

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE YACIMIENTOS  
SOMETIDOS A PROCESOS DE INYECCIÓN ALTERNADA  
DE AGUA Y GAS (WAG) MEDIANTE ANALOGÍAS

ROBINSON JIMÉNEZ DÍAZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA

2005

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE YACIMIENTOS  
SOMETIDOS A PROCESOS DE INYECCIÓN ALTERNADA  
DE AGUA Y GAS (WAG) MEDIANTE ANALOGÍAS

ROBINSON JIMÉNEZ DÍAZ

Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

M. Sc., M. E. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO  
DIRECTOR

ING. JUAN EDUARDO RIVERA DE LA OSSA  
CO - DIRECTOR

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA

2005

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor desea expresar sus más sinceros agradecimientos a:

**M. Sc., M. E. Samuel Fernando Muñoz Navarro**, Ingeniero de Petróleos, docente de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS y director del proyecto, por sus invaluable aportes, sugerencias y recomendaciones.

**Juan Eduardo Rivera de la Ossa**, Ingeniero de Petróleos, Líder del Laboratorio de Recobro Mejorado del ICP y co-director del proyecto, por su valiosa colaboración y sugerencias.

El **Grupo de Recobro Mejorado**, por apoyar el desarrollo de este proyecto.

**Roy Sandoval Guerrero**, Ingeniero de Petróleos, por su oportuna colaboración.

**Carlos Brewer Ramos**, Ingeniero de Sistemas, por su valiosa y determinante colaboración en el diseño y programación de la base de datos.

**Jairo Arrieta Urzola**, Ingeniero de Petróleos, por sus sugerencias y aportes.

**Oscar Vanegas Angarita**, Ingeniero de Petróleos, docente de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS y Coordinador de la UIS seccional Barrancabermeja, por sus comentarios y sugerencias en el desarrollo del método estadístico para la realización de las analogías.

La **Universidad Industrial de Santander** y la **Escuela de Ingeniería de Petróleos**, por haberme formado tanto en lo personal como en lo profesional.

*A Papito DIOS, por el inmenso amor y por la infinita misericordia  
que ha tenido conmigo.*

*A mi mamá, por su esfuerzo y dedicación para hacer de mí un ser  
humano cada día mejor.*

*A mi padre por su apoyo.*

*A mi hermanita Stibaliz.*

*A la mujer que apareció en mi vida para llenarla de amor y que  
gracias a su cariño y apoyo, gran parte del mérito de este logro le  
pertenece a ella: Belsy.*

*A la familia que me acogió como un miembro más de ella: la Familia  
Carvajal Caballero, mi familia.*

## CONTENIDO

	<b>pág.</b>
INTRODUCCIÓN	1
1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS INHERENTES A LA INYECCIÓN WAG	3
1.1 MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO	3
1.1.1 Desplazamiento inmisible	6
1.1.2 Miscibilidad y desplazamientos miscibles	11
1.2 GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN WAG	35
1.2.1 Factores que afectan la inyección WAG	40
1.2.2 Eficiencias microscópica y macroscópica	41
1.2.3 Propiedades del sistema roca / fluido	45
1.3 DISEÑO DE PROYECTOS WAG	49
1.3.1 Gases de inyección	50
1.3.2 Patrones de inyección y espaciamientos típicos	68
1.3.3 Consideraciones generales y monitoreo del yacimiento	69
1.3.4 Pruebas piloto	71
1.3.5 Requerimientos operacionales	72
1.3.6 Consideraciones económicas	74
1.3.7 “Screening” para inyección WAG	75
1.4 CLASIFICACIÓN DE PROCESOS WAG	76
1.4.1 Inyección WAG miscible	76
1.4.2 Inyección WAG inmisible	78
1.4.3 Inyección WAG híbrida	79
1.4.4 Otras	79

	<b>pág.</b>
2. EXPERIENCIAS DE CAMPO Y PROBLEMAS OPERACIONALES COMUNES EN PROCESOS DE INYECCIÓN WAG	82
2.1 PROBLEMAS OPERACIONALES TÍPICOS DE LA INYECCIÓN WAG	83
2.1.1 Irrupción temprana del gas en pozos productores	83
2.1.2 Reducción en la inyectividad	85
2.1.3 Corrosión	85
2.1.4 Formación de escamas	86
2.1.5 Formación de hidratos y asfaltenos	87
2.1.6 Diferentes temperaturas de las fases inyectadas	88
2.1.7 Resumen de problemas operacionales	88
2.2 EXPERIENCIAS DE CAMPO EN PROCESOS DE INYECCIÓN WAG	88
2.2.1 Campo North Pembina (Canadá)	90
2.2.2 Campo Lick Creek (Estados Unidos)	98
2.2.3 Campo Jay Little Escambia (Estados Unidos)	104
2.2.4 Campo Wertz Tensleep (Estados Unidos)	110
2.2.5 Campo Tello (Colombia)	115
3. FUNDAMENTOS EN BASES DE DATOS	117
3.1 DEFINICIONES PREVIAS	117
3.1.1 Sistema de información	117
3.1.2 Bases de datos	119
3.1.3 Sistema de gestión de bases de datos	120
3.2 BASES DE DATOS RELACIONALES	122
3.3 DISEÑO DE BASES DE DATOS RELACIONALES	125
3.4 ¿POR QUÉ ACCES?	127

	<b>pág.</b>
4. MODELO ESTADÍSTICO PARA LA REALIZACIÓN DE ANALOGÍAS	129
4.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE ESTADÍSTICA	130
4.1.1 Medidas de centralización	132
4.1.2 Medidas de dispersión	135
4.2 MODELO ESTADÍSTICO	139
4.3 EJEMPLO DE APLICACIÓN DEL MODELO	143
5. CONCLUSIONES	147
6. RECOMENDACIONES	149
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	150
BIBLIOGRAFÍA ADICIONAL	154
APÉNDICES	161
APÉNDICE A: ESTADO DEL ARTE DE PROYECTOS WAG	161
APÉNDICE B: “SCREENING” ESTADÍSTICO PARA INYECCIÓN WAG	166
APÉNDICE C: MANUAL DE USUARIO WAG_DATAB <sup>®</sup>	172

## LISTA DE FIGURAS

	<b>pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Permeabilidades relativas para un sistema agua-petróleo	8
<b>Figura 2.</b> Dependencia del $S_{or}$ , respecto al Número Capilar	9
<b>Figura 3.</b> Inmiscibilidad de metano y petróleo a condiciones de yacimiento	12
<b>Figura 4.</b> Miscibilidad de metano y propano a condiciones de yacimiento	13
<b>Figura 5.</b> Miscibilidad de propano y petróleo a condiciones de yacimiento	13
<b>Figura 6.</b> Localización de una mezcla dentro del diagrama ternario	15
<b>Figura 7.</b> Zonas de estado de fases en el diagrama triangular	16
<b>Figura 8.</b> Variación de la región bifásica con la presión a T constante	18
<b>Figura 9.</b> Variación de la región bifásica con la temperatura a P constante	19
<b>Figura 10.</b> Diagrama ternario para miscibilidad al primer contacto	20
<b>Figura 11.</b> Esquema explicativo de la miscibilidad al primer contacto	22
<b>Figura 12.</b> Esquema secuencial para explicar la miscibilidad dinámica	26
<b>Figura 13.</b> Diagrama ternario para el empuje con gas enriquecido	29
<b>Figura 14.</b> Diagrama ternario para el empuje con gas vaporizante	32
<b>Figura 15.</b> Vista esquemática del proceso WAG	37
<b>Figura 16.</b> Micromodelo <i>Heriot-Watt University</i> que simula el proceso WAG	39
<b>Figura 17.</b> Efecto de la relación de movilidades sobre el área contactada	43
<b>Figura 18.</b> Comportamiento de $Kr's$ y saturaciones en un proceso WAG	47
<b>Figura 19.</b> Efecto de la relación viscosidad / gravedad en un proceso WAG	48
<b>Figura 20.</b> Efecto de la heterogeneidad en un proceso WAG	49
<b>Figura 21.</b> Esquema de facilidades de superficie para inyección WAG	73
<b>Figura 22.</b> Facilidades para separación y reciclaje del gas de inyección	74
<b>Figura 23.</b> Clasificación de Aplicaciones WAG según mecanismo de desplazamiento	77

	<b>pág.</b>
<b>Figura 24.</b> Esquema para representar la inyección SWAG	79
<b>Figura 25.</b> Esquema comparativo de un proceso de inyección continua de vapor y un proceso WASP	81
<b>Figura 26.</b> Mapa de ubicación del campo <i>North Pembina</i> (Canadá)	91
<b>Figura 27.</b> Localización de la Unidad <i>Cardium</i> 1 en el campo <i>Pembina</i>	92
<b>Figura 28.</b> Patrón de inyección del piloto WAG de la Unidad <i>Cardium</i> 1	95
<b>Figura 29.</b> Comportamiento de la producción en el piloto WAG de la Unidad <i>Cardium</i> No. 1	97
<b>Figura 30.</b> Mapa de ubicación del campo <i>Lick Creek</i> (Estados Unidos)	99
<b>Figura 31.</b> Localización del campo <i>Lick Creek</i> en el estado de Arkansas	99
<b>Figura 32.</b> Comportamiento de la producción en el campo <i>Lick Creek</i> luego de la inyección WAG	103
<b>Figura 33.</b> Mapa de ubicación del campo <i>Jay LEC</i> (Estados Unidos)	105
<b>Figura 34.</b> Localización del campo <i>Jay LEC</i> entre Alabama y Florida	106
<b>Figura 35.</b> Comportamiento de la producción en el campo <i>Jay LEC</i>	109
<b>Figura 36.</b> Mapa de ubicación del campo <i>Wertz Tensleep</i> (Estados Unidos)	111
<b>Figura 37.</b> Sección transversal que muestra la división de los campos <i>Wertz Tensleep</i> y <i>Lost Soldier</i>	112
<b>Figura 38.</b> Sistema de Gestión de Base de Datos y modelo de datos	121
<b>Figura 39.</b> Ilustración de los conceptos de bases de datos relacionales	124

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Propiedades del Dióxido de Carbono	51
<b>Tabla 2.</b> “Screening” para CO <sub>2</sub> miscible	56
<b>Tabla 3.</b> “Screening” para CO <sub>2</sub> inmiscible	57
<b>Tabla 4.</b> Propiedades del Nitrógeno	58
<b>Tabla 5.</b> “Screening” para N <sub>2</sub> miscible	62
<b>Tabla 6.</b> “Screening” para N <sub>2</sub> inmiscible	63
<b>Tabla 7.</b> “Screening” para Gas Pobre	66
<b>Tabla 8.</b> “Screening” para Gas Rico	68
<b>Tabla 9.</b> “Screening” para WAG	75
<b>Tabla 10.</b> Dificultades y problemas reportados en proyectos WAG	89
<b>Tabla 11.</b> Propiedades promedio de nueve áreas de la <i>Cardium Unit 1</i>	94
<b>Tabla 12.</b> Propiedades del área del piloto WAG de la <i>Cardium Unit 1</i>	95
<b>Tabla 13.</b> Propiedades del campo <i>Jay Little Escambia</i>	107
<b>Tabla 14.</b> Sistemas de Gestión de Bases de Datos	122
<b>Tabla 15.</b> Parámetros de analogía de la base de datos	130
<b>Tabla 16.</b> Tabla de datos para el ejemplo de aplicación del modelo	143
<b>Tabla 17.</b> Criterios estadísticos para los parámetros de analogía y su peso	144
<b>Tabla 18.</b> Información del campo nuevo para realizarle la analogía	144
<b>Tabla 19.</b> Índices comparativos para todos los campos del ejemplo	146
<b>Tabla 20.</b> Resultados para el ejemplo de aplicación del método	146

## RESUMEN

**TÍTULO:** ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE YACIMIENTOS SOMETIDOS A PROCESOS DE INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y GAS (WAG) MEDIANTE ANALOGÍAS.\*

**AUTOR:** ROBINSON JIMÉNEZ DÍAZ \*\*

**PALABRAS CLAVES:** Inyección Alternada de Agua y Gas, WAG, Recobro Mejorado, Base de Datos, Analogía, Screening, WAG\_DATAB.

### DESCRIPCIÓN:

La inyección alternada de agua y gas (WAG, por las iniciales inglesas de Water Alternating Gas) es un método de Recobro Mejorado de petróleo difundido en varios países del mundo desde hace aproximadamente 50 años. A grandes rasgos, la técnica consiste en inyectar al yacimiento baches alternados y sucesivos de agua y gas para lograr un mejor barrido de la zona de interés, mejorando así el factor de recobro.

Dada la necesidad de incrementar las reservas de hidrocarburos en el país, es importante contar con herramientas que permitan el estudio de la aplicabilidad de procesos de recobro mejorado como la inyección WAG, en yacimientos colombianos. Por tal motivo, se diseñó una base de datos especializada denominada WAG\_DATAB, que recopila, clasifica e integra información de campos en los que se han desarrollado proyectos WAG. Esta base de datos se hizo en Microsoft Access y para su manipulación se usó el lenguaje de programación DELPHI 7.0. Esta herramienta permite realizar analogías entre campos nuevos y los contenidos en la base de datos, mediante los principales parámetros de "screening" del proceso WAG, con el fin de encontrar yacimientos con propiedades similares (análogos) y así obtener información que sirva como punto de partida al usuario final (ingeniero de yacimientos, ingeniero de producción, geólogo) para efectuar estudios más detallados.

Para efectuar las analogías se desarrolló un modelo estadístico, que puede extenderse hacia otros métodos de recobro mejorado o hacia procesos de ingeniería en general donde se requiera evaluar la importancia de los parámetros involucrados.

Este trabajo de grado fue desarrollado bajo Convenio de Cooperación entre la Universidad Industrial de Santander y el Instituto Colombiano del Petróleo.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Ingeniería de Petróleos.  
Director: M. Sc., M. E. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

## ABSTRACT

**TITLE:** ANALYSIS AND INTERPRETATION OF SUBJECTED TO WATER ALTERNATING GAS (WAG) INJECTION PROCESSES RESERVOIRS BY MEANS OF ANALOGIES. \*

**AUTHOR:** ROBINSON JIMÉNEZ DÍAZ \*\*

**KEYWORDS:** Water Alternating Gas Injection, WAG, Enhanced Oil Recovery, Database, Analogy, Screening, WAG\_DATAB.

### DESCRIPTION:

Water Alternating Gas (WAG) Injection is an extended Enhanced Oil Recovery method in several countries around the world since fifty (50) years ago approximately. Technique consists in injecting alternates and successive slugs of water and gas into a reservoir to achieve a better sweep efficiency of the interest zone; this fact will be seen reflected in an increase of the recovery factor.

Due to necessity to augment hydrocarbon reserves in the country is important take into account tools that allows making applicability studies of Enhanced Oil Recovery processes such as WAG injection, in Colombian reservoirs. For this reason, WAG\_DATAB, a specialized Database was designed. WAG\_DATAB gathers, classifies and integrates information about oil fields where WAG projects were developed. The Database was designed on Microsoft Access and for its manipulation was used DELPHI 7.0, a programming language. This tool allows carrying out analogies between new oil fields and oil fields stored on Database, by means of the main WAG process screening parameters, with the purpose of finding reservoirs that has similar characteristics (analogous) and to acquire information that serves like starting point for the final user (i. e. reservoir engineer, production engineer, geologist) to carry out more detailed studies.

A statistical model was developed to make the analogies. This model can be extended to other Enhanced Oil recovery methods, or toward general engineering processes that has to do with the evaluation of the involved parameters importance.

This degree work was developed under agreement of technological cooperation between the Industrial University of Santander and the Colombian Institute of the Petroleum.

---

\* Graduate Project.

\*\* Faculty of Physical-Chemicals Engineering. Petroleum Engineering.  
Tutor: M. Sc., M. E. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

## INTRODUCCIÓN

Los métodos de Recobro Mejorado son elementos de vital importancia en la industria de los hidrocarburos, debido a que con su implementación, previa evaluación de viabilidad técnico-económica, se posibilita una mayor extracción de petróleo de los yacimientos. Para realizar tal evaluación es preciso hacer un exhaustivo análisis tanto de las características particulares del yacimiento como de los parámetros operacionales requeridos, de manera que pueda llevarse a cabo exitosamente un proyecto.

Técnicas como la inyección de agua, la inyección de gases miscibles e inmiscibles, la inyección cíclica y continua de vapor, la inyección de álcalis, surfactantes y polímeros, entre otras, han sido usadas persiguiendo el mismo propósito: incrementar la cantidad de petróleo que se ha de producir, es decir, aumentar el factor de recobro.

Un método de recobro que se ha implementado en algunos lugares del mundo, como en Norteamérica, Rusia y el Mar del Norte, desde hace ya algún tiempo (mediados de la década de los 50's aproximadamente) es la Inyección Alternada de Agua y Gas, conocida como WAG, por las iniciales de "*Water Alternating Gas*", que ha mostrado muy buenos resultados como lo muestran gran parte de los casos históricos a nivel mundial referenciados en la literatura donde se ha reportado su utilización.

En términos generales, la técnica de inyección WAG consiste en introducir al yacimiento baches alternados sucesivos de agua y gas, con la idea de desplazar un mayor volumen de petróleo remanente. Con este método, se pueden combinar las ventajas sobre el desplazamiento de petróleo que ofrecen el agua y el gas (alta

eficiencia macroscópica y alta eficiencia microscópica, respectivamente) y se complementan las desventajas de uno y otro (baja eficiencia microscópica para el agua y baja eficiencia macroscópica en el caso del gas).

El gas empleado en este método EOR puede ser un gas no hidrocarburo como el dióxido de carbono o el nitrógeno, o un gas hidrocarburo rico o pobre en términos de componentes de peso molecular intermedio ( $C_2-C_6$ ). El mecanismo de desplazamiento que el gas ejerce sobre el petróleo puede ser de tipo miscible o inmisible.

Las consideraciones a las que se han hecho referencia en los dos últimos párrafos, serán tratados más detalladamente en la primera parte de este trabajo, que está orientada hacia la explicación de las bases teóricas del proceso WAG. Seguidamente, se reseñarán los principales problemas operacionales comunes en procesos de inyección WAG y la manera como han sido resueltos estos problemas. Además, se mostrarán algunas experiencias representativas de campos a los cuales se les ha implementado este método de recobro.

En Colombia no existen reportes de la aplicación de esta técnica de Recobro Mejorado, salvo unas pruebas realizadas en los campos Tello y San Francisco operados por Hocol. Por esta razón, con el presente trabajo se pretende entregar una herramienta que permita realizar analogías entre campos colombianos con casos de campo reportados a nivel internacional, de manera que se haga factible una eventual implementación de la inyección WAG en yacimientos dentro de un entorno nacional. Dicha herramienta es una Base de Datos, denominada WAG\_DATAB<sup>®</sup>, en la que están registrados esos casos históricos. En ese orden de ideas, este trabajo incluye una orientación sobre fundamentos y manejo de bases de datos y, finalmente, se presenta el modelo desarrollado empleado para efectuar las analogías, previa discusión de algunos conceptos estadísticos básicos para su entendimiento.

## 1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS INHERENTES A LA INYECCIÓN WAG

En esta primera parte se pretende dar al lector una ilustración de los conceptos relevantes relacionados con la inyección alternada de agua y gas, WAG, tales como mecanismos de desplazamiento (miscible e inmisible), eficiencias (macroscópica y microscópica), propiedades de los fluidos y del yacimiento, gases utilizados en la inyección, patrones de inyección, requerimientos operacionales, consideraciones económicas, clasificaciones de procesos WAG, entre otras.

### 1.1 MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO

En una revisión hecha por Christensen et al. <sup>1</sup> en el año 2001 cerca del 80 % de los casos de campos en que se había realizado la inyección WAG como método de recobro mejorado correspondía a WAG miscible o MWAG, mientras que el 20% restante correspondía a WAG inmisible o IWAG. Por esta razón, se priorizará en la explicación del mecanismo de desplazamiento miscible.

Después de ser descubiertos y una vez puestos a producir, los yacimientos petroleros presentan un período de producción conocido como “recobro primario”, en el que la energía intrínseca del yacimiento es empleada para recuperar parte del crudo. Mecanismos tales como los empujes por capa de gas, gas en solución y acuíferos activos contribuyen al desplazamiento inicial de los fluidos en la formación de interés a medida que la presión declina <sup>2</sup>. Al haber un descenso en la presión del yacimiento por debajo del punto de burbuja, se observa un recobro adicional debido a la liberación y expansión del gas.

---

<sup>1</sup> CHRISTENSEN, J.R., STENBY, E. H. and SKAUGE, A. “Review of WAG Field Experience”. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. PAPER No. 71203. Abril 2001.

<sup>2</sup> STALKUP, F. “Miscible Displacement”. Monograph Series Volume 8, SPE. Texas. 1983.

Algunos yacimientos cuentan con una capa de gas, cuya expansión unida a un posible drenaje gravitacional, aportan al desplazamiento del crudo en el espacio poroso. Otros yacimientos pueden estar conectados a cuerpos de agua (acuíferos) que suministran parcial o totalmente un empuje activo, permitiendo de este modo una caída moderada de presión.

