laboratorio. El modelo combina la teoría de canal de flujo en un medio poroso, con conceptos de probabilidad, para obtener un resultado que determina la permeabilidad relativa al aceite, en la presencia de flujo de agua y gas. El modelo considera los efectos de histéresis, cuando las saturaciones de agua y gas están cambiando en la misma dirección de los datos de imbibición y drenaje.

El uso de la teoría del canal de flujo, implica que la permeabilidad relativa al agua y la presión capilar referida a un sistema agua-aceite, dentro de un

---

<sup>14</sup> STONE, H. Estimation of Three-Phase Relative Permeability. JPT. 1970. p. 2, 214.

sistema de tres fases, están en función únicamente de la saturación de agua, sin tener en cuenta las saturaciones relativas del aceite y del gas. Además, la permeabilidad relativa al agua y la presión capilar referida a un sistema agua-aceite, están en función del mismo parámetro, que en este caso es la saturación de agua, tanto en el sistema de tres fases como en el sistema de dos fases agua-aceite. Similarmente, la permeabilidad relativa a la fase gas y la presión capilar gas-aceite, están en función de la saturación de gas en un sistema de tres fases, como en un sistema de dos fases gas-aceite.

Stone sugirió, que una saturación de aceite residual distinta de cero, llamada saturación de aceite mínima,  $S_{om}$ , existe cuando el aceite es desplazado simultáneamente por el agua y el gas. Se observa que esta saturación de aceite mínima  $S_{om}$ , es diferente de la saturación de aceite crítica en el sistema aceite-agua, y de la saturación de aceite residual en el sistema gas-aceite. Stone introdujo las siguientes saturaciones normalizadas:

$$S_o^* = \frac{S_o - S_{om}}{(1 - S_{wc} - S_{om})}, \text{ para } S_o \geq S_{om} \quad \text{Ec. 1.65}$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{(1 - S_{wc} - S_{om})}, \text{ para } S_w \geq S_{wc} \quad \text{Ec. 1.66}$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{(1 - S_{wc} - S_{om})} \quad \text{Ec. 1.67}$$

La permeabilidad relativa al aceite en un sistema de tres fases se define entonces como:

$$k_{ro} = S_o^* \beta_w \beta_g \quad \text{Ec. 1.68}$$

Los dos multiplicadores  $\beta_w$  y  $\beta_g$  se determinan a partir de:

$$\beta_w = \frac{k_{row}}{1 - S_w^*} \quad \text{Ec. 1.69}$$

$$\beta_g = \frac{k_{rog}}{1 - S_g^*} \quad \text{Ec. 1.70}$$

Donde:

$S_{om}$  = saturación de aceite mínima.

$k_{row}$  = permeabilidad relativa al aceite como se determina a partir de la permeabilidad relativa de dos fases aceite-agua a  $S_w$ .

$k_{rog}$  = permeabilidad relativa al aceite como se determina a partir de la permeabilidad relativa de dos fases gas-aceite a  $S_g$ .

Aziz y Settari (1979),<sup>15</sup> señalaron que la correlación de Stone, podría dar valores de  $k_{ro}$  mayores que la unidad. Los autores sugirieron la siguiente forma normalizada del modelo de Stone I:

$$k_{ro} = \frac{S_o^*}{(1 - S_w^*)(1 - S_g^*)} \left[ \frac{k_{row} k_{rog}}{(k_{ro})_{Swc}} \right] \quad \text{Ec. 1.71}$$

---

<sup>15</sup> AZIZ, K, and SETTARI, A. Petroleum Reservoir Simulation. London: Applied Science Publishers Ltd., 1979. p. 143.

Donde  $(k_{ro})_{Swc}$ , es el valor de la permeabilidad relativa al aceite, a la saturación de agua de formación, esta se determina a partir de un sistema de agua -aceite. Se debe tener en cuenta que generalmente, se asume que las curvas de  $k_{rg}$  y  $k_{rog}$ , se miden en la presencia de agua de formación.

La dificultad en el uso del primer modelo de Stone, es seleccionar la saturación de aceite mínima  $S_{om}$ , Fayers y Matthews (1984)<sup>16</sup>, sugirieron una expresión para determinar  $S_{om}$ .

$$S_{om} = \alpha S_{orw} + (1 - \alpha) S_{org} \quad \text{Ec. 1.72}$$

$$\alpha = 1 - \frac{S_g}{1 - S_{wc} - S_{org}} \quad \text{Ec. 1.73}$$

Donde:

$S_{orw}$  = saturación de aceite residual en el sistema de permeabilidad relativa agua-aceite.

$S_{org}$  = saturación de aceite residual en el sistema de permeabilidad relativa gas- aceite.

Se observa, que la correlación anterior, lleva a una predicción de un valor más alto de las saturaciones de aceite residual en presencia de gas atrapado. Para esa situación en particular, Fayers y Matthews propusieron la siguiente relación:

---

<sup>16</sup> FAYERS, F., and MATTHEWS, J. Evaluation of Normalized Stone's Model for Estimating Three-Phase Relative Permeabilities, SPEJ, 1984. p. 224-239.

$$S_{om} = S_{orw} - 0.5S_g \quad \text{Ec. 1.74}$$

**1.8.3. Modelo de Stone II:** Stone (1973)<sup>17</sup>, desarrollo otro modelo para la predicción de la permeabilidad relativa al aceite en tres fases, que hizo uso de las cuatro relaciones de permeabilidad relativa en dos fases que hacen parte del sistema aceite-gas y aceite-agua. El definió  $\sigma_w$  y  $\sigma_g$  así como probabilidades de contribuciones al flujo en los sistemas de dos fases.

$$\sigma_w = k_{row} + k_{rwo} \quad \text{Ec. 1.75}$$

$$\sigma_g = k_{rog} + k_{rgo} \quad \text{Ec. 1.76}$$

Donde  $k_{rwo}$  y  $k_{rgo}$  son la permeabilidad relativa al agua y la permeabilidad relativa al gas, respectivamente, cuando el aceite es la segunda fase. Bajo condiciones de flujo en tres fases:

$$k_{ro} + k_{rgo} + k_{rw} = \sigma_w \sigma_g \quad \text{Ec. 1.77}$$

y resolviendo para  $k_{ro}$ , se obtiene:

$$k_{ro} = (k_{row} + k_{rwo})(k_{rog} + k_{rgo}) - (k_{rwo} + k_{rgo}) \quad \text{Ec. 1.78}$$

---

<sup>17</sup> STONE, H. Estimation of Three-Phase Relative Permeability and Residual Oil Data. J. of Can. Pet. Technol., 1973, p. 12, 53.

Aziz y Settari (1979)<sup>18</sup>, también modificaron el modelo de Stone II, para superar las limitaciones que presentaba este, ellos presentaron la siguiente correlación normalizada:

$$k_{ro} = (k_{ro})_{Swc} \left[ \left( \frac{k_{row}}{(k_{ro})_{Swc}} + k_{rw} \right) \left( \frac{k_{rog}}{(k_{ro})_{Swc}} + k_{rg} \right) - (k_{rw} + k_{rg}) \right] \quad \text{Ec. 1.79}$$

Fayers y Matthews (1984)<sup>19</sup>, en sus análisis de los modelos de permeabilidad relativa en tres fases, concluyeron que el modelo de Stone I es superior al modelo de Stone II.

**1.8.4. Correlación de Hustad-Holt:** Hustad y Holt (1992)<sup>20</sup>, modificaron el Modelo de Stone I introduciendo un término, exponente n, a las saturaciones normalizadas para dar:

$$k_{ro} = \left[ \frac{k_{row} k_{rog}}{(k_{ro})_{Swc}} \right] (\beta)^n \quad \text{Ec. 1.80}$$

Donde:

$$\beta = \frac{S_o^*}{(1 - S_w^*)(1 - S_g^*)} \quad \text{Ec. 1.81}$$

<sup>18</sup> AZIZ, K., and Settari, A. Op. Cit., p. 143

<sup>19</sup> FAYERS, F., and MATTHEWS, J. Op. Cit., p. 224-239.

<sup>20</sup> HUSTAD, O., and HOLT, T. Gravity Stable Displacement of Oil by Hydrocarbon Gas after Waterflooding. SPE paper 24116. 1992

$$S_o^* = \frac{S_o - S_{om}}{1 - S_{wc} - S_{om} - S_{gc}} \quad \text{Ec. 1.82}$$

$$S_g^* = \frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{wc} - S_{om} - S_{gc}} \quad \text{Ec. 1.83}$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{om} - S_{gc}} \quad \text{Ec. 1.84}$$

El término  $\beta$  podría interpretarse como una variable que varía entre cero y uno para saturaciones de aceite bajas y altas, respectivamente. Si el exponente  $n$  es uno, la correlación es idéntica al primer modelo de Stone. Incrementar  $n$  por encima de la unidad causa que las isopermas de aceite a bajas saturaciones de aceite se extiendan a partir de otros, valores de  $n$  por debajo de la unidad tienen el efecto opuesto.

### **Ejemplo 1.8.**

Estime la permeabilidad relativa en tres fases a las condiciones existentes usando los dos modelos de Stone. Se hicieron pruebas de permeabilidad relativa en dos fases a muestras de corazón, para generar datos de permeabilidad para los sistemas aceite-agua, y gas-aceite. Se obtiene la siguiente información, a partir de las dichas pruebas:

$$S_{gc} = 0.10$$

$$S_{wc} = 0.15$$

$$S_{orw} = 0.15$$

$$S_{org} = 0.05$$

$$(k_{ro})_{(Swc)} = 0.88$$

A los valores de saturación existentes de  $S_o = 40\%$ ,  $S_w = 30\%$ , y  $S_g = 30\%$ , las permeabilidades relativas en dos fases son:

$$k_{row} = 0.403$$

$$k_{rg} = 0.035$$

$$k_{rw} = 0.03$$

$$k_{rog} = 0.175$$

### **Solución**

#### **- MODELO DE STONE I**

Se calcula  $S_{om}$  aplicando las ecuaciones 1.72 y 1.73

Primero se halla el factor  $\alpha$  :

$$\alpha = 1 - \frac{0.3}{1 - 0.15 - 0.05} = 0.625$$

Luego se halla la saturación de aceite mínima

$$S_{om} = (0.625)(0.15) + (1 - 0.625)(0.05) = 0.1125$$

Se calculan las saturaciones normalizadas aplicando las ecuaciones 1.65 a 1.67.

$$S_o^* = \frac{0.4 - 0.1125}{1 - 0.15 - 0.1125} = 0.3898$$

$$S_w^* = \frac{0.30 - 0.15}{1 - 0.15 - 0.1125} = 0.2034$$

$$S_g^* = \frac{0.3}{1 - 0.15 - 0.1125} = 0.4068$$

Finalmente se calcula  $k_{ro}$  usando la ecuación 1.71, en la cual se aplican los datos de permeabilidad en dos fases ya conocidos.

$$k_{ro} = \frac{0.3898}{(1 - 0.2034)(1 - 0.4068)} \left[ \frac{(0.406)(0.175)}{0.88} \right] = 0.067$$

## - MODELO DE STONE II

Se calcula el valor de la permeabilidad relativa al aceite, aplicando la ecuación modificada de Stone II, la ecuación 1.79.

$$k_{ro} = 0.88 \left[ \left( \frac{0.406}{0.88} + 0.03 \right) \left( \frac{0.175}{0.88} + 0.035 \right) - (0.03 + 0.035) \right] = 0.044$$

### 1.8.5. Otras Correlaciones Para Tres Fases

Hirasaki (Dietrich y Bondor, 1976)<sup>21</sup>, definió la reducción en la permeabilidad relativa del aceite debido a la presencia de una tercera fase.

$$\Delta = ((k_{row})_{(Swc)} - k_{row}) + ((k_{row})_{(Swc)} - k_{rog}) - (S_w + S_o) \left[ \frac{((k_{row})_{(Swc)} - k_{row})(k_{row})_{(Swc)} - k_{rog}}{(k_{row})_{(Swc)}} \right] \quad \text{Ec.1.85}$$

El primer y segundo término se tienen en cuenta para la obstrucción del paso de aceite debido a la presencia de agua y gas, y el tercer término es un ajuste para el mecanismo de obstrucción entre el agua y el gas, la expresión resultante para la permeabilidad relativa al aceite es:

$$k_{ro} = k_{row} + k_{rog} - (k_{row})_{(Swc)} + (S_w + S_o) \left[ \frac{((k_{row})_{(Swc)} - k_{row})(k_{row})_{(Swc)} - k_{rog}}{(k_{row})_{(Swc)}} \right] \quad \text{Ec. 1.86}$$

Aleman y Slattery (1988)<sup>22</sup>, desarrollaron el siguiente modelo para la evaluación de la permeabilidad relativa al aceite:

$$k_{ro} = k_{row(Swc)} S_o^* \frac{k_{rgos} (1 - I_{rgos}) (k_{rows} - k_{rws}) - k_{rws} (1 - k_{rows}) (k_{rgos} - k_{rgos})}{(1 - k_{rgos}) (k_{rows} - k_{rws}) - (1 - k_{rows}) (k_{rgos} - k_{rgos})} \quad \text{Ec. 1.87}$$

donde la normalización de las funciones de dos fases se ha hecho de acuerdo a

<sup>21</sup> DIETRICH, J., and BONDOR, P. Three-Phase Oil Relative Permeability Models SPE-AIME. 1976

<sup>22</sup> ALEMAN, M., and SLATERRY, J. Estimation of Three-Phase Relative Permeabilities. Transport in Porous Media. p. 111

$$k_{rows} = \frac{k_{row} / k_{row(S_{wc})}}{S_o^*} \quad \text{Ec. 1.88}$$

$$k_{rogs} = \frac{k_{rog} / k_{rog(S_{gc})}}{S_o^*} \quad \text{Ec. 1.89}$$

$$k_{rwo} = \frac{k_{rwo} / k_{rwo(S_{or})}}{S_w^*} \quad \text{Ec. 1.90}$$

$$k_{rgos} = \frac{k_{rgo} / k_{rgo(S_{oc})}}{S_g^*} \quad \text{Ec. 1.91}$$

Baker (1988)<sup>23</sup>, uso interpolación de saturación entre datos aceite-agua y aceite-gas para obtener permeabilidad relativa en tres fases al aceite:

$$k_{ro} = \frac{(S_w - S_{wc})k_{row} + (S_g - S_{gro})k_{rog}}{(S_w - S_{wc}) + (S_g - S_{gro})} \quad \text{Ec. 1.92}$$

donde  $S_{gro}$  es la saturación de gas residual en el sistema de dos fases aceite/gas. Se asume al derivar esta relación que los puntos limites de los datos de dos fases son los mismos así como dentro del sistema de tres fases. Los parámetros de weighting ( $S_w - S_{wc}$ ) podrían también escogerse para comparar permeabilidades en cualquier otro punto de weighting.

---

<sup>23</sup> BAKER, L. Three-Phase Relative Permeability Correlations. SPE/DOE. 1988.

Pope (Delshad y Pope, 1989)<sup>24</sup>, propusieron un modelo de tres fases en el cual la permeabilidad relativa en dos fases no aparece explícitamente

$$k_{ro} = \frac{1}{2} k_{row(S_{wc})} \left[ (S_o^*)^{eog} (1 - S_w^*)^{eow - eog} + (S_o^*)^{eow} (1 - S_g^*)^{eog - eow} \right] \quad \text{Ec.1.93}$$

Los exponentes  $eow$  y  $eog$  se encuentran ajustando datos de dos fases:

$$k_{row} = k_{row(S_{wc})} (S_{ow}^*)^{eow} \quad \text{Ec. 1.94}$$

$$k_{rog} = k_{rog(S_g)} (S_{og}^*)^{eog} \quad \text{Ec. 1.95}$$

$$S_{ow}^* = \frac{S_{ow} - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \quad \text{Ec. 1.96}$$

$$S_{og}^* = \frac{S_{og} - S_{org}}{1 - S_{wrog} - S_{org} - S_{gro}} \quad \text{Ec. 1.97}$$

Donde  $S_{wrog}$  es la saturación de agua residual a la cual se conduce el experimento de dos fases aceite/gas.

La saturación residual del aceite en tres fases  $S_{om}$  podría calcularse usando la relación de Fayers y Matthews, o podría usarse como un parámetro que se puede ajustar libremente. Si la comparación de datos históricos es el objetivo

---

<sup>24</sup> DELSHAD, M., and POPE, G. Comparison of the Three-Phase Oil Relative Permeability Models. AIME. 1989.

principal entonces los exponentes en la ecuación, así como la constante (1/2) pueden ser reemplazados también por parámetros libres.

Kokal y Maini (1989)<sup>25</sup>, encontraron dos limitaciones del primer modelo de Stone como fue modificado por Aziz y Settari:

- 1) Las mediciones de permeabilidad relativa en dos fases aceite/gas no se hacen siempre a la saturación de agua de formación.
- 2) Frecuentemente los valores medidos de  $k_{row(Swc)}$  y  $k_{rog(Sgc)}$  no son iguales.

Ellos modificaron el primer modelo de Stone de la siguiente forma:

$$k_{ro} = S_o^* \frac{k_{row} k_{rog} k_{rog(Sgc)} S_g^* + k_{row(Swc)} S_w^*}{k_{row(Swc)} (1 - S_w^*) k_{rog(Sgc)} (1 - S_g^*) (1 - S_o^*)} \quad \text{Ec. 1.98}$$

---

<sup>25</sup> KOKAL, S., and MAINI, B. An Improved Model For Estimating Three-Phase Oil-Water-Gas Relative Permeabilities From Two-Phase Oil-Water and Oil-Gas Phase. SPE. 1989. p. 56.

## 2. GENERALIDADES DEL PROCESO WAG

La primera aplicación de un proceso de inyección alternada de agua y gas en campo, es un piloto en el campo Pembina Norte de Alberta, Canadá. Se reporta que empezó en 1957<sup>26</sup> operado por Mobil.

La inyección alternada de agua y gas (WAG, del inglés “Water Alternating Gas”), se propuso originalmente como un método para mejorar el barrido de la inyección de gas, principalmente, usando el agua para controlar la movilidad del desplazamiento del gas y estabilizar el frente, mejorando de esta manera la recuperación de petróleo; el desplazamiento microscópico del aceite mediante gas, normalmente es mejor que mediante el agua, es decir, la inyección alternada de agua y gas WAG, combina la eficiencia de desplazamiento mejorada de la inyección de gas, con un barrido macroscópico mejorado por la inyección de agua.

Este proceso ha sufrido muchas modificaciones en los últimos años, con el fin de incrementar la eficiencia de barrido y optimizar las condiciones operacionales, entre algunas de estas modificaciones está el aumento de la relación WAG con el tiempo, conversión de los arreglos de pozos y el diseño de diferentes esquemas de inyección, entre otros.

---

<sup>26</sup> CHRISTENSEN, J. R., STENBY, E.H., and SKAUGE, A., Review of Wag Field Experience. SPE. 1998. p. 357.

Estudios recientes realizados, para evaluar esta tecnología, han mostrado que los esquemas WAG desarrollados y aplicados en diferentes tipos de yacimientos han sido exitosos. Estos estudios también, han revelado un incremento de este tipo de proyectos en diversos campos noruegos, tales como Gullfaks, Brage, Snorre, y más recientemente en el campo Statfjord (Brent Inferior y Statfjord Inferior)<sup>27</sup>; la inyección WAG se ha aplicado con éxito en la mayoría de los ensayos de campo, la mayor parte de los campos están localizados en Canadá y USA, pero también en la antigua USSR.

La inyección WAG, presenta un patrón de saturación complejo, ya que las saturaciones de gas y agua, se incrementarán y reducirán alternativamente, esto da exigencias especiales para la descripción de permeabilidad relativa de las tres fases, (aceite, gas y agua). Existen varias correlaciones para calcular la permeabilidad relativa en tres fases en la literatura, pero solo recientemente se ha desarrollado una aproximación diseñada para inyección WAG usando permeabilidad relativa dependiente del ciclo.

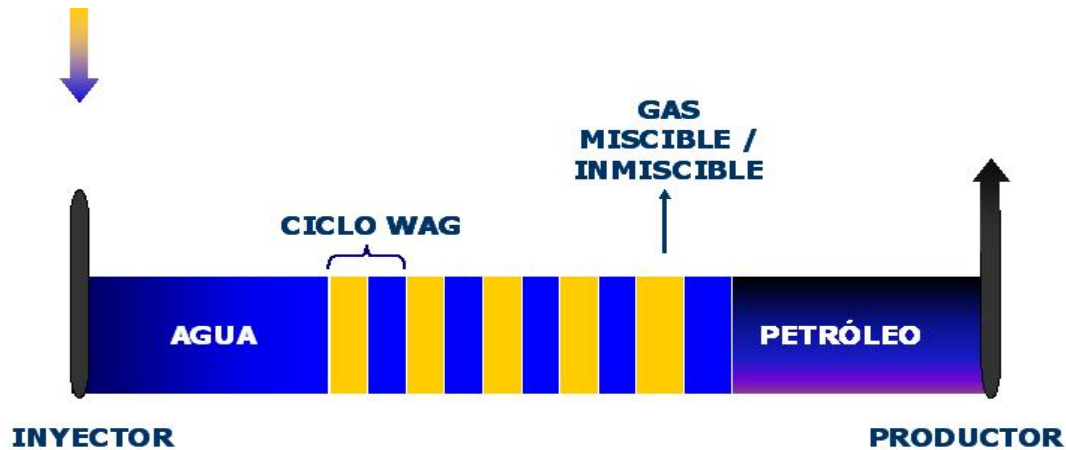
La inyección WAG, tiene la capacidad de aprovechar las ventajas de la inyección de agua y de la inyección de gas al mismo tiempo que corrige las deficiencias de estas dos alternativas de recobro.

El aumento en la recuperación de aceite por WAG, se fundamenta en mejorar la eficiencia microscópica de desplazamiento, debido a que el gas tiene una mayor eficiencia de desplazamiento microscópica comparada con la del agua, además las secuencias de gas y agua alternadas estabilizan el movimiento del frente de gas, mejorando la eficiencia de barrido vertical y horizontal.

---

<sup>27</sup> MANRIQUE, Eduardo J. Main Reservoir Management Strategies for WAG Projects. Visión Tecnológica. Vol. 5 # 1. 1997. p. 1

**Figura 16. Vista esquemática del proceso WAG.**



Fuente: Sanchez, N. Management of Water Alternating Gas Injection Projects. SPE, 1999.

Un excelente recobro obtenido a través de un proceso de inyección WAG esta relacionado con la ejecución de diferentes mecanismos, que son:

- Disminución de la saturación de aceite residual esperada por reducción de la tensión interfacial, a través de la transferencia de masa entre el aceite y el gas, (proceso a condiciones miscibles).
- Incremento de la eficiencia de barrido vertical, alcanzada por efectos de segregación gravitacional, causados por los dos fluidos de inyección, gas y agua, los cuales tienden a ocupar las zonas superior e inferior del yacimiento respectivamente, incrementando así las zonas invadidas por dichos fluidos.