Desde el descubrimiento de los primeros campos petroleros en el siglo XIX hasta las primeras décadas del siglo XX, la mayor parte de éstos eran producidos por mecanismos de recobro primario hasta que se llegaba al límite económico, tiempo en el cual se abandonaban los campos. Al llegar a este punto, por lo general, el yacimiento estaba depletado o la relación agua/petróleo era muy alta en particular en yacimientos asociados con acuíferos activos <sup>3</sup>. Adicionalmente, si se abonan las deficiencias tecnológicas de aquellas épocas, se puede concluir que el porcentaje del OOIP que se lograba extraer no era muy elevado.

La eficiencia del recobro primario varía entre un yacimiento y otro, dependiendo de factores tales como los mecanismos responsables de la producción (tipo de empuje), las propiedades del sistema roca / fluidos, la tecnología disponible, entre otros. Un rango típico de ésta eficiencia se encuentra entre un 5 % y un 20 % del crudo original en el yacimiento <sup>4</sup>.

Una vez agotada la etapa de producción primaria, se puede ensayar algún proceso de recobro adicional o período de “recobro secundario” en el cual se inyecta un fluido compatible con las características físico-químicas del yacimiento.

---

<sup>3</sup> CUADROS, R. y GUARÍN, F. “Determinación de la Presión Mínima de Miscibilidad (MMP) de CO<sub>2</sub> para Crudos, a Tasa Constante y a Presión Constante de Inyección”. Trabajo de Grado. UIS. 1994.

<sup>4</sup> STALKUP, F. Op. cit., p. 2.

En un principio, se comenzó a inyectar a los yacimientos agua o gas natural sin aditivos químicos, en forma **inmiscible**, con el objeto de incrementar la producción respecto a la observada con los métodos de recobro primario.

Las técnicas de inyección más ampliamente utilizadas fueron: la inyección de gas en la capa de gas y la inyección de agua en el acuífero, cerca del contacto agua / petróleo. Inicialmente, la producción se presentaba a tasas altas por tiempos mucho más prolongados sin que declinara considerablemente la presión del yacimiento; ésta técnica se conoció (y aún se conoce) como “técnica de mantenimiento de presión”. Más tarde, se reconoció que estos fluidos mantenedores de presión, también ayudaban a desplazar el petróleo hacia los pozos productores.

Después del período de recobro secundario, existe un periodo de recuperación adicional que no involucra la sola inyección de agua o gas y se denomina etapa de “recobro mejorado”. Entre los métodos más importantes de este tipo de recobro se encuentran: la inyección continua de vapor, la estimulación con vapor (inyección cíclica), la inyección de agua mejorada (con álcalis, polímeros o surfactantes), además de la inyección de algún gas (CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, gas hidrocarburo, etc.) con el objetivo de desplazar el petróleo de forma **miscible**, para poder reducir la saturación residual de petróleo que quedaba luego de un desplazamiento inmiscible.

Estos procesos de desplazamiento (de recobro secundario y de recobro terciario o mejorado) están limitados por parámetros operacionales como el tiempo de inyección y el volumen inyectado, además de factores importantes como:

- ➔ La eficiencia volumétrica de los fluidos inyectados al yacimiento, la cual es el producto de la eficiencia areal por la eficiencia vertical (conocida como eficiencia macroscópica).

- ➔ La eficiencia de desplazamiento de los fluidos de inyección en la roca barrida (llamada en algunas ocasiones eficiencia microscópica), y que depende de la saturación residual de petróleo.

La eficiencia volumétrica,  $E_v$ , es por lo general, función de la heterogeneidad y anisotropía de la formación y de la razón de movilidades entre el fluido desplazante y el desplazado. Aún después de realizado el barrido, éste es incompleto y permanece una saturación de aceite residual detrás del frente de avance. La eficiencia de desplazamiento,  $E_D$ , es la resultante de la interacción entre el medio poroso y los fluidos, y de los fluidos entre sí. Está gobernada por factores como la tensión interfacial, mojabilidad, presión capilar y permeabilidades efectivas. Estos factores, además de las propiedades de las rocas como la porosidad absoluta, la porosidad efectiva y la permeabilidad, influyen en la saturación residual de petróleo <sup>5</sup>.

Cabe recordar que el factor de recobro,  $F_R$ , es función de ambas eficiencias:

$$F_R = E_v * E_D \quad (1)$$

**1.1.1 Desplazamiento inmisible.** Dos fluidos son inmiscibles, si al ser vertidos en un recipiente forman dos fases separadas. El agua y el crudo son inmiscibles. De la misma manera, el crudo y el gas natural son inmiscibles, aunque el gas presenta alguna ligera solubilidad en el petróleo, la cual depende de la presión del sistema. Pero, una vez es superado el límite de solubilidad (e. g. presión de burbuja), se forman dos fases definidas claramente y separadas por una interfase.

---

<sup>5</sup> CHRISTENSEN, J. et al. Op. cit. p. 98.

Cuando dos fases inmiscibles fluyen simultáneamente a través de un medio poroso, como por ejemplo en un desplazamiento de petróleo por agua, el comportamiento del flujo se ve afectado por las permeabilidades relativas. La permeabilidad relativa al petróleo disminuye en la medida que decrece su saturación. Esta permeabilidad tiende a cero y el aceite deja de fluir teniendo todavía un valor finito de saturación de petróleo; esta limitante de saturación es llamada saturación residual de petróleo,  $S_{or}$ , o más precisamente, el “*endpoint*” de la saturación residual de aceite en la curva de permeabilidades relativas (ver Figura 1), aunque también se conoce como la saturación residual promedio de aceite dejada en un yacimiento después de un proceso de inyección de agua. Similarmente, la permeabilidad al agua decrece hacia cero en un valor determinado de su saturación el cual se conoce como saturación de agua irreducible,  $S_{wir}$ . Tanto el petróleo como el agua fluyen entre ambos “*endpoints*”, teniendo en cuenta además, los valores de las permeabilidades relativas de cada uno en esos puntos, los cuales se consideran también como “*endpoints*”.

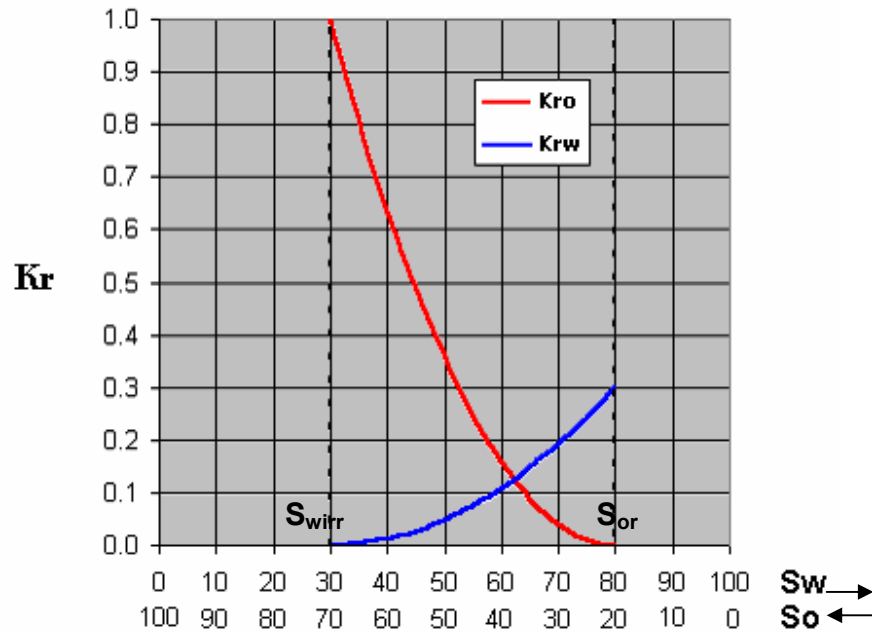
La forma de las curvas de permeabilidades relativas es un indicador de qué tanto fluido (agua en este caso) debe ser inyectado para reducir la saturación de petróleo en la región de la formación barrida <sup>6</sup>. Las curvas de permeabilidades relativas en sistemas gas –líquido son análogas a la figura 1.

Es preciso resaltar que el estudio de los procesos de desplazamiento inmiscible (sea con agua o con gas) están basados en el modelo de Buckley – Leverett, y en las posteriores modificaciones que hicieron autores como Calhoun, Welge, entre otros. Al lector que desee profundizar en el desarrollo matemático de este desplazamiento, se sugiere remitirse a autores como Gómez, Mannucci o Craig.

---

<sup>6</sup> STALKUP, F. Op. cit., p. 3.

**Figura 1.** Curva de permeabilidades relativas para un sistema agua-petróleo.



Tomada y modificada de: [http://www.inlab.com.ar/Prom\\_Curv\\_KR\\_1.htm](http://www.inlab.com.ar/Prom_Curv_KR_1.htm)

Otros factores que influyen en el comportamiento de flujo de dos fluidos inmiscibles son la estructura porosa de la roca, la mojabilidad del sistema y la tensión interfacial, IFT, entre el crudo y el agua. Craig<sup>7</sup> definió la mojabilidad como “la tendencia de un fluido a esparcirse sobre o adherirse a una superficie sólida en presencia de otro u otros fluidos inmiscibles”. Este hecho tiene efectos marcados sobre un desplazamiento inmisible. Por ejemplo, una inyección de agua es más favorable en un medio poroso mojado por agua que en uno mojado por petróleo, ya que en el primer caso, se obtendrán valores más bajos de saturación residual de petróleo.

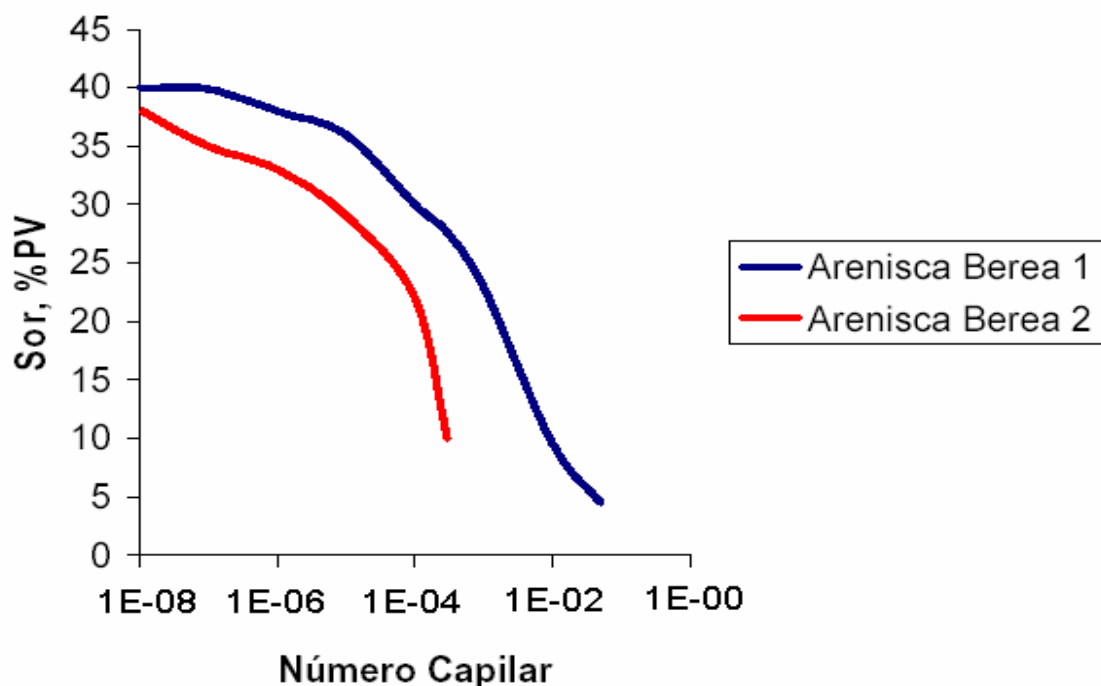
<sup>7</sup> CRAIG, F. “The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding”. Monograph Series Volume 3. SPE. Dallas. 1971.

Pasando a la IFT, sus efectos se pueden demostrar en una gráfica (ver figura 2) de saturación de aceite residual contra número capilar, el cual se define de la siguiente manera:

$$NC = \frac{V * \mu_o}{\sigma_{o/w}} \quad (2)$$

Donde **V**: Velocidad Darcy en el frente de desplazamiento;  $\mu_o$ : viscosidad del aceite;  $\sigma_{o/w}$ : IFT entre el crudo y el agua.

**Figura 2.** Dependencia de la Saturación residual de petróleo,  $S_{or}$ , respecto al Número Capilar, N. C.



**Tomada y modificada de:** STALKUP, F. "Miscible Displacement". Monograph Series Volume 8, SPE, Richardson, Texas. 1983.

El número capilar es una medida aproximada de la relación de fuerzas viscosas a las fuerzas capilares. La Figura 2 muestra que al aumentar el N. C. (reducir IFT), la saturación de aceite residual tiende a valores bajos. Si la IFT se reduce a cero, como en un desplazamiento miscible, el N. C. tiende a infinito y la  $S_{or}$  a su valor mínimo siendo en este punto donde se presenta el mayor recobro de petróleo <sup>8</sup>. Diferente es el caso de un proceso de desplazamiento inmisible, ya que la IFT entre los fluidos genera un aumento en las fuerzas capilares y como consecuencia el crudo queda atrapado detrás del frente de desplazamiento, lo que hace que la  $S_{or}$  tenga un valor relativamente alto.

Analizando la ecuación 2, se nota que para aumentar el N.C. se puede: aumentar la velocidad del frente de desplazamiento o reducir la tensión interfacial entre el agua y el petróleo. La primera opción es poco factible de implementar tanto técnica como económicamente, ya que se requeriría aumentar la tasa de bombeo de agua al yacimiento en unos cuantos órdenes de magnitud, para lograr un significativo aumento en el N.C. y consecuentemente reducir la  $S_{or}$ . Un rango común de velocidad de avance del agua es de [0.5 – 1.5] pies/día suponiendo área transversal al flujo constante (corazón), aunque cuando el área varía (yacimiento) se pueden dar valores de hasta 0.01 pies/día e incrementar este valor traería problemas para la formación como por ejemplo un fracturamiento no deseado o la migración de finos causando taponamiento de poros. Además, sería demasiado costoso aumentar la capacidad de bombeo de agua. La segunda opción es más factible, ya que una reducción en la IFT entre el crudo y el agua se puede lograr por medio del uso de surfactantes (tensoactivos), o mediante la aplicación de desplazamiento miscible en el que no existe IFT entre el fluido desplazante y el fluido desplazado, lo que ocasiona que las fuerzas capilares que entrapan el crudo detrás del frente de desplazamiento sean despreciables.

---

<sup>8</sup> STALKUP, F. Op. cit., p. 3.

**1.1.2 Miscibilidad y desplazamientos miscibles.** Dos fluidos son miscibles si al ser combinados en cualquier proporción, todas sus mezclas forman una sola fase homogénea. La gasolina con el kerosene, y el agua con el alcohol etílico son ejemplos de fluidos miscibles entre sí. Puesto que de la mezcla de dos fluidos miscibles solo resulta una fase, no existirá IFT entre ellos y, por lo tanto, la saturación residual de petróleo tenderá a cero en la zona barrida si el desplazamiento es de este tipo <sup>9</sup>.

Se explicará el fenómeno de miscibilidad mediante los siguientes ejemplos <sup>10</sup>:

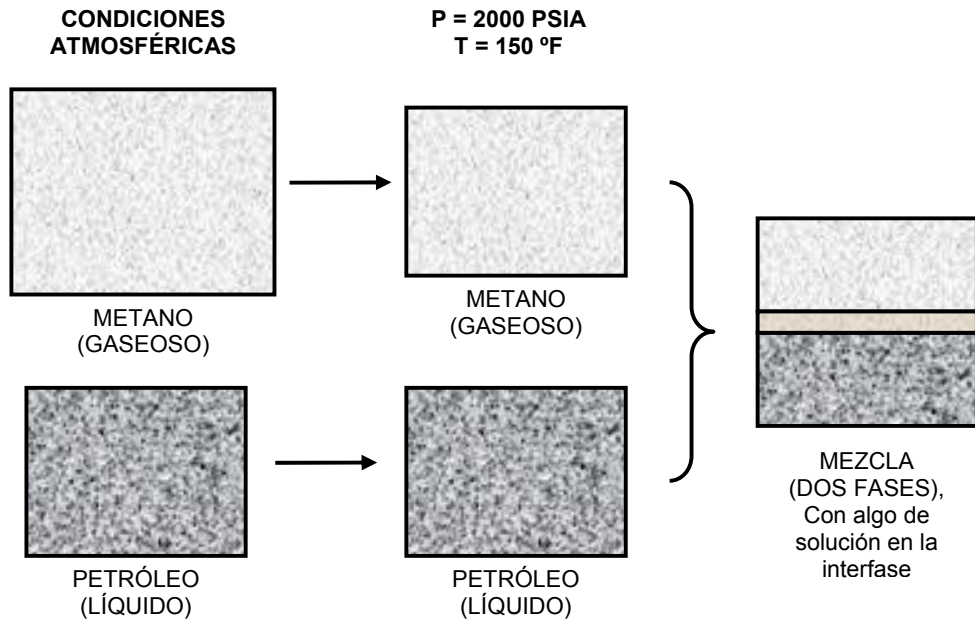
- ➔ Metano / Petróleo: el metano aparece como gas y el petróleo como líquido a condiciones atmosféricas de presión y temperatura (Ver figura 3). Al variar las condiciones de presión a un valor de 2000 psia y temperatura a 150 °F y mezclar estas dos sustancias, el sistema permanecerá en dos fases con una definida interfase entre las dos. Algo de metano quedó disuelto dentro del petróleo a esas elevadas condiciones. Sin embargo, los dos materiales son considerados inmiscibles, ya que no se mezclan en todas sus proporciones esas condiciones.
  
- ➔ Metano / Propano: ambos se comportan como gases a condiciones ambiente. Aumentando la presión, el propano cambia a estado líquido. El metano gaseoso y el propano líquido se combinan en todas proporciones a 2000 psia y 150 °F. Se dice entonces que son miscibles entre sí a estas condiciones de P, T. aunque el propano estaba como líquido a esas condiciones, se comporta como gas a las mismas condiciones en presencia de un gas -metano en este caso-.

---

<sup>9</sup> Ibid., p. 3.

<sup>10</sup> NORMAN, C. "Elements of Petroleum Reservoirs". SPE. Henry Doherty Series. 1969.

**Figura 3.** Inmiscibilidad del metano y del petróleo a condiciones de yacimiento.

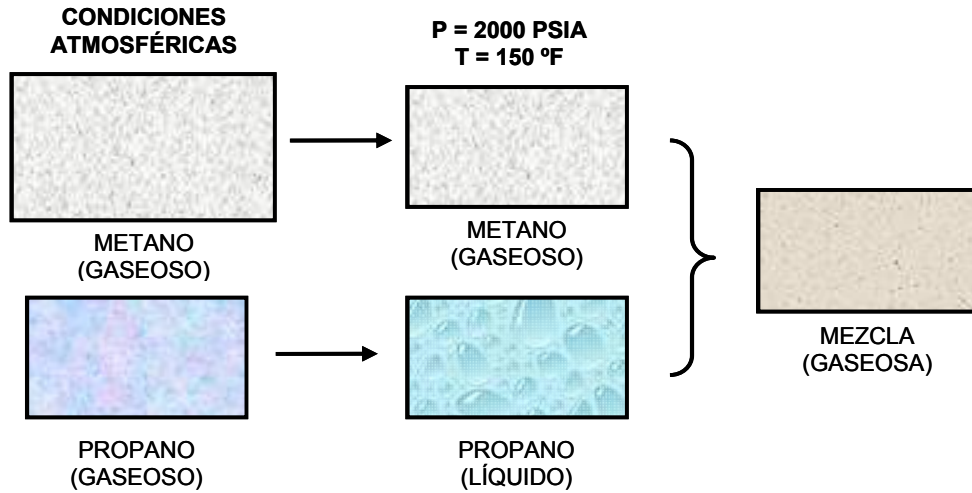


**Tomada y modificada de:** GONZALEZ, R. y LIZARAZO, N. El Desplazamiento Miscible y su Uso en el Recobro de Petróleo. Trabajo de Grado. UIS. 1986.

En la figura 4 se ilustra el proceso de miscibilidad entre el propano y el metano a condiciones de yacimiento.

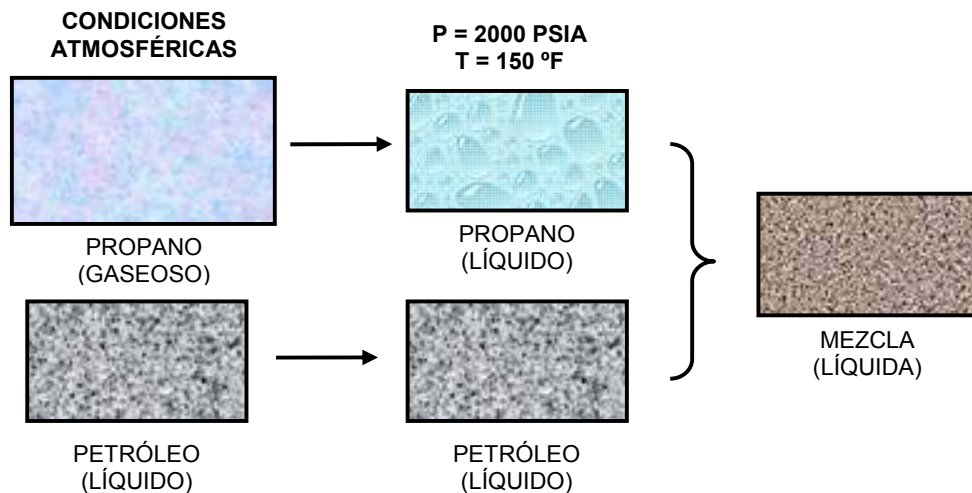
- ➔ Propano / Petróleo: el propano aparece como gas y el petróleo como líquido a condiciones atmosféricas de presión y temperatura, pero a 2000 psia y 150 °F se mezclan en todas sus proporciones. Se considera entonces al propano como un líquido en presencia del petróleo líquido y se dice que el petróleo y el propano son miscibles a estas condiciones (ver figura 5).

**Figura 4.** Miscibilidad de metano y propano (LPG) a condiciones de yacimiento.



**Tomada y modificada de:** GONZALEZ, R. y LIZARAZO, N. El Desplazamiento Miscible y su Uso en el Recobro de Petróleo. Trabajo de Grado. UIS. 1986.

**Figura 5.** Miscibilidad de propano (LPG) y petróleo a condiciones de yacimiento.



**Tomada y modificada de:** GONZALEZ, R. y LIZARAZO, N. El Desplazamiento Miscible y su Uso en el Recobro de Petróleo. Trabajo de Grado. UIS. 1986.

El estado físico en el cual, el estado del propano depende del estado de los componentes en cuya presencia se encuentra y de las condiciones de temperatura y presión del sistema, determina su miscibilidad. Esto puede ocurrir con cualquier otro líquido o gas al presentarse un incremento en la presión. Es justamente esta característica del propano, LPG, y otros solventes la que provee las bases sobre las cuales trabaja el proceso de desplazamiento miscible en sus tres variantes las cuales se discutirán un poco mas adelante con mayor grado detalle.

La miscibilidad puede describirse representando mezclas de hidrocarburos como una combinación de tres componentes cada uno de los cuales surge de la formación de grupos de hidrocarburos cuyas propiedades termodinámicas sean similares. Tales grupos son:

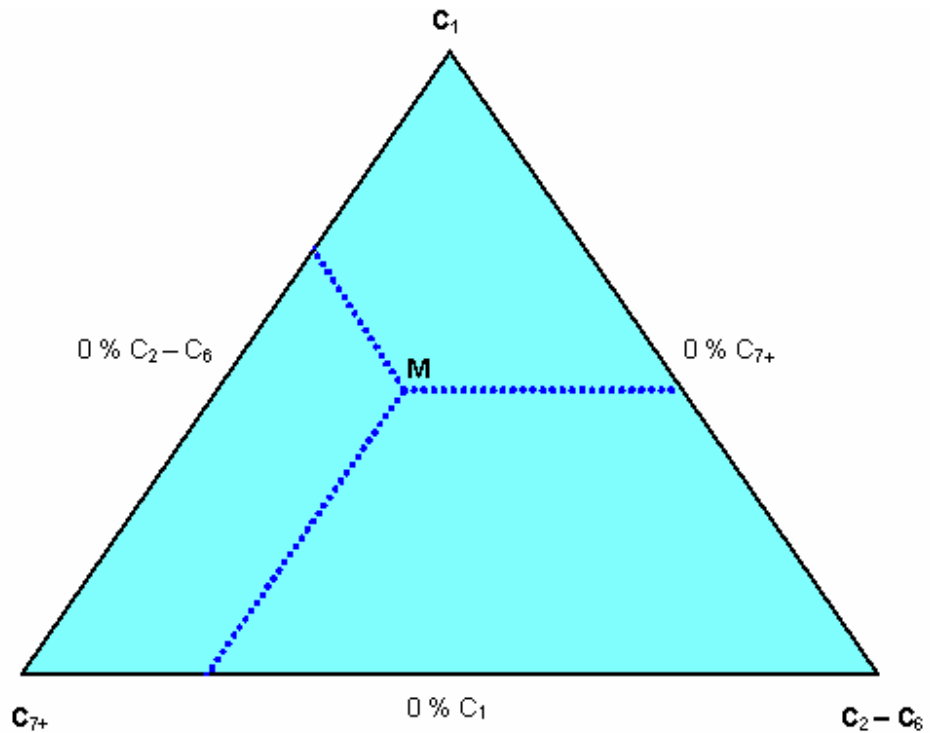
- ➔ Componentes livianos, principalmente  $C_1$  (y posiblemente  $N_2$ ).
- ➔ Componentes intermedios, por ejemplo desde el  $C_2$  hasta el  $C_6$  (y posiblemente  $CO_2$ ). Los hidrocarburos intermedios juegan un papel importante en el equilibrio termodinámico. Todas las mezclas son descritas como ricas o pobres en estos componentes.
- ➔ Los hidrocarburos pesados,  $C_{7+}$ .

Los grupos se escogen de forma arbitraria, aunque la clasificación que se acaba de indicar es la más usual. Se puede, como ejemplo, escoger los grupos  $C_2 - C_4$ ,  $C_{5+}$  en vez de  $C_2 - C_6$ ,  $C_{7+}$  sin que se vea afectada en gran medida la descripción de las fases del yacimiento.

Una vez elegidos los tres componentes, se puede hacer un triángulo equilátero donde cada vértice represente a uno de los grupos de componentes elegidos. Cada lado corresponde al 0 % del componente representado por el vértice

opuesto, y es dividido en porcentaje de componentes de manera consistente y equitativa en cada uno de los tres lados, como se muestra en la figura 6.

**Figura 6.** Localización de una mezcla dentro del diagrama ternario.



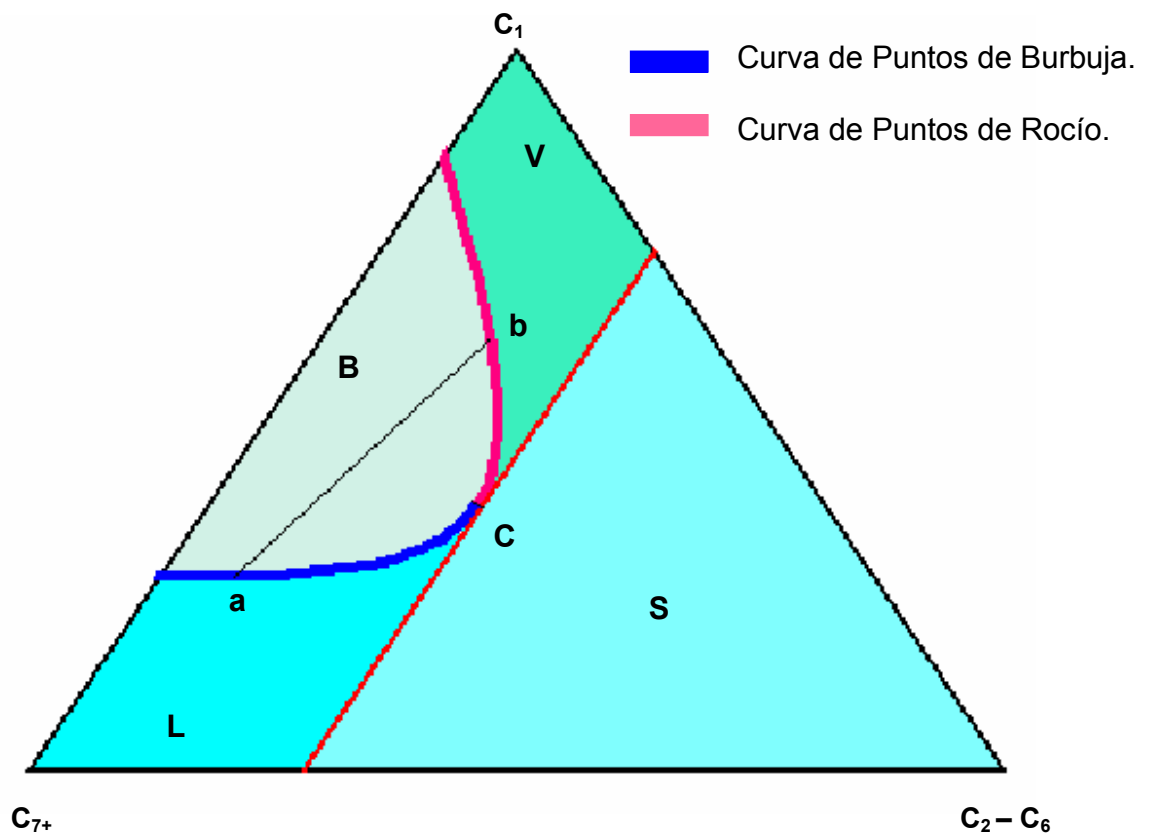
**Tomada y modificada de:** GONZALEZ, R. y LIZARAZO, N. El Desplazamiento Miscible y su Uso en el Recobro de Petróleo. Trabajo de Grado. UIS. 1986.

Un punto interior del diagrama,  $M$ , representaría una mezcla en la que el contenido de metano es proporcional a la distancia entre este punto y el lado  $(C_{7+}, C_2 - C_6)$ . Se lee entonces el contenido de  $C_1$  de la escala en el lado  $(C_2 - C_6, C_1)$  trazando una recta paralela al lado  $(C_{7+}, C_2 - C_6)$  desde  $M$ .

Para cualquier valor de presión o temperatura dado, el punto M según la zona dentro del triángulo donde se encuentre, representará una fase simple o un fluido bifásico.

Para ciertas condiciones de P y T, se pueden trazar las curvas de los límites de la región bifásica, B (ver figura 7), es decir, la curva de los puntos de burbuja y la de los puntos de rocío.

**Figura 7.** Representación de las diferentes zonas de estado de fases en el diagrama triangular, para una presión y temperatura dadas.



**Tomada y modificada de:** GONZALEZ, R. y LIZARAZO, N. El Desplazamiento Miscible y su Uso en el Recobro de Petróleo. Trabajo de Grado. UIS. 1986.

La composición correspondiente al punto C, es aquella de la mezcla de los tres componentes (o pseudocomponentes) para la cual la temperatura y la presión dadas son la temperatura y la presión críticas. Para cualquier líquido saturado, a, corresponde un vapor saturado, b, con el que está en equilibrio. La línea ab se conoce como línea de unión o “*tie line*” y se evidencia el hecho que cada punto de esta línea representa una mezcla bifásica de la cual la composición de la fase líquida y vapor son a y b respectivamente.

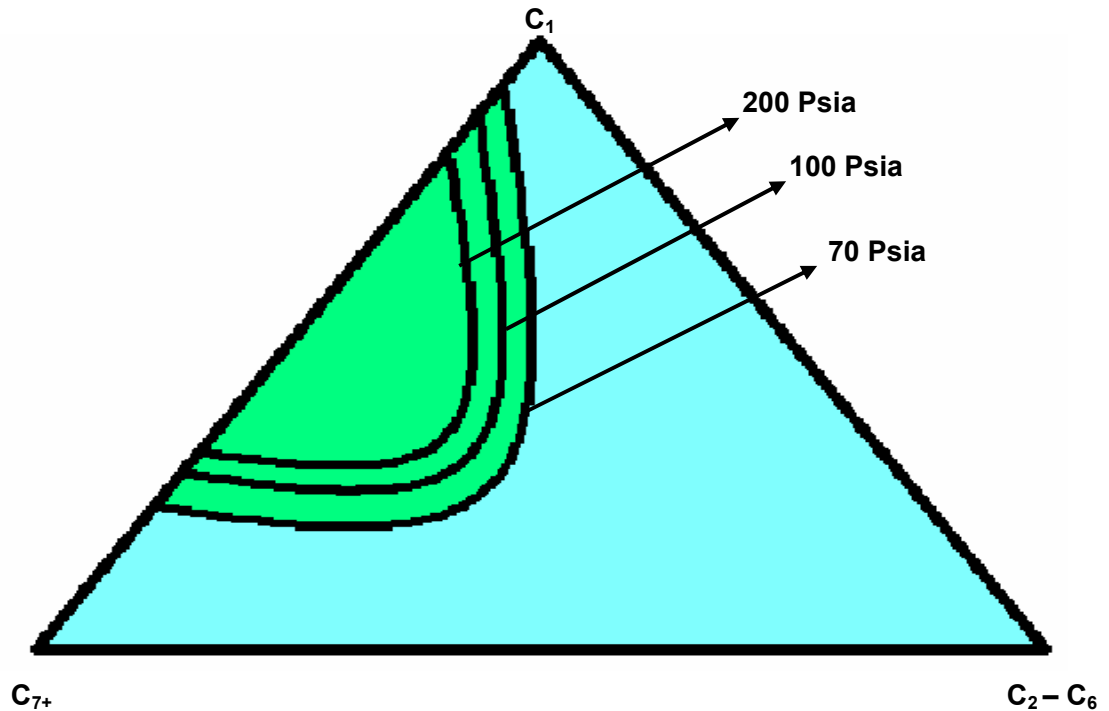
Si se desplaza la línea de unión hacia el punto crítico, ella tiende a ser tangente a la curva del límite de fases en este punto. A la izquierda de esta tangente se encuentra la zona V, donde las mezclas están en fase vapor y la zona L donde las mezclas están en fase líquida. Las mezclas de hidrocarburos V y L no son miscibles en todas proporciones. Hacia la derecha de la tangente, se halla la zona S donde las mezclas son supercríticas. Las mezclas de la zona S son todas mutuamente miscibles y son miscibles también con mezclas de las zonas V y L a lo largo de una línea de unión, desde ésta zona con un punto en V o en L, de manera que no se intercepten las curvas de punto de burbuja o punto de rocío <sup>11</sup>.

La figura 8 muestra como el tamaño de la región bifásica varía con la presión a temperatura constante, mientras que la figura 9 muestra la influencia de la temperatura en el tamaño de la región de dos fases manteniendo constante la presión. Puede inferirse de estas gráficas que la alta presión y la baja temperatura son condiciones favorables para realizar un desplazamiento de tipo miscible, debido a que estas consideraciones reducen el tamaño de la zona bifásica.

---

<sup>11</sup> Ibid., p. 103.

**Figura 8.** Variación del tamaño de la región bifásica con la presión a T constante.

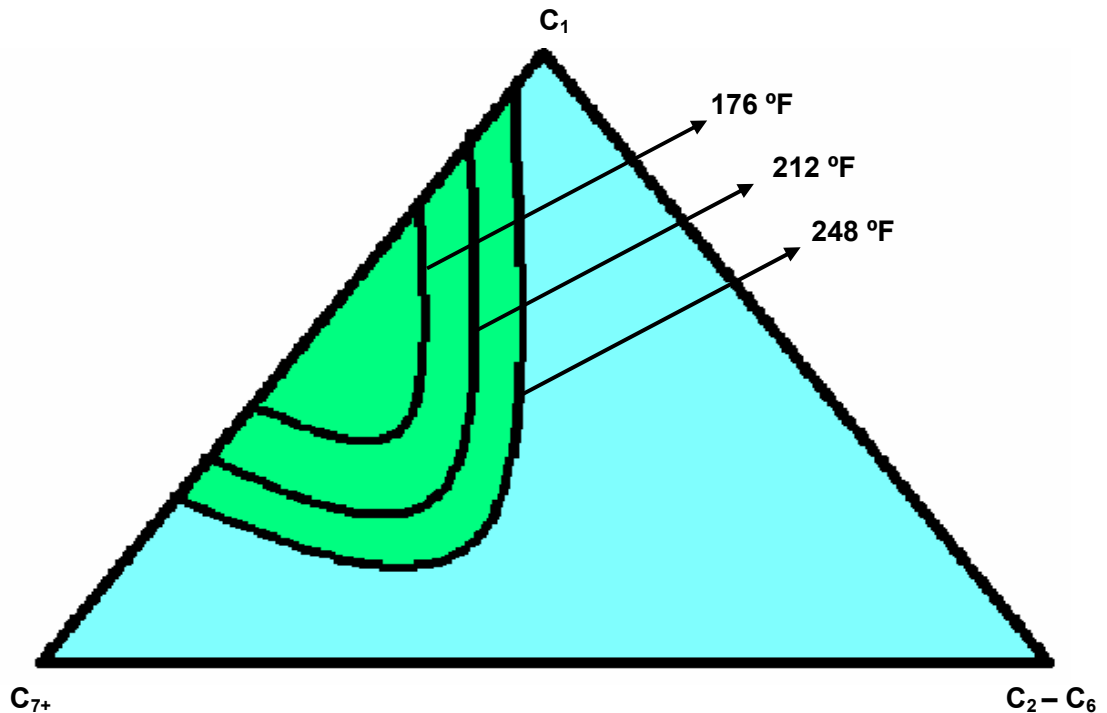


**Tomada y modificada de:** NORMAN, C. "Elements of Petroleum Reservoirs". SPE. Henry Doherty Series. 1969.

Existen tres tipos de mecanismos de desplazamiento miscible los cuales son muy conocidos y que se entrará a pormenorizar en cada uno de ellos en los siguientes apartados:

- ↪ Desplazamiento miscible al primer contacto.
- ↪ Empuje de gas por condensación o desplazamiento por gas enriquecido.
- ↪ Empuje de gas vaporizante o desplazamiento a alta presión.

**Figura 9.** Variación del tamaño de la región bifásica con la temperatura a P cte.

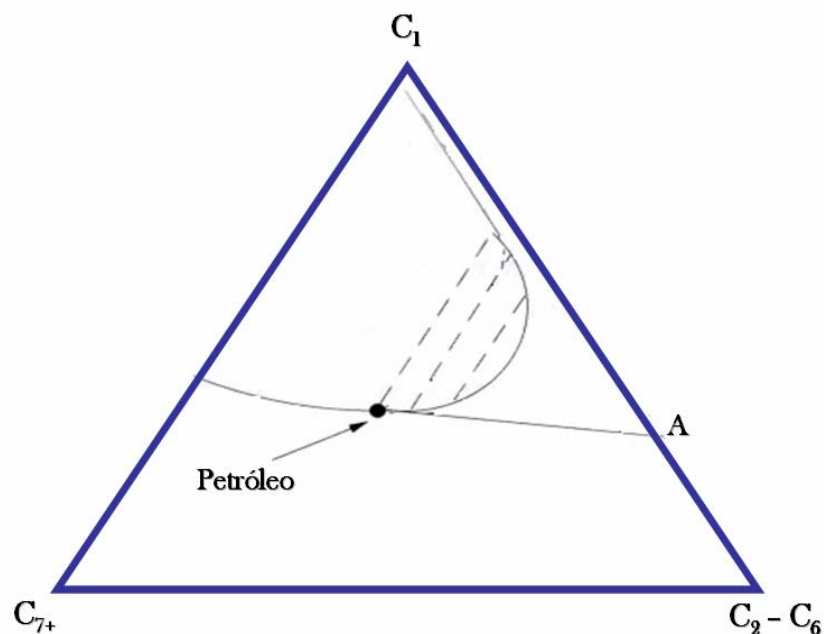


**Tomada y modificada de:** NORMAN, C. "Elements of Petroleum Reservoirs". SPE. Henry Doherty Series. 1969.

Algunos fluidos de inyección utilizados para desplazamiento miscible, se mezclan directamente con el petróleo del yacimiento en todas sus proporciones y estas mezclas permanecen en una sola fase. Se dice entonces que son fluidos "miscibles al primer contacto". Otros, en cambio, forman dos fases cuando entran en contacto con los fluidos del yacimiento, luego no son miscibles al primer contacto. Sin embargo, se presenta una transferencia de masa entre éstos y el petróleo del yacimiento formándose una fase desplazante o "zona de transición" donde las composiciones oscilan entre la composición del aceite del yacimiento y la del fluido inyectado. Todas las composiciones dentro de la zona de transición están en continua miscibilidad.

➤ **Desplazamiento miscible al primer contacto.** El método más simple y directo para obtener desplazamientos miscibles, es inyectar un solvente que se mezcle completamente con el crudo en todas las proporciones, de tal manera que sus mezclas se encuentren en una sola fase. El propano, el butano o mezclas de LPG son hidrocarburos de peso molecular intermedio utilizados como solventes en desplazamientos en que se desarrolla miscibilidad al primer contacto <sup>12</sup>. La figura 10 muestra el comportamiento de fases típico en un proceso miscible al primer contacto.

**Figura 10.** Diagrama ternario para representar la miscibilidad al primer contacto.



**Tomada y modificada de:** STALKUP, F. Miscible Displacement. Monograph Series Volume 8, SPE. Texas. 1983.

<sup>12</sup> STALKUP, F. Op. cit., p. 10.

El solvente en este caso es representado por el pseudocomponente  $C_2 - C_6$  (LPG). Todas las mezclas de LPG y petróleo en este diagrama caen completamente en la región de una sola fase. De hecho, para el comportamiento de fases representado en la figura 10, el LPG puede ser diluido con metano hasta la composición A, y las mezclas resultantes habrán de permanecer miscibles al primer contacto con el petróleo del yacimiento. La composición A es la intersección del lado derecho del triángulo (que representa todas las mezclas metano / LPG) y la tangente a la curva del límite de fases que pasa a través de la composición de petróleo <sup>13</sup>.