- Mejoramiento de la movilidad del aceite, debido a la presencia de gas atrapado, lo cual reduce la viscosidad del aceite, favoreciendo así su movilidad.

## **2.1. MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO**

Dentro de los procesos de inyección alternada de agua y gas, existen dos tipos de desplazamiento que dependen de la miscibilidad de los fluidos.

Generalmente, las técnicas de recobro en campo, están basadas en inyección de dióxido de carbono o gases de hidrocarburo a condiciones miscibles. Sin embargo, la experiencia en algunos campos, (Kuparuk river, Brage y Gullfaks), ha mostrado, que el WAG es un método eficiente para el mejoramiento de la recuperación de aceite a condición inmisible, usando hidrocarburos livianos como gas de inyección.

**2.1.1. Desplazamiento miscible:** Dos fluidos son miscibles, si al ser combinados en igual proporción, todas sus mezclas forman una fase homogénea. Por tanto, no existirá tensión interfacial entre ellos, y la saturación residual de petróleo tenderá a cero en la zona barrida, si el desplazamiento es de este tipo.

**2.1.2. Desplazamiento inmisible:** Dos fluidos son inmiscibles, si al ser vertidos en un recipiente, forman dos fases separadas.

Si dos fases inmiscibles, fluyen a través de un medio poroso, el comportamiento del flujo esta en función de las permeabilidades relativas, la

estructura porosa, la mojabilidad del medio, y la tensión interfacial entre el agua y el aceite.

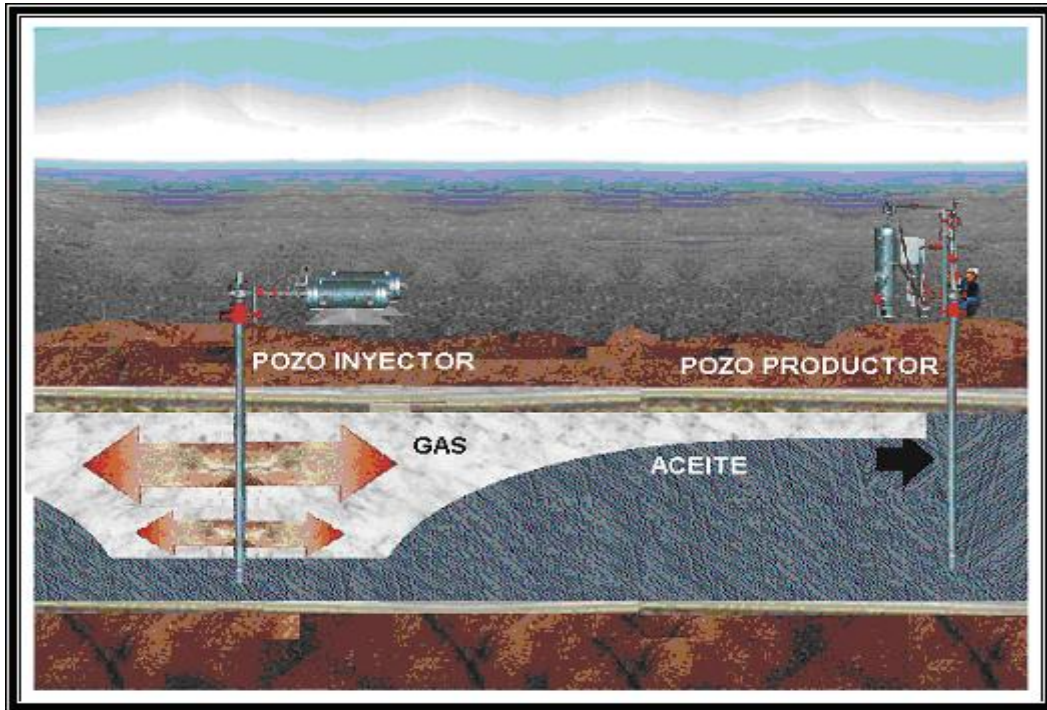
## **2.2. EFECTOS DEL GAS Y AGUA EN PROCESOS WAG**

El gas que se inyecta durante un proceso de recobro, tiene un diferente comportamiento al del agua inyectada, estas diferencias hacen que tengamos en cuenta ciertos parámetros que son muy importantes para dicho proceso.

**2.2.1. Efecto del gas:** En un proceso de inyección de gas, generalmente no se da una alta recuperación de aceite residual, debido a que el gas se puede canalizar entre el pozo inyector y el pozo productor, sin desplazar mucho petróleo. Esto puede ser generado por diferentes circunstancias en el yacimiento, tales como alto buzamiento, gran espesor, entre otros, que no permiten que el gas llegue a las zonas mas bajas del yacimiento, obteniendo altas relaciones de GOR con poco aceite producido.

El gas por ser menos denso que el agua, tiende a ocupar los espacios estructuralmente más altos, desplazando por segregación el petróleo que se encuentra en el tope del yacimiento, conocido como “petróleo del ático”, lo cual es un factor clave en un proceso WAG.

**Figura 17. Inyección continua de Gas.**



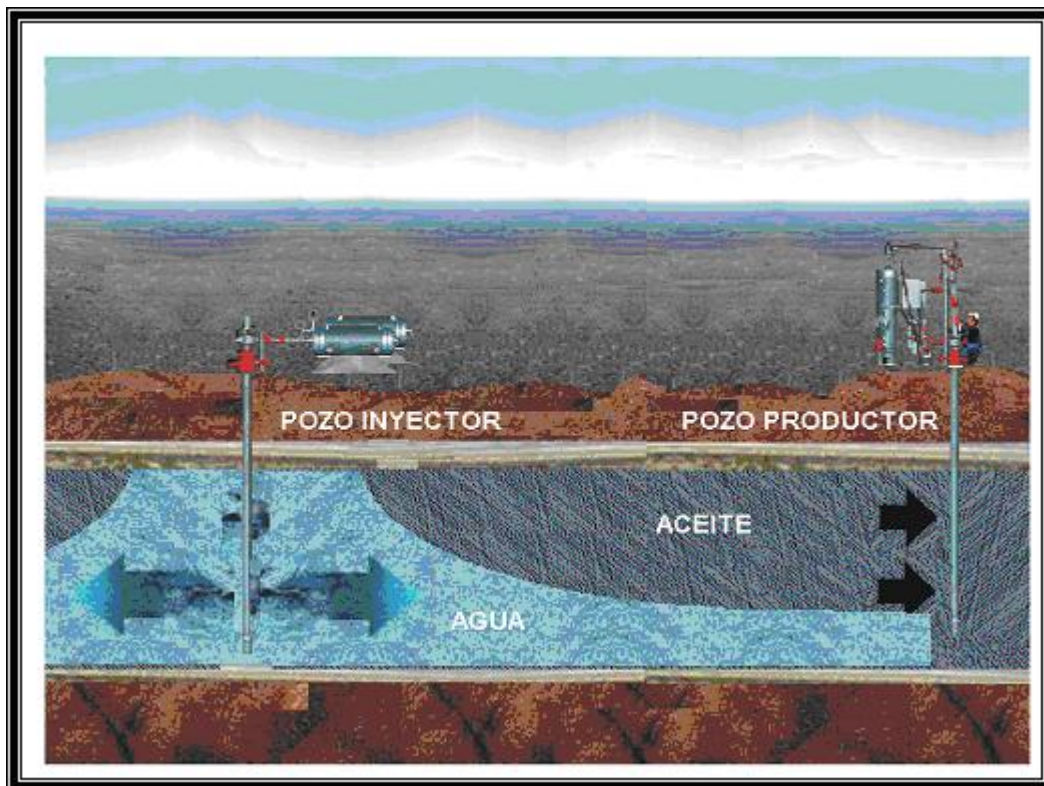
**Fuente: Rivera, J.E., Duarte, C.A., Correa, J.C.; Proyecto de inyección de procesos WAG, ICP, 2000.**

Por otra parte, el gas al no mojar la roca, siempre va a ocupar los espacios más grandes en el yacimiento, ayudando o desplazando el aceite residual que se encuentra inmóvil, atrapado por canales de flujo de agua producto de una inundación previa. De esta manera se va formando una trampa de gas, que reemplaza ese aceite inmóvil, reduciendo su saturación y obligando así al agua inyectada en el proceso, a buscar poros más pequeños y de baja permeabilidad que reduzcan aun más la saturación de aceite residual. Otro factor favorable para el proceso es el hinchamiento que sufre el petróleo a condiciones de yacimiento, permitiendo que la saturación residual de petróleo disminuya.

**2.2.2. Efecto del agua:** Generalmente, en campos de todo el mundo, el agua es el fluido mas empleado en operaciones de recobro secundario y terciario, muchos proyectos de inyección de agua usan patrones de inyección, en los cuales, los pozos de inyección y producción son alternados en un patrón regular.

Sin embargo, surgen varias desventajas en esta clase de recobro, debido a que solo una parte del yacimiento es inundada por agua, generalmente la parte más continua y permeable, dejando sin invadir aquellas zonas de baja permeabilidad, provocando rápidos tiempos de irrupción, así como alta producción de agua con un bajo factor de recobro obtenido.

**Figura 18. Inyección continua de agua.**



Fuente: Rivera, J.E., Duarte, C.A., Correa, J.C.; Proyecto de inyección de procesos WAG, ICP, 2000.

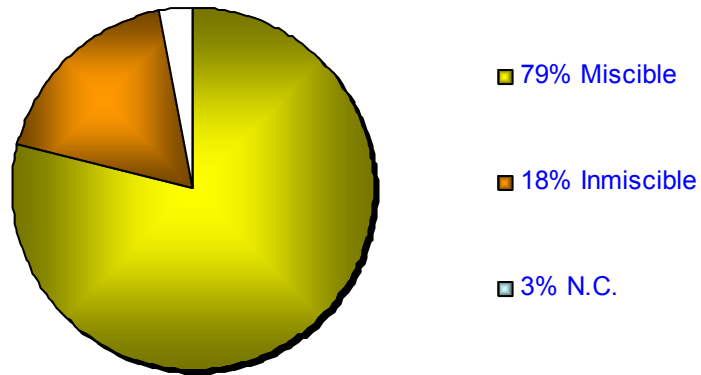
En un proceso WAG, al inyectarse el agua de forma alternada, se reduce la movilidad del gas, impidiendo la canalización del mismo, asegurando un mayor contacto gas-petróleo, logrando así incrementar la permeabilidad relativa del aceite residual y aumentar la saturación del gas atrapado. El agua al ser más densa que el gas, ocupa los estratos estructuralmente más bajos del yacimiento, desplazando el petróleo presente, a menos que sea un crudo muy pesado, por diferencia de fuerzas viscosas y buscando los poros de baja permeabilidad, en donde el gas no actúa, debido a su preferencia hacia los poros más grandes.

Por otra parte, el tiempo de irrupción del agua se reduce, debido a que se disminuye el volumen de fluido a inyectar, decreciendo así la relación de agua-aceite producida (WOR), y los costos de tratamiento de agua producida. El concepto clásico del WAG, esta basado en inyectar baches de agua y gas, que se mueven alternadamente a lo largo de la misma ruta a través del yacimiento. El principal propósito de la inyección de ciclos de agua, es estabilizar el movimiento del frente del gas.

### **2.3. CLASIFICACIÓN DE LOS PROCESOS WAG**

Los procesos WAG, pueden agruparse en muchas maneras. La más común es distinguir entre desplazamientos miscibles e inmiscibles como una primera clasificación.

**Figura 19. Clasificación de aplicaciones WAG, de acuerdo a su desplazamiento.**



**Fuente: Review of Wag Field Experience. Christensen, Stenby & Skauge. SPE, 1998.**

**2.3.1. Inyección de WAG miscible:** Es difícil distinguir entre WAG miscible e inmiscible. En muchos casos, podría obtenerse, una miscibilidad multicontacto de gas-aceite, pero hay bastante incertidumbre acerca del proceso de desplazamiento real. En la mayoría de información de la literatura disponible, se encuentra que gran parte de los casos se han definido como miscibles.

No ha sido posible, aislar el grado del efecto composicional sobre el recobro de aceite por WAG. Los proyectos miscibles se encuentran principalmente en tierra firme, es decir que existen muy pocos costa afuera, los primeros casos usaron solventes costosos como propano, el cual parece ser un proceso favorable pero poco económico actualmente.

A condiciones de yacimiento el gas entra en contacto con el petróleo y se solubiliza disminuyéndole la viscosidad, logrando así, que la relación de

movilidad sea favorable para el desplazamiento de los fluidos. Los baches alternados de agua evitan que se produzca una rápida irrupción del gas en el pozo productor, esto se logra al tener una apropiada relación de inyección gas – agua.

La mayoría de los procesos miscibles revisados, se represurizan para llevar la presión de yacimiento por encima de la presión de miscibilidad mínima (MMP) de los fluidos. Si no se logra mantener la presión suficiente, se produce pérdida de miscibilidad debido a la caída de presión por debajo de la MMP. La mayoría de procesos de WAG miscible, se ha realizado usando poco espaciamiento entre pozos, favoreciendo así la miscibilidad.

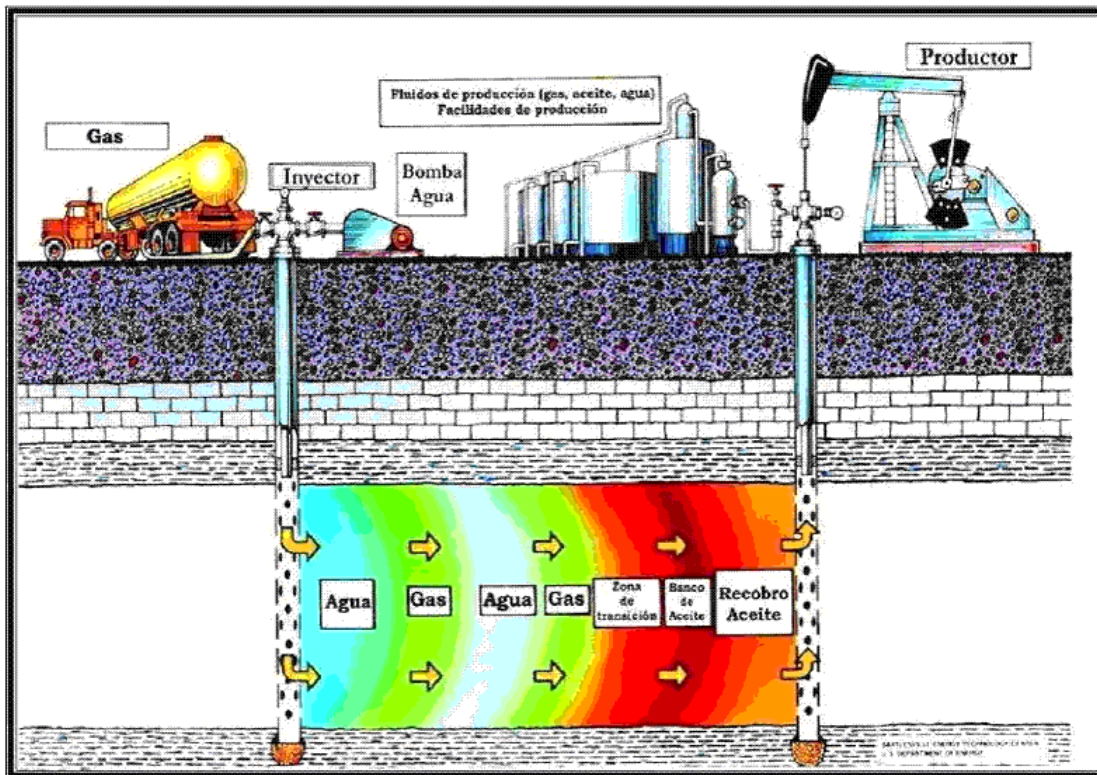
**2.3.2. Inyección de WAG inmisible:** Este proceso ha sido aplicado, con el objetivo de mejorar la estabilidad del frente o contactar zonas no barridas.

En adición al barrido, la eficiencia de desplazamiento microscópico puede ser mejorada. El primer bache de gas se disuelve en algún grado en el petróleo. Esto causa un favorable cambio en la relación viscosidad/densidad en el frente.

La aplicación ha sido en yacimientos, donde la inyección de gas de gravedad estable, no puede aplicarse, debido a recursos de gas limitado o a las propiedades del yacimiento, como bajo buzamiento o fuertes heterogeneidades. La saturación de aceite residual, es generalmente más baja para WAG que para una inyección de agua y algunas veces incluso más baja que para una inyección de gas, debido al efecto de permeabilidad relativa en tres fases.

**2.3.3. Inyección de WAG híbrido:** Cuando un gran bache de gas se inyecta, seguido por un número de pequeños baches de agua y de gas, el proceso es definido como inyección de WAG híbrido.

**Figura 20. Secuencia de inyección de un desplazamiento WAG.**



Fuente: Rivera, J.E., Duarte, C.A., Correa, J.C.; Proyecto de inyección de procesos WAG, ICP, 2000.

**2.3.4. Inyección SWAG:** (*Simultaneous Water Alternating Gas*), este proceso consiste en inyectar simultáneamente agua y gas, a diferencia del WAG convencional donde la inyección es alternada, este procedimiento se ha probado en unos pocos yacimientos.

La inyección simultánea de agua y gas, se intentó primero en 1962<sup>28</sup>, en el campo Seelington reportado por Humble Oil. Más tarde otros campos como Kuparuk, Joffre Viking han probado este proceso.

Mientras la inyección en Seelington no fue exitosa debido a la pérdida de inyectividad, los reportes de Kuparuk, Rangely Weber y Joffre Viking son optimistas. Estos proyectos (todos pilotos) empezaron por diferentes razones.

En Joffre Viking, se compararon dos proyectos, un WAG normal y un SWAG; se concluyó que el SWAG dio el mejor recobro. El piloto se hizo con tuberías de inyección dual (una para gas y una para agua).

En Kuparuk, el objetivo del piloto fue tener solamente un sistema de inyección, en lugar de tener sistemas de inyección separados tanto para gas como para agua. Por eso la mezcla de las fases gas y agua, se hizo antes de ser inyectada, y la mezcla se bombeó al sitio de inyección. La inyectividad se redujo cuando se incrementó la fracción del gas de la mezcla de inyección.

**2.3.5. Inyección WASP:** Otro proceso de inyección es el WASP, (*Water Alternating Steam Process*), que es una versión de estimulación cíclica de vapor, la cual se hace inyectando agua con vapor.

**2.3.6. Inyección gas-agua combinado (CWG):** Mejora la eficiencia de barrido y el recobro de aceite. Estos beneficios se dan de acuerdo a la heterogeneidad del yacimiento y el tamaño de la zona de flujo de la mezcla

---

<sup>28</sup> CHRISTENSEN, J. R., STENBY, E.H., and SKAUGE, A., Op. Cit. p. 358.

gas-agua en el yacimiento. Un piloto CWG puede ser implementado en un futuro próximo en diferentes yacimientos noruegos.

**2.3.7. Espuma complementando la inyección WAG (FAWAG):** El surfactante alternado con inyección de gas (SAG), es un método potencial para mejorar la eficiencia de barrido en yacimientos estratificados con alto contraste de permeabilidad.<sup>29</sup>

## **2.4. DISEÑO DEL PROYECTO WAG**

La inyección WAG se aplica normalmente como un método de recobro mejorado de aceite, lo cual significa que el campo de aceite ha estado en producción por algún tiempo y ha experimentado, tanto depleción primaria como inyección de agua.

El principal objetivo es lograr recobro adicional, comparado con otras operaciones de inyección posibles. Como se mencionó previamente uno de los primeros factores para decidir, es si debería aplicarse un empuje miscible o inmisible. Esta decisión se basa en la disponibilidad, pero principalmente más que la disponibilidad, es una consideración económica. Varios de los campos existentes, han estado bajo resaturación para lograr miscibilidad antes de que se haya iniciado la inyección WAG.

---

<sup>29</sup> MANRIQUE, E. y LAMUS, J. Evaluación del proceso de recuperación alternada de agua y gas (WAG) a nivel internacional. Informe Técnico. 1995. p. 6

**2.4.1. Factores que afectan la Extracción:** La tasa de una inyección WAG, a la cual los ciclos de agua y gas son inyectados al yacimiento de petróleo, en presencia de un acuífero activo, está gobernada por:

- Diferencia de presión entre el yacimiento y el acuífero.
- Tamaño del acuífero.
- Permeabilidad entre el yacimiento y el acuífero.
- Espesor del yacimiento en contacto con el acuífero.
- Si empuje es de fondo o lateral.

Si la tasa de extracción del yacimiento, es mayor a la tasa a la cual el WAG puede ingresar, la presión del yacimiento declinará. Por otro lado, excesivas tasas de extracción de pozos individuales o áreas de baja permeabilidad, causarán excesiva caída de presión entre el yacimiento y los pozos.

En una arena uniforme, las caídas de presión causadas por las altas tasas de extracción, pueden resultar en un cono de agua, “Coning”<sup>30</sup> hacia la cara del pozo.

En una arena estratificada, altas tasas de extracción de fluidos pueden resultar en la canalización, “Fingering”<sup>31</sup> del agua o gas a lo largo de las arenas de alta permeabilidad y hacia los pozos, aún a pesar de que los pozos estén completados por encima del contacto agua – petróleo (WOC).

Cuando un Fingering o Coning ha alcanzado el intervalo productor, tiende a convertirse en estable y a persistir en una producción de agua continua, debido a que la permeabilidad relativa al petróleo, ha sido reducida como consecuencia del incremento de la saturación de agua.

---

<sup>30</sup> KARSTAD, T. WAG Injection in Lower Brent. SF-RES-96/3. 1996. p. 15.

<sup>31</sup> Ibid., p. 29.

En algunos pozos, las características de roca y fluido, son tales que el cono subsistirá aún si la tasa de producción es reducida.

El desarrollo de Fingering o Coning de agua en gran escala a través del yacimiento, reducirá la recuperación final, debido a que la energía natural del empuje de agua, esta siendo usada para producir agua en vez de forzar al petróleo a estar delante del agua. Además, esta producción prematura de agua, reducirá el beneficio económico por forzar tempranamente al uso de equipo de levantamiento artificial y requerir la manipulación de volúmenes de agua cada vez mayores, para obtener la misma cantidad de petróleo.

**2.4.2. Factores importantes en el diseño de operaciones WAG:** Los parámetros a seguir dentro de la realización de un proyecto WAG son los siguientes:

➤ **Tiempo:** Se debe tener especial cuidado en lo que respecta al tiempo óptimo para el inicio de la inyección. En todos los casos, se debe reconocer que la necesidad de inyección en un yacimiento es obtener objetivos específicos.