Este diagrama triangular representa la miscibilidad al primer contacto entre el crudo del yacimiento y el solvente, y entre el solvente y el gas de desplazamiento (metano). A medida que el colchón de solvente miscible viaja a través del yacimiento, este se mezcla con el crudo en su parte anterior y con el gas de desplazamiento en su parte posterior.

En las prácticas de campo implementadas en años anteriores, los solventes utilizados en este tipo de desplazamiento eran muy costosos para ser inyectados continuamente, por lo cual se inyectaba un limitado volumen o colchón miscible muy pequeño comparado con el volumen poroso del yacimiento, el cual a su vez era miscible con un fluido menos costoso tal como el gas natural o el gas de chimenea. Idealmente el solvente miscible desplaza crudo del yacimiento y a su vez el gas de inyección desplaza al solvente y también al crudo.

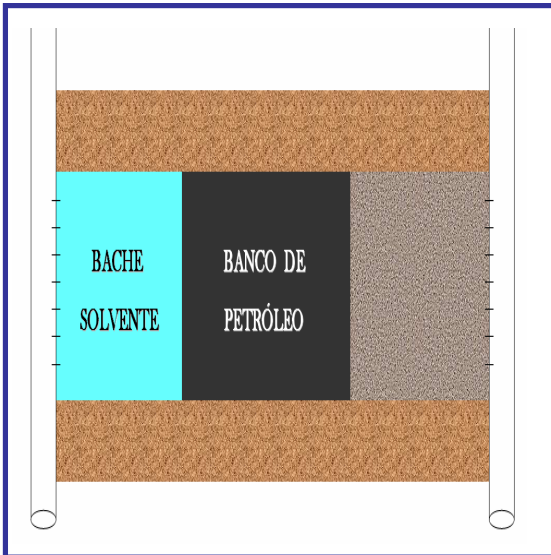
Ahora, con la figura 11 se pretende dar una explicación secuencial esquemática de lo que ocurre en el yacimiento durante un proceso de desplazamiento miscible al primer contacto.

---

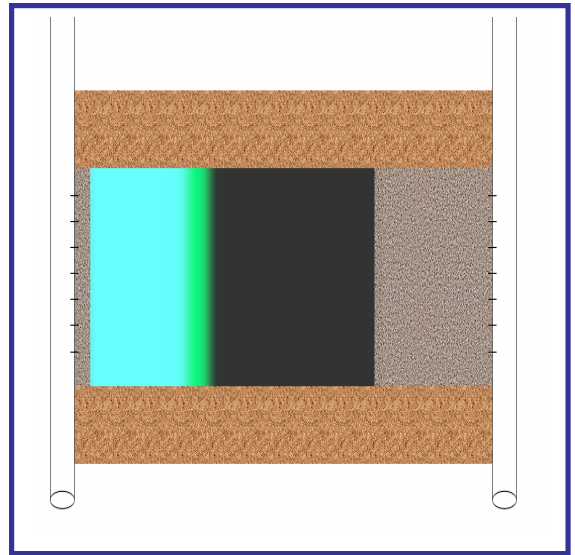
<sup>13</sup> Ibid., p. 11.

**Figura 11.** Esquema secuencial para explicar la miscibilidad al primer contacto.

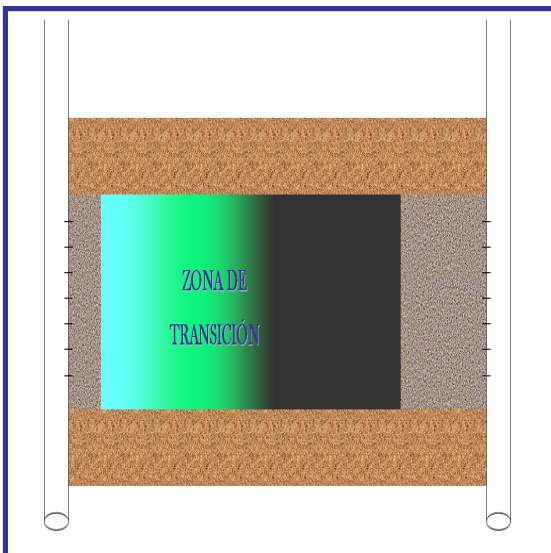
**Figura 11.a**



**Figura 11.b**



**Figura 11.c**



**Figura 11.d**

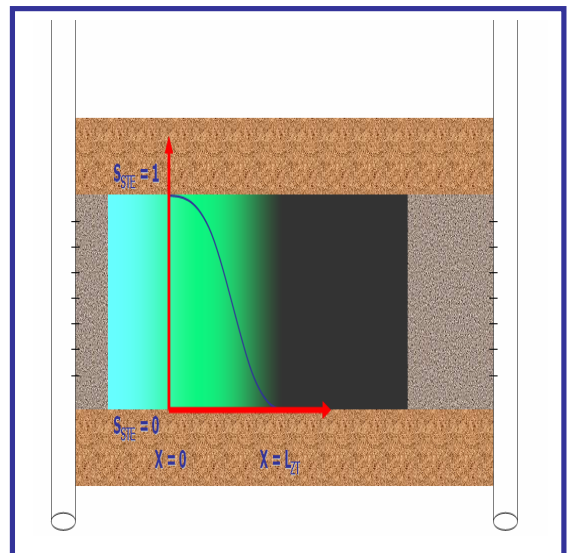


Figura 11.e

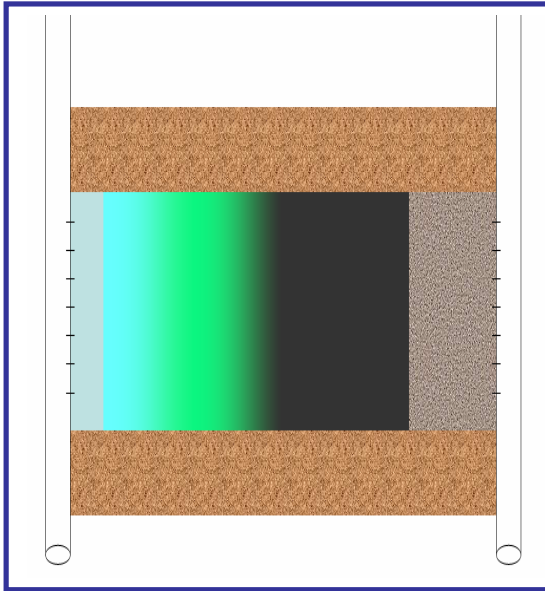
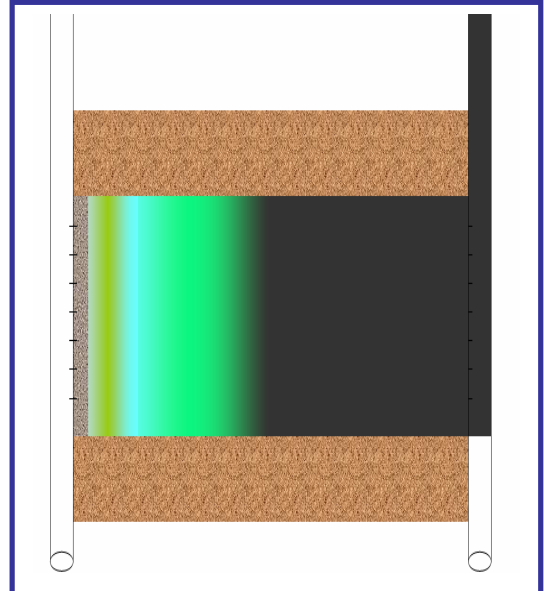


Figura 11.f



En la figura 11.a, se muestra la inyección del bache solvente, el cual será miscible al primer contacto con el banco de petróleo. En la 11.b, comienza el desplazamiento miscible formándose gradualmente la zona de transición miscible entre el solvente y el crudo, que finalmente se aprecia en la figura 11.c. En la figura 11.d se muestra un posible perfil de saturación del solvente en la zona de transición respecto a la distancia de tal zona; y más que un perfil, se representa el comportamiento cualitativo de la saturación del solvente, la que disminuye en la medida que se aleja de la parte delantera del frente del solvente. La figura 11.e corresponde a la inyección del gas desplazante, el cual es a su vez miscible con el solvente formándose una especie de zona de transición miscible mayor, produciéndose el desplazamiento del petróleo hacia el pozo productor (o pozos productores) como lo muestra la figura 11.f. Para configurar lo que eventualmente sería un WAG, detrás de este bache de gas desplazante, se inyectaría un bache de agua. Este fue el caso que se presentó en el campo *North Pembina* en Canadá, y se trae a colación puesto que es quizá el primer reporte de campo en el

que se haya implementado la inyección alternada de agua y gas como método de recobro mejorado, y se clasificó como miscible al primer contacto.

La miscibilidad entre el LPG y el gas de desplazamiento, determina normalmente la presión mínima necesaria para que el proceso sea miscible al primer contacto. La presión en la parte posterior del colchón del solvente debe ser mayor que la presión cricondembárica de la mezcla resultante entre el solvente y el gas de desplazamiento <sup>14</sup>.

Algunos Criterios de “screening” para desplazamiento miscible al primer contacto:

Se presenta una guía para aplicar el desplazamiento miscible al primer contacto <sup>15</sup>:

- ➔ Que el aceite tenga una baja viscosidad para minimizar los efectos de las relaciones de viscosidad desfavorables. Se prefieren viscosidades menores de 1 cp para flujo horizontal. El límite superior para viscosidad se estima que puede estar alrededor de los 5 cp. Esta limitación en la viscosidad excluiría aceites con menos de 30° API.
  
- ➔ Cuando un bache de propano sea desplazado por un gas pobre, la presión de miscibilidad entre estos debe estar aproximadamente entre 1100 y 1300 psi. Dependiendo de la presión inicial del yacimiento, se requiere una profundidad mínima de entre 1500 a 2500 pies para operar sobre la presión de miscibilidad. No existe un límite de profundidad pero en aquellas donde la temperatura del yacimiento exceda la temperatura crítica del solvente, la presión del yacimiento debe ser lo suficientemente alta para asegurar la miscibilidad entre el solvente y el petróleo.

---

<sup>14</sup> CUADROS, R. y GUARÍN, F. Op. cit. p. 15.

<sup>15</sup> STALKUP, F. Op. cit., p. 112.

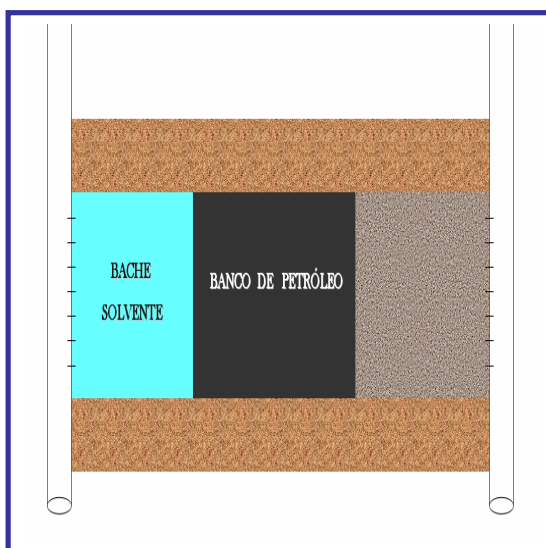
- ➔ En yacimientos horizontales es preferible que no hayan cambios bruscos en la permeabilidad vertical para minimizar efectos de segregación gravitacional. Además, hechos tales como un extenso fracturamiento, una capa de gas, un fuerte empuje de agua y un alto contraste de permeabilidades incrementan los riesgos de implementar un proyecto de este tipo.
  
- ➔ La saturación de petróleo en el volumen del yacimiento que va a ser “barrido” misciblemente es un parámetro importante para evaluar el proyecto. Una saturación con un valor aproximado del 25% del volumen poroso se tiene como referencia.
  
- ➔ **Desplazamientos con miscibilidad dinámica.** Se denomina mecanismo de miscibilidad por contactos múltiples ya que, para su entendimiento teórico y experimental, este se realiza por medio de etapas sucesivas, al final de las cuales es alcanzada la miscibilidad propiamente dicha. Existen dos variantes de este mecanismo, las cuales se aplicarán teniendo en cuenta principalmente dos factores: la naturaleza del petróleo que se quiere desplazar y el tipo de fluido de inyección con que se cuenta.

La primera variante se conoce como “mecanismo de enriquecimiento del fluido del yacimiento” (empuje con gas enriquecido) y se utiliza en crudos pobres en hidrocarburos intermedios; la segunda es el “mecanismo por gas vaporizante” (empuje con gas a alta presión) en el que se enriquece el gas inyectado por la transferencia de masa entre él y el petróleo del yacimiento; este mecanismo será adecuado para yacimientos ricos en hidrocarburos intermedios, por lo que los gases de inyección son pobres y relativamente económicos, pero con la limitante de que las presiones de miscibilidad son considerablemente altas, lo cual dificulta su aplicación.

Obsérvese la figura 12, que explica esquemáticamente la miscibilidad dinámica en sus dos versiones (empuje con gas enriquecido y empuje con gas vaporizante). En la 12.a, se inyecta el solvente (gas rico y/o gas vaporizante). La 12.b muestra los sentidos que puede tener la transferencia de hidrocarburos sea uno u otro el caso de miscibilidad dinámica que se presente, aunque es preciso aclarar desde ahora, que ambos procesos pueden darse de forma simultánea y no exclusivamente uno de los dos. La figura 12.c muestra como se va formando la zona de transición miscible entre el gas de inyección y el banco de petróleo, y la forma en que este va siendo desplazado de manera miscible. La figura 12.d muestra el ya conocido comportamiento cualitativo de la saturación del solvente en la zona de transición. Las dos figuras restantes ilustran lo que sería un ciclo de un proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG): en la figura 12.e se ve la inyección de agua y como ésta continúa empujando de forma inmisible el petróleo y el solvente hasta llevarlos al pozo productor como se nota en la figura 12.f.

**Figura 12.** Esquema secuencial para explicar la miscibilidad dinámica.

**Figura 12.a**



**Figura 12.b**

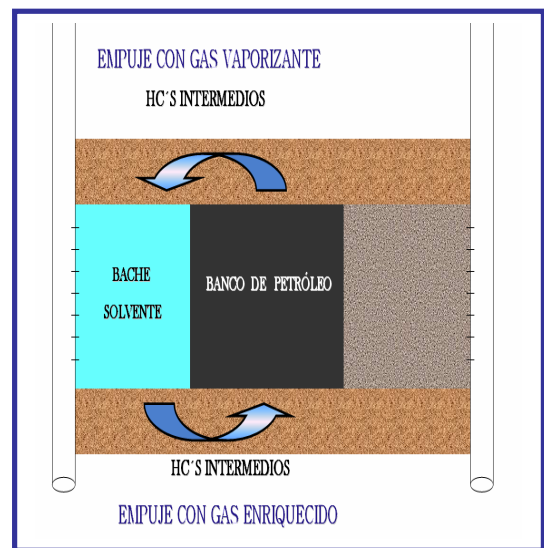


Figura 12.c

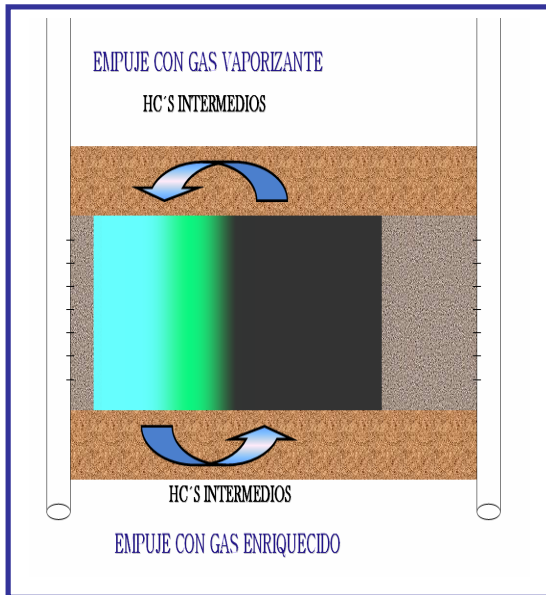


Figura 12.d

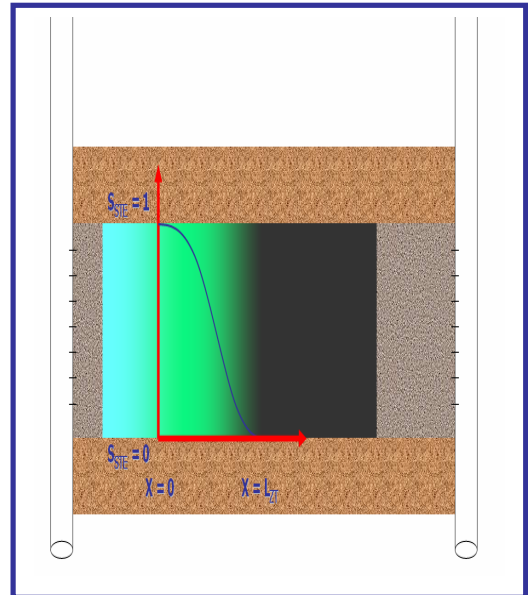


Figura 12.e

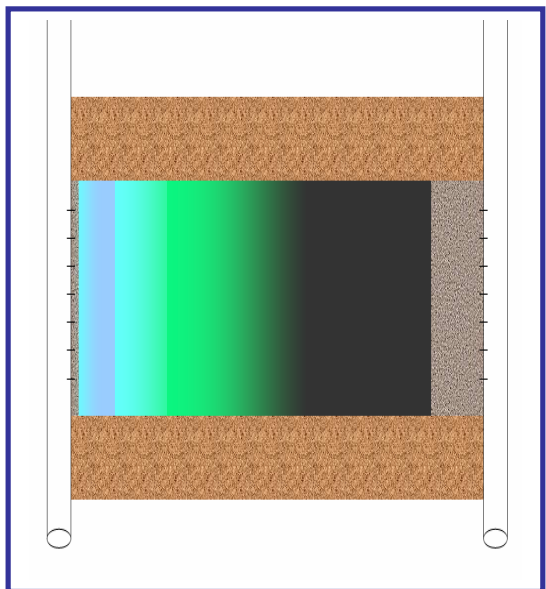
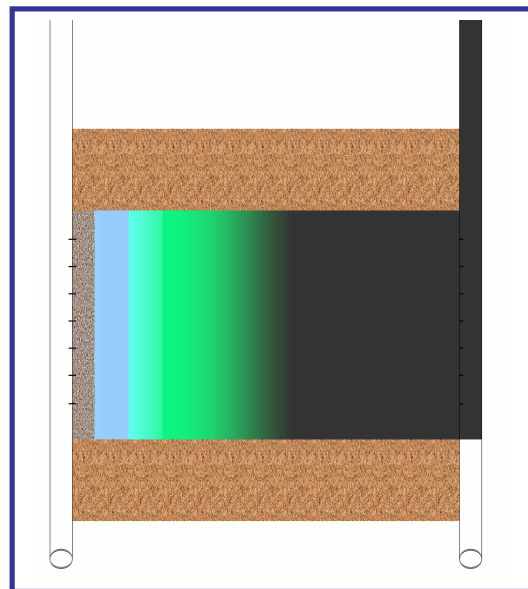


Figura 12.f



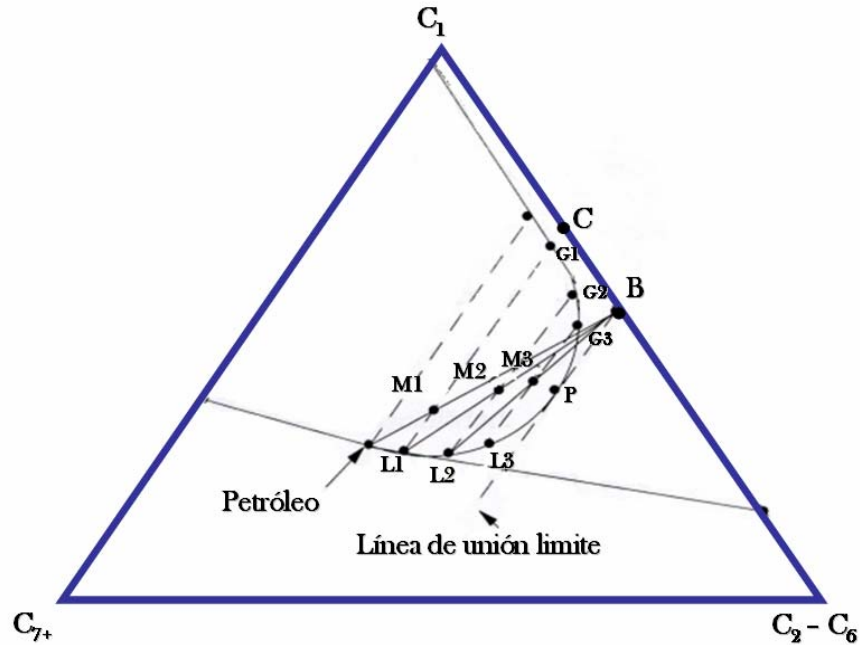
**Empuje con gas enriquecido.** Cuando se desplaza crudo de yacimiento con un gas rico en hidrocarburos de peso molecular intermedio (e.g.  $C_2 - C_6$ ), éstos se condensan dentro del fluido del yacimiento formándose una región de líquido enriquecido que, a condiciones apropiadas, es miscible con el gas de inyección.