El tiempo óptimo para iniciar un proyecto de inyección WAG, esta relacionado a menudo con las tasas de inyección más apropiadas para el yacimiento a estudiar. Por ejemplo, para un yacimiento con arenas de alta permeabilidad, después de que el yacimiento alcanza una baja presión, un proceso de desplazamiento inmiscible WAG podría ser llevado a cabo, ya que a bajas presiones, el costo de comprimir el gas para reemplazar un volumen equivalente a un barril en el yacimiento, es bajo.

Para campos antiguos, en los cuales el tiempo óptimo para iniciar un proyecto puede haber pasado ya, tal vez sea más importante analizar la mejor tasa a emplear.

➤ **Fluidos de Inyección:** En los proyectos de inyección WAG, ciertos parámetros son fijos y escapan al control del Ingeniero. Estos incluyen propiedades del crudo del yacimiento, propiedades de la roca, estratificación geológica, fallamiento y profundidad. Por otro lado, el Ingeniero puede variar algunos parámetros tales como el fluido de inyección, la presión de inyección, patrón y tasa de inyección.

La selección de los fluidos de una inyección WAG para un yacimiento dado, es probablemente la parte más difícil del diseño de cualquier operación de inyección. En este caso, es apropiado conseguir el agua de un lugar cercano al punto de inyección y con una mínima contaminación para un corto proceso de tratamiento.

En cuanto al gas, este puede ser Dióxido de carbono, Gas natural, Nitrógeno, Gas licuado de petróleo, Gas enriquecido o gas producido.

Los precios actuales del gas, hacen que este sea un fluido de inyección costoso, por lo que su elección debe ser lo mas precisa posible, teniendo en cuenta las características del yacimiento y el comportamiento de las múltiples opciones en pruebas de laboratorio, así como también las viabilidades de su adquisición. Generalmente, se opta por el gas producido en caso de que el yacimiento presente altas tasas de GOR, ya que se eliminarían los costos de transporte del gas al punto de inyección.

➤ **Recuperación esperada:** La predicción de la recuperación de petróleo requiere de:

- La cantidad del petróleo original “in situ.”
- La recuperación por depleción primaria que ocurrió antes del inicio de la inyección, en caso de que se aplique en un proceso de recobro secundario.
- La saturación de petróleo al inicio de la inyección y la saturación residual de petróleo, después del proceso de desplazamiento y la forma como se distribuye en el yacimiento.
- La fracción del yacimiento a ser barrida.
- Tasa de producción e inyección.

➤ **Gases de Inyección:** Los gases de inyección usados en los proyectos WAG, hoy pueden clasificarse en tres grupos: CO<sub>2</sub>, hidrocarburos y no hidrocarburos (CO<sub>2</sub> excluido).

El CO<sub>2</sub> es un gas costoso y se usa generalmente cuando debería lograrse un empuje miscible, o si existen condiciones especiales para su liberación al medio ambiente. Es importante resaltar que los problemas de corrosión, se presentan frecuentemente, y parecen no evitarse totalmente cuando se usa CO<sub>2</sub>.

- **CO<sub>2</sub>:** Algunas propiedades físicas del Co<sub>2</sub> son:
  - ✓ Gas inerte.
  - ✓ No toxico.
  - ✓ Incoloro.
  - ✓ Inodoro.

- ✓ 1.5 veces más pesado que el aire.

El CO<sub>2</sub> lo podemos encontrar en las siguientes fuentes:

- ✓ Depósitos naturales.
- ✓ Subproductos de plantas de amoniaco o plantas químicas.
- ✓ Gases de combustión en plantas de potencia o plantas de cemento.
- ✓ Calcinación de calizas.

Ventajas del uso de CO<sub>2</sub>:

- ✓ Se logra miscibilidad a presiones más bajas que en el caso de la inyección de nitrógeno.
- ✓ La eficiencia de desplazamiento es alta en procesos miscibles.
- ✓ Permite la recuperación de la miscibilidad en el caso de que esta se haya perdido.

Desventajas del uso de CO<sub>2</sub>:

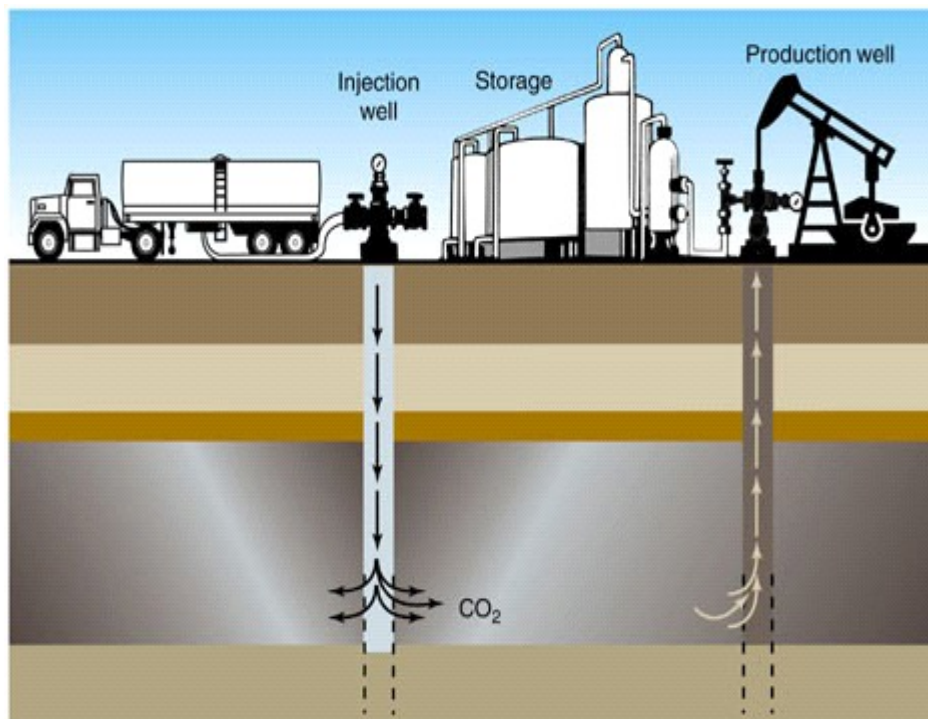
- ✓ Poca disponibilidad de este a bajo costo.
- ✓ Es un producto altamente corrosivo, por lo que requiere un tratamiento especial.
- ✓ Se requiere un tratamiento especial del gas producido para retirar el contenido de CO<sub>2</sub> de este.

Efectos de la inyección de CO<sub>2</sub>:

- ✓ Reducción de la viscosidad del crudo.
- ✓ Hinchamiento del crudo

- ✓ Fenómenos de vaporización.
- ✓ Efectos de miscibilidad.
- ✓ Reducción de la tensión capilar.
- ✓ Mejoramiento de la porosidad y permeabilidad de la roca por efectos ácidos.

**Figura 21. WAG con inyección de CO<sub>2</sub>.**



Fuente: [www.llnl.gov/str/](http://www.llnl.gov/str/)

**Tabla 20. Screening para inyección de CO<sub>2</sub> miscible**

PARÁMETROS DEL YACIMIENTO	LEWIN (1976)	IYOHO (1978)	STALKUP (1984)
Viscosidad del aceite, cp	<12	<10	<10
°API	>30	30-45	>27
Saturación de aceite, fracción	>0.25	>0.25	>0.2
Espesor neto productor, pies	N.C.	N.C.	N.C.
Permeabilidad, md	N.C.	>10	N.C.
Temperatura de yacimiento °F	N.C.	N.C.	N.C.
Presión de yacimiento, psi	>1500	N.C.	N.C.
Profundidad, pies	>3000	>2500	>2500
BBL/Acre-pie	>300	N.C.	N.C.
Litología	N.C.	N.C.	SS o C
Porosidad * saturación de aceite	>0.04	N.C.	N.C.

Fuente: Plata R., E. y Pérez, E. Evaluación del Comportamiento de Fases en Yacimientos de Condensados de Gas y Aceite Volátil Sometidos a Inyección de Gas. Proyecto de Grado. UIS 1994.

**Tabla 21. Screening para inyección de CO<sub>2</sub> inmisible**

PARÁMETROS DEL YACIMIENTO	LEWIN (1976)	KRING, FAROUQ ALI(1980)	HAO (1992)
Viscosidad del aceite, cp	100-1000	10-1000	>30
°API	10-25	10-25	>10
Saturación de aceite, fracción	>0.25	>0.5	>0.45
Espesor neto productor, pies	N.C.	N.C.	N.C.
Permeabilidad, md	N.C.	N.C.	N.C.
Temperatura de yacimiento °F	N.C.	N.C.	<150
Presión de yacimiento, psi	>1000	>1000	N.C.
Profundidad, pies	>2300	>2300	>2000
BBL/Acre-pie	>600	>600	N.C.
Litología	C o SS	SS o C	N.C.
Porosidad * saturación de aceite	N.C.	>0.08	N.C.

Fuente: Plata R., E. y Pérez, E. Evaluación del Comportamiento de Fases en Yacimientos de Condensados de Gas y Aceite Volátil Sometidos a Inyección de Gas. Proyecto de Grado. UIS 1994.

- **Hidrocarburos:** El gas hidrocarburo, es el gas producido por el mismo yacimiento, el cual es reinyectado. Por esta razón, todos los proyectos de inyección WAG en costa afuera, hoy están usando gases hidrocarburos, aunque se investiga la posibilidad actualmente de inyectar CO<sub>2</sub> en costa afuera por razones ambientales. El uso de hidrocarburos esta clasificado en gas pobre y en gas rico.

Para el gas pobre, (componentes livianos C1 y C2) tenemos estas ventajas:

- ✓ Aumenta la eficiencia de desplazamiento.
- ✓ El proceso puede recuperar la miscibilidad si la ha perdido.
- ✓ El gas puede ser ciclado y reinyectado.

También encontramos algunas desventajas:

- ✓ Requiere mayor número de pozos productores e inyectores y sistema de compresión.
- ✓ Grandes variaciones areales y/o verticales de permeabilidad, producen rápida canalización del gas inyectado.

Efectos de la inyección de gas pobre:

- ✓ Desplazamiento miscible por el gas seco al primer contacto.
- ✓ Expansión de los fluidos.

**Tabla 22. Screening para inyección de gas pobre**

PARÁMETROS DEL YACIMIENTO	LEWIN (1976)	KRING, FAROUQ ALI(1980)	HAO (1992)
Viscosidad del aceite, cp	<1	10-1000	>30
°API	>35	>35	>40
Saturación de aceite, fracción	>0.25	>0.3	>0.25
Espesor neto productor, pies	N.C.	<30	<10
Permeabilidad, md	N.C.	N.C.	N.C.
Temperatura de yacimiento °F	N.C.	N.C.	<150
Presión de yacimiento, psi	>2700	>3000	>3500
Profundidad, pies	6500-10000	>5000	>5000
BBL/Acre-pie	N.C.	N.C.	N.C.
Litología	SS o C	SS o C	SS o C
Porosidad * saturación de aceite	N.C.	N.C.	N.C.

**Fuente: Plata R., E. y Pérez, E. Evaluación del Comportamiento de Fases en Yacimientos de Condensados de Gas y Aceite Volátil Sometidos a Inyección de Gas. Proyecto de Grado. UIS 1994.**

Igualmente con gas rico se tienen las siguientes ventajas:

- ✓ El gas rico desplaza todo el petróleo residual contactado.
- ✓ La miscibilidad puede ser recuperada si se pierde
- ✓ La inyección de gas rico, desarrolla la miscibilidad a presiones más bajas que las de empuje por gas pobre.

Desventajas del uso de gas rico:

- ✓ Este proceso tiene eficiencias de barrido pobres.
- ✓ Los costos de inyección son altos.

**Tabla 23. Screening para inyección de gas rico**

PARÁMETROS DEL YACIMIENTO	DONALSON	STALKUP
Viscosidad del aceite, cp	<3	<5
°API	>30	>30
Saturación de aceite, fracción	>0.25	>0.25
Espesor neto productor, pies	N.C.	<30
Permeabilidad, md	N.C.	N.C.
Temperatura de yacimiento °F	N.C.	N.C.
Presión de yacimiento, psi	>1300	>1500
Profundidad, pies	>2800	>2000
BBL/Acre-pie	N.C.	N.C.
Litología	SS o C	SS o C
Porosidad * saturación de aceite	N.C.	N.C.

**Fuente: Plata R., E. y Pérez, E. Evaluación del Comportamiento de Fases en Yacimientos de Condensados de Gas y Aceite Volátil Sometidos a Inyección de Gas. Proyecto de Grado. UIS 1994.**

▪ **No hidrocarburos:** Pocos campos han usado Nitrógeno u otro gas, principalmente porque su suministro no estaba disponible en las cercanías. Dentro de los que no son hidrocarburos se encuentra el Nitrógeno, sus propiedades físicas son:

- ✓ Gas incoloro.
- ✓ Constituye el 78.09% del volumen de la atmósfera.
- ✓ Es un gas inerte.
- ✓ Es un elemento insípido.

Las principales fuentes de nitrógeno son:

- ✓ Inyección de aire al yacimiento, realizando una combustión con el fin de que el aire inyectado se convierta a gas de chimenea.
- ✓ Separación criogénica del aire.

#### Aplicaciones del Nitrógeno:

- ✓ Desplazamiento inmiscible de los fluidos del yacimiento.
- ✓ Mantenimiento de presión.
- ✓ Desplazamiento miscible, por medio de contactos múltiples.
- ✓ Desplazamiento de un tapón miscible de CO<sub>2</sub>, gas natural u otros solventes.

#### Ventajas del Nitrógeno:

- ✓ Amplia disponibilidad por su obtención por licuefacción a partir del aire.
- ✓ No es toxico.
- ✓ No es inflamable
- ✓ No es corrosivo.

#### Desventajas del Nitrógeno:

- ✓ El costo de separación del N<sub>2</sub> de los gases hidrocarburos producidos del yacimiento es alto.
- ✓ Se requiere una alta presión para lograr miscibilidad entre el crudo y el Nitrógeno.

➤ **Patrón de inyección:** El patrón de inyección de cinco puntos, parece ser el más popular, con un bajo espaciamento entre pozos, entre 10 y 20 acres generalmente, aunque el patrón de nueve puntos invertido y el patrón de línea recta, también han sido usados. Ya que muchas de las aplicaciones de campo son operaciones miscibles, muchos pozos darán un buen control de la presión del campo y por lo tanto, del desempeño de la inyección WAG.

**Tabla 24. Screening para inyección de nitrógeno**

PARÁMETROS DEL YACIMIENTO	DONALSON	LEONARD	TABER Y MARTIN(1983)
Viscosidad del aceite, cp	<5	0.2-5	>10
°API	>25	38-51	>35
Saturación de aceite, fracción	>0.25	>0.3	>0.3
Espesor neto productor, pies	N.C.	N.C.	<30
Permeabilidad, md	N.C.	3-2000	N.C.
Temperatura de yacimiento °F	N.C.	86-284	<150
Presión de yacimiento, psi	>2200	N.C.	N.C.
Profundidad, pies	2800-5000	1200-15700	>4500
BBL/Acre-pie	N.C.	N.C.	N.C.
Litología	SS o C	SS o D	SS o C
Porosidad * saturación de aceite	N.C.	>0.02	N.C.

**Fuente: Plata R., E. y Pérez, E. Evaluación del Comportamiento de Fases en Yacimientos de Condensados de Gas y Aceite Volátil Sometidos a Inyección de Gas. Proyecto de Grado. UIS 1994.**

Mientras que un patrón regular, se aplica normalmente en tierra firme, en costa afuera rara vez se usa; esto se debe al precio incrementado de la perforación y la recolección de datos. Aunque la mayoría de los casos de campo costa afuera son pilotos, se esperan grandes inyecciones de WAG en el Mar del Norte. En estos proyectos los pozos se ubicarán más probablemente a partir de consideraciones geológicas.

➤ **Tapering:** El tapering básicamente es un cambio en la relación WAG, sucede cuando la relación agua/gas en el proceso WAG, se incrementa o decrece a través de la inyección; generalmente se incrementa en una etapa tardía de la inyección WAG, para controlar la canalización y ruptura del gas. Por ejemplo, una relación de 1:3.71, quiere decir que por cada unidad de volumen de agua inyectada, se inyectan 3.71 unidades de volumen de gas, cuando sucede el tapering esta relación puede aumentar o disminuir según

sea necesario. El tapering se ha usado generalmente, incluso en las primeras pruebas de campo de inyección WAG a comienzos de la década de los sesentas. En muchos casos el tapering no se planeó, sino que ha sido una consecuencia del aumento de la recirculación de gas. El tapering es especialmente importante cuando se usa una fuente de gas costoso.

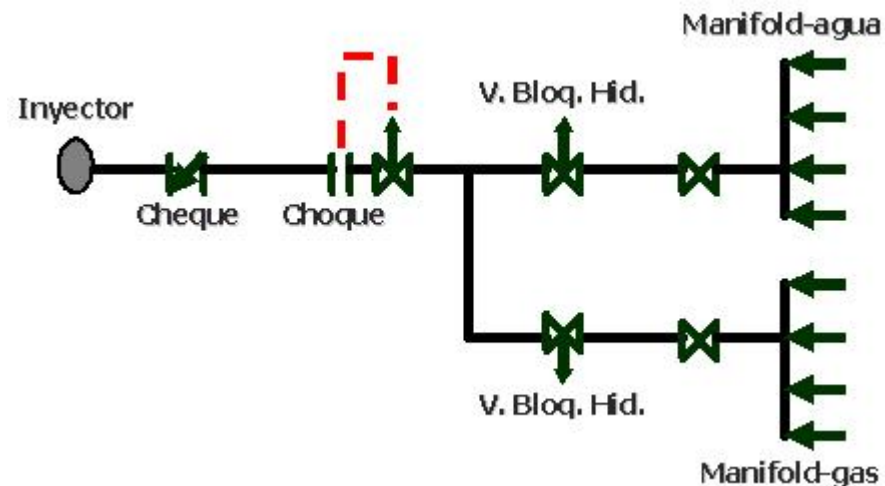
**2.4.3. Consideraciones generales y control de yacimiento:** El principal objetivo, es lograr un óptimo monitoreo de los programas de inyección de WAG, teniendo en cuenta los siguientes factores:

- Registros de producción e inyección.
- Mediciones rutinarias de presión del yacimiento.
- Análisis del gas producido y medición de la gravedad API.
- Diseño de programas para controlar los fluidos de inyección, canales preferenciales de flujo y comunicación entre capas.
- Control del desempeño de los patrones de inyección y producción a fin de comparar con el desempeño predicho por simuladores.
- Monitoreo de la relación WAG, recobro de petróleo y volúmenes porosos inyectados, por patrón o unidad de flujo.

**2.4.4. Requerimientos operacionales:** Incluye modificaciones sobre el pozo inyector, las líneas de flujo y el árbol de Navidad.

Los aspectos que deben ser considerados antes de la implantación operacional de un proyecto WAG son: Pruebas de inyektividad y pruebas de estimulación en los pozos inyectoros.

**Figura 22. Facilidades de superficie para una inyección WAG**



**Fuente: Sanchez, N. Management of Water Alternating Gas Injection Projects. SPE, 1999.**

Se deben tener en cuenta las diferentes consideraciones económicas como lo son el costo del agua y el gas, el costo del tratamiento requerido para el agua de inyección, la disponibilidad de gas a bajo costo, a fin de garantizar la economía del proyecto, nuevas facilidades para agua y gas, perforación de nuevos pozos y trabajos de workover, costos de estudios de laboratorio y modelos para monitorear la inyección durante la prueba piloto.

**2.4.5. Planeación de proyectos WAG:** Generalmente, las aplicaciones de WAG, a nivel de campo, se desarrollan entre tres y cinco años después de que se han iniciado los proyectos piloto. En algunos casos, los proyectos de

piloto de campo o expansión, podrían depender de factores económicos, tales como el precio del petróleo, disponibilidad de gas y si se presentan instalaciones de compresión y reciclaje de gas, o si son fáciles de instalar.

Antes de desarrollar un plan piloto, se deben tener en cuenta estrategias de manejo del yacimiento, basadas en la información histórica del campo, apoyados en estudios experimentales y de simulación. El paso a seguir es desarrollar el proyecto piloto, aunque estos pueden tardar en expandirse al campo y afectar el recobro de aceite, cuando ya se lleve a cabo el piloto se debe monitorear y supervisar de cerca con la ayuda de programas especializados, luego se presentan la evaluación del potencial y la rentabilidad del proyecto para llevarlo nivel de campo; si se aprueba, se lleva a cabo siguiéndose con una vigilancia extrema para lograr en el futuro optimizar el proceso.

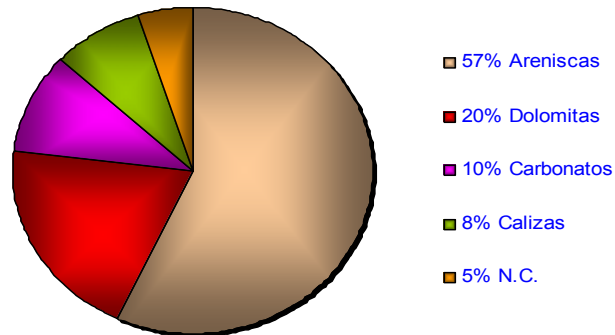
**2.4.6. Optimización de aplicaciones WAG en campo:** La pobre eficiencia de barrido y la ruptura de gas temprana, son las principales preocupaciones en los procesos que involucran inyección de WAG. A causa de esto, se han considerado varios métodos para mejorar la eficiencia de barrido del gas, y por lo tanto reforzar el recobro de aceite de los campos. Algunas de las aplicaciones de campo reportadas podrían incluir:

- Uso efectivo y económico del gas, considerando estudios de eficiencia de patrones o relaciones WAG por patrón.
- Tapering de WAG o reducción progresiva de inyección de gas después de las rupturas de gas.

- Reducción de la producción de gas, para mejorar la eficiencia de barrido areal por conversiones o reordenamiento de patrones seleccionados para el campo.
- Implementación de esquemas de inyección WAG, buzamiento abajo y buzamiento arriba.
- Estrategias de perforación infill.
- Estimulaciones por fractura a intervalo selectivo sobre pozos en los cuales se ha encontrado un gran contraste en permeabilidad entre formaciones.
- Métodos de control de GOR, basados en tratamientos con espumas, con gel y/o polímeros.
- Taponamiento o aislamiento de zonas ladronas, usando cementos espumados o empaquetamiento especial de pozos.

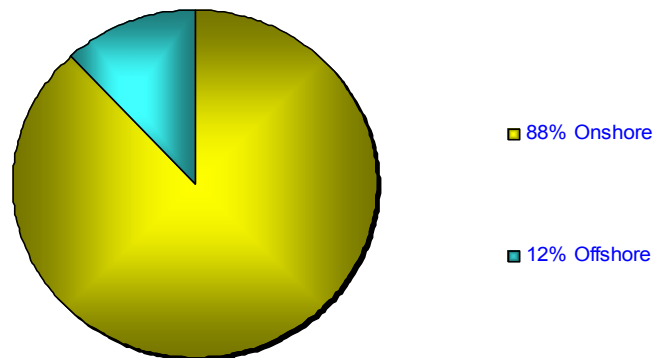
**2.4.7. Clasificación de aplicaciones WAG:** Según informaciones de campos en donde se han llevado a cabo proyectos de inyección continua de agua y gas, se tienen algunas clasificaciones para la aplicación de procesos WAG que se deben tener en cuenta.