Se ilustra este proceso en la figura 13, mediante un diagrama ternario. Asíumase que el gas de composición B, se inyecta al yacimiento para desplazar el crudo. La composición del gas de inyección está definida por la extensión de la línea de unión en el punto crítico, P, hasta el lado derecho del triángulo, el cual representa todas las mezclas de metano e hidrocarburos intermedios ( $C_2 - C_6$  en este caso). Inicialmente el petróleo y el gas B no son miscibles, así que la mayoría de sus mezclas caen en la región de dos fases. Supóngase entonces que después del primer contacto entre el crudo y el gas B, se forma una mezcla cuya composición total es M1, con fases L1 y G1 en equilibrio en ese punto. La inyección de más gas de composición B tendrá el efecto de impulsar al gas de composición G1, haciendo que este avance en el yacimiento mientras la mezcla M1, que es menos móvil se va enriqueciendo con la continua inyección de gas rico en hidrocarburos de peso molecular intermedio, formando de este modo una nueva mezcla de composición M2, con fases L2 y G2 en equilibrio. Este proceso se repite secuencialmente creándose una zona de transición con las composiciones de los líquidos L1, L2, L3,..., cada vez más ricos en intermedios, y que van variando a lo largo de la línea de puntos de burbuja hasta alcanzar el punto crítico P, donde el fluido del yacimiento es miscible directamente con el gas de inyección. De manera similar se establece en la zona de transición diferentes composiciones del gas, G1, G2, G3,..., y aunque el petróleo es desplazado misciblemente, este gas puede acompañarlo y presentarse dos fases en la zona de transición <sup>16</sup>.

---

<sup>16</sup> Ibid., p. 13.

**Figura 13.** Diagrama ternario para representar el empuje con gas enriquecido.



**Tomada y modificada de:** STALKUP, F. Miscible Displacement. Monograph Series Volume 8, SPE. Texas. 1983.

Si el gas inyectado contiene una concentración en hidrocarburos intermedios menor que la presente en el punto B, el crudo no será enriquecido totalmente hasta el punto de alcanzar la miscibilidad. Por ejemplo, el gas del punto C, producto de extrapolar la línea de unión L1 – G1, sólo produce enriquecimiento del crudo hasta una composición de líquido en equilibrio L1, desde este punto en adelante no se presentará más enriquecimiento y el desplazamiento con el nuevo gas inyectado será siempre inmisible.

Para que la miscibilidad dinámica se presente en este proceso, la composición del crudo debe caer al lado izquierdo de la prolongación de la línea de unión del punto crítico en el diagrama ternario y la composición del gas enriquecido debe caer al lado derecho de la prolongación de la línea de unión en este mismo punto.

La concentración de hidrocarburos de peso molecular intermedio requeridos en el gas de inyección depende fundamentalmente de la presión del yacimiento. Partiendo del hecho de que un incremento en la presión reduce el tamaño de la región bifásica, se puede inferir que de igual manera se disminuye la concentración necesaria de intermedios. A modo de conclusión parcial, las presiones y la concentración del gas de inyección en este tipo de desplazamiento miscible dependen de la composición de hidrocarburos intermedios presentes en el gas de inyección, la composición del crudo y la temperatura del yacimiento.

Algunos Criterios de “screening” para empuje miscible con gas enriquecido:

Se presenta a continuación una guía para la aplicación del desplazamiento miscible por gas enriquecido <sup>17</sup>:

- ➔ Bajas viscosidades del petróleo (< 5 cp).
- ➔ Las presiones típicas para alcanzar miscibilidad oscilan en el rango de 1500 a 3000 psi, aunque pueden ser mayores dependiendo de la gravedad del petróleo y de la temperatura del yacimiento. Las profundidades mínimas para este proceso están entre 2000 y 3000 pies.
- ➔ En yacimientos horizontales es preferible que no hayan cambios bruscos en la permeabilidad vertical para minimizar efectos de segregación gravitacional.
- ➔ Factores tales como un amplio fracturamiento, la presencia de una capa de gas, un considerable empuje de agua y una alta variación de permeabilidades incrementan los riesgos de implementar un proyecto de este tipo.

---

<sup>17</sup> Ibid., p. 125.

→ La saturación de petróleo en el volumen del yacimiento que va a ser contactado misciblemente es un parámetro importante para evaluar la viabilidad del proyecto. Una saturación aceptable depende de parámetros tales como costos de los fluidos de inyección, precios del petróleo, propiedades del sistema roca / fluido; pero un valor del 25% del volumen poroso se tiene como referencia mínima.

**Empuje con gas vaporizante.** Este mecanismo de desplazamiento aplicado para conseguir miscibilidad entre el gas inyectado y el fluido del yacimiento hace referencia a la vaporización “in situ” de los hidrocarburos de peso molecular intermedio el petróleo dentro del gas inyectado para crear una zona de transición miscible <sup>18</sup>.

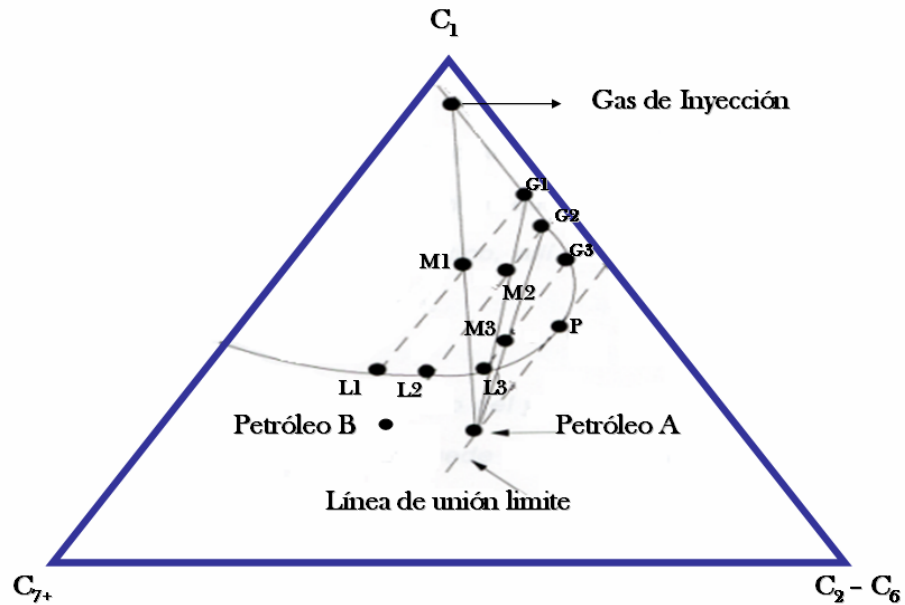
En este sistema se utilizan gases tales como el gas natural, gas de chimenea o nitrógeno como fluidos de inyección para alcanzar la miscibilidad. El CO<sub>2</sub> también se utiliza con el mismo fin, sin embargo extrae o vaporiza del petróleo hidrocarburos de peso molecular mucho más alto que los vaporizados por los gases ya referenciados, los cuales actúan en la franja del C<sub>2</sub> al C<sub>5</sub>, en tanto que el CO<sub>2</sub> actúa en una franja mucho mayor que cubre rangos desde el C<sub>5</sub> hasta el C<sub>30</sub>.

Se ilustra también este proceso de miscibilidad en la figura 14. En este diagrama se representa un crudo A con un alto contenido de hidrocarburos de peso molecular intermedio cuya composición cae sobre la prolongación de la línea de unión en el punto crítico. El crudo y el gas de inyección no son miscibles inicialmente, luego el gas efectúa un desplazamiento inmisible, quedando detrás del frente de desplazamiento cierta cantidad de crudo sin desplazar por efecto de las fuerzas capilares.

---

<sup>18</sup> Ibid., p. 14.

**Figura 14.** Diagrama ternario para representar el empuje con gas vaporizante.



**Tomada y modificada de:** STALKUP, F. Miscible Displacement. Monograph Series Volume 8, SPE. Texas. 1983.

En este proceso encaminado a alcanzar la miscibilidad de manera dinámica, el gas inyectado contacta el crudo en el yacimiento formando una mezcla de composición M1 en la región de dos fases, con dos fluidos en equilibrio cuyas composiciones son G1 y L1.

La fase rica en líquido, L1 queda detrás como una zona de saturación residual y la fase rica en gas G1 es mucho más móvil y por lo tanto se desplaza al frente para contactar más crudo “fresco” y nuevamente producir un fluido de composición total M2 con las fases G2 y L2 en equilibrio.

Este proceso se repite continuamente y la composición del gas de desplazamiento va variando a lo largo de la curva de puntos de rocío hasta alcanzar la composición del punto crítico, donde la fase rica en gas logra la miscibilidad con el crudo del yacimiento.

Mientras que la composición el crudo del yacimiento caiga sobre o a la derecha de la línea de unión límite (la del punto crítico), se puede alcanzar la miscibilidad por esta vía. Por el contrario, si la composición del crudo llegara a caer al lado izquierdo de la mencionada línea de unión, el enriquecimiento del gas se presentará solo hasta la prolongación de la línea de unión respectiva entre el gas en equilibrio y la composición del crudo. En la figura 12 si el crudo B fuese desplazado, el gas de inyección solo sería enriquecido hasta una composición del gas en equilibrio G2, pero superada esta composición no podría ser enriquecido puesto cualquier contacto posterior entre el crudo del yacimiento y el gas G2 produciría solo mezclas que pasan por la línea de unión en G2.

Otro hecho que puede verse en este diagrama es que a medida que disminuye la concentración de hidrocarburos intermedios en el crudo del yacimiento, su composición se desplaza hacia la izquierda en el diagrama ternario lo que hace que se necesiten mayores presiones para desarrollar la miscibilidad.

Un incremento en la presión disminuye el tamaño de la zona de dos fases y a su vez cambia la pendiente de las líneas de unión debido a la vaporización de más hidrocarburos intermedios. Ambos hechos tienen el efecto de mover las líneas de unión hacia la izquierda del diagrama hasta que la composición del crudo caiga nuevamente al lado derecho del gráfico. Infortunadamente, para la gran mayoría de crudos la presión de miscibilidad con gases como el C<sub>1</sub> o el gas natural es muy alta para las condiciones promedio del yacimiento.

Es importante resaltar que para que pueda existir miscibilidad dinámica se requiere que el gas inyectado sea más móvil que el crudo del yacimiento y de otra parte que las composiciones del gas de inyección y el petróleo no caigan sobre las mismas líneas de unión. De hecho, si las composiciones del gas y el crudo caen sobre los lados opuestos de las líneas de unión, se podrá desarrollar la miscibilidad dinámica. Esta limitante obliga a los crudos a tener gran cantidad de

hidrocarburos de peso molecular intermedio para poder ser sometidos a este tipo de procesos. Resulta obvio entonces que este desplazamiento no puede llevarse a cabo en crudos que contengan altas composiciones de hidrocarburos gaseosos.

Otro hecho a tener en consideración es que la determinación de la miscibilidad disminuye con la reducción de las concentraciones de  $C_1$  y  $N_2$  en el crudo, además que la presión mínima de miscibilidad (MMP) depende de las composiciones de los hidrocarburos pesados e intermedios de modo que aumenta con la gravedad API ó con el aumento de las fracciones pesadas de hidrocarburos; así, en dos crudos con concentraciones totales de hidrocarburos intermedios y pesados iguales, la MMP será más alta en aquel cuyas fracciones pesadas tengan mayor peso molecular. De la misma manera, en dos crudos con la misma concentración de hidrocarburos intermedios, exhibirá una mayor presión de miscibilidad el que tenga mayores concentraciones de livianos (e.g. etano).

#### Algunos Criterios de “screening” para empuje miscible con gas vaporizante:

Se presenta a continuación una guía para la aplicación del desplazamiento miscible por gas vaporizante <sup>19</sup>:

- ➔ El crudo debe ser rico en hidrocarburos intermedios. Típicamente, su gravedad API debe superar los 40°.
- ➔ El petróleo debe estar subsaturado respecto al gas de inyección.
- ➔ Presión mínima de 3500 psia con profundidades mayores a los 5000 pies.
- ➔ Viscosidades del aceite entre 1 y 3 cp aproximadamente.

---

<sup>19</sup> Ibid., p. 135.

- ➔ Espesores productores de 10 pies o menos.
  
- ➔ Factores tales como un extenso fracturamiento, la presencia de una capa de gas, un fuerte empuje de agua y un alto contraste de permeabilidades incrementan los riesgos de implementar este tipo de proyectos.
  
- ➔ La saturación de petróleo en el volumen del yacimiento que va a ser contactado misciblemente es un parámetro importante para evaluar la viabilidad del proyecto. Una saturación aceptable depende de parámetros tales como costos de los fluidos de inyección, precios del petróleo, propiedades del sistema roca / fluido; pero un valor del 25% del PV se tiene como referencia mínima.

## **1.2 GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN WAG**

La inyección de agua, la inyección de gas y la inyección alternada de agua y gas (WAG) son métodos bien establecidos para mejorar el recobro de petróleo. En yacimientos que han sido sometidos a inyección de agua, aún es posible recuperar parte significativa del petróleo remanente mediante la inyección de gas alternada con agua. El gas ocupará parte del espacio poroso que de otra forma sería ocupado por crudo, movilizándolo de este modo el petróleo remanente. El agua inyectada posteriormente puede desplazar algo del aceite y el gas remanente, reduciendo la saturación residual de petróleo<sup>20</sup>.

---

<sup>20</sup> TEHRANI, D., DANESH, A., SOHRABI, M. and HENDERSON, G. "Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) Injection". Department of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, Edinburgh, U. K. Noviembre 2001.

El proceso WAG fue propuesto inicialmente como un método para mejorar la eficiencia de barrido durante la inyección de gas. En la práctica este proceso consiste en la inyección de baches alternados de agua y gas por ciclos (un ciclo = un bache de agua + un bache de gas), con el objetivo de mejorar el factor de recobro de la inyección de agua o de la inyección de gas miscible o inmisible, si se utilizaran de forma independiente <sup>21</sup>.

El uso del agua está justificado por el hecho que ésta ayuda a controlar la movilidad y estabilizar el frente de desplazamiento, reduciendo los efectos de digitación viscosa que presenta el gas <sup>22</sup>.

La inyección WAG combina entonces las bondades que ofrecen tanto la inyección de agua como la inyección de gas, es decir, una mejor eficiencia microscópica (de desplazamiento) que ofrece el gas, con una mejor eficiencia macroscópica (volumétrica) dada por el agua.

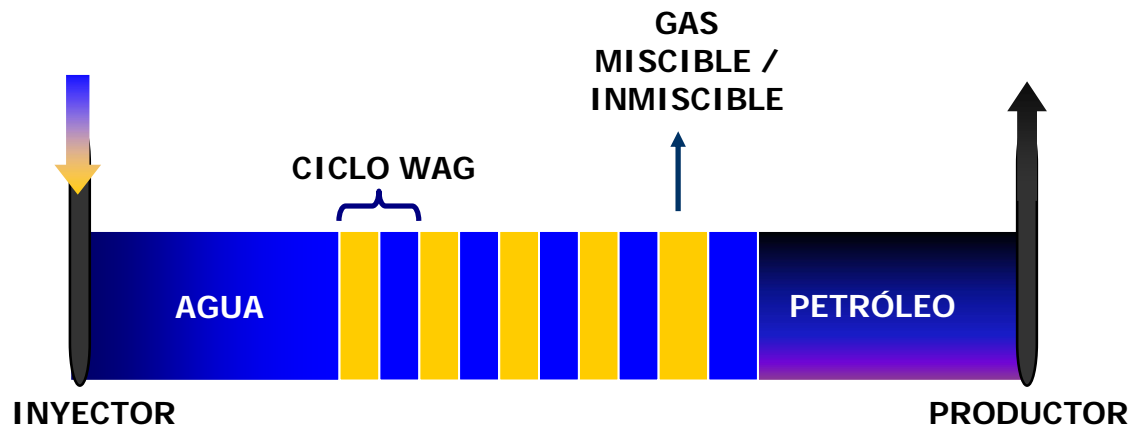
La Figura 15 muestra un esquema típico de este proceso. La inyección de los baches de gas y agua es llevada a cabo en ciclos, inyectando ambos fluidos en el mismo pozo y desplazando con agua después de la inyección del volumen de gas total estimado.

---

<sup>21</sup> SANCHEZ, N. "Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects". SPE 53714. Abril 1999.

<sup>22</sup> CHRISTENSEN, J. et al. Op. cit. p. 98.

**Figura 15.** Vista esquemática del proceso WAG.



**Tomada y modificada de:** SANCHEZ, N. "Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects". SPE 53714. Abril 1999.

La inyectividad dentro de cada estrato depende de la razón Agua / Gas, el volumen de fluido inyectado en cada ciclo, y esta puede cambiar entre ciclo y ciclo.

En la literatura se han presentado diferentes estrategias. Por ejemplo, una razón Agua / Gas de 2:1, inyectando gas por 30 días seguido de un período de inyección de agua de 60 días, en varios ciclos hasta alcanzar el volumen poroso estimado. De este modo, el número total de ciclos WAG depende de la cantidad de gas inyectado por ciclo <sup>23</sup>.

En la práctica se ha probado que un incremento más rápido en la presión del yacimiento se obtiene usando un patrón estratégico de inyección, (el más común es el patrón de cinco (5) puntos tanto normal como invertido, aunque también ha sido frecuente el de nueve puntos invertido).

<sup>23</sup> SANCHEZ, N. Op. Cit., p. 2.

Investigadores de la Universidad de Heriot-Watt en Edimburgo (Escocia) desarrollaron un micromodelo con el ánimo de simular la inyección alternada de agua y gas. Esto puede verse en la figura 16, en la que el color azul representa el agua, el color rojo es petróleo, mientras que el color amarillo corresponde al gas inyectado. Se puede notar como las saturaciones, y por consiguiente las permeabilidades relativas de las fases agua y gas, son alternantes y dependientes del ciclo de inyección. Éste tópico se tratará con más detalle en secciones posteriores.

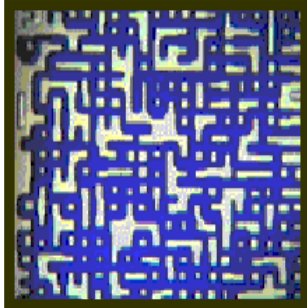
La figura 16.a muestra el micromodelo con una saturación de agua al 100 %; la 16.b representa la saturación de agua irreducible después la migración original desde la roca generadora del petróleo hacia el medio poroso. La figura 16.c exhibe lo que sería una saturación residual de petróleo después de un proceso convencional de inyección de agua (waterflooding). Esta saturación residual de petróleo corresponderá a la saturación de petróleo al inicio de un proyecto de recobro mejorado como lo es el WAG en este caso. La figura 16.d ilustra la primera parte del primer ciclo WAG después de inyectar gas y en la figura 16.e se completa ese primer ciclo después de la respectiva inyección del bache de agua. Las figuras 16.f y 16.g muestran el segundo ciclo WAG y finalmente las figuras 16.h y 16.i muestran el quinto ciclo WAG.

La idea que los autores tenían con la realización de este experimento era brindar un mejor entendimiento de los fenómenos de tres fases (permeabilidades relativas, presiones capilares y saturaciones) que se presentan a nivel poroso durante un proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG)<sup>24</sup>.

---

<sup>24</sup> TEHRANI, D., et al. Op. cit., p. 2.

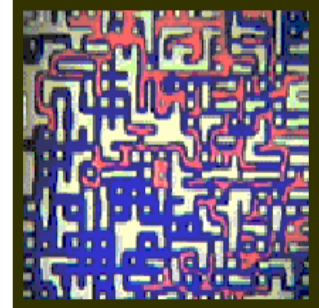
**Figura 16.** Micromodelo de Heriot-Watt University para simular el proceso WAG.



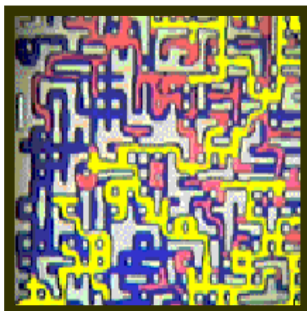
**Figura 16.a** Modelo 100 % saturado con agua.



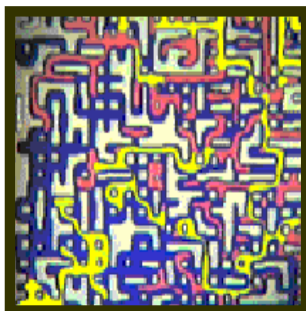
**Figura 16.b** Drenaje primario. OOIP.



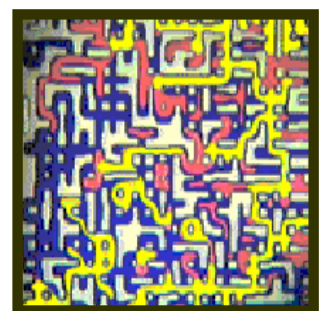
**Figura 16.c** Después de la inyección de



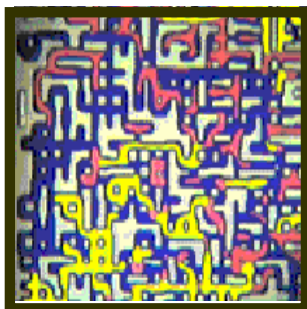
**Figura 16.d** 1<sup>er</sup> ciclo: Inyección de gas.