**Figura 23. Aplicación de WAG según tipo de roca**



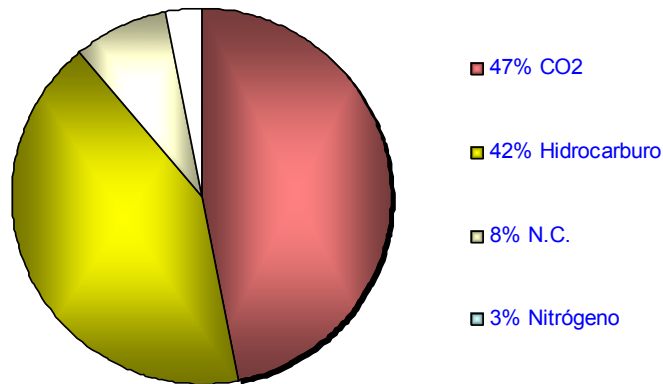
**Fuente: Review of Wag Field Experience. Christensen, Stenby & Skauge. SPE, 1998**

**Figura 24. Aplicación de WAG según localización**



**Fuente: Review of Wag Field Experience. Christensen, Stenby & Skauge. SPE, 1998**

**Figura 25. Aplicación de WAG según tipo de gas inyectado.**



**Fuente: Review of Wag Field Experience. Christensen, Stenby & Skauge. SPE, 1998**

## **2.5. EFICIENCIAS DE DESPLAZAMIENTO**

Algunas relaciones simples, sirven de ayuda para entender las ventajas de la inyección WAG. El recobro de aceite puede describirse por tres contribuciones:

$$F_R = E_v * E_h * E_m \quad \text{Ec. 2.1}$$

Donde:

$F_R$  = factor de recobro de aceite.

$E_v$  = eficiencia de barrido vertical.

$E_h$  = eficiencia de barrido horizontal.

$E_m$  = eficiencia de desplazamiento microscópico.

El recobro puede optimizarse, al maximizar cualquiera, o todos los tres factores. A la contribución de  $E_v$  y  $E_h$  se llamara la eficiencia de desplazamiento macroscópica.

Cuando se realiza un desplazamiento miscible, la saturación de aceite residual tenderá a cero en las áreas invadidas. Sin embargo, incluso con un desplazamiento inmisible, la saturación de aceite remanente después de la inyección de gas, es generalmente menor que después de la inyección de agua, lo cual significa que el gas tiene una eficiencia de desplazamiento microscópico mejor que la del agua.

**2.5.1. Eficiencia de desplazamiento horizontal:** La eficiencia de desplazamiento horizontal ( $E_h$ ), estará fuertemente influenciada por la estabilidad del frente definido por la movilidad de los fluidos. La relación de movilidad ( $M$ ) puede describirse como:

$$M = \frac{k_{rg} / \mu_g}{k_{ro} / \mu_o} \quad \text{Ec. 2.2}$$

Donde:

$k_{rg}$  = permeabilidad relativa al gas.

$k_{ro}$  = permeabilidad relativa al aceite.

$\mu_g$  = viscosidad del gas.

$\mu_o$  = viscosidad del aceite.

Si se obtiene una relación de movilidad no favorable, es decir mayor que 1, el gas se canalizará, por lo tanto causará ruptura de gas temprana y un decrecimiento en la eficiencia de barrido.

Los reportes de estos problemas, se dan en varios casos de campo. Usualmente se encuentra que el gas presenta ruptura temprana, pero esto no es causado solamente por la relación de movilidad, sino que también por la heterogeneidad del yacimiento y especialmente por estratos altamente permeables, pero también se reporta ruptura prematura de la fase agua.

**2.5.2. Eficiencia de desplazamiento vertical:** La eficiencia de barrido vertical ( $E_v$ ), esta influenciada por la relación entre las fuerzas viscosas y gravitacionales. La relación viscosidad/gravedad puede expresarse por:

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

Donde:

$v$  = velocidad darcy.

$\mu_o$  = viscosidad del aceite.

$L$  = distancia entre los pozos.

$k$  = permeabilidad al aceite.

$g$  = fuerza de gravedad.

$\Delta\rho$  = diferencia de densidad entre los fluidos.

$h$  = altura de la zona de desplazamiento.

Las propiedades del yacimiento que afectan el barrido vertical, son principalmente: ángulo de buzamiento del yacimiento, variación en la permeabilidad y porosidad. Normalmente el incremento de la porosidad y la permeabilidad hacia abajo, será ventajoso para la inyección WAG, dado que esta combinación incrementará la estabilidad del frente.

En general, el desplazamiento de WAG se optimizará si la relación de movilidad es favorable (menor a 1). La reducción de la relación de movilidad, puede obtenerse incrementando la viscosidad del gas o reduciendo la permeabilidad relativa a los fluidos.

La movilidad reducida de la fase gas, puede lograrse inyectando agua y gas alternadamente. Además se espera que la movilidad se reduzca comparada con la inyección de gas.

Es importante ajustar la cantidad de agua y gas, para lograr la eficiencia de desplazamiento mejor posible. Demasiada agua resultará en un pobre desplazamiento microscópico y demasiado gas resultará en un pobre barrido vertical y quizás también en un pobre barrido horizontal.

## **2.6. PROBLEMAS OPERACIONALES**

En la vida de producción de un campo de aceite, algunos problemas operacionales no pueden evitarse. La inyección WAG, es más exigente que una inyección de gas puro o agua, ya que el fluido inyectado necesita cambiarse frecuentemente. Aunque solamente un pequeño número de problemas operacionales se reportan, son básicamente los mismos problemas de los diferentes campos.

Algunos de los problemas que se cree han sido los más severos se discuten a continuación:

**2.6.1. Ruptura temprana en pozos de producción:** Un pobre entendimiento del yacimiento o una inadecuada descripción del yacimiento, puede guiar a eventos inesperados tales como ruptura de gas temprana.

Varios casos de campo reportan ruptura de gas temprana, debido a canalización. Estos problemas son difíciles de resolver y los pozos en algunos casos se cierran antes de lo fijado. Para campos en costa afuera, la canalización, puede ser muy crítica, ya que el número de pozos en los proyectos generalmente es muy limitado. Entre los proyectos miscibles, la pérdida de presión es un problema serio, ya que se pierde miscibilidad, lo cual resultará en un recobro significativamente menor.

**2.6.2. Inyectividad reducida:** La inyectividad reducida significa menos gas o agua inyectada en el yacimiento. Esto provocará una caída de presión más rápida en el yacimiento, lo cual también afectará el desplazamiento y la producción.

La causa de la inyectividad reducida, se atribuye a cambios en la permeabilidad relativa debido al flujo en tres fases, el calentamiento de la cara de pozo, lo cual provoca el efecto reducido de fracturas térmicas durante la inyección de gas, o también precipitados (hidratos y asfáltenos) formados en la zona cercana al pozo. Es una tendencia común que mientras se observa inyectividad reducida de agua después de un bache de gas, la inyectividad del gas después de un bache de agua generalmente no es un problema mayor, algunas veces la inyectividad se incluso se incrementa.

**2.6.3. Corrosión:** La corrosión es un problema, que necesita resolverse en casi todos los proyectos de inyección WAG. Esto se debe principalmente, al

hecho de que la inyección WAG normalmente se aplica como un método de recobro secundario o terciario; el proyecto entonces tendrá que tomar instalaciones de inyección y producción antiguas, no diseñadas originalmente para esta clase de inyección. Los problemas de corrosión, parecen ocurrir principalmente en el equipo de inyección, y en algunos casos las bombas sumergibles pueden ser afectadas junto con los compresores. Estos problemas en la mayoría de los casos se resuelven usando acero de alta calidad (diferentes clases de aceros inoxidable o acero ferrítico), usando recubrimiento de tuberías y tratamiento de equipo.

Solo las aplicaciones que usan CO<sub>2</sub> como fluido de inyección han reportado problemas de corrosión severa.

**2.6.4. Formación de escamas:** La formación de escamas en pruebas de campo WAG, se encuentran usualmente cuando el CO<sub>2</sub> es la fuente de gas inyectado. La formación de escamas podría tensionar las líneas de tubería y llevarla al fallamiento. En inyecciones de CO<sub>2</sub>, los revestimientos muchas veces se han recubierto con una capa extra para protección contra la corrosión. Esta capa puede dañarse por escamas, y la corrosión puede ocurrir. En los peores casos, se ha necesitado detener la producción para tratamientos químicos o mientras se repara el daño.

**2.6.5. Formación de asfáltenos e hidratos:** Los asfáltenos e hidratos, podrían provocar problemas y perturbaciones en la producción. Aunque los problemas asociados con las precipitaciones son los mismos, los factores que influyen la formación, son mejor conocidos para hidratos que para asfáltenos. Por eso normalmente, la formación de hidratos puede controlarse usualmente mediante tratamiento con metanol como solvente.

Por otra parte varios campos han experimentado problemas debido a asfáltenos. En muchos casos el problema podría resolverse mediante tratamiento de solvente con intervalos apropiados. En unos pocos casos los pozos se han cerrado, pero en la mayoría de los casos la producción reportada no ha sido influenciada drásticamente. La presencia de asfáltenos podría llevar a retrasos o a detener la producción, y pueden por lo tanto afectar la economía de un proyecto.

Por su parte la formación de hidratos causa el taponamiento del inyector, debido a la baja temperatura dentro de este. Otro problema es que la formación de hidratos dentro de los pozos, causa congelamiento de la cara de pozo durante las noches y periodos de tiempo frío. Cuando ocurre trawing, se ven GORs extremadamente altos, debido al levantamiento de gas de la cara del pozo.

**2.6.6. Temperatura diferente de las fases inyectadas:** Es normal que las temperaturas de las fases agua y gas sean diferentes bajo la inyección. Las diferencias de temperatura debido al proceso WAG, han provocado tensión relacionada a fallamiento de la tubería de inyección, es decir que esa diferencia de temperaturas puede ocasionar cambios en la distribución de esfuerzos en la tubería de inyección, haciendo que esta se deforme continuamente.

El ajuste del diseño de la tubería de inyección, y la posible expansión de esta, han eliminado este problema en algunos inyectores de WAG.

**Tabla 25. Características principales y problemas operacionales reportados de proyectos WAG internacionales**

CARACT. DEL PROYECTO	VALOR	MISCIBLE	A	INMISCIBLE	A
SOLV. TOTAL INY. (%HCPV)	30-40				(20/56)
TAMAÑO BACHE SOLV. (%HCPVI)		<10	(20/56)	<5	(5/56)
RECOBRO INCR. (%OOIP)		<20	(23/56)	<10	(4/56)
RELACION WAG	VARIABLE				
<b>PROBLEMAS OPERACIONALES</b>					
P INY/P YAC.		<22	(17/56)	<42	(4/56)
MATERIAL DEL TUBING	J-55 / N-80				(14/56)
MATERIAL DEL CASING	N - 80				(14/56)
TRAT. ANTICORROSIVO	INHIBIDORES COMERCIALES				(14/56)

**Fuente: Manrique, E., Calderón, G., and Stirpe, M., WAG Flooding in Venezuela, SPE, PDVSA Intevep, 1998.**

## 2.7. SCREENING DE PROCESOS WAG

Los criterios de Screening, se han reportado para casi todos los métodos de recobro de aceite mejorado. Esos criterios de screening se han obtenido definiendo rangos para algunos parámetros críticos de proyectos de recobro de aceite mejorado, exitosos alrededor del mundo.

Adicionalmente, los criterios de screening propuestos, se basan en resultados de campo y mecanismos de recobro de aceite. Con respecto a inyecciones de gas miscible e inmisible (CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> y gases hidrocarburos), se han descrito varios criterios de screening en la literatura, sin embargo, pocos estudios han apuntado a describir experiencias de campo WAG y proponen

varios criterios de screening basados sobre resultados de campo, características de yacimiento y de aceite crudo.

Las principales propiedades del aceite y características del yacimiento para experiencias de campo WAG internacionales exitosas, se dan en la tabla 22.

**Tabla 26. Screening de criterios sugeridos para proyectos WAG**

PROPIEDADES DEL FLUIDO	VALOR	A
VISCOSIDAD DEL ACEITE (Cp)	<2	(31/56)
GRAVEDAD (°API)	30-45	(31/56)
RELACION DE VISCOSIDAD	10-30	(19/56)
<b>CARACTERISTICAS DE YACIMIENTO (PROPIEDADES)</b>		
METODO PREVIO DE PRODUCCION	INYECCIÓN DE AGUA	(32/56)
TEMPERATURA (°F)	N.C.	-
PROFUNDIDAD (PIES)	N.C.	-
ESPESOR NETO (PIES)	<100	(30/56)
PERMEABILIDAD PROMEDIO (MD)	<100	(30/56)
TIPO DE FORMACION	N.C.	-

A = numero de proyectos WAG evaluados/proyectos WAG totales.

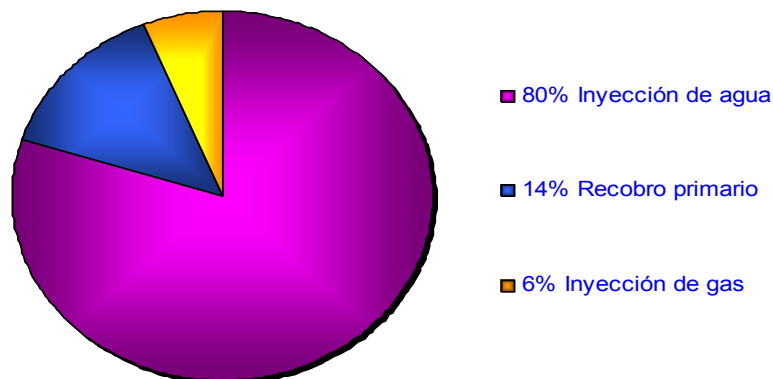
**Fuente: Manrique, E., Calderón, G., and Stirpe, M., WAG Flooding in Venezuela, SPE, PDVSA Intevp, 1998.**

Desafortunadamente, no todos los proyectos de campo se han descrito completamente, por esta razón, el número de proyectos podría limitarse a los criterios de screening propuestos para inyecciones WAG, reportados para cada variable.

Con respecto a los criterios de screening sugeridos para inyecciones WAG, estos resultan ser más específicos que los reportados para proyectos de inyección de gas miscible e inmisible. Parece que las relaciones de viscosidad entre el agua y el gas, para proyectos WAG están entre 10 y 30, este intervalo se ve más estrecho para proyectos basados en CO<sub>2</sub>.

Al observar el método de recobro antes de que los proyectos de inyección alternada de agua y gas WAG se hayan llevado a cabo, la mayoría de los campos estuvieron produciendo por inyección de agua, cerca del 80%, mientras que un 6% estuvo produciendo por medio de inyección de gas y finalmente un 14% de los campos estuvo produciendo previamente por recobro primario. Esta tendencia propone que los yacimientos que producen por inyección de agua, son recomendados o buenos candidatos para inyección WAG. Sin embargo, los proyectos WAG también podrían iniciarse en yacimientos que producen por recobro primario y que producen por inyección de gas.

**Figura 26. Métodos de recobro previos a la inyección WAG.**



**Fuente: Review of Wag Field Experience. Christensen, Stenby & Skauge. SPE, 1998**

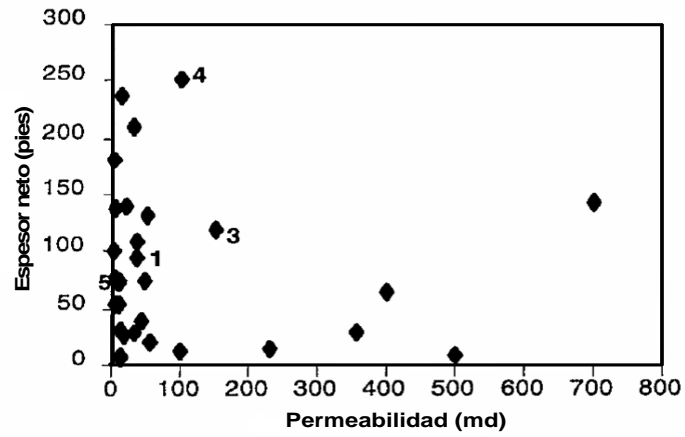
Como se ha reportado previamente para inyecciones de gas miscible e inmisible, las permeabilidades del yacimiento no son parámetros críticos para ese tipo de procesos de recobro. Las permeabilidades de algunos de los proyectos WAG revisados, presentan contrastes de alta permeabilidad, variando desde 50 milidarcies hasta 3 Darcies. Sin embargo, un alto número

de proyectos de campo WAG exitosos se han llevado a cabo en yacimientos con permeabilidades por debajo de 100 md, así como espesor neto por debajo de 100 pies basado en los recobros de aceite incremental reportados por esos proyectos. Los proyectos de campo WAG exitosos en formaciones con espesor neto mayor a 100 pies, generalmente presentan altos ángulos de buzamiento.

Finalmente, las profundidades y temperaturas de experiencias de campo WAG, no son parámetros críticos para propósitos de screening. Sin embargo, es importante mencionar que los requerimientos de presiones de miscibilidad mínima (MMP), se incrementan con la temperatura para gas miscible o inyecciones WAG. El rango de temperatura de los proyectos WAG evaluados, esta generalmente entre 100 y 200 °F y profundidades de yacimiento mayores a 4000 pies.

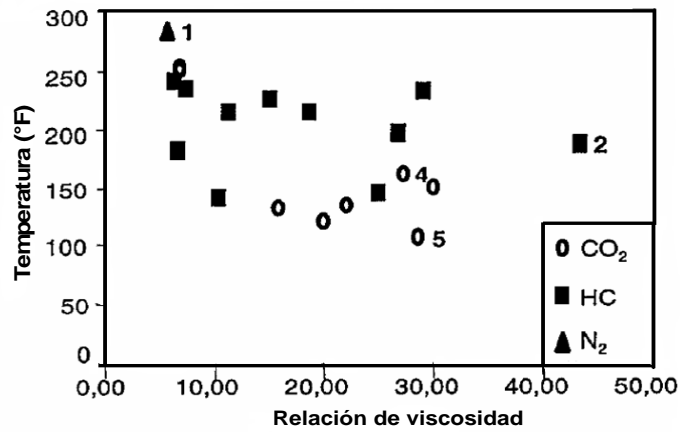
Para predecir el desempeño de experiencias de campo WAG, todos los proyectos que han reportado incremento de recobros de aceite, se han puesto en correlación con algunas propiedades de fluido y yacimiento, volumen total de solvente, entre otras. Los resultados son presentados gráficamente a continuación.

Figura 27. Espesor neto vs. Permeabilidad



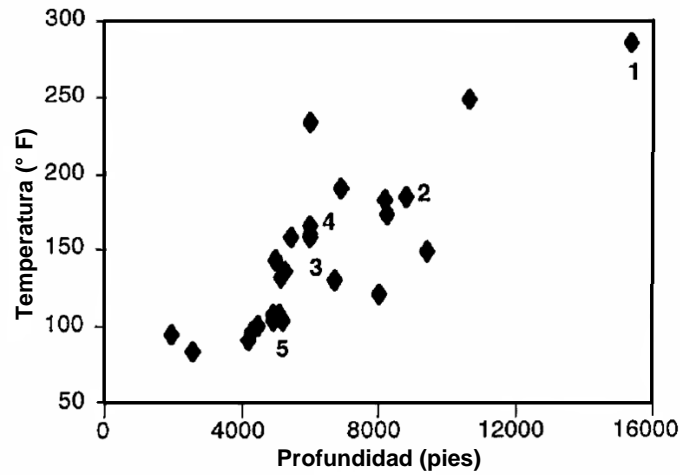
Fuente: Manrique, E., Calderón, G., and Stirpe, M., WAG Flooding in Venezuela, SPE, PDVSA Intevp, 1998.

Figura 28. Temperatura vs. Relación de viscosidad.



Fuente: Manrique, E., Calderón, G., and Stirpe, M., WAG Flooding in Venezuela, SPE, PDVSA Intevp, 1998.

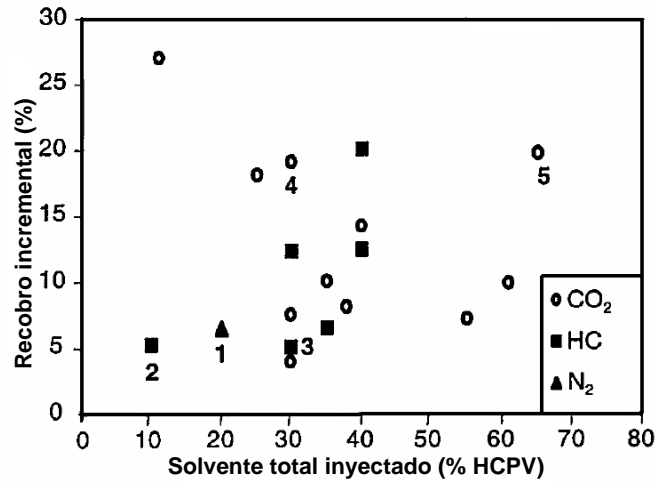
**Figura 29. Temperatura vs. Profundidad**



**Fuente: Manrique, E., Calderón, G., and Stirpe, M., WAG Flooding in Venezuela, SPE, PDVSA Intevp, 1998.**

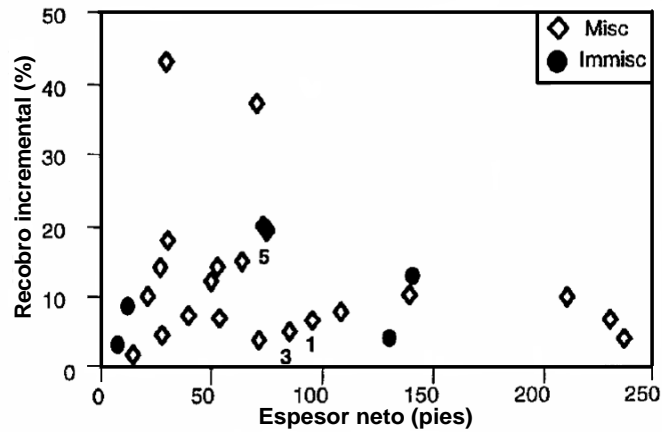
La figura 30, muestra que los recobros de aceite incremental superiores (%OOIP) que se ha reportado en proyectos, que inyectan una cantidad de solvente entre 30 a 40 % del volumen poroso de hidrocarburo (%HCPV), usando tamaños de baches menores que 10 % y 5 % de HCPV para procesos WAG miscibles e inmiscibles, respectivamente. Sin embargo, este valor puede variar dependiendo de las propiedades de yacimiento, volumen de gas disponible, precios del gas y el aceite y la economía total del proceso, entre otros.

**Figura 30. Recobro incremental vs. Solvente total inyectado**



Fuente: Manrique, E., Calderón, G., and Stirpe, M., WAG Flooding in Venezuela, SPE, PDVSA Intevap, 1998.

**Figura 31. Recobro incremental vs. Espesor neto**



Fuente: Manrique, E., Calderón, G., and Stirpe, M., WAG Flooding in Venezuela, SPE, PDVSA Intevap, 1998.

### 3. HISTORIAS DE CAMPO

En algunos campos a nivel mundial, se ha aplicado con éxito el método de recobro de inyección WAG; el objetivo de este capítulo es dar a conocer diferentes aspectos del proceso, por medio de experiencias de campo que se han llevado a cabo. Se tratarán los casos de tres campos a nivel internacional.

Para cada uno de los campos se hará una breve descripción de su localización, estructura geológica y sistema de producción previo a la implementación de la inyección WAG, para después hacer un resumen de la aplicación del proceso, teniendo en cuenta los diferentes problemas operacionales presentados. Finalmente se indicarán algunas de las observaciones que se tuvieron durante el proceso, y se presentará un screening con algunos de los parámetros más importantes para la aplicación de este proceso, lo cual podría servir de mucha ayuda para la implementación de futuros proyectos de inyección alternada de agua y gas en Colombia.

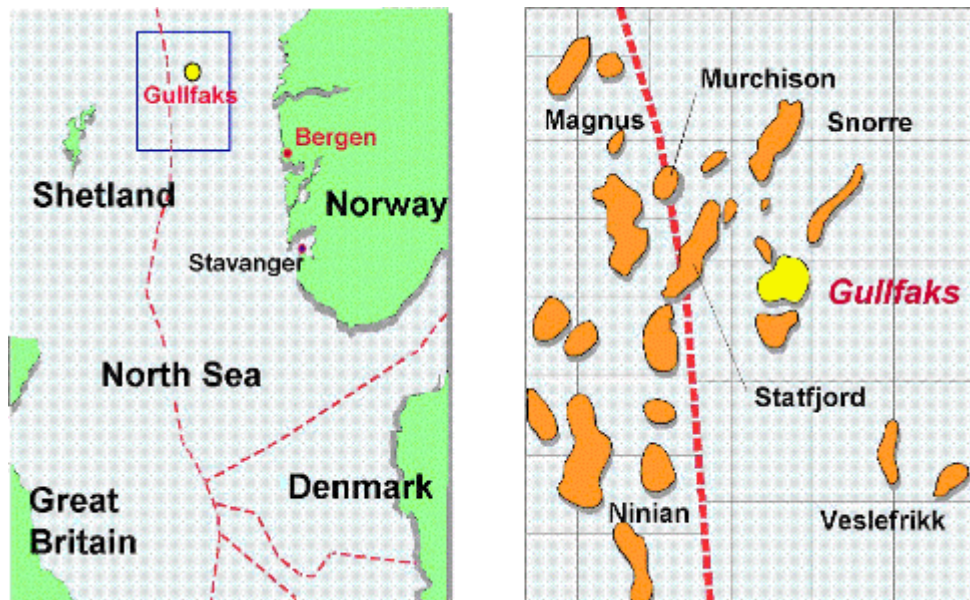
#### 3.1. CAMPO GULLFAKS.

**3.1.1. Localización y generalidades:** La ubicación del campo Gullfaks es costa afuera en Noruega, en el mar del Norte, tiene un STOOIP de 3661 millones de STB de aceite y reservas recuperables esperadas de 2044 millones de STB, correspondientes a un factor de recobro de 56%. En el

2002, el campo producía 189000 STB/d de aceite principalmente a partir de 3 yacimientos jurasicos, las formaciones Grupo Brent, Cook y Statfjord<sup>32</sup>. La producción empezó en 1986 y hasta el 2002 el campo había producido de 1825 millones de STB de aceite. El campo produce a partir de tres plataformas profundas separadas, Gullfaks A, B y C. El principal yacimiento, es el Grupo Brent que contiene 74% del STOOIP.

**3.1.2. Estructura geológica:** El grupo consiste de las Formaciones Rannoch, Etive, Ness y Tarbet. La permeabilidad esta en el rango de 1 Darcy, excepto por la parte inferior de la Formación Rannoch y algunas arenas de Ness, las cuales tienen permeabilidades por debajo de 10 md.

**Figura 32. El campo gullfaks en el mar del norte**



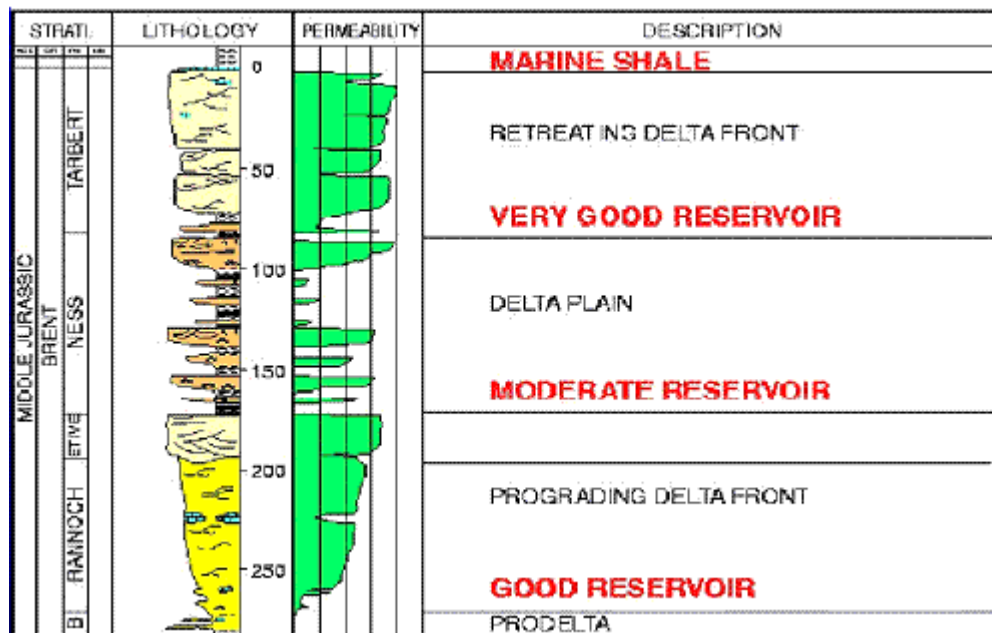
**Fuente: Instenfjord, R., Todnem, A., 10 Years of WAG Injection in Lower Brent at the Gullfaks Field. SPE, 2002.**

<sup>32</sup> INSTENFJORD, R., TODNEM, A., 10 Years of WAG Injection in Lower Brent at the Gullfaks Field. SPE, 2002. p.1.

La Formación Ness (N-3, N-2 & N-1) y la parte inferior de la Formación Tarbet (T-1), consisten de capas de arenisca con capas entrecruzadas de calcita/chalk y shale. No hay comunicación vertical entre las capas. La parte superior de la Formación Tabert (T-3, T-2) tiene comunicación vertical completa excepto un shale en parte sellante en el interior de T-2. Hay comunicación vertical entre las Formaciones Etive y Rannoch.

La geología estructural del campo es muy compleja. Hay numerosas fallas, tanto fallas grandes, observables en la sísmica, como pequeñas fallas sub-sísmicas. Ambos tipos de fallas son en algunos casos sellantes y en otros casos no-sellantes. Esto tiene una gran influencia sobre el patrón de flujo por el campo.

**Figura 33. Registro del grupo brent en el campo Gullfaks**



Fuente: Instenford, R., Todnem, A., 10 Years of WAG Injection in Lower Brent at the Gullfaks Field. SPE, 2002.

**3.1.3. Estrategia de producción:** La principal estrategia de drenaje, es la inyección de agua. El campo tiene un acuífero de soporte del noroeste.

Se instaló una facilidad de inyección de gas originalmente en una plataforma, GFA. El campo tiene un acuerdo de venta de gas y este se transporta a través de una línea de tubería hacia Karsto. Debido a la capacidad restringida de la línea de tubería, el gas tuvo que reinyectarse dentro del yacimiento. A finales de los 1980's el gas se inyectó en un productor en la Formación Cook, principalmente para almacenamiento en el yacimiento pero también para soporte de presión. En los períodos sin inyección de gas, el pozo produjo después de algunas semanas de cierre, para permitir la segregación en el yacimiento. La tasa de producción a partir del pozo se incrementó después de los periodos de inyección y el resultado fue un recobro mucho más alto de aceite, del área que lo esperado. Por lo tanto se investigaron nuevas áreas para la inyección de gas, lo cual permitiría un uso mas activo del gas, para el recobro incrementado de aceite. El contrato de venta de gas de Gullfaks permitió reinyectar ciertos volúmenes del gas producido con consecuencias económicas relativamente pequeñas para el campo.

Se asumió una fuerte segregación gravitacional, y se espero que el efecto de recobro de aceite incrementado se debiera principalmente a un barrido volumétrico mejorado. El proceso es un desplazamiento no-miscible.

**3.1.4. Implementación de inyección WAG:** Los principales objetivos con WAG en el campo Gullfaks fueron:

- Evitar que la producción de aceite, se reduzca durante periodos limitantes de exportación de gas.

- Reducir los costos de almacenamiento e impuestos del CO<sub>2</sub>.
- Drenar el petróleo del ático.
- Reducir la saturación de aceite residual.
- Alcanzar las áreas que la inyección de agua no desplaza.

El campo Gullfaks, se divide en varias áreas de drenaje que siguen a las principales fallas. La comunicación entre cada área de drenaje varía, pero la historia de producción ha mostrado una comunicación entre la mayoría de las áreas vecinas. Una apreciación global del área piloto se muestra en las Figura 34. El área piloto consiste principalmente de los bloques de falla G1, G2 y G3. El área esta rodeada al este por una falla principal, la cual esencialmente separa esta parte central del campo, de la parte oriental.

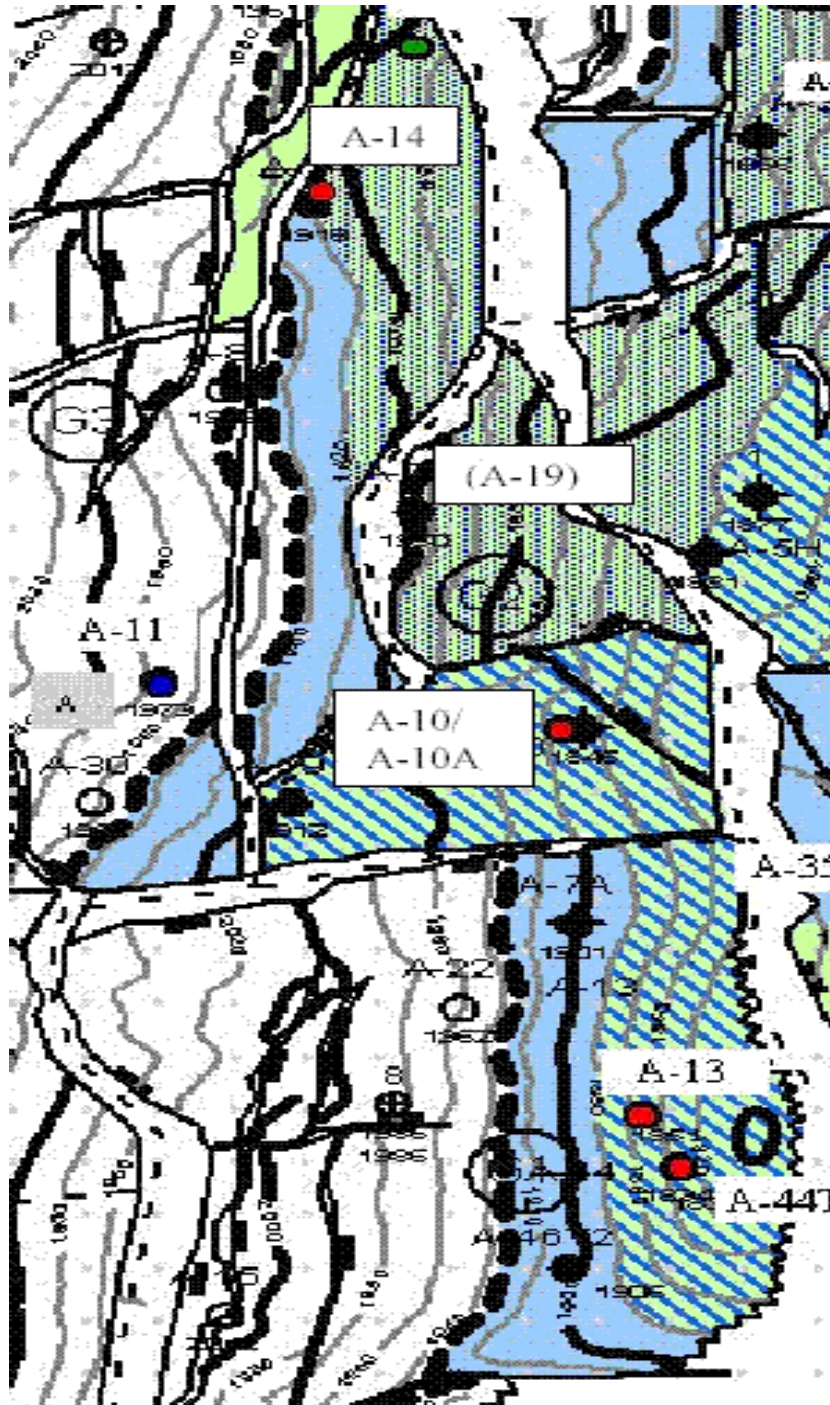
El bloque de falla G4, en el norte tiene soporte de presión del oeste y del norte y se comunica con G3. Los bloques de falla G1 y G3 tienen un soporte de acuífero del oeste. El Brent Inferior tiene una comunicación con Brent Superior, principalmente Ness, a través de fallas en el área piloto.

Brent consiste principalmente de:

- La Formación Rannoch; una secuencia de arenisca de espesor 150 – 300 Pies.
- La Formación Etive; una arenisca principalmente limpia de espesor de 50 – 130 Pies.

- La Formación Ness; una secuencia de espesor de 280 – 350 Pies de areniscas, shales y carbón entrecruzados con gran variación en la calidad de arenisca.
- La Formación Tarbet; una formación de espesor superior a 320 Pies la cual comprende una serie de areniscas de buena calidad de yacimiento con delgadas capas de shales, siltstones y carbón entrecruzados.

Figura 34. Brent inferior, área piloto



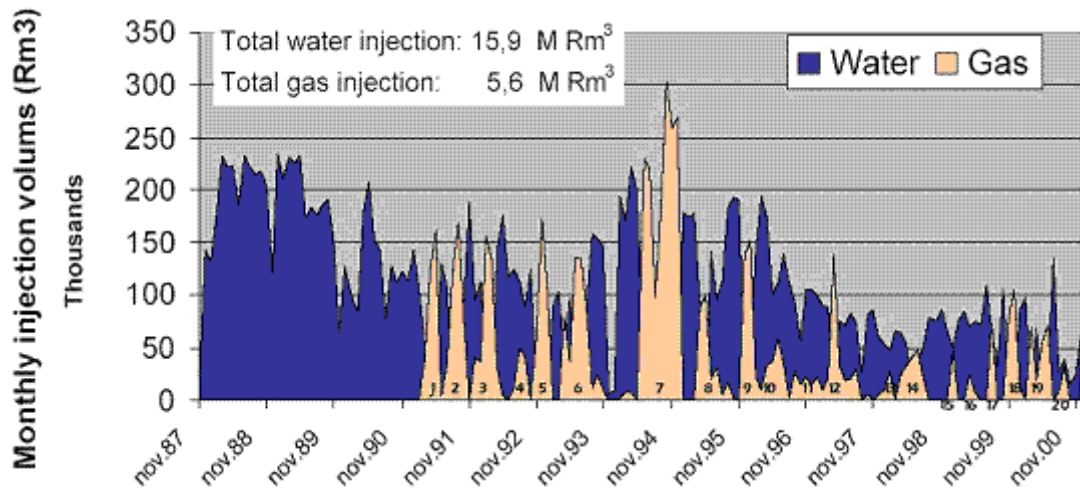
Fuente: Instenford, R., Todnem, A., 10 Years of WAG Injection in Lower Brent at the Gullfaks Field. SPE, 2002.

El pozo A-11, es el pozo de inyección WAG en el área piloto. La producción a partir de Brent Inferior en el área piloto, estuvo en un estado maduro cuando se inicio la inyección WAG. Todos los pozos de producción tenían cortes de agua por encima de 50%.

Al momento de la decisión estratégica, no hubo ningún modelo de simulación del área disponible, pero los modelos de sección cruzada habían indicado un buen potencial para WAG en el área piloto.

El pozo A-11, fue inicialmente un inyector de agua (la inyección comenzó en Noviembre de 1987), pero desde Marzo de 1991 hasta Septiembre de 2000, se inyectó gas en el pozo, en 20 periodos principales. Desde Noviembre de 1987 a Diciembre de 2000, tres cuartos del volumen de yacimiento de fluido inyectado en A-11 fue agua, y el cuarto restante era gas. Esto representa un volumen de inyección de gas total de 198 millones de pies cúbicos a condición de yacimiento o 52 GSCF. La Figura 35, muestra el patrón de inyección de agua y gas.

**Figura 35. Inyección de agua y gas en A-11**



Fuente: Instenford, R., Todnem, A., 10 Years of WAG Injection in Lower Brent at the Gullfaks Field. SPE, 2002.

Excepto por un periodo de 6 meses en 1994, la duración de un periodo de inyección, nunca excedió los tres meses, y la mayoría de los 20 principales periodos, estuvieron alrededor de los dos meses. La tasa de gas diaria máxima, estuvo alrededor de 88.2 millones de SCF. Los periodos de inyección de agua fueron de la misma duración o más largos. 80% del volumen de inyección de gas total se inyectó durante los primeros 10 periodos, desde Marzo de 1991 hasta Agosto de 1996. Los 10 últimos periodos de gas (desde Agosto de 1996 hasta Septiembre de 2000), fueron mas cortos y con una tasa más baja de inyección de gas diaria, así como los ciclos de gas fueron más dependientes de la disponibilidad de gas y de la estrategia de gas total para el campo Gullfaks.

**3.1.5. Problemas operacionales:** La producción de arena es uno de los principales problemas operacionales que presenta la inyección WAG en el campo Gullfaks; las arenas de yacimiento altamente productivas del campo, son pobremente cementadas y consolidadas. Por esta razón, el potencial de alta producción en la mayoría de los pozos, no pudo utilizarse completamente debido a la producción de arena.

Para superar este problema, la estrategia originalmente se enfoco en ka perforación selectiva en intervalos de arena consolidados, principalmente en pozos de Brent Inferior, por eso, el aceite dentro de las arenas altamente permeables alrededor de consolidación pobre se produjo a través de estas perforaciones. Los intervalos consolidados se identificaron a partir de datos de corazones, datos de registros a hueco abierto y experiencia pasada.

La estrategia fue exitosa por algún tiempo, sin embargo, en la experiencia de

ruptura de agua en los pozos, la producción se redujo significativamente, como tal, se requería control de arena, para mantener tasas de alta producción en el campo. El empaquetamiento con grava ha sido el principal método de control.

Otro problema de consideración es la rápida ruptura de gas en el pozo productor, lo cual lleva a un incremento de GOR, debido a esto se cerraron algunos pozos durante un tiempo porque la producción de gas excedió a la capacidad de gas sobre la plataforma GFA.

**3.1.6. Observaciones del proceso WAG:** Basados en la experiencia de la inyección WAG en este campo, se pueden hacer las siguientes observaciones:

- La inyección WAG, ha sido un contribuidor exitoso y significativo al recobro de aceite mejorado en el campo Gullfaks, debido al incremento inesperado de la tasa de producción después de los primeros periodos de inyección de gas. Se estima que el incremento en el recobro de petróleo con la inyección WAG, es de aproximadamente 12 millones de STB en el área de las arenas Brent.
- Da alta rentabilidad con bajo costo, ya que al hacer una comparación del gas que se inyecta frente a la tasa de producción de aceite resulta económicamente rentable.
- La principal contribución al recobro de aceite incrementado es el petróleo del ático, debido a que el gas inyectado barre principalmente la parte superior de la formación.

- El gas barre más áreas de las esperadas y por lo tanto volúmenes más grandes, porque este tiende a ocupar los poros mas grandes en el yacimiento y la permeabilidad relativa al gas favorece este fenómeno.
- Los pozos con alto corte de agua pueden sufrir el efecto de levantamiento por gas (gas lift), debido a que el gas reinyectado es miscible con el fluido de yacimiento, lo cual favorece la reducción de su densidad.

## 3.2. CAMPO STATFJORD

**3.2.1. Localización y generalidades:** El campo Statfjord fue descubierto en el Mar del Norte en 1973<sup>33</sup>, tiene 25 Km. de largo y 4 Km. de ancho. El Campo está localizado en el área Tampen Spur, en la parte norte del Viking Graben, sobre la frontera entre Noruega y Reino Unido. y es el más grande descubrimiento de aceite a la fecha en Europa. El aceite original in situ (STOOIP), se estima que es aproximadamente 6290 millones de STB y el factor de recobro esperado es 65%. El campo es desarrollado mediante tres plataformas completamente integradas. La Figura 37, muestra las tres plataformas y sus uniones. Statfjord A, empezó a producir en 1979, Statfjord B en 1982, y Statfjord C en 1985. Las ventas de gas al Reino Unido y al Continente Europeo comenzaron en Octubre de 1985.

---

<sup>33</sup> CROGH, N., EIDE, K., WAG Injection at the Statfjord Field, SPE, 2002. p. 1.