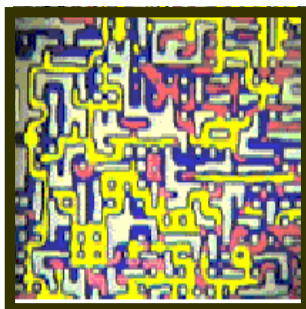
**Figura 16.e** 1<sup>er</sup> ciclo: Inyección de agua.



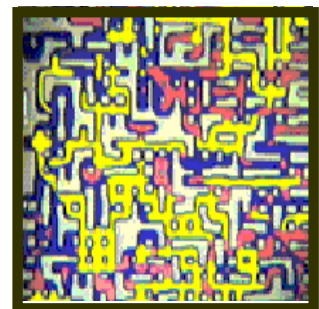
**Figura 16.f** 2<sup>do</sup> ciclo: Inyección de gas.



**Figura 16.g** 2<sup>do</sup> ciclo: Inyección de agua.



**Figura 16.h** 5<sup>to</sup> ciclo: Inyección de gas.



**Figura 16.i** 5<sup>to</sup> ciclo: Inyección de agua.

**Tomada de:** TEHRANI, D., DANESH, A., SOHRABI, M. and HENDERSON, G. "Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas Injection". Department of Petroleum Engineering. Heriot- Watt University, Edinburgh, U. K. Noviembre 2001.

**1.2.1 Factores que afectan la inyección WAG.** Entre los principales factores que afectan el proceso de inyección WAG se tienen los siguientes<sup>25, 26</sup>:

- La heterogeneidad del yacimiento (estratificación y anisotropía).
- La mojabilidad del medio poroso.
- Propiedades de los fluidos (inyectados y de formación), haciéndose énfasis particular en las concentraciones de hidrocarburos intermedios de unos y otros.
- Condiciones de miscibilidad.
- Técnica de inyección.
- Parámetros WAG (frecuencia de los ciclos, tamaño de los baches, relación agua / gas, tasa de inyección).

La estratificación del yacimiento, y la relación entre fuerzas de viscosidad y fuerzas de gravedad (relación viscosidad / gravedad ó  $R_{v/g}$ ) tienen una gran influencia sobre el proceso de desplazamiento. Son estas características las que van a repercutir de un modo u otro en la determinación de las eficiencias horizontal (areal) y vertical.

---

<sup>25</sup> SANCHEZ, N. Op. Cit., p. 2.

<sup>26</sup> SURGUCHEV, L.M. and KRAKSTAD, O. S. "Screening of WAG Injection Strategies for Heterogeneous Reservoirs". SPE 25075. Noviembre 1992.

**1.2.2 Eficiencias microscópica y macroscópica.** El Factor de Recobro en un proceso de recuperación secundaria o terciaria, está definido de la siguiente manera:

$$F_R = E_V * E_H * E_M \quad (3)$$

Donde  $E_V$  = Eficiencia de barrido vertical (equivale a  $E_i$ ),  $E_H$  = Eficiencia de barrido horizontal (equivale a  $E_a$  ó eficiencia areal) y  $E_M$  = eficiencia de desplazamiento microscópica (o lo que es lo mismo  $E_d$  = eficiencia de desplazamiento). Para simplificar, el producto de  $E_V$  y  $E_H$  se denomina eficiencia volumétrica o “eficiencia de desplazamiento macroscópica”.

El recobro puede ser optimizado mediante el incremento de alguna o las tres eficiencias descritas. Comienza entonces a tener sentido lo que se mencionó al comienzo de este capítulo, cuando se hacía referencia al hecho de que el agua presentaba una mayor eficiencia macroscópica, mientras el gas exhibía una mejor eficiencia microscópica; y es que, combinando esos dos factores, como ocurre en la inyección WAG, se logra un aumento en el factor de recobro.

➤ **Eficiencia de desplazamiento microscópica ( $E_M$ ).** Cuando se efectúa un desplazamiento miscible, la saturación residual de petróleo tenderá a cero en las zonas contactadas, como ya se mencionó en la sección 1.1 del presente capítulo. Sin embargo, aún con desplazamientos de carácter inmiscibles, la saturación remanente de petróleo después de la inyección de gas es normalmente más baja que después de una inyección de agua, lo que confirma que el gas tiene una mejor eficiencia microscópica que el agua, ya que si se tiene en cuenta que:

$$E_M = E_d = \frac{S_{oi}^* - S_{or}}{S_{oi}^*} \quad (4)$$

donde  $S_{oi}^*$  = saturación de petróleo al momento de iniciar una operación de recobro,  $S_{or}$  = saturación residual de petróleo, es fácil notar que entre menor sea el  $S_{or}$ , mayor será la eficiencia microscópica, que es el efecto producido por el gas.

✦ **Eficiencia de desplazamiento horizontal o areal ( $E_H$  ó  $E_a$ ).** Esta eficiencia se verá fuertemente influenciada por la estabilidad del frente de desplazamiento gas / petróleo, y está definida mediante la movilidad de los fluidos. La relación de movilidad ( $M$ ) se describe de la siguiente manera:

$$M = \frac{\frac{K_{rg}}{\mu_g}}{\frac{K_{ro}}{\mu_o}} \quad (5)$$

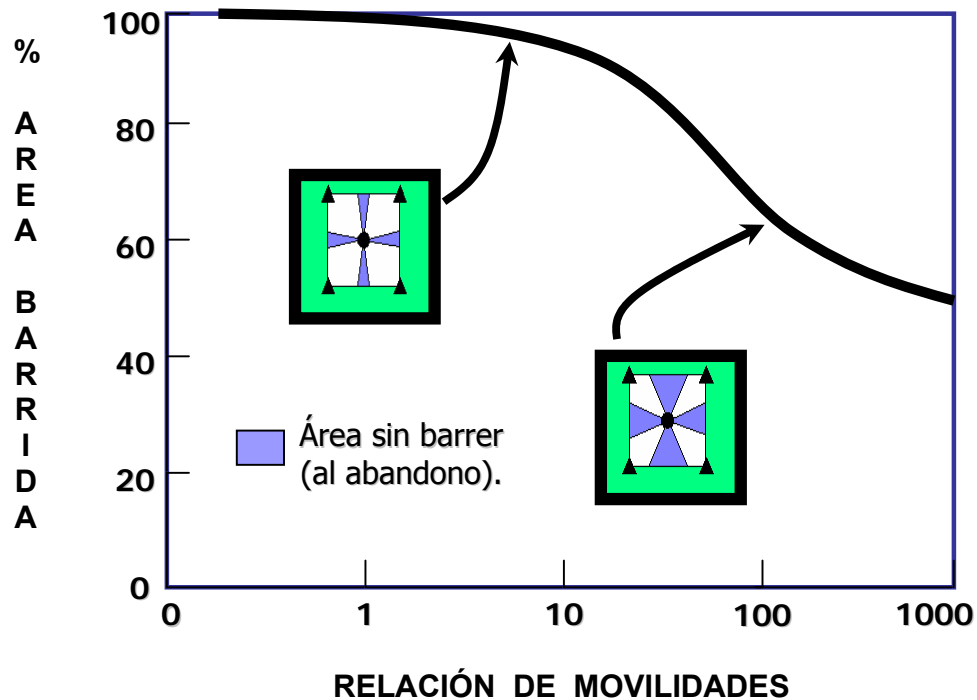
Si se obtiene una relación de movilidades desfavorable ( $M \gg 1$ ), el gas se digitará (o tomará canales de flujo preferenciales), causando su irrupción temprana y una disminución en la eficiencia de barrido <sup>27</sup>. Entre los campos que presentaron este problema se pueden citar el *Adena*, el *Granny's Creek* y el *Lick Creek*, todos en los EE.UU. Otra de las causas de la temprana irrupción del gas es la heterogeneidad del yacimiento cuando las capas presentan una marcada diferencia en sus permeabilidades, como es el caso de los campos *Rangely Weber* y *Garber* en los Estados Unidos; el *Joffre Viking* y el *Kaybob North* en Canadá; y el *Brage* y el *Gullfaks* en el Mar del Norte.

En la figura 17 puede verse cualitativamente el efecto de la relación de movilidades sobre el área total barrida.

---

<sup>27</sup> CHRISTENSEN, J., et. al. Op. cit., p. 98

**Figura 17.** Efecto de la relación de movilidades sobre el área contactada para un patrón de inyección de cinco (5) puntos normal.



Tomada y modificada de: CAUDLE, B. and DYES, A. "Improving Miscible Displacement by Gas-Water Injection". Trans. AIME. 1958.

En la figura 17, el momento de abandono se definió a condiciones de WOR = 20:1 y GOR = 25000, y una fracción de aceite producido de 0,05<sup>28</sup>.

➤ **Eficiencia de desplazamiento vertical ( $E_v$  ó  $E_i$ ).** Es influenciada por la relación entre las fuerzas viscosas y las gravitacionales. La relación viscosidad/gravedad debe en lo posible tener un valor óptimo dado que si llegan a primar las fuerzas gravitacionales, se presentará segregación, luego la porción

<sup>28</sup> CAUDLE, B. and DYES, A. "Improving Miscible Displacement by Gas-Water Injection". Trans. AIME. 1958.

vertical del yacimiento contactada por ambos fluidos de inyección (gas y agua) se verá disminuida. Sin embargo, para que este fenómeno se presente, deben considerarse las siguientes causas: una gran diferencia de densidades entre el gas y el agua y/o entre el gas y el petróleo, un espesor neto relativamente grande o un considerable espaciamiento entre pozo inyector y productor. De otro lado, si el predominio es de las fuerzas viscosas ( $\mu_o$  bastante elevada), se puede presentar digitación del gas causando disminución no solo en la eficiencia vertical sino también en la eficiencia areal.

Las principales características del yacimiento que afectan el barrido vertical son la variación de la porosidad efectiva y la permeabilidad, y el ángulo de buzamiento. Normalmente, cuando la  $\Phi_{ef}$  y la  $K$  se incrementan de tope a base de la formación, se ve favorecida la inyección WAG, ya que así se incrementa la estabilidad del frente de desplazamiento <sup>29</sup>. Si la formación tiene cierto ángulo de buzamiento, y el banco de petróleo se encuentra buzamiento arriba, se favorecerá la inyección, dado que por efectos gravitacionales, el gas viajará “hacia arriba”, empujando el petróleo mas efectivamente.

Se puede decir que la inyección WAG se optimizará en la medida que la relación de movilidades entre el gas y el petróleo, sea favorable ( $M < 1$ ). Para lograr esto, se debe incrementar la viscosidad del gas y/o reducir su permeabilidad relativa. La reducción de la movilidad del gas se logra mediante la inyección alternada de éste con agua. Es muy importante ajustar y escoger adecuadamente la cantidad de agua y gas a usar en un proceso WAG, de modo que se obtenga el mayor factor de recobro posible. Mucha agua resultará en un pobre desplazamiento microscópico y mucho gas ocasionará un pobre barrido macroscópico.

---

<sup>29</sup> CHRISTENSEN, J., et. al. Op. cit., p. 98

**1.2.3 Propiedades del sistema roca / fluido.** Como ya se hizo mención, entre los factores importantes que afectan la inyección WAG se encuentran las propiedades de los fluidos y el yacimiento, condiciones de miscibilidad, técnica de inyección y parámetros WAG, que serán discutidos más adelante.

El “screening” de inyección WAG está basado en tener en cuenta condiciones específicas del yacimiento, además de las propiedades del sistema roca / fluidos.

✦ **Mojabilidad y cambios en las permeabilidades relativas y en las saturaciones gas-agua-petróleo.** Durante la inyección WAG, los cambios de saturación son cíclicos. La fase no mojante (gas) es dejada atrás (“by-paseada”) por la fase mojante (generalmente el agua), quedando atrapada en un estado inmóvil y discontinuo. El incremento de volumen de la fase atrapada reduce la permeabilidad relativa de los fluidos inyectados posteriormente. Una predicción real del comportamiento del yacimiento requiere un correcto tratamiento de los efectos de las tres fases en el yacimiento y una historia de saturación para los procesos de drenaje e imbibición.

En un yacimiento con mojabilidades mixtas, los poros grandes tienden a ser mojados por petróleo y los poros pequeños tienden a ser mojados por agua. Este efecto de alteración en la mojabilidad ocurre en un yacimiento mojado inicialmente por agua. Desde el punto de vista de la distribución de fluidos, estos cambios que se llevan a cabo en yacimientos de mojabilidad mixta no son significativos en comparación con un yacimiento mojado solo por agua. Es por esto que los sistemas de mojabilidad mixta se representan usualmente mediante un modelo mojado por agua <sup>30</sup>.

---

<sup>30</sup> SURGUCHEV, L., et. al. Op. cit., p. 2.

El proceso de entrapamiento del gas juega un papel importante en la movilización y desplazamiento del petróleo residual por la inyección de agua en una inyección WAG. El grado de reducción de la saturación de aceite y la correspondiente saturación de gas atrapada depende de la saturación de gas inicial antes de la inyección de agua y de las características de mojabilidad de la roca <sup>31</sup>.

La figura 18 muestra un diagrama de tres fases que indica el desempeño de dos ciclos de inyección de agua y gas en un proceso WAG. Durante el primer ciclo, que comienza a una saturación de agua al inicio del proceso WAG ( $S_{wi}^*$ ), y que a nivel de laboratorio podría ser la saturación de agua crítica ( $S_{wc}$ ), el gas es inyectado hasta alcanzar la  $S_{g1}$  a  $S_{wr1}^*$ ; comienza entonces la inyección de agua, desplazando el gas hasta alcanzar la  $S_{gr1}$  a la saturación de agua  $S_{w1}$ , finalizando así el primer ciclo. El segundo ciclo empieza a estas condiciones incrementando la saturación de gas hasta  $S_{g2}$  desplazando el agua hasta  $S_{wr2}$ , se observa la reducción en la permeabilidad relativa al gas  $K_{rg}$  durante este nuevo ciclo; en la inyección de agua, la saturación de gas es reducida hasta  $S_{gr2}$  incrementando la saturación de agua hasta  $S_{w2}$ , dejando un volumen de gas atrapado de aproximadamente de 20 a 30%. Este proceso se repite hasta alcanzar el número total de ciclos WAG que hayan sido programados <sup>32</sup>.

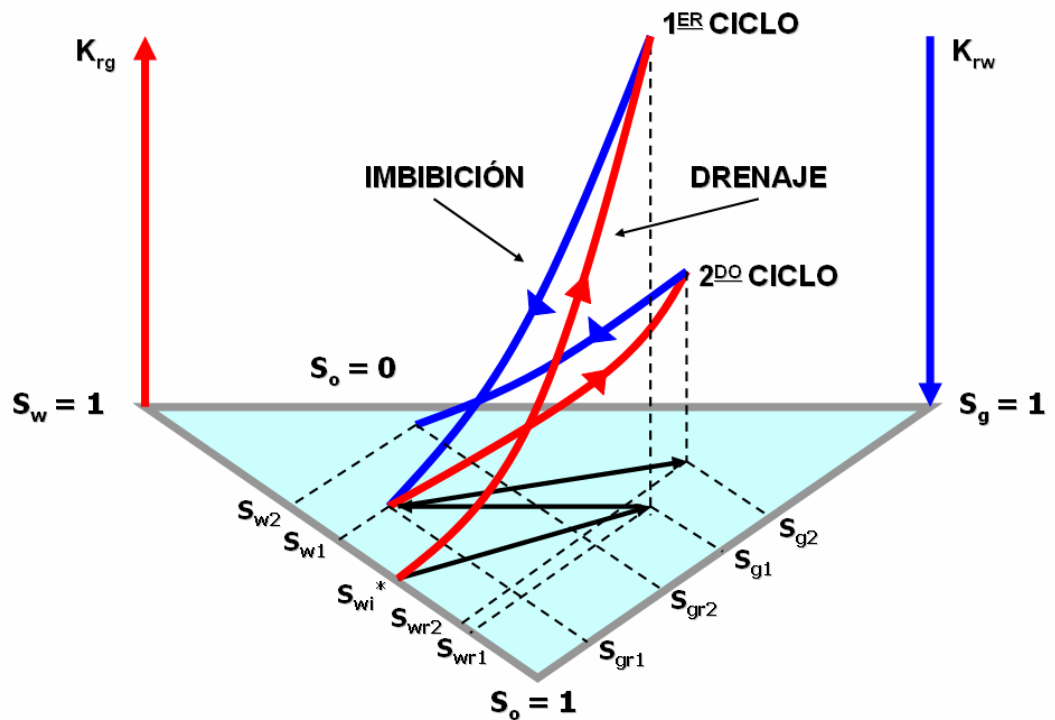
Otro hecho que puede notarse en esta gráfica es la manera en que se va reduciendo la saturación de petróleo en la medida que se suceden los baches de agua y gas correspondientes a su respectivo ciclo.

---

<sup>31</sup> Ibid., p. 2.

<sup>32</sup> SANCHEZ, N. Op. Cit., p. 2.

**Figura 18.** Comportamiento de las permeabilidades relativas y las saturaciones en un proceso WAG.



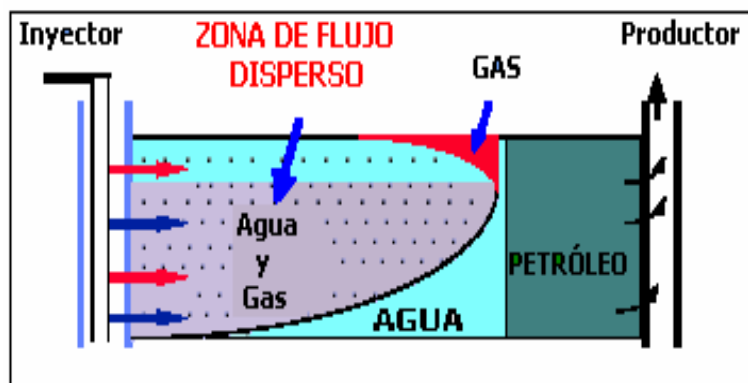
**Tomada y modificada de:** CHRISTENSEN, J., et al. "Compositional and Relative Permeability Hysteresis Effects on Near-Miscible WAG". SPE 39627. Abril 1998.

➤ **Heterogeneidad y anisotropía.** La estratificación y la anisotropía, la comunicación entre diferentes zonas del yacimiento y la relación entre fuerzas viscosas y fuerzas gravitatorias tienen una fuerte influencia sobre el comportamiento del desplazamiento agua-gas<sup>33</sup>. El objetivo es lograr condiciones óptimas de desplazamiento de aceite mediante inyección WAG.

<sup>33</sup> SURGUCHEV, L., et al. Op. cit., p. 2.

La tasa de inyección y la relación agua-gas puede controlar la inyectividad del agua y el gas dentro de capas de baja y alta permeabilidad. La figura 19 muestra como el proceso puede ser afectado por la gravedad, que era lo que se veía en la descripción de la eficiencia vertical. Cerca al pozo inyector, el agua y el gas fluyen como fases dispersas, sin embargo la segregación gravitacional reduce el flujo de la zona dispersa hasta que esta desaparece, desarrollándose una zona con solo agua en el fondo y gas en el tope. Analizando este proceso se puede demostrar que el tamaño de la zona dispersa es función de la relación viscosidad / gravedad, incrementándose el recobro si esta relación es alta, lo cual puede conseguirse reduciendo el espaciamiento entre pozos e inyectando un gas con una densidad mayor. La simulación de procesos WAG usando modelos de sección transversal, indica que un alto recobro de petróleo se obtiene cuando hay una baja movilidad del gas (baja permeabilidad relativa) debido a un incremento de la zona dispersa donde el gas y el agua están fluyendo como una mezcla homogénea <sup>34</sup>.

**Figura 19.** Efecto de la relación de movilidad y de la relación viscosidad/gravedad en un proceso WAG.

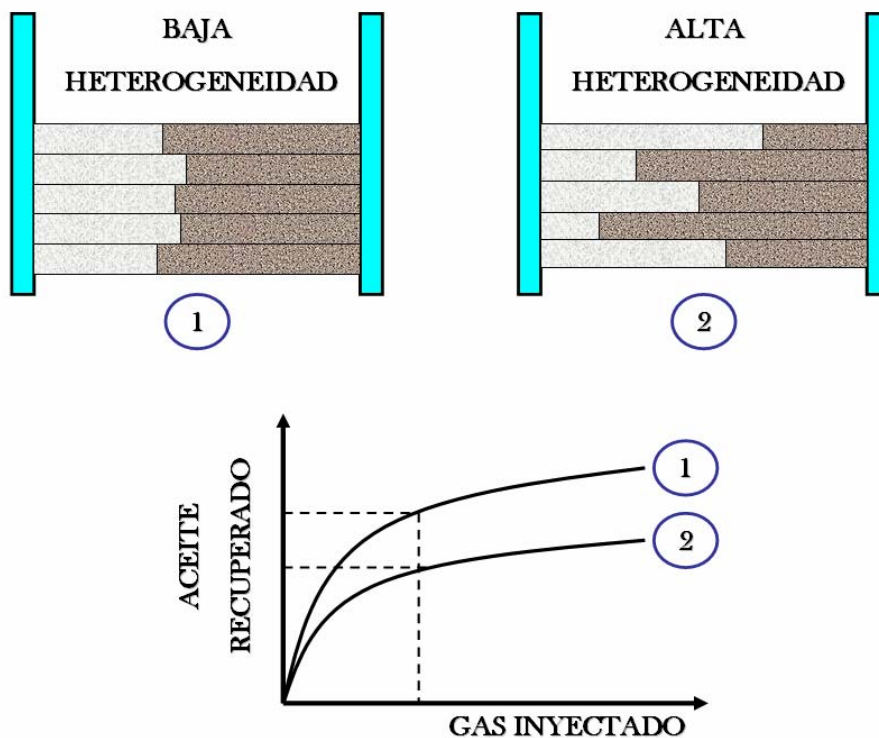


**Tomada y modificada de:** SANCHEZ, N. "Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects". SPE 53714. Abril 1999.