**Figura 36. Ubicación del campo Statfjord**



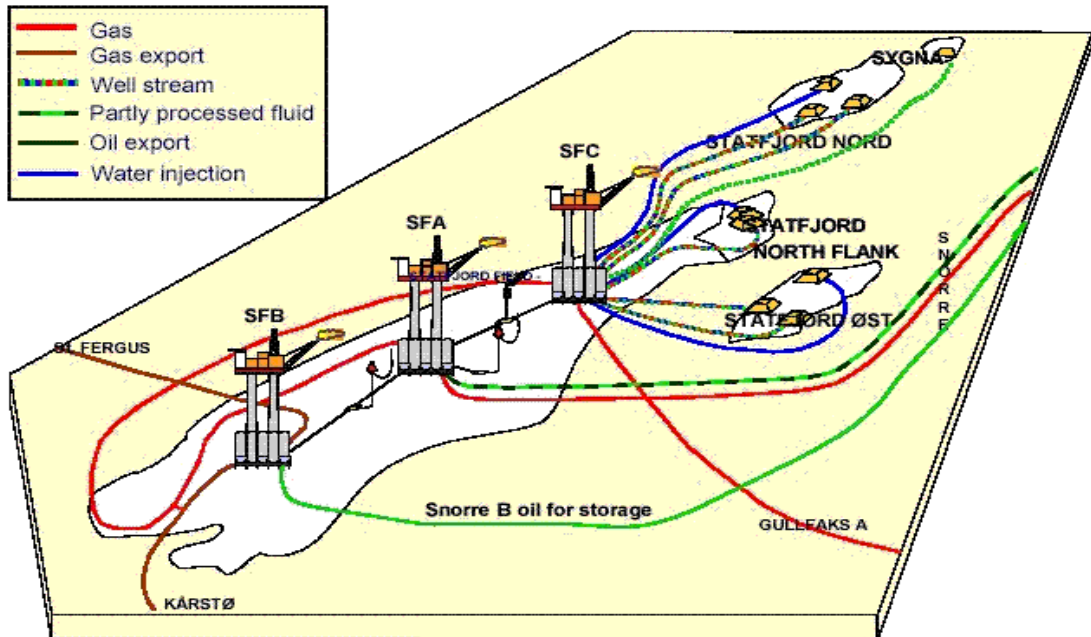
**Fuente: Biblioteca de consulta Microsoft Encarta 2003.**

Se alcanzó una tasa de producción normal de 691879 STB/día de aceite. En el 2002, la producción de aceite llegó a una rápida declinación y la tasa de aceite fue de aproximadamente 182400 STB/día. El reto fue identificar y desarrollar el aceite remanente.

En un intento por explotar estos volúmenes, la inyección WAG, comenzó en los yacimientos Brent con el pozo piloto B-05 en Febrero de 1997, y siguiendo a los resultados exitosos obtenidos se expandió para cubrir el área de campo entero. Grandes volúmenes de aceite se identificaron especialmente en las zonas superiores del yacimiento.

**3.2.2. Estructura geológica:** La mayoría de las reservas originales, se encuentran en una estructura de bloque falla (también llamado Main Field), el cual está inclinado alrededor de 7° hacia el oeste. El área oriental es llamada el East Flank.

**Figura 37. Vista global de las instalaciones del campo Staffjord**



**Fuente: Crogh, N., Eide, K., WAG Injection at the Staffjord Field, SPE, 2002.**

El East Flank, es un área muy compleja, altamente fallada y sometida a deslizamiento y depresamiento. Por lo tanto, los miembros Brent pueden no ser reconocidos frecuentemente en el East Flank. Sin embargo, la comunicación de presión es generalmente buena, con mediciones de presión indicando buena comunicación entre el East Flank y el Main Field. La Figura 38 muestra una corte transversal del Campo Staffjord.

Los dos intervalos del yacimiento más importantes son el Grupo Brent Jurásico Medio y Triásico hasta la formación Staffjord Jurásico Inferior. Los yacimientos Brent contienen aproximadamente 80% del aceite original in situ.

El Grupo Brent, esta dividido en el Brent Superior e Inferior, separados por un shale (barrera de presión), en las partes basales de la Formación Ness. El Brent Superior, consiste de la Formación Tarbert en el tope y la Formación Ness en el fondo. El Brent Inferior, consiste de la Formación Eive, en el tope,

rodeado por la Formación Rannoch y Broom. El Brent Inferior, tiene una disminución descendente en permeabilidad, con permeabilidades en el rango de 10 a 1000 md en la Formación Rannoch.

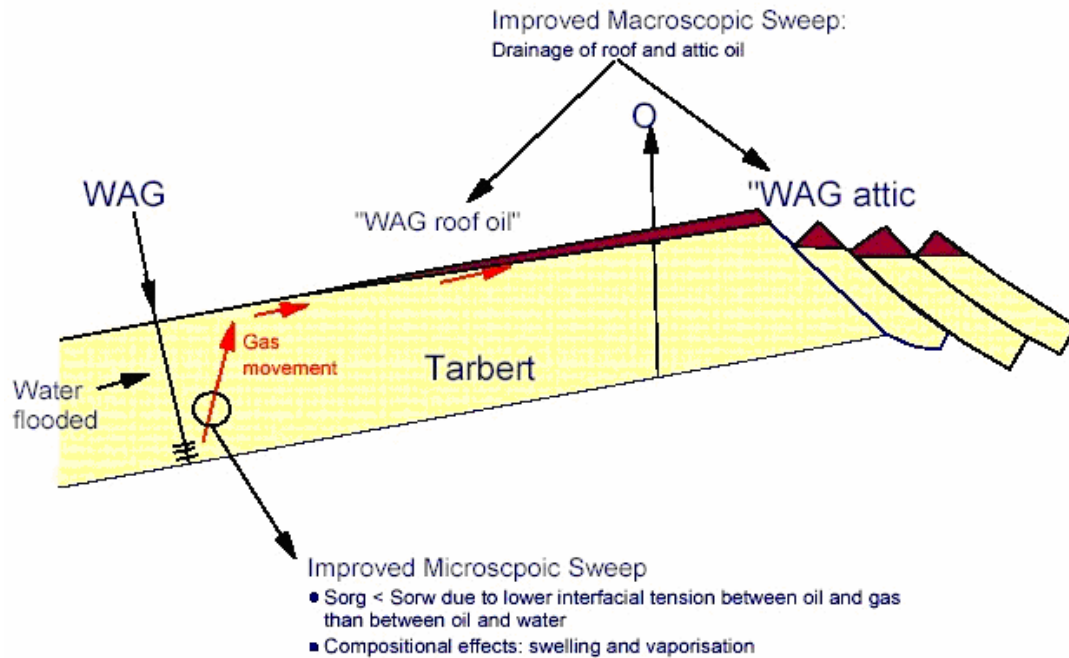
**3.2.3. Estrategia de producción:** La estrategia de desarrollo de yacimiento inicialmente, fue separar la producción del Brent Superior e Inferior, usando inyección de agua flanco abajo, para mantenimiento de presión. Una línea de inyectoras de agua se completo por debajo del contacto aceite – agua. Los productores, generalmente se localizaron cerca del tope estructural del Main Field. La eficiencia de la inundación de agua se ha evaluado utilizando información a partir de registros de saturación. Se ha observado un levantamiento firme del contacto aceite-agua, y una buena eficiencia del desplazamiento de aceite.

**3.2.4. Implementación de inyección WAG:** En 1997, la inyección de agua en Brent, fue complementada por inyección WAG buzamiento abajo, para desplazar el aceite remanente en las áreas superiores, y para mejorar la eficiencia de barrido en las áreas inundadas por agua. En el tiempo en que la inyección WAG comenzó, el factor de recobro en el Grupo Brent fue de 56% y el corte de agua era de 70%.

La estructura geológica del Campo Statfjord, es propicia para el éxito de la inyección WAG. Un efecto de WAG importante es el desplazamiento de aceite a partir de las áreas crestales del Main Field hacia los pozos de producción ubicados en el East Flank. La mayoría del petróleo del ático, esta localizado en las áreas crestales del Main Field y en el East Flank, mientras que el aceite localizado en el tope de la formación se encuentra flanco abajo

de los pozos de producción en el Main Field. La Figura 38, ilustra la inyección WAG en los yacimientos Brent.

**Figura 38. Ilustración de la inyección WAG en los yacimientos Brent**



**Fuente: Crogh, N., Eide, K., WAG Injection at the Staffjord Field, SPE, 2002.**

Además, se cree que la inyección WAG, incrementa el barrido microscópico en el yacimiento al reducir la saturación de aceite residual después de la inundación. Se espera que ciclos WAG mas cortos pueden favorecer la presencia de las tres fases, lo que resulta en una reducción de la permeabilidad relativa al gas, dando una relación de movilidad gas-aceite más benéfica, y un mejor proceso de desplazamiento comparado al flujo en dos fases gas-aceite.

Para los yacimientos Brent, las pruebas de laboratorio de fluidos indicaron que un desplazamiento de gas miscible a alta presión, podría solamente

lograrse por encima de la presión de yacimiento inicial; de ahí que el proceso WAG en el Grupo Brent es un desplazamiento inmisible.

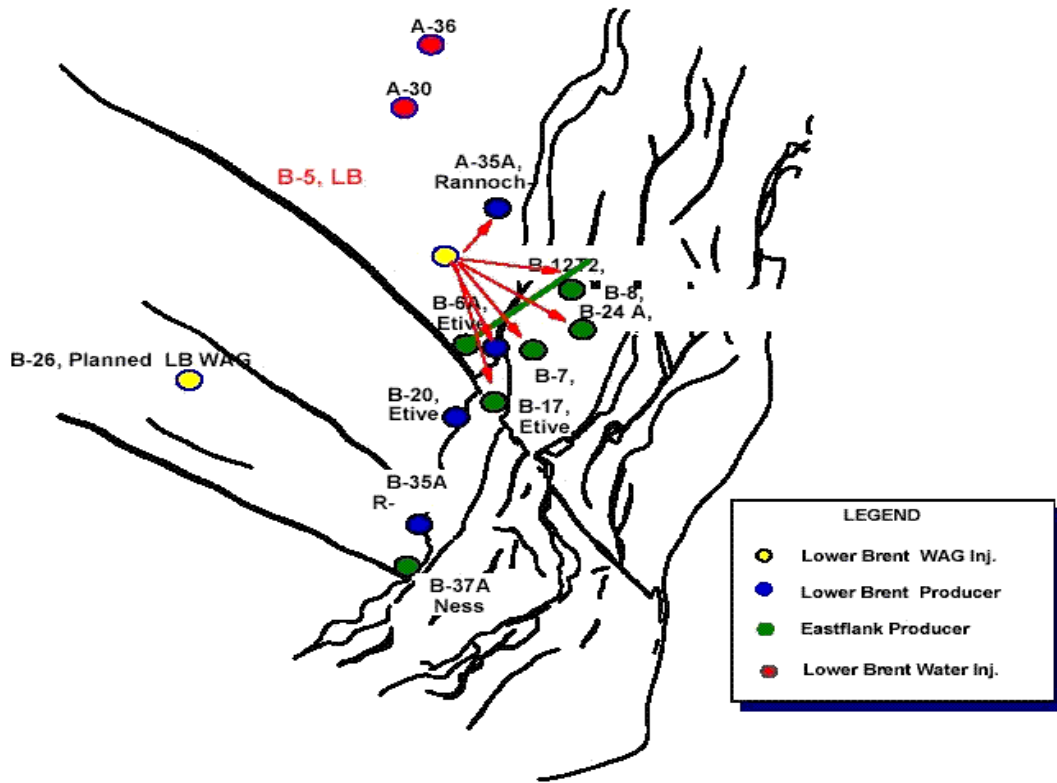
Tanto el ciclo de agua y gas, contribuyen a la recuperación del petróleo incremental en el proceso WAG. El petróleo del ático, es drenado principalmente por gas, desplazando el petróleo hacia áreas que son drenadas por el bache de agua posterior. Este mecanismo, ha sido observado en los pozos de producción, así como la producción de aceite se ha incrementado después de que los pozos de inyección son cambiados de inyección de gas a inyección de agua. La inyección, comenzó en 1997, cuando el piloto de inyección WAG en el pozo B-05 en Brent Inferior, inicio la inyección WAG en los yacimientos Brent.

La Figura 39, muestra un mapa de orientación de pozo del área piloto. El pozo B-05 fue considerado como optimo para inyección WAG, y los pozos de producción WAG potenciales se localizaron en una posición estructuralmente alta. Debido a la estructura en el área, una gran cantidad de petróleo del tejado y del ático se asumió que se desviaba por inundación de agua.

Los resultados a partir del piloto WAG, fueron positivos y llevaron a la decisión de expandir la implementación de WAG al Grupo Brent entero. La Figura 40, muestra los inyectores WAG y sus pozos respuesta en Brent Superior e Inferior.

La cantidad de gas disponible, para inyección en el campo Statfjord es limitada. La utilización de gas se distribuye entre exportación de gas, inyección de gas en los yacimientos Brent e inyección de gas en los otros yacimientos.

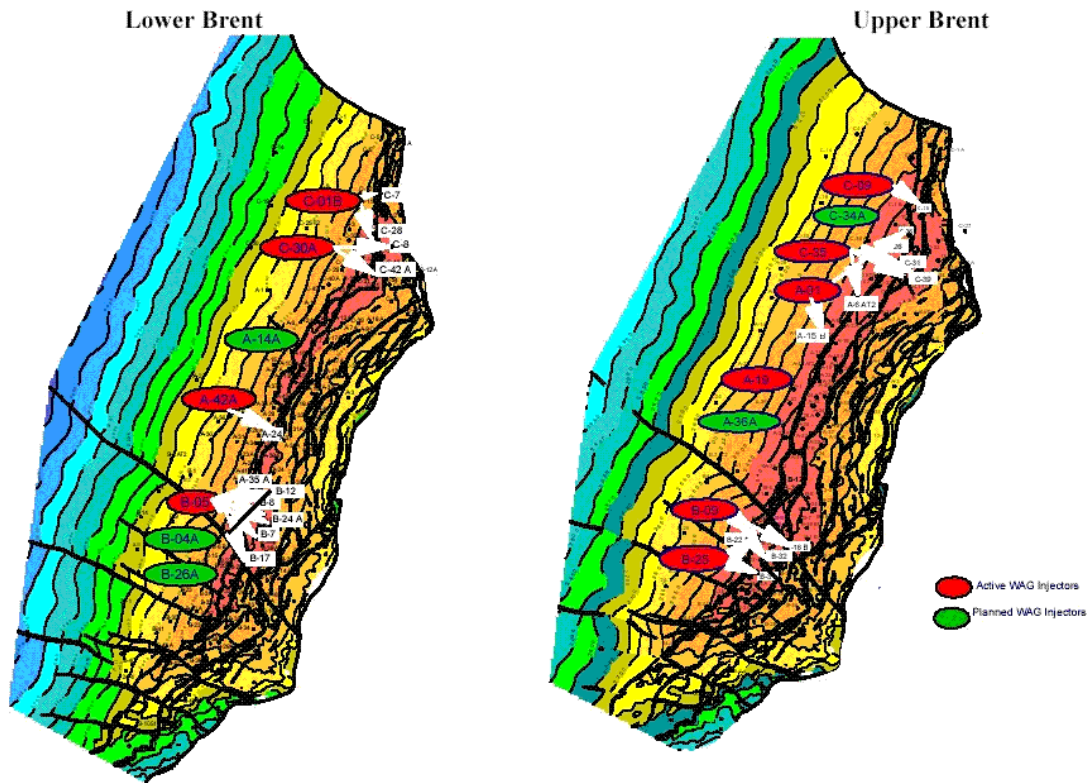
Figura 39. Mapa de orientación de pozo del área piloto de WAG.



Fuente: Crogh, N., Eide, K., WAG Injection at the Statfjord Field, SPE, 2002.

Por lo tanto la optimización del uso de gas es importante para maximizar la ganancia. Es importante, registrar el tiempo del comienzo de la inyección WAG en un pozo, y verificar la flexibilidad entre los diferentes pozos de inyección WAG, para asegurar que el gas esta siendo utilizado efectivamente. La estrategia de desarrollo del yacimiento, se modifico en 1997, cuando se implemento inyección WAG buzamiento abajo, como parte de la estrategia de drenaje. La estrategia WAG a la fecha ha sido convertir los inyectores de agua verticales existentes, en Brent Inferior en inyectores WAG en Brent Superior, mientras los nuevos inyectores WAG en Brent Inferior, son en su mayoría perforados como pozos horizontales justo por debajo del contacto original aceite-agua.

**Figura 40. Implementación de WAG en brent inferior y superior.**



**Fuente: Crogh, N., Eide, K., WAG Injection at the Statfjord Field, SPE, 2002.**

La estrategia es perforar los inyectores profundamente en la formación, de manera que el gas contacte, tanto aceite como sea posible en su camino hacia los productores, y perforar y aplicar sidetrack a los productores, de manera que el aceite barrido por el gas pueda producirse, sin excesiva producción de gas o agua.

En el caso de los inyectores WAG dedicados a Brent Inferior, los pozos se localizan y perforan profundamente en la formación Rannoch, para lograr tan alta eficiencia de desplazamiento vertical como sea posible. Los productores existentes dictan la estrategia de inyección en los pozos inyectores de WAG.

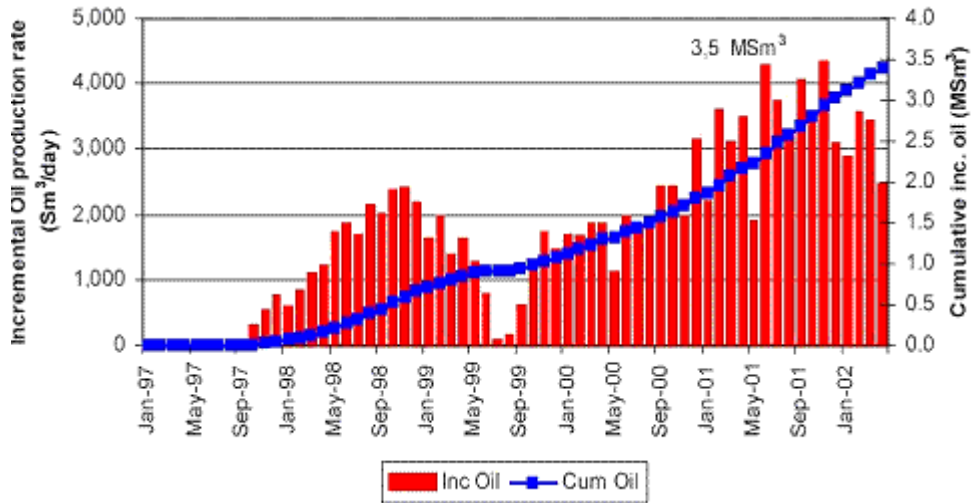
Esto significa que en algunos casos, los pozos inyectan solamente en algunas partes de la larga sección horizontal (aproximadamente 600 metros), y mas tarde en sus tiempos de vida, son perforados en la misma arena pero en diferentes partes del campo dependiendo de la cobertura del pozo de producción.

Con respecto al tiempo de duración de los ciclos, la estrategia a la fecha ha sido correr largos baches de gas de 1 - 3 años. Un prerrequisito para cambiar de inyección de gas a inyección de agua en los inyectores WAG ha sido, en la mayoría de los casos, ruptura de gas y/o recirculación de gas en los productores.

Se estableció un equipo de vigilancia de WAG multidisciplinario, a cargo de monitorear la inyección WAG, analizar respuestas, recomendar operaciones de pozo, y establecer y seguir el programa de adquisición de datos relacionado al WAG. Además, monitorear los frentes de fluido, y evaluar perfiles potenciales y de producción debido al efecto WAG. Este equipo, el cual incluye ingenieros de yacimientos y de producción, geólogos y geofísicos, ha sido una contribución importante al éxito de la implementación y entendimiento de los procesos de inyección WAG.

Después de cinco años de inyección WAG, los resultados son alentadores. A Mayo de 2002, la producción de aceite incremental total estimado debido a inyección WAG es de casi 22 millones de STB. Aproximadamente 45% del gas inyectado ha sido producido. Los volúmenes totales producidos en respuesta a la inyección WAG hasta ahora han confirmado el potencial WAG esperado. La tasa de aceite incremental diaria promedio debido a WAG en 2001 fue de aproximadamente 22640 STB/día. La Figura 41, muestra la producción de aceite incremental total a partir de la inyección WAG en los yacimientos Brent, así como la tasa de aceite promedio por día.

**Figura 41. Producción de aceite incremental total y tasas de aceite incremental promedio del efecto WAG en los yacimientos Brent**



**Fuente: Crogh, N., Eide, K., WAG Injection at the Statfjord Field, SPE, 2002.**

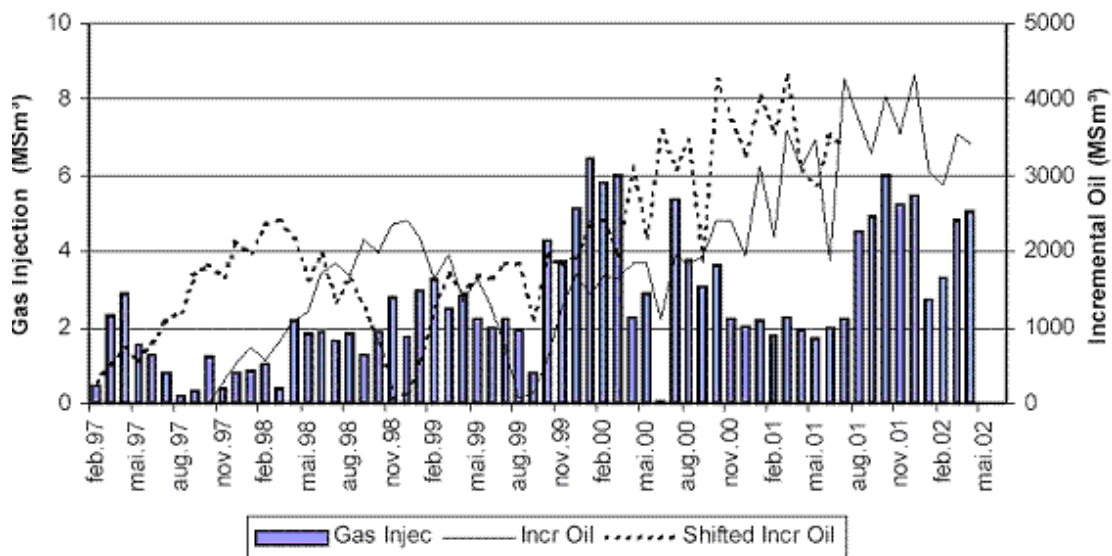
La respuesta a la inyección WAG exhibe tendencias que varían, dependiendo de:

- Complejidad del yacimiento/espesor de la formación
- Comunicación entre el Main Field y el East Flank
- Cobertura del pozo de producción
- Distancia entre el inyector WAG y los pozos de producción

La figura 42 muestra las tasa diarias de inyección de gas y aceite incremental para los yacimientos Brent. El perfil de aceite incremental, ha sido cambiado para comparar la respuesta WAG con la tendencia de la inyección de gas.

La alta producción de aceite incremental inicial, es explicada con la respuesta WAG de los primeros productores con efecto WAG. Estos pozos tuvieron una tasa de aceite incremental de mas de 6250 STB por día, mientras que los otros productores experimentaron tasas de aceite incremental en el rango de 1200 a 2500 STB por día. En la figura 42 se observa también que en el periodo de abril de 1998 y enero de 1999, no se ve correspondencia entre la tasa de inyección de gas y la tasa de aceite incremental, este es el periodo de implementación de la inyección WAG. Un efecto positivo se ha visto en las áreas WAG una vez que los pozos se cambian de inyección de gas a inyección de agua, ver periodo de mayo 2000 a julio de 2001.

**Figura 42. Tasas de desempeño de WAG**



**Fuente: Crogh, N., Eide, K., WAG Injection at the Staffjord Field, SPE, 2002.**

Los efectos típicos en productores de aceite a partir de inyección WAG, son corte de agua decreciente, tasa de aceite que se incrementa, y GOR que se incrementa con un posterior efecto de levantamiento.

**3.2.5. Problemas operacionales:** Observaciones de campo, han indicado que hay una migración de gas extensiva ascendente en la formación. Esta migración vertical resulta en un barrido volumétrico relativamente pobre de gas, un efecto que es frecuentemente subestimado en modelos de simulación de yacimientos. Por eso la eficiencia de desplazamiento horizontal inferior, es un desafío. Las simulaciones de yacimientos indicaron también que los inyectores WAG horizontales darían mejor barrido volumétrico de gas comparado a inyectores WAG verticales, y observaciones de campo corroboran esta afirmación.

**3.2.6. Observaciones del proceso WAG:**

- La inyección WAG en los yacimientos Brent en el campo Statfjord ha sido un éxito. A Mayo de 2002, casi 22 MSTB, se estiman como la producción de aceite incremental total debido al efecto de WAG. Aproximadamente 45% del gas inyectado ha sido producido. La tasa de aceite incremental diaria promedio debido al efecto de WAG en 2001 fue aproximadamente 22645 STB/día.
- Los efectos típicos observados en productores de aceite así como la respuesta a la inyección WAG son un corte de agua decreciente, tasa de aceite que se incrementa, y GOR que se incrementa con un posterior efecto de levantamiento.
- Generalmente el primer ciclo WAG es el más eficiente; un posterior segundo ciclo de gas no se espera que de tanto aceite incremental como el primer ciclo, debido a la reducción de la saturación de aceite residual con cada nuevo ciclo.

- La estructura geológica del Campo Statfjord es conducente al éxito de la inyección WAG. El campo consiste de un bloque de falla que buza hacia el oeste sin ser deformado, el cual excepto por las áreas crestales esta en comunicación con un área compleja como lo es el East Flank.
- El equipo de vigilancia WAG multidisciplinario es un elemento importante en el éxito de la implementación y el entendimiento de los procesos WAG. Se requieren estudios integrados para diseñar, evaluar y optimizar la inyección WAG.

### **3.3. CAMPO KUPARUK**

**3.3.1. Localización y generalidades:** El campo Kuparuk River<sup>34</sup>, esta localizado en el norte de Alaska, aproximadamente 260 millas al norte del círculo polar ártico y 30 millas al oeste del campo Prudhoe Bay. Considerado el segundo campo más grande en Norte América, desde el tiempo de la primera producción en 1981, Kuparuk ha operado bajo una variedad de mecanismos de recobro, incluyendo: depleción primaria, inundación de agua, reinyección tanto de gas e inyección WAG inmisible y miscible.

Descubierto en 1969, la decisión de desarrollar el campo de aceite Kuparuk River se tardó hasta 1979, debido a incertidumbres económicas y restricciones de recursos atados a la salida del campo de aceite Prudhoe Bay. A finales de 1981, el campo Kuparuk River, empezó a producir 80000 BOPD a partir de 40 pozos en 5 sitios de perforación. La producción supero

---

<sup>34</sup> HOOLAHAN S. P. and McDUFFIE, G. S. ARCO Alaska, Inc., D. G. Peck, ARCO E&P Technolow, and R. J. Hallam, BP., Large Scale Enhanced Oil Recovery Project, SPE, 1996. p. 484

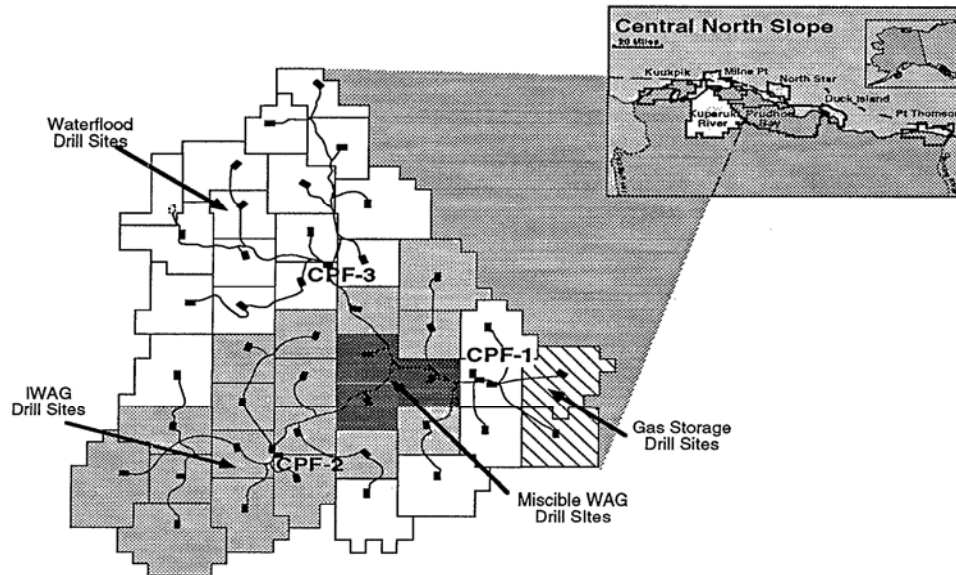
las expectativas. Los fluidos se procesaron mediante una Facilidad de Producción Central sencilla (CPF- 1), con el aceite siendo transportado 27 millas al Sistema de Línea de Tubería Trans Alaska (TAPS) a través de una línea de tubería de 16-pulgadas. El gas no quemado como combustible fue reinyectado en un área del yacimiento diseñada para almacenamiento de gas. El campo no tuvo una capa de gas original.

A causa de los resultados prometedores, en 1982 un plan tuvo lugar para desarrollar el campo entero usando tres CPFS.

El segundo CPF (CPF-2) fue comisionado en 1984. Para acomodar la producción de aceite incrementada, la línea de tubería de 16-pulgadas desde Kuparuk hasta TAPS fue reemplazada con la actual línea de tubería de Kuparuk de 24-pulgadas.

La expansión a nivel de campo de un piloto de inundación de agua iniciada en 1983, fue hecha posible con la salida en 1985 de la Planta de Tratamiento de Agua de Mar de 300000 BWPD de capacidad (STP). Concurrente con la salida del STP, un piloto de IWAG se inicio en tres sitios se perforación. La inyección IWAG se intentó para suministrar un medio de almacenar gas y mejorar el recobro de petróleo. La figura 43, muestra un esquema simplificado de los principales mecanismos de recobro aplicados en el campo.

**Figura 43. Mapa del campo Kuparuk**



**Fuente: Ma, T.D., and Youngren, G.K., Performance of Immiscible Water-Alternating-Gas (IWAG) Injection at Kuparuk River Unit, North Slope, Alaska. SPE, 1994.**

El tercer y final CPF (CPF-3) fue comisionado en 1986 para desarrollar la zona norte del campo.

**3.3.2. Estructura geológica:** La formación Kuparuk River, reside a una profundidad nominal de 6000 pies, es una anticlinal extensiva, buzando ligeramente de forma lateral ( $0.8^\circ$ ) cubriendo 200 millas cuadradas y está comprendida de dos horizontes primarios que producen de arenisca Cretacea Temprana. El mecanismo de trampa, es una combinación de cierre estructural hacia el noreste y cierre estratigráfico hacia el suroeste.

El horizonte inferior (A-Sand), esta subdividido en seis intervalos (A-1 hasta A-6) de arenisca, siltstone y mudstone entrecruzadas los cuales juntas,

contienen dos tercios de los aproximadamente  $6 \cdot 10^9$  barriles de aceite original in situ (OOIP). El horizonte superior (C-Sand), esta hidráulicamente separado del horizonte inferior por la Disconformidad Cretácica Inferior y esta subdividido en cuatro intervalos, (C-1 hasta C-4) de areniscas pobremente sorteadas, glauconítica, cementada, mientras el espesor neto para la C-Sand puede alcanzar 80 pies, el promedio está sobre 30 pies. El espesor neto promedio para la A-sand es típicamente menor a 30 pies.

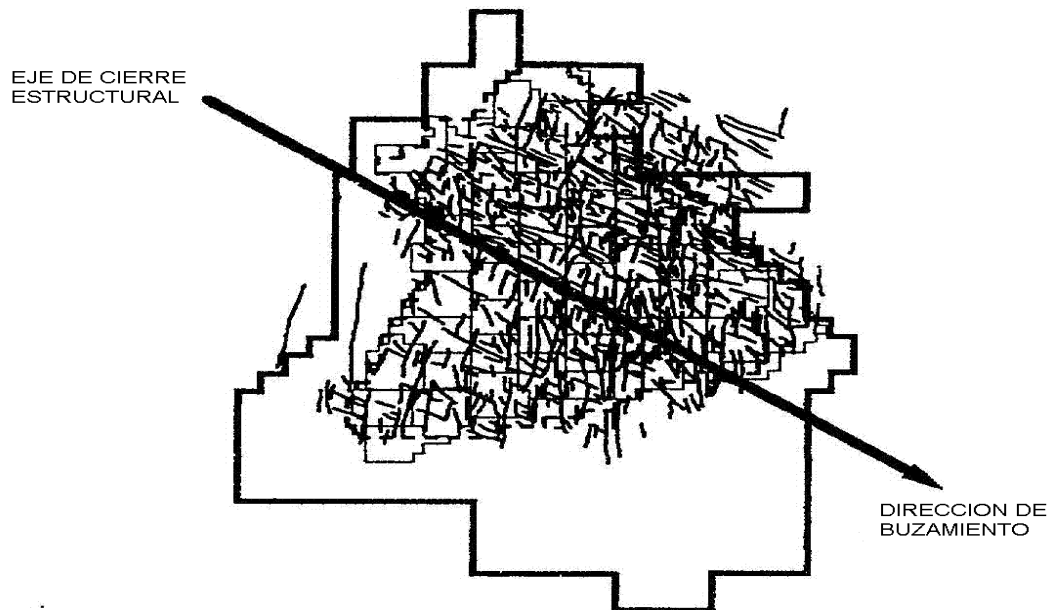
La formación Kuparuk River, es altamente fallada, con movimiento de fluido regional influenciado predominantemente por el sistema de falla norte-sur. Virtualmente todas las fallas de Kuparuk, están orientadas normalmente y se comportan como barreras al flujo en algunos casos y como canalizaciones de fluido en otros. El fallamiento juega un papel clave en el manejo del yacimiento y en determinar la ubicación de pozos infill. Un mapa que grafica la fallas principales dentro de Kuparuk se muestra en la Figura 44.

Las A-Sands, con un espesor-permeabilidad promedio de 1000 md-ft., son considerablemente menos prolíficas que las C-Sands, las cuales tienen un espesor-permeabilidad promedio de 5000 md-ft. El intervalo C-1 mas permeable frecuentemente se comporta como una zona ladrona cuando está presente. Ambas arenas tienen una porosidad promedio de en un rango 23 - 24%. La mojabilidad es intermedia.

**3.3.3. Estrategia de producción:** El yacimiento estuvo sub-saturado en el tiempo de descubrimiento, con una presión de yacimiento promedio de 3100 psi y una presión de punto de burbuja promedio de 2800 psi y GOR en solución de 500 SCF/STB. La gravedad del aceite varía desde 18° a 27° API a lo largo del campo, pero es 24° API en promedio. El contenido de asfalteno (pentano insoluble) tiene un rango desde 3 hasta 17 %-peso de la fracción de

C7+. Los experimentos de laboratorio con el sistema de fluido de Kuparuk han identificado la formación de una tercera fase de hidrocarburos, alta en contenido de asfaltenos, cuando el inyectante miscible se mezcla con el aceite de yacimiento. Se encontró que la formación de la tercera fase está directamente relacionada al contenido de asfalteno del aceite de yacimiento.

**Figura 44. Mapa de fallas del campo kumaruk**



Fuente: Choo, Y.K, and Wethington, W.B. and M.C. Lederer. Application of Preprocessing Software in the Initialization of Kuparuk Full-Field Model. SPE, 1991.

**3.3.4. Implementación de inyección WAG:** En la mitad de los 1980s, se revisó la conveniencia de un proceso WAG miscible para Kuparuk. El proceso pareció ser aplicable en términos de:

- La presión de yacimiento de 3000 psi (el rango normal requerido esta entre 1500 y 3000 psi);

- La presencia de un número de arenas delgadas de baja permeabilidad con barreras de flujo vertical, las cuales son necesarias para minimizar la segregación gravitacional en inundaciones horizontales;
- Una alta saturación de aceite residual de 28 - 42% (mejor que el valor preferido de 25%);
- El inyectante miscible (MI), requerido podría ser fabricado desde alrededor de 70 - 80% de gas y 20 - 30% de fluido enriquecido, dependiendo de la composición del fluido enriquecido.
- Falta de una capa de gas.

Sin embargo, las propiedades del aceite no fueron ideales. La viscosidad del aceite de 2 cp, no estuvo en el rango ideal de menos de 1 cp (aunque se considera aceptable hasta 5 cp). La presencia de zonas ladronas de alta permeabilidad en la C-1 Sand, también fue un problema.

Un piloto de recobro mejorado de aceite (EOR), se inicio en 1988 en dos sitios de perforación y posteriormente se expandió a uno de los lugares de perforación IWAG en 1999, para probar el MWAG después del proceso IWAG.

La producción máxima alcanzó 353000 BOPD en Diciembre 15 de 1991. Con la producción acumulada cubriendo  $1 \cdot 10^9$  barriles en Mayo 26 de 1993. Kuparuk fue el catorceavo campo en Norte América en lograr estos índices de producción.

Un proyecto piloto de EOR se implemento a finales de 1988, en dos sitios de perforación (1Y y 2Z) que habían estado previamente en inundación con

agua. El piloto consistió de 11 modelos cubriendo un área de 3300 acres con un OOIP de 210 MMSTB. La figura 45, muestra el EOR original y las áreas del piloto de inundación de agua de 80-acres.

En 1992, el área de inundación de agua de 80-acres que separa las áreas piloto de EOR 1Y y 2Z, se convirtió a inyección MWAG. La perforación de 11 pozos infill en 1Y se inicio a finales de 1993 y la perforación de dos pozos infill en 2Z a comienzos de 1995. Esto lleva el número total de modelos en 1Y y 2Z, a 28. La cobertura areal del piloto permanece en 5800 acres con un OOIP correspondiente de 390 MMSTB.

El recobro de EOR incremental a partir de piloto hasta 1996, se estimo en 15 – 20 MMSTB. Esto representa 3.5 - 5% del OOIP.

Aunque el desempeño temprano a partir del piloto, fue muy alentador, no correspondió directamente a los mecanismos de yacimiento asociados con la mayoría de las oportunidades de una futura expansión. El piloto originalmente se inicio, después de una inundación de agua. Las expansiones futuras, serían casi exclusivamente en áreas previamente en IWAG. Tomar ventaja de la infraestructura de distribución de gas, de IWAG a alta presión existente, es la clave de la viabilidad económica de expandir el EOR en Kuparuk.

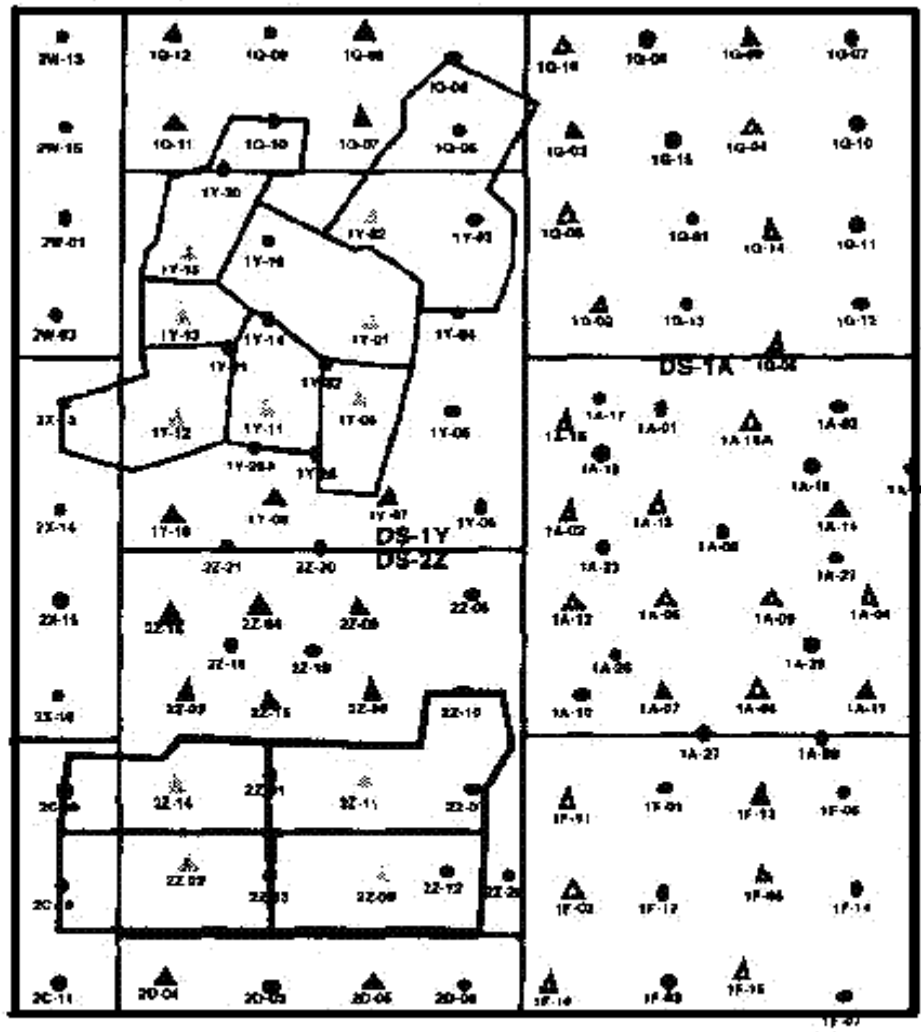
Se tomaron un número de estudios de simulación completamente composicional, para dirigirse al impacto de la inyección IWAG en el proceso MWAG. Estos estudios incorporaron tratamiento de permeabilidad relativa composicionalmente consistente y los efectos de histéresis en el atrapamiento de gas.

Los resultados de simulación, indican que el IWAG impactara negativamente los recobros de MWAG incremental, pero que la magnitud es mínima y no es suficiente para afectar la decisión del proyecto. La reducción en recobro de MWAG, es principalmente debido a la reducción en la saturación de aceite, objetivo atribuido al proceso de recobro IWAG. El recobro combinado a partir de MWAG e IWAG se encontró que es más grande que el de MWAG solamente por un promedio de 1 % OOIP.

Aunque los resultados de simulación indican que la interacción MWAG/IWAG no debería ser un problema, no hubo precedentes conocidos para IWAG precediendo MWAG. Como tal, no hubo ni datos de campo ni experiencia de confianza, para evaluar el impacto del IWAG sobre el proceso MWAG. Dada la magnitud de la inversión asociada con una expansión EOR principal en Kuparuk, una prueba de campo se inicio en 1993. El piloto existente se expandió a un sitio de perforación IWAG maduro adyacente (1A). Esta expansión incrementó el numero total de modelos de EOR en el campo a 40, y la cobertura de EOR areal total a 8700 acres con un OOIP correspondiente de 575 MMSTB.

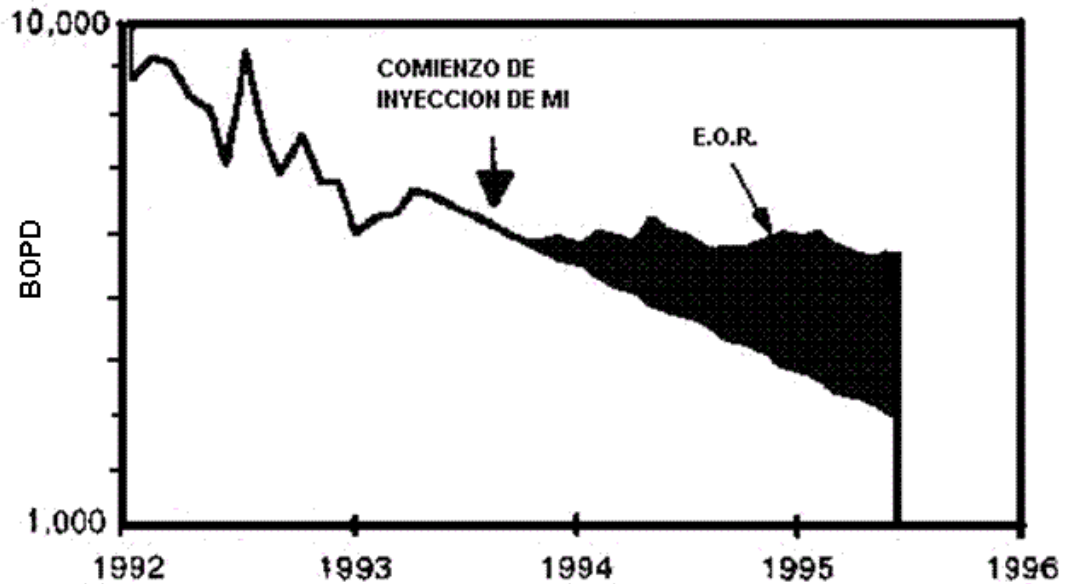
Como se muestra en la Figura 46, los resultados de campo tempranos a partir de 1A, muestran que el proceso miscible ha trabajado efectivamente siguiendo al IWAG.

Figura 45. Mapa del área de EOR piloto



Fuente: Hoolahan S. P., and McDuffie, G. S., and R. J. Hallam, Kuparuk Large Scale Enhanced Oil Recovery Project, SPE, 1996.

Figura 46. Grafico de producción de EOR en el sitio de perforación 1A



Fuente: Hoolahan S. P., and McDuffie, G. S., and R. J. Hallam, Kuparuk Large Scale Enhanced Oil Recovery Project, SPE, 1996.

Un sistema de distribución de gas de alta presión, se instaló como parte del proyecto IWAG en Kuparuk. Esta infraestructura existente forma la estructura de la facilidad del proyecto de recobro mejorado a gran escala, sirviendo para mejorar la viabilidad económica del proyecto, mientras se minimiza el riesgo de inversión capital. La confianza sobre la infraestructura existente, siempre ha jugado un papel clave en el desarrollo de la cuesta norte. Si no hubiera sido por la infraestructura construida como un resultado del descubrimiento de Prudhoe Bay, Kuparuk por si mismo no habría sido económicamente viable.

Los planes del proyecto a gran escala, son expandirlo a los 18 sitios de perforación en IWAG. El volumen significativo de MI requerido para esta expansión, es suministrado por la mezcla de NGLs a partir de Prudhoe Bay con gas producido de Kuparuk. Los NGLs de Prudhoe Bay son el único fluido enriquecido de la cuesta norte que reúne los requerimientos de Kuparuk de

disponibilidad inmediata, compatibilidad del yacimiento, y compatibilidad de facilidades.