<sup>34</sup> Ibid., p. 2.

Ahora, como consecuencia de una alta heterogeneidad, se puede presentar el caso que se ilustra en la figura 20, donde se relacionan la cantidad de gas inyectado con el volumen de petróleo recuperado, en un yacimiento con baja heterogeneidad y en otro donde la heterogeneidad es alta, entendiendo esta heterogeneidad como variación de la permeabilidad en estratos o capas supra y subyacentes. Aunque, en algunos casos, el efecto de la heterogeneidad en una inyección WAG, puede ser el inverso al mostrado en la figura 20, si se compara con un yacimiento homogéneo.

**Figura 20.** Efecto de la heterogeneidad en un proceso WAG.



### 1.3 DISEÑO DE PROYECTOS WAG

La inyección alternada de agua y gas es un método de recobro mejorado, lo cual quiere decir que el yacimiento ha estado en producción durante algún tiempo tanto

por depleción (recuperación) primaria como por inyección de agua. Es obvio que el objetivo principal es obtener un mejor recobro adicional comparado con otra técnica de inyección. Los campos revisados en la literatura en su inmensa mayoría han reportado incremento en el recobro y casi todos los casos se han reportado como exitosos. Uno de los principales retos operacionales es decidir si se va a efectuar una inyección miscible o inmisible; esta decisión está basada en la disponibilidad del gas a inyectar, pero es reportada principalmente como una consideración económica. Varios de los casos históricos han estado bajo resaturación para alcanzar miscibilidad antes de iniciar la inyección WAG <sup>35</sup>.

**1.3.1 Gases de inyección.** Los gases de inyección usados hoy en día en proyectos WAG pueden ser clasificados en dos grupos: Hidrocarburos y No-Hidrocarburos (como el Nitrógeno o el Dióxido de Carbono). El CO<sub>2</sub> es un gas costoso y generalmente se usa cuando se quiere lograr un desplazamiento miscible, o si las facilidades de superficie se adecuan para tal fin. Como se verá más adelante, el CO<sub>2</sub> es el gas que más se utiliza en este tipo de proyectos.

Los gases hidrocarburos se encuentran disponibles directamente en el campo productor. Por esta razón todas las inyecciones WAG “*offshore*” utilizan estos gases, aunque la posibilidad de inyectar CO<sub>2</sub> costa afuera se está investigando, ya que este tiene menores impactos sobre el ambiente que los gases hidrocarburos.

Los campos que usan o han usado nitrógeno han sido muy pocos y lo han hecho porque las fuentes o suministros de este gas se encuentran relativamente cerca.

Otro gas que se ha usado con alguna frecuencia en proyectos WAG ha sido el “*flue gas*” que consiste en una mezcla de CO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>.

---

<sup>35</sup> CHRISTENSEN, J., et. al. Op. cit., p. 100.

## ➤ Inyección de CO<sub>2</sub>

**Propiedades Físicas del CO<sub>2</sub>.** El CO<sub>2</sub> generalmente se encuentra como gas inerte, no tóxico, incoloro, inodoro y es alrededor de 1.5 veces más pesado que el aire. Las principales propiedades que presenta este gas se resumen a continuación:

**Tabla 1.** Propiedades del Dióxido de Carbono.

Propiedad	Valor
Peso Molecular	44,01 lb / lbmol
Presión crítica	1071 psia
Temperatura crítica	87,91 °F
Volumen específico	8,623 pies <sup>3</sup> / lb
Densidad crítica	29,070 lb / pulg <sup>3</sup>
Punto triple	-69,9 °F y 60.42 psia
Punto de congelación	-69,83 °F
Punto de ebullición	-109,257 °F
Gravedad específica	1,5194
Calor específico (a 300 psia)	0,5 BTU lb / °F
Viscosidad (Cond. normales)	0,0343 cp

**Tomada de:** PLATA, E. y PEREZ, E. "Evaluación del Comportamiento de Fases en Yacimientos de Condensados de Gas y Aceite Volátil Sometidos a Inyección de Gas". Trabajo de Grado. UIS 1994.

**Fuentes del CO<sub>2</sub>.** Entre las principales fuentes de este gas se encuentran:

- ➔ Depósitos naturales <sup>36</sup>.
  
- ➔ Subproductos de plantas de amoníaco, plantas químicas y facilidades de separación de gases ácidos, como fue el caso del campo *Lick Creek* en Arkansas, EE.UU., caso en el que el gas (CO<sub>2</sub>) era transportado desde la planta de Amoniaco IMC Corp. en el estado vecino de Lousiana a través de 65 millas de tubería <sup>37</sup>. En el campo *Slaughter Estate* en Texas, EE.UU., se escogió como fuente de CO<sub>2</sub>, una corriente de gas de alimento de la unidad recuperadora de sulfuros de la planta de gasolina de Slaughter <sup>38</sup>, mientras que para el campo *Twofreds* en Delaware, EE.UU., se obtuvo CO<sub>2</sub> de la planta de procesamiento de gas Intratex Gas Company ubicada a casi 10 millas del campo <sup>39</sup>.
  
- ➔ Gases de combustión en plantas de potencia o plantas de cemento.
  
- ➔ Calcinación de calizas.
  
- ➔ El CO<sub>2</sub> producido en un programa de inyección, que puede ser reinyectado después de un tratamiento.

---

<sup>36</sup> MARTIN, F. and TABER, J. "Carbon Dioxide Flooding". SPE 23564. JPT. April 1992.

<sup>37</sup> REID, T. and ROBINSON, J. "Lick Creek Meakin Sand Unit Immiscible CO<sub>2</sub>/Waterflood Project". SPE / DOE 9795. Abril 1981.

<sup>38</sup> ROWE, H., YORK, S. and ADER, J. "Slaughter Estate Unit Tertiary Pilot Performance". JPT. Marzo 1982.

<sup>39</sup> KIRKPATRICK, R., FLANDERS, W. and DEPAUW, M. "Performance of the Twofreds CO<sub>2</sub> Injection Project". SPE 11439. Septiembre 1985.

**Aplicaciones del CO<sub>2</sub>.** La principal aplicación que tiene el dióxido de carbono se enfoca hacia la recuperación mejorada debido a su inyección en el yacimiento. El CO<sub>2</sub> se utiliza en procesos de desplazamiento miscible y desplazamiento inmisible. La inyección se puede realizar de las siguientes maneras <sup>40</sup>:

- ➔ Inyección continua de CO<sub>2</sub>.
- ➔ Inyección de CO<sub>2</sub> seguida por otro gas (nitrógeno o gases de chimenea).
- ➔ Inyección de agua carbonatada.
- ➔ Inyección de un bache continuo de CO<sub>2</sub>, seguido por un bache de agua.
- ➔ Inyección alterna de baches de CO<sub>2</sub> seguidos por agua (WAG).
- ➔ Inyección simultánea de CO<sub>2</sub> y agua.
- ➔ Estimulación cíclica de pozos productores (HUFF N'PUFF).

Se puede, a manera de ejemplo, ilustrar algunas de estas aplicaciones haciendo referencia al campo Lick Creek (EE.UU.), donde primero se estimularon cíclicamente con CO<sub>2</sub> tanto inyectores como productores, luego se inyectó continuamente CO<sub>2</sub> (en los inyectores), posteriormente se hizo la inyección alternada de CO<sub>2</sub> y agua (WAG) y por último se efectuó una inyección de agua convencional <sup>41</sup>.

---

<sup>40</sup> PLATA, E. y PEREZ, E. "Evaluación del Comportamiento de Fases en Yacimientos de Condensados de Gas y Aceite Volátil Sometidos a Inyección de Gas". Trabajo de Grado. UIS 1994.

<sup>41</sup> REID, T., et. al. Op. cit., p. 1.

**Efectos de la inyección de CO<sub>2</sub>.** Independiente de la forma en la cual se inyecte el CO<sub>2</sub> al yacimiento, los siguientes efectos pueden contribuir a la remoción de petróleo del medio poroso y, por consiguiente, al incremento del recobro del mismo <sup>42</sup>:

- ➔ Reducción de la viscosidad del crudo, como consecuencia de la solubilidad del CO<sub>2</sub> en el crudo.
- ➔ Hinchamiento del crudo debido a un incremento en su densidad producido por el CO<sub>2</sub>, lo cual lo hace más móvil.
- ➔ Fenómenos de vaporización y extracción de componentes de peso molecular intermedio del crudo, con lo cual se alcanzan altísimas eficiencias de desplazamiento (eficiencia microscópica).
- ➔ Efectos de miscibilidad.
- ➔ Reducción de tensión capilar.
- ➔ Empuje de gas interno en solución.
- ➔ Mejoramiento de la porosidad y la permeabilidad de la roca por efectos ácidos.
- ➔ Mejoramiento de la razón de movilidad agua-aceite.

---

<sup>42</sup> HOLM, L. and JOSENDAL, V. "Mechanism of Oil Displacement by Carbon Dioxide". JPT. Diciembre 1974.

**Ventajas y desventajas del uso de CO<sub>2</sub>.** Como ventajas se pueden considerar las siguientes <sup>43</sup>:

- ➔ Se logra la miscibilidad a presiones más bajas que en el caso de, por ejemplo, la inyección de nitrógeno o incluso un gas pobre.
- ➔ La eficiencia de desplazamiento (o microscópica) es alta en procesos miscibles.
- ➔ La inyección de CO<sub>2</sub> ayuda al recobro por empuje de gas en solución.
- ➔ Permite la recuperación de la miscibilidad en el caso que esta se haya perdido.

Entre las desventajas podrían citarse <sup>44</sup>:

- ➔ Poca disponibilidad de este a bajo costo, debido a que algunas veces se hace difícil su transporte desde las fuentes de suministro hasta los pozos de inyección.
- ➔ Es un producto altamente corrosivo, por lo que se requiere de un manejo especial.
- ➔ Se requiere un tratamiento del gas producido para eliminar su contenido de CO<sub>2</sub>.

---

<sup>43</sup> PLATA, E. y PEREZ, E. Op. cit., p. 71.

<sup>44</sup> Ibid., p. 71.

**“Screening” para inyección de CO<sub>2</sub>.** A continuación, en la tablas 2 y 3, se resumen algunos criterios de “screening” presentados por varios autores, para inyección de dióxido de carbono miscible e inmisible respectivamente.

**Tabla 2.** “Screening” para CO<sub>2</sub> miscible.

PARÁMETROS DEL YACIMIENTO	LEWIN (1976)	IYOHO (1978)	TABER (1983)	STALKUP (1984)
Viscosidad del aceite, cp	< 12	< 10	< 15	< 10
Gravedad, °API	> 30	30-45	> 26	> 27
Saturación de aceite, %	25	25	> 30	20
Espesor neto productor, pies	No Crítico	No Crítico	< 30	No Crítico
Permeabilidad, md	No Crítico	> 10	No Crítico	No Crítico
Temperatura de yto., °F	No Crítico	No Crítico	No Crítico	No Crítico
Presión de yacimiento, psi	> 1500	No Crítico	No Crítico	No Crítico
Profundidad, pies	> 3000	> 2500	> 2000	> 2500
BBL / Acre-pie	> 300	No Crítico	No Crítico	No Crítico
Litología	No Crítico	No Crítico	No Crítico	Areniscas / Carbonatos
Porosidad * saturación de aceite	> 0.04	No Crítico	No Crítico	No Crítico

**Tomada de:** PLATA, E. y PEREZ, E. “Evaluación del Comportamiento de Fases en Yacimientos de Condensados de Gas y Aceite Volátil Sometidos a Inyección de Gas”. Trabajo de Grado. UIS 1994.

**Tabla 3.** “Screening” para CO<sub>2</sub> inmisible.

PARÁMETROS DEL YACIMIENTO	LEWIN (1976)	KRING AND FAROUQ ALI (1980)	NAO (1992)
Viscosidad del aceite, cp	100-1000	10-1000	> 30
°API	10-25	10-25	> 10
Saturación de aceite, %	> 25	> 25	> 45
Espesor neto, pies	No Crítico	No Crítico	No Crítico
Permeabilidad, md	No Crítico	No Crítico	No Crítico
Temperatura de yacimiento., °F	No Crítico	No Crítico	< 150
Presión de yacimiento, psi	> 1000	> 1000	No Crítico
Profundidad, pies	>2300	> 2300	> 2000
BBL/Acre-pie	> 600	> 600	No Crítico
Litología	Areniscas / Carbonatos	Areniscas / Carbonatos	No Crítico
Porosidad * saturación de aceite	No Crítico	> 0.08	No Crítico

**Tomada de:** PLATA, E. y PEREZ, E. “Evaluación del Comportamiento de Fases en Yacimientos de Condensados de Gas y Aceite Volátil Sometidos a Inyección de Gas”. Trabajo de Grado. UIS 1994.

#### ◆ INYECCIÓN DE N<sub>2</sub>

**Propiedades Físicas de N<sub>2</sub>.** El nitrógeno es un gas incoloro e insípido, constituye aproximadamente el 78% en volumen de la atmósfera y es el elemento más inactivo (inerte) con excepción de los gases nobles. Las principales propiedades del N<sub>2</sub> puro se reseñan en la tabla 4.

**Tabla 4.** Propiedades del Nitrógeno.

Propiedad	Valor
Peso Molecular	28,0134
Presión crítica	493.1 psia
Temperatura crítica	-232.51 °F
Volumen específico (a 14.7 psia, 60 °F)	13.546 pies <sup>3</sup> / lb
Punto triple	-346.3 °F, 1.82 psia
Punto de congelación	-346 °F
Punto de ebullición	-320.451 °F

**Tomada de:** PLATA, E. y PEREZ, E. "Evaluación del Comportamiento de Fases en Yacimientos de Condensados de Gas y Aceite Volátil Sometidos a Inyección de Gas". Trabajo de Grado. UIS 1994.

**Fuentes del Nitrógeno.** Una de las ventajas que tiene el nitrógeno sobre otros gases de inyección como el dióxido de carbono o el gas natural, es su abundancia, dado que compone cerca del 78% del aire. El operador del campo cuente con dos alternativas: (1) comprar el equipo de generación de nitrógeno de modo que forme parte de las instalaciones del campo o (2) comprar directamente el N<sub>2</sub> a algún proveedor. La segunda alternativa suele ser más atractiva ya que no se requiere de inversión inicial de capital. Sin embargo, deben evaluarse ambas opciones. En la actualidad se emplean dos procesos para generar nitrógeno para la industria basados en la conversión del aire. Tales procesos son:

- ➔ La separación criogénica, la cual ha sido usada desde principios de siglo y es la manera más económica de producir nitrógeno. Los pioneros de esta tecnología fueron las industrias petroquímica y del acero, donde el producto

que se deseaba obtener era el oxígeno. El concepto fundamental en generación criogénica es enfriar el aire hasta su licuefacción y luego destilarlo. Para alcanzar estas temperaturas tan bajas, se usa un ciclo de refrigeración el cual consta de un compresor de aire, una sección de remoción de contaminantes, un intercambiador de calor, una columna de destilación y una sección de compresión <sup>45</sup>.

- ➔ El otro proceso se basa en el uso de sistemas de membranas (poliméricas), cuyo principio de operación se basa en la separación del oxígeno del aire dado que este las penetra más fácilmente debido a su mayor solubilidad y difusividad, haciendo que el nitrógeno sea retenido en la membrana, a partir de la cual este es producido.
- ➔ Una forma adicional de generar nitrógeno para la inyección al yacimiento es mediante la inyección de aire, realizando una combustión con el fin de que este aire se convierta a gas de chimenea con un alto contenido de N<sub>2</sub> <sup>46</sup>.

**Aplicaciones del N<sub>2</sub>.** Las principales aplicaciones del nitrógeno en recobro mejorado se resumen a continuación <sup>47</sup>:

- ➔ Desplazamiento inmiscible de los fluidos de yacimiento en la zona de aceite y/o zona de gas (producción de la capa de gas).

---

<sup>45</sup> CORREA, J. y MANTILLA, C. "Evaluación de la Eficiencia de desplazamiento en Yacimientos de Aceite Volátil Sometidos a la Inyección de Nitrógeno". Trabajo de Grado. UIS 2000.

<sup>46</sup> PLATA R., E. y PEREZ, E. Op. cit., p. 30.

<sup>47</sup> Ibid., p. 31.

- ➔ Mantenimiento de presión. La inyección de  $N_2$  a alta presión tiene como objetivo mantener la presión del fluido del yacimiento en o por encima de su respectivo punto de rocío ó de burbuja o en la presión existente, así como el flujo de una sola fase de hidrocarburos, manteniendo el gas en solución en el aceite.
- ➔ Desplazamiento miscible del fluido del yacimiento por medio de contactos múltiples, aunque para este tipo de procesos el  $CO_2$  suele presentar mayor efectividad.
- ➔ Desplazamiento de un tapón miscible de  $CO_2$ , gas natural u otros solventes usando  $N_2$  como fluido desplazante.
- ➔ Recirculación (reinyección) en yacimientos de condensados y yacimientos de petróleo con grandes volúmenes de gas asociado.
- ➔ Reducción en el  $S_{or}$  después de la inyección de agua en el yacimiento (recobro terciario).
- ➔ Estimulación de pozos por fracturamiento usando  $N_2$  o combinaciones  $N_2$  con espumas.

**Efectos de la inyección de  $N_2$ .** Como efectos principales se puede destacar el hecho de que la inyección de nitrógeno es un proceso técnicamente atractivo en yacimientos de aceite volátil. Cuando el nitrógeno se inyecta en la capa de gas, se presenta un desplazamiento estable por gravedad. Aún cuando el desplazamiento sea de carácter inmisible, es posible que se obtenga un buen factor de recobro, en caso que el drenaje por gravedad sea el mecanismo de empuje predominante.

El principal efecto composicional en los desplazamientos con nitrógeno a alta presión es la evaporación de los componentes livianos e intermedios de los fluidos del yacimiento, lo que lleva a la formación de un banco de vapor rico en hidrocarburos en el frente de desplazamiento el cual desplaza al fluido del yacimiento de manera miscible, en el caso del fluido de la capa de gas, o de forma casi miscible cuando se trata del fluido de la zona de aceite. Cabe anotar que el petróleo que queda detrás del frente de desplazamiento es más pesado, presenta una mayor viscosidad, desgasificado y con algo de nitrógeno disuelto en él.

Otro aspecto a tener en cuenta en los proyectos de inyección de N<sub>2</sub> es el económico, el cual resulta bastante favorable, puesto que permite que el gas natural producido por el yacimiento pueda ser empleado para fines diferentes a la reinyección.

**Ventajas y desventajas del uso de N<sub>2</sub>.** Entre sus principales ventajas se tienen las siguientes <sup>48</sup>:

- ➔ Como ya se discutió, su amplia disponibilidad por su obtención a partir de la licuefacción del aire.
- ➔ No es tóxico.
- ➔ No es inflamable, ni corrosivo.
- ➔ Dependiendo de la presión, las cantidades y la combinación, el nitrógeno puede costar de ¼ a ½ del precio del gas natural.

---

<sup>48</sup> Ibid., p. 32.

Los aspectos desfavorables que puede presentar la inyección de N<sub>2</sub> son <sup>49</sup>:

- ➔ El costo de separación de N<sub>2</sub> de los gases hidrocarburos producidos del yacimiento es alto, aunque este costo se puede contrarrestar si los gases producidos son reciclados en el yacimiento.
- ➔ Si se usan unidades de separación para producir N<sub>2</sub>, se creará una corriente rica en oxígeno, la cual debe estar suficientemente lejos de cualquier corriente de hidrocarburos para evitar la contaminación y corrosión en la cara del pozo.
- ➔ Se requiere una alta presión para lograr la miscibilidad del N<sub>2</sub> con aceites crudos, lo cual limita la aplicación del N<sub>2</sub> como agente miscible a yacimientos muy profundos que contiene aceites livianos.

**“Screening” para Inyección de N<sub>2</sub>.** En la siguiente tabla se resumen algunos de los parámetros tenidos en cuenta en caso que se quiera una inyección de nitrógeno en que se efectúe un desplazamiento miscible.

**Tabla 5.** “Screening” para N<sub>2</sub> miscible.

Gravedad, °API	Presión del yto., psi	Temperatura del yto., °F	Profundidad, pies	Espesor neto, pies
> 40	> 4500	No Crítico	> 7000	No Crítico

**Tomada de:** CLANCY, J. et al. “Analysis of Nitrogen Injection Projects to Develop Screening Guides and Offshore Design Criteria”. SPE 11902. Septiembre 1983.