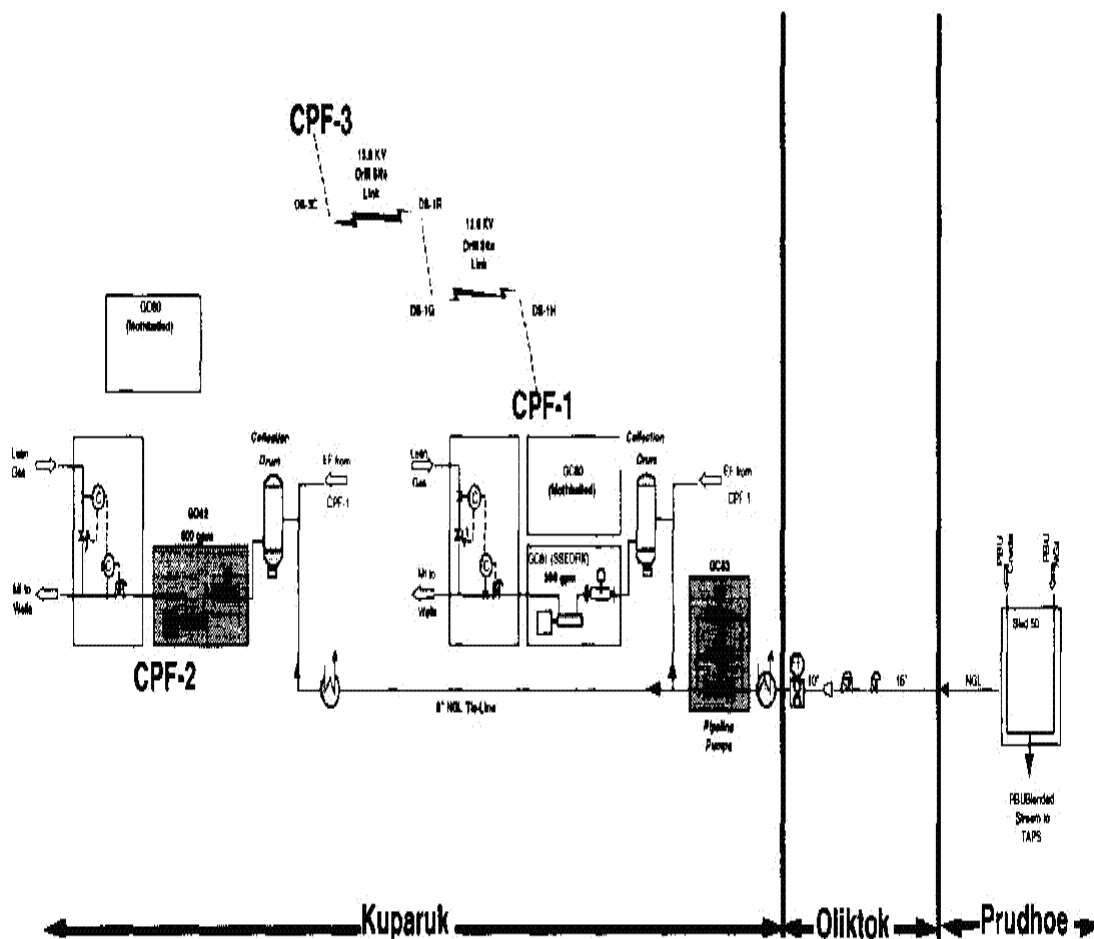
Aunque la miscibilidad en Kuparuk se controla por el mecanismo combinado condensación/vaporización, el carácter fuertemente condensador del yacimiento lo hace conveniente a un solvente basado en NGL. Debido a que el yacimiento Kuparuk tiene muy poco CO<sub>2</sub> indígena, introducir CO<sub>2</sub> en el sistema podría potencialmente activar significativamente los costos de mitigación de corrosión. Los NGLs de Prudhoe Bay no poseen problemas de CO<sub>2</sub>.

Las modificaciones de las facilidades asociadas con el proyecto a gran escala, se muestran en la Figura 47 e incluyen los siguientes:

- Las uniones en Prudhoe permiten que una porción del sistema de corriente de NGL de Prudhoe Bay sea desviado en la línea de tubería original de 16 – pulgadas entre Kuparuk y TAPS (la línea de tubería “Oliktok” );
- Modificación de la línea de tubería para conversión de servicio de gas a NGL;
- La Instalación de tres bombas de línea de tubería en CPF-1 para dar un empujón a la presión de los NGLs entrantes para transportar hasta CPF-2 vía una nueva línea de 8 – pulgadas y para entrada en los nuevos tambores de recolección de fluido enriquecido a instalarse en tanto CPF-1 y CPF-2;
- Rodar la bomba de inyección en CPF–1 desde 220 gpm hasta 360 gpm;

- Reemplazar la bomba de inyección existente de 180 gpm en CPF-2 con una nueva bomba de inyección de 800 gpm;
- Unir los sistemas de potencia CPF-1 y CPF-3 para acomodar la demanda eléctrica incrementada en CPF - 1, especialmente durante los meses de invierno cuando el consumo de potencia alcanza el máximo.

Figura 47. Esquema de la facilidad a gran escala



Fuente: Hoolahan S. P., and McDuffie, G. S., and R. J. Hallam, Kuparuk Large Scale Enhanced Oil Recovery Project, SPE, 1996.

**3.3.5. Problemas operacionales:** Un problema común en este campo, es la inyectividad reducida, los cálculos de inyectividad que cuentan para flujo en tres-fases y entrapamiento de gas indican que la inyectividad del agua debería ser notoriamente reducida como un resultado de la inyección de gas. Sin embargo, este efecto no se ha observado dentro de los datos de campo. En conjunto, la inyectividad del agua no parece haber sido afectada mientras la inyectividad del gas es 15 - 20 % mayor que la del agua. Esto, en contraste con varios proyectos de inyección CO<sub>2</sub> - WAG en West Texas, que han visto pérdidas sustanciales en las inyectividades del agua posterior a la inyección de gas.

Aunque no se considera un problema operacional, se requiere elaborar un inyectante miscible, para favorecer la miscibilidad con el fluido de formación, en la aplicación del proceso para no tener pérdidas considerables en miscibilidad, lo cual perjudica directamente la recuperación de petróleo.

**3.3.6. Observaciones del proceso WAG:** El proyecto a gran escala de Kuparuk esta entre los mas grandes de su tipo en el mundo. El recobro de aceite incremental a partir del proyecto se espera que cubra 200 MMSTB. Los aspectos clave del proyecto a gran escala de Kuparuk son:

- Maximizar la utilización de la infraestructura existente mejora la viabilidad económica y minimiza el riesgo de inversión de capital, ya que resulta más rentable adaptar al equipo ya existente, que invertir en nuevos equipos.
- Aproximadamente 100 MMSTB de NGLs de Prudhoe Bay se importarán durante la vida del proyecto.

- La cobertura de EOR en Kuparuk se incrementará mediante 18 sitios de perforación a través de un programa de expansión organizado.
- El carácter fuertemente condensante del sistema de fluido de Kuparuk está bien preparado para un solvente basado en NGL.
- Con menos de la mitad del OOIP de Kuparuk sujeto al proceso de recobro mejorado, el potencial para futuras expansiones de EOR en Kuparuk es significativo.

### 3.4. SCREENING DE LOS CAMPOS REFERENCIADOS

A partir de las experiencias recogidas en el estudio de los tres campos, se pueden tabular algunos de los parámetros de yacimiento más importantes para una aplicación de un proceso de inyección WAG. A continuación se muestran algunos de estos parámetros.

**Tabla 27. Screening de los campos estudiados**

PARAMETROS DEL CAMPO	GULLFAKS	STATFJORD	KUPARUK
ESPESOR DE FORMACION, Pies	190	280	30
OOIP, Mbbl	3661	6290	6000
PERMEABILIDAD, md	10-1000	10-1000	80-1500
POROSIDAD, Fracción	0,19	0,21	0,24
METODO PREVIO DE RECOBRO	INYECCION DE AGUA	INYECCION DE AGUA	INYECCION DE AGUA
TIPO DE GAS	HIDROCARBURO	HIDROCARBURO	HIDROCARBURO
FUENTE DE GAS	YACIMIENTO	YACIMIENTO	YACIMIENTO
TIPO DE DESPLAZAMIENTO	NO MISCIBLE	NO MISCIBLE	MISCIBLE Y NO MISCIBLE

**Fuente: tabla generada por los autores del proyecto**

#### 4. CONCLUSIONES

- La permeabilidad relativa de una roca respecto a los fluidos que la saturan es uno de los factores claves que determinan el comportamiento del yacimiento ante un proceso de recobro mejorado y sus posibles efectos, de ahí la importancia de su estudio.
- La permeabilidad relativa medida de un yacimiento para un proceso de recobro mejorado esta relacionada con la estructura, mojabilidad y tipo de roca, además del tipo de proceso de recobro ya sea de imbibición o de drenaje, por lo que el comportamiento no será el mismo para todos los yacimientos.
- El modelo básico del comportamiento de las permeabilidades relativas en tres fases es el modelo de Stone I, a partir del cual se han planteado variaciones y correcciones para casos de rocas específicas.
- El estudio adecuado de la permeabilidad relativa de un yacimiento durante un proceso de inyección alternada de agua y gas, puede ser útil para predecir si durante la aplicación del método se presentará canalización de gas, para lo cual se necesitará controlar la alta tasa de producción de gas mediante los ciclos alternados de agua.
- El proceso de inyección alternada de agua y gas, es un método de recobro mejorado que comparado con la inyección de agua, barre mas

áreas con mayor eficiencia, y comparado con la inyección de gas, presenta un mejor control de movilidad en el frente desplazante.

- El proceso de inyección alternada de agua y gas, además de permitir que se de un tratamiento provechoso al gas de producción, que no se tenga en uso en superficie o para venta, ofrece la ventaja de usar otros gases no hidrocarburos para inyección, tales como el CO<sub>2</sub>, los cuales requerirían un tratamiento ambiental adecuado para su liberación.

## 5. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar pruebas de laboratorio sobre muestras de corazones en los campos en donde pueda ser factible implementar el método de recobro de inyección WAG en Colombia, con el fin de determinar cual modelo de permeabilidad relativa en tres fases es el más preciso para un proyecto de inyección alternada en un campo específico.
- Se ve la necesidad de realizar un trabajo de investigación donde se estudie el efecto que tiene la mojabilidad de una roca de yacimiento, sobre el desempeño de la aplicación de un proceso de inyección alternada de agua y gas.
- Antes de decidir el uso de la inyección WAG como método de recobro, es conveniente conocer lo más precisamente posible las características del yacimiento, como lo son su saturación de aceite residual, el petróleo original “in situ”, saturación de agua, etc. De esta manera se puede lograr un análisis económico correcto.

## BIBLIOGRAFÍA

AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Second Edition. 2001, p.221-228, 280-320.

ALEMAN, M.; SLATERRY, J. Estimation of Three-Phase Relative Permeabilities. Transport in Porous Media, 1988, p.111.

AZIZ, K.; SETTARI, A. Petroleum Reservoir Simulation. London: Applied Science Publishers Ltd., 1979, p.143.

BAKER, L. Three-Phase Relative Permeability Correlations. SPE/DOE, 1988, p.1.

CHOO, Y.K.; WETHINGTON, W.B.; LEDERER, M.C. Application of Preprocessing Software in the Initialization of Kuparuk Full-Field Model. SPE, 1991, p.1.

CHRISTENSEN, J. R.; STENBY, E.H.; SKAUGE, A. Review of Wag Field Experience. SPE, 1998, p.357.

COREY, A. The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities. Pron. Mon., 1954, p.19, 38.

CROGH, N.; EIDE, K. WAG Injection at the Statfjord Field. SPE, 2002, p.1.

DELSHAD, M.; POPE, G. Comparison of the Three-Phase Oil Relative Permeability Models. Transport in Porous Media, AIME, 1989, p.59-83.

DIETRICH, J.; BONDOR, P. Three-Phase Oil Relative Permeability Models. SPE-AIME, 1976, p.1.

FAYERS, F.; MATTHEWS, J. Evaluation of Normalized Stone's Model for Estimating Three-Phase Relative Permeabilities. SPEJ, 1984, p.224-239.

HIRASAKI, G. Sensitivity Coefficients for History Matching Oil Displacement Processes. Trans AIME, 1973, p.39-49.

HONARPOUR, M.; KOEDERITZ, L.; HARVEY, A. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. CRC. Press, Inc., 1988, p.65.

HOOLAHAN S. P.; McDUFFIE, G. S. ARCO Alaska, Inc., D. G. Peck, ARCO E&P Technolow, and R. J. Hallam, BP. Large Scale Enhanced Oil Recovery Project. SPE, 1996, p.484.

HUSTAD,O.; HOLT, T. Gravity Stable Displacement of Oil by Hydrocarbon Gas after Waterflooding. SPE paper 24116, 1992, p.1.

INSTENFJORD, R.; TODNEM, A. 10 Years of WAG Injection in Lower Brent at the Gullfaks Field. SPE, 2002, p.1.

KARSTAD, T. WAG Injection in Lower Brent. SF-RES-96/3, 1996, p.15.

KOKAL, S.; MAINI, B. An Improved Model For Estimating Three-Phase Oil-Water-Gas Relative Permeabilities From Two-Phase Oil-Water and Oil-Gas Phase. SPE, 1989, p.56.

MA, T.D.; YOUNGREN, G.K. Performance of Immiscible Water-Alternating-Gas (IWAG) Injection at Kuparuk River Unit, North Slope, Alaska. SPE, 1994, p.1.

MANRIQUE, E.; LAMUS, J. Evaluación del proceso de recuperación alternada de agua y gas (WAG) a nivel internacional. Informe Técnico, 1995, p.6.

MANRIQUE, E.; CALDERÓN, G.; STIRPE, M. WAG Flooding in Venezuela. SPE, PDVSA Intevep, 1998, p.1.

MANRIQUE, Eduardo J. Main Reservoir Management Strategies for WAG Projects. Visión Tecnológica. Vol. 5 # 1, 1997, p.1

MICROSOFT ENCARTA 2003. Biblioteca de consulta.

PIRSON, S. Oil Reservoir Engineering. McGraw – Hill, 1958, p.555-580

PLATA R., E.; PEREZ, E. Evaluación del Comportamiento de Fases en Yacimientos de Condensados de Gas y Aceite Volátil Sometidos a Inyección de Gas. Proyecto de Grado, UIS, 1994, p.133-137.

RIVERA, J.E.; DUARTE, C.A.; CORREA, J.C. Proyecto de inyección de procesos WAG. ICP, Piedecuesta, 2000, p.60.

ROSE, W.; BRUCE, W. Evaluation of Capillary Character in Petroleum Reservoir Rock. Trans AIME, 1949, p.127, 186.

SANCHEZ, N. Management of Water Alternating Gas Injection Projects. SPE, 1999, p.1.

STONE, H. Estimation of Three-Phase Relative Permeability and Residual Oil Data. J. of Can. Pet. Technol., 1973, p.12, 53.

STONE, H. Estimation of Three-Phase Relative Permeability. JPT, 1970, p.2, 214.

TORCASO, M.; WYLLIE, M. A Comparison of Calculated Kro and Krg Ratios with Field Data. JPT, 1958, p.6, 57.

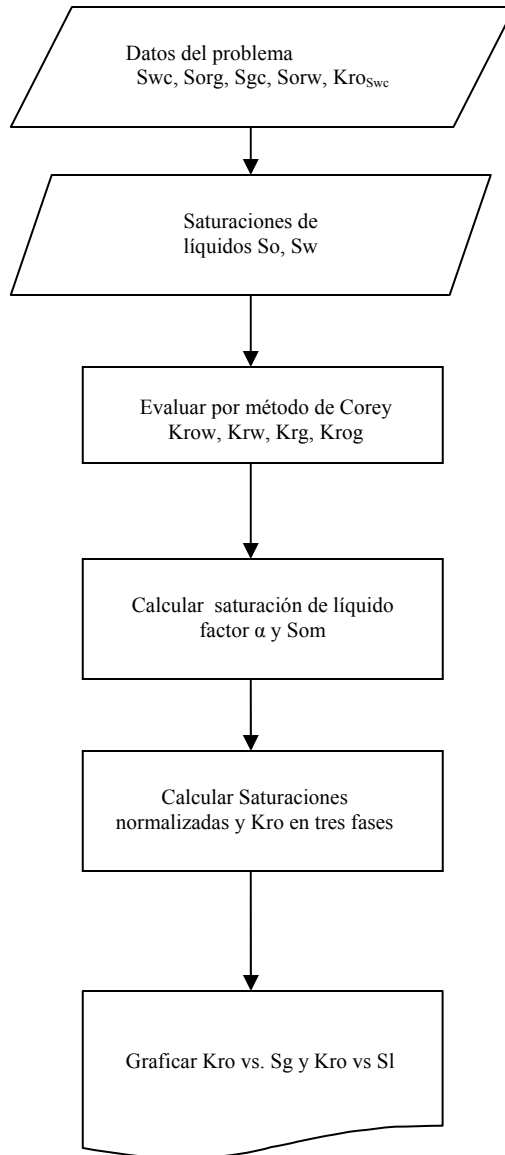
[www.llnl.gov/str/](http://www.llnl.gov/str/)

WYLLIE, M; GARDNER, G. The Generalized Kozeny Equation – Its Application to Problems of Multiphase Flow in Porous Media. World Oil, 1958, p.121, 146.

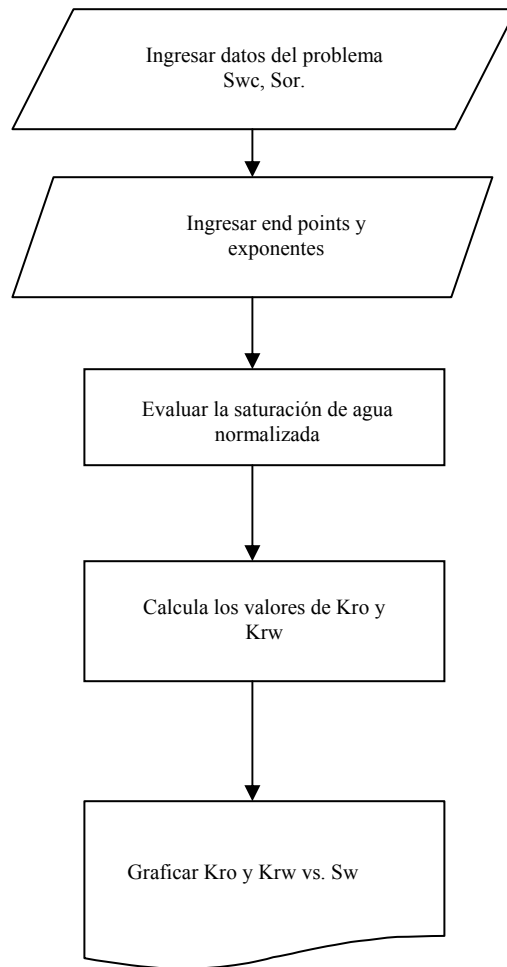
WYLLIE, M. Interrelationship Between Wetting and Nonwetting Phase Relative Permeability. Trans. AIME, 1961, p.83, 192.

**ANEXO A: DIAGRAMAS DE FLUJO DE ALGUNOS MODELOS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN DOS Y TRES FASES.**

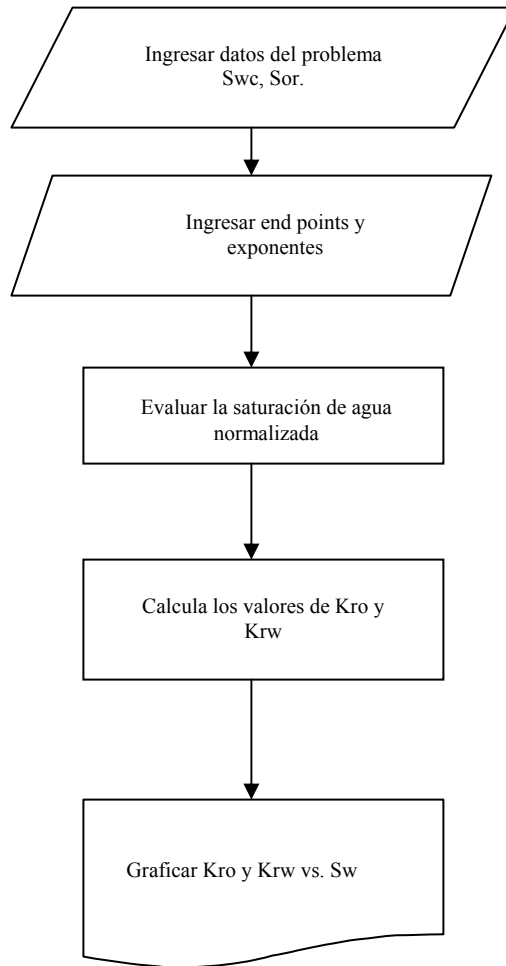
**Diagrama de flujo para el modelo de Stone I en tres fases**



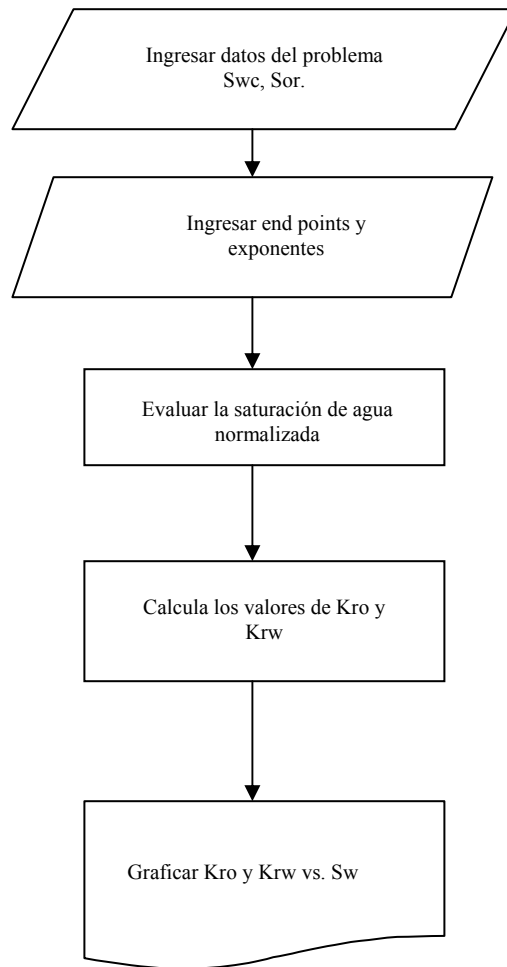
## Diagrama de flujo para los modelos de Wyllie y Gardner en dos fases



## Diagrama de flujo para el modelo de Hirasaki en dos fases



## Diagrama de flujo del modelo a partir de ecuaciones analíticas



## Diagrama de flujo del modelo de Corey sistema agua-aceite