---

<sup>49</sup> Ibid., p. 33.

La siguiente tabla es una guía para inyección de nitrógeno inmiscible.

**Tabla 6.** “Screening” para N<sub>2</sub> inmiscible.

Propiedad	Valor
Gravedad, °API	> 12
Viscosidad del aceite, cp	< 600
Saturación de aceite, %	> 35
Permeabilidad, md	No Crítico
Espesor neto, pies	No Crítico (si $K_{vertical}$ es buena)
Profundidad, pies	> 1800
Temperatura del yto., °F	No Crítico
Formación	No Crítico

**Tomada de:** TABER, J. et al. “EOR Screening Criteria Revisited. Part 1: Introduction to Screening Criteria and enhanced Oil Recovery Field Projects”. SPE 35385. SPE Reservoir Engineering. Agosto 1997.

➤ **Inyección de hidrocarburos.** La utilización de este tipo de gases se ha hecho masiva a yacimientos cuyos fluidos se encuentran cercanos al punto crítico (aceite volátil y gas condensado), debido al relativamente alto contenido de hidrocarburos de peso molecular liviano e intermedio que estos presentan. Como ya se hizo referencia en la sección 1.1, se pueden clasificar en gases ricos y gases pobres (dependiendo de la concentración de intermedios que tengan) y sus propiedades van a variar de acuerdo a su composición general.

La principal fuente de estos gases, es el mismo gas que se produce en el yacimiento o el procedente de un separador de campo, el cual se enriquece según sea el caso, mediante la mezcla con hidrocarburos intermedios.

Otra fuente de gases hidrocarburos, son los gases residuales de, por ejemplo, plantas de gasolina o refinerías <sup>50</sup>.

**Efectos de la inyección de Gas Pobre.** Cuando se tiene un yacimiento de gas condensado se producen los siguientes efectos al inyectar un gas pobre (seco) <sup>51</sup>:

- ➔ Vaporización del condensado retrógrado por contactos múltiples con el gas pobre. El gas seco vaporiza componentes livianos e intermedios del condensado retrógrado cerca de los pozos de inyección. Estos componentes se mezclan con el gas seco y lo enriquecen. Luego de contactos múltiples el gas seco se ha enriquecido en hidrocarburos intermedios y se forma un solvente que es miscible con el condensado retrógrado.
- ➔ Desplazamiento miscible del gas condensado por el gas seco al primer contacto.

Cuando se trata de un yacimiento de aceite volátil, la inyección de gas seco tiene una doble función, desplazar el aceite hacia los pozos productores y al mismo tiempo contribuir al mantenimiento de presión parcial o total, por lo tanto se reduce o elimina la merma del aceite, la cual ocurre por reducción de presión.

**Ventajas de la inyección de Gas Pobre.**

- ➔ La reinyección de gas seco impide el desperdicio de este recurso energético cuando no se tiene mercado para él.

---

<sup>50</sup> STALKUP, F. Op. cit., p. 118.

<sup>51</sup> PLATA R., E. y PEREZ, E. Op. cit., p. 107.

- ➔ Las altas presiones de mantenimiento permiten recuperar el gas condensado en menos tiempo que por agotamiento natural. Además impide la formación de condensado retrógrado cerca de los pozos de producción y mantienen la productividad de los mismos.
- ➔ La eficiencia de desplazamiento es bastante alta (gran reducción del  $S_{or}$ ).

### **Desventajas de la inyección de Gas Pobre**

- ➔ Se requiere de gastos adicionales como son: mayor número de pozos productores e inyectores, sistema de compresión y distribución del gas.
- ➔ Cuando existen grandes variaciones areales y/o verticales de permeabilidad producen rápida canalización del gas inyectado hacia los pozos de producción recuperándose poco volumen de condensado.
- ➔ Se pueden presentar problemas de inyectividad en los pozos debido a que los residuos de lubricante usado en los compresores pueden fluir a través de las tuberías y quedar atrapados en el medio poroso cerca de los pozos de inyección, lo cual disminuye drásticamente la inyectividad del gas.
- ➔ El proceso tiene una aplicabilidad limitada porque el petróleo del yacimiento debe ser rico en componentes de  $C_2$  a  $C_6$ .
- ➔ Este proceso implica altas presiones de inyección <sup>52</sup>.

---

<sup>52</sup> Ibid., p. 108.

**“Screening” para inyección de Gas Pobre.** Aunque en la sección 1.1 se mencionaron algunos criterios de “screening” de gas vaporizante, en la siguiente tabla se presentan tales criterios resumidos, además de los resultados de varios autores.

**Tabla 7.** “Screening” para Gas Pobre.

PARÁMETROS DEL YACIMIENTO	TABER (1983)	STALKUP (1984)	DONALSON (1985)
Viscosidad del aceite, cp	< 10	< 3	< 1
Gravedad, °API	> 35	> 40	> 35
Saturación de aceite, %	> 30	> 25	> 25
Espesor neto productor, pies	< 30	< 10	No Crítico
Permeabilidad, md	No Crítico	No Crítico	No Crítico
Temperatura de yto., °F	No Crítico	No Crítico	No Crítico
Presión de yacimiento, Psi	> 3000	> 3500	> 2700
Profundidad, pies	> 5000	> 5000	6500-10000
BBL/Acre-pie	No Crítico	No Crítico	No Crítico
Litología	Areniscas / carbonatos	Areniscas / carbonatos	Areniscas / carbonatos
Porosidad * saturación de aceite	No Crítico	No Crítico	No Crítico

**Tomada de:** PLATA, E. y PEREZ, E. “Evaluación del Comportamiento de Fases en Yacimientos de Condensados de Gas y Aceite Volátil Sometidos a Inyección de Gas”. Trabajo de Grado. UIS 1994.

**Efectos de la inyección de Gas Rico.** En el caso de la inyección de gas rico, la formación de un banco miscible se obtiene por medio de los componentes intermedios del gas natural. El proceso, como ya se explicó en la sección 1.1, es

conocido como empuje de gas por condensación (empuje por gas enriquecido), donde el gas inyectado es relativamente rico en componentes intermedios (i.e.  $C_2 - C_6$ )<sup>53</sup>.

### **Ventajas de la inyección de Gas Rico**

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

### **Desventajas de la inyección de Gas Rico**

- ➔ Este proceso tiene eficiencias macroscópicas pobres.
- ➔ La segregación gravitacional ocurre en formaciones de gran espesor.
- ➔ Los costos de inyección pueden ser relativamente altos.

**“Screening” para inyección de Gas Rico.** En la sección 1.1 se mencionaron algunos criterios de “screening” para inyección de gas enriquecido. En la tabla 8 se presentan tales criterios resumidos, además de los resultados de varios autores que han investigado respecto a este tema.

---

<sup>53</sup> Ibid., p. 117.

**Tabla 8.** “Screening” para Gas Rico.

<b>PARÁMETROS DEL YACIMIENTO</b>	<b>STALKUP (1984)</b>	<b>DONALSON (1985)</b>
Viscosidad del aceite, cp	< 5	< 3
°API	> 30	> 30
Saturación de aceite, %	> 25	> 25
Espesor neto productor, pies	No Crítico	No Crítico
Permeabilidad, md	No Crítico	No Crítico
Temperatura de yacimiento, °F	No Crítico	No Crítico
Presión de yacimiento, psi	> 1500	> 1300
Profundidad, pies	> 2000	> 2800
BBL/Acre-pie	No Crítico	No Crítico
Litología	Areniscas / carbonatos	Areniscas / carbonatos
Porosidad * saturación de aceite	No Crítico	No Crítico

**Tomada de:** PLATA, E. y PEREZ, E. “Evaluación del Comportamiento de Fases en Yacimientos de Condensados de Gas y Aceite Volátil Sometidos a Inyección de Gas”. Trabajo de Grado. UIS 1994.

**1.3.2 Patrones de inyección y espaciamientos típicos.** El patrón de inyección de cinco puntos normal, ha mostrado ser el más popular en operaciones costa adentro, con un espaciamiento entre pozos bastante reducido (aproximadamente 10 Acres o menores) para garantizar de algún modo la efectividad del desplazamiento de petróleo. El patrón de cinco puntos invertido, el de nueve puntos invertido y el patrón de línea recta también han sido usados con alguna frecuencia. El patrón de siete puntos en sus dos versiones, no se ha empleado hasta ahora en ningún proyecto WAG. Por lo general, el patrón de cinco puntos y el de línea recta se usan cuando la inyectividad es baja requiriéndose

más pozos inyectoras; el de nueve puntos se usa en zonas de alta permeabilidad con una inyektividad relativamente alta <sup>54</sup>. La importancia de contar con un patrón de inyección determinado puede verse reflejada en los porcentajes de recobro que se obtengan, por ejemplo: en el campo Judy Creek (Canadá) se perforaron nuevos pozos para reducir el espaciamiento del patrón; como resultado se obtuvo un incremento en el recobro. Mientras tanto, el campo Neches (EE.UU.) reportó menos recobro del esperado, debido a la falta de un patrón de inyección para su desarrollo.

Mientras que los patrones regulares son usados normalmente costa adentro, rara vez se usan costa afuera. Esto se debe a los altos costos de perforación de los pozos y de la recolección de datos. En estos proyectos los pozos, y en general los yacimientos se consideran aptos para inyección WAG debido a razones geológicas <sup>55</sup>.

**1.3.3 Consideraciones generales y monitoreo del yacimiento.** La interpretación de las pruebas piloto y el monitoreo de las aplicaciones de campo a gran escala pueden dar un punto de vista invaluable para el entendimiento y cuantificación de la efectividad de un proceso WAG. La mayoría de las operaciones de campo han comenzado con un programa piloto. Hechos como mediciones de inyektividad, la toma de registros y pruebas de presión en pozos de observación, el empleo de trazadores radiactivos, una detallada descripción del yacimiento y un adecuado muestreo y análisis de fluidos dotan a los ingenieros de información necesaria para investigar eficiencias de desplazamiento en unidades de flujo, variación composicional de los fluidos, utilización de solventes y desempeño de la inyección WAG. La correcta interpretación de estos datos es crítica para identificar e implementar estrategias de optimización.

---

<sup>54</sup> SANCHEZ, N. Op. cit., p. 4.

<sup>55</sup> CHRISTENSEN, J. et al. Op. cit., p. 100.

El monitoreo del yacimiento es importante para, valga la redundancia, el monitoreo del proceso WAG, para asegurar que el suministro de gas, algunas veces limitado, está siendo efectivamente aprovechado. Esto se logra mediante el muestreo rutinario del gas producido en los pozos bajo el área de influencia del proyecto WAG para de este modo determinar el volumen de solvente que está retornando. Este procedimiento permite corroborar que el solvente (gas) está siendo utilizado efectivamente en todos los patrones y unidades de flujo, además de que sirve para chequear la exactitud de las predicciones de los modelos de simulación <sup>56</sup>.

A continuación se mencionan algunos requerimientos para lograr un óptimo monitoreo de los programas de inyección WAG:

- ➔ Registros de producción e inyección.
- ➔ Mediciones rutinarias de presión del yacimiento.
- ➔ Análisis del gas producido y medición de la gravedad API para controlar la irrupción del gas y el grado de enriquecimiento del frente de desplazamiento.
- ➔ Diseñar programas de trazadores radiactivos durante las pruebas piloto para controlar los fluidos de inyección, canales preferenciales de flujo y comunicación entre capas.
- ➔ Mediciones de la saturación residual de petróleo en la zona barrida.
- ➔ Monitoreo de la relación WAG, recobro de petróleo y volúmenes porosos inyectados, por patrón o unidad de flujo.

---

<sup>56</sup> SANCHEZ, N. Op. cit., p. 4.

- ➔ Controlar el desempeño de los patrones de inyección y producción a fin de comparar con el desempeño predicho por simuladores para establecer las correcciones a que haya lugar, como consecuencia de una alta relación gas-petróleo, irrupción prematura del gas, distribución irregular de los fluidos inyectados e identificación de zonas pobremente drenadas.

**1.3.4 Pruebas piloto.** El diseño y localización de una prueba piloto debe ser tanto técnica como económicamente viable para que sus resultados y conclusiones puedan ser aplicados o eventualmente reproducidos en todo el yacimiento, o al menos en las áreas de interés (aquellas en que haya mayores reservas). El patrón de inyección que se considere para la prueba piloto depende del número de pozos disponibles en el área para tal fin.

Un hecho importante es la necesidad de aislar el área de influencia de la prueba piloto para obtener tantos datos confiables como sean posibles.

Un programa piloto WAG ayudará a cuantificar las eficiencias de recobro y los costos respectivos de manera que con esta información se soporte la implementación del proyecto a escala de campo. Muchos proyectos WAG pueden ser llevados a cabo, y de hecho han sido llevados a cabo, sin una prueba piloto previa debido a que se ha utilizado tecnología probada.

El principal objetivo de una prueba piloto debe ser el de suplementar los estudios de laboratorio que estén siendo implementados y, en el caso particular de la inyección WAG, investigar si el gas inyectado está contactando y movilizándolo el petróleo residual dejado tras la inyección convencional de agua (recuperación secundaria). Sin embargo, otras variables deben ser evaluadas durante la prueba piloto, entre las que se tienen: capacidad de inyección, perfiles de inyectividad por ciclo, tamaño de los ciclos de inyección, relaciones óptimas de inyección agua /

gas, estabilidad del frente de avance de la inyección, tiempos de ruptura de los fluidos inyectados, recobro por unidades de flujo, etc.

Se requiere un modelo de simulación con un enmallado refinado 3D de todo el yacimiento para predecir el desempeño de cada pozo y de este modo optimizar el diseño de un proyecto WAG. Los tiempos óptimos de los ciclos WAG son determinados a partir de simulaciones numéricas, teniendo en cuenta la disponibilidad del gas de inyección.

El área piloto es escogida para tomar ventaja de las características del yacimiento y de la ubicación de los pozos disponibles en el campo <sup>57</sup>.

**1.3.5 Requerimientos operacionales.** El trabajo operacional requerido es relativamente poco, pero incluye modificaciones sobre el pozo inyector, las líneas de flujo y el árbol de navidad.

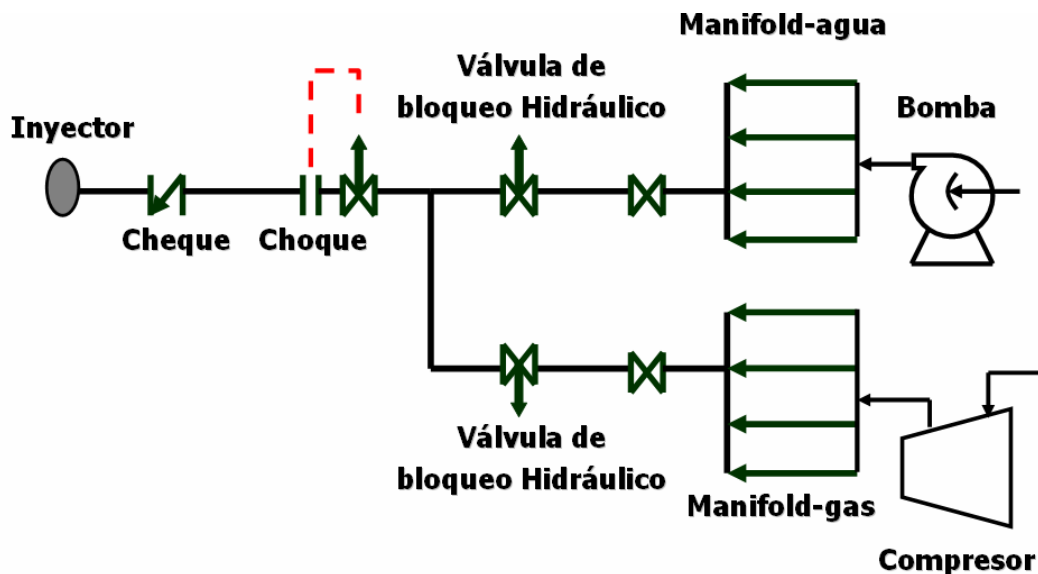
Para el diseño del proyecto es necesario considerar facilidades adicionales para el manejo del gas, si la tasa de inyección de agua es baja debido a los problemas de inyectividad en los patrones localizados en determinadas zonas del yacimiento (zonas de baja permeabilidad). Para incrementar la presión del yacimiento y drenar las reservas en un tiempo razonable, será necesario incrementar la tasa de inyección de gas por patrón.

El diagrama mostrado en la figura 21 representa un esquema de las facilidades de superficie requeridas en el proceso de inyección de agua alternada con gas.

---

<sup>57</sup> Ibid., p. 5.

**Figura 21.** Esquema de facilidades de superficie para inyección WAG.

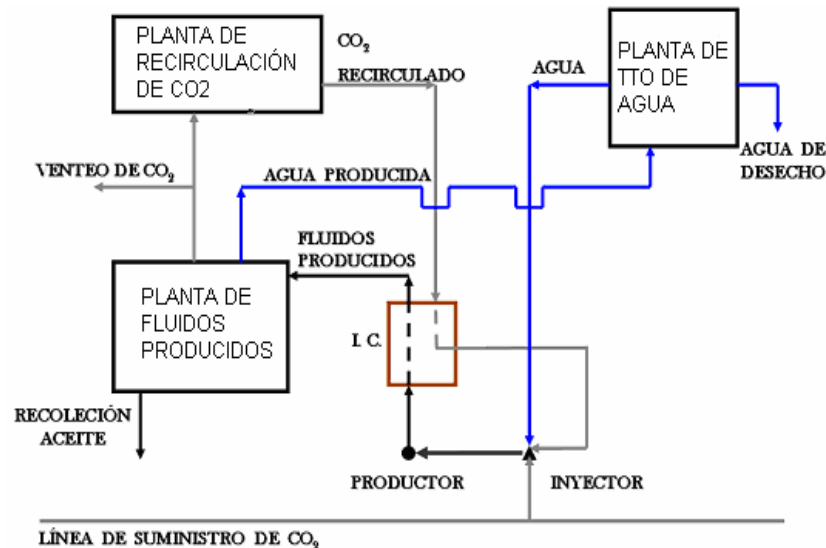


**Tomada y modificada de:** SANCHEZ, N. “Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects”. SPE 53714. Abril 1999.

En la figura 21, las válvulas de bloqueo hidráulico se activan en la medida en que se requiera inyectar uno u otro fluido, es decir, cuando se quiera inyectar agua se abre la que permite su paso y se cierra la que permite el paso de gas. Análogamente, cuando se quiera inyectar gas se abre la que permite su paso y se cierra la de agua. Con el choque ubicado inmediatamente después, se controla el caudal de inyección, mientras que el cheque sirve para evitar el contraflujo de los fluidos inyectados, o sea permite el flujo en una sola dirección.

En la figura 22 se muestra un esquema de las facilidades usadas en separación y reciclaje del gas de inyección. Cabe resaltar que se trata de un caso particular de un proyecto WAG (llevado a cabo en el campo Lick Creek, EE.UU.) donde el gas de inyección fue el CO<sub>2</sub>.

**Figura 22.** Esquema de facilidades de superficie para separación y reciclaje del gas de inyección.



**Tomada y modificada de:** REID, T. and ROBINSON, J. "Lick Creek Meakin Sand Unit Immiscible CO<sub>2</sub> / Waterflood Project". SPE / DOE 9795. Abril 1981.

**1.3.6 Consideraciones económicas.** Algunos de los aspectos de carácter económico que deben ser considerados durante el desarrollo de un proyecto WAG son: el costo del agua y el gas, costo del tratamiento requerido para el agua de inyección, disponibilidad de gas de inyección, debido a que en este tipo de proyecto EOR se requiere suficiente disponibilidad del gas a bajo costo, a fin de garantizar la economía del proyecto <sup>58</sup>.

Entre otras consideraciones se tienen:

➔ Evaluar si es necesario invertir en nuevas facilidades para agua y gas.

<sup>58</sup> Ibid., p. 6.

- ➔ Evaluar costos de estimulación y fracturamiento de pozos para combinar ambos procesos (WAG + fracturamiento en pozos inyectoros y productores).
- ➔ Costo de la perforación de nuevos pozos y trabajos de workover.
- ➔ Posibilidad de corazonar nuevos pozos.
- ➔ Costo de estudios de laboratorio y de simulaciones requeridas.
- ➔ Uso de trazadores radiactivos para monitorear la inyección durante la prueba piloto.

Todos estos aspectos habrán de tener un impacto importante, y deben ser considerados durante las fases de planeación y desarrollo de los proyectos de inyección WAG.

**1.3.7 “Screening” para inyección WAG.** Los criterios de “screening” para diversos métodos de recobro mejorado han sido tratados ampliamente en la literatura, como se discutió en la sección 1.3.1, para la inyección de distintos gases tanto miscibles como inmiscibles. Sin embargo, este no ha sido el caso de la inyección WAG; es por ello que en la tabla 9, se presenta uno de los pocos “screening” disponibles para WAG, el cual se hizo considerando varios casos históricos donde se ha implementado este método EOR.

**Tabla 9.** “Screening” sugerido para inyección WAG.

PROPIEDADES DEL FLUIDO	
VISCOSIDAD DEL CRUDO, cp	< 2, (31 / 56 ) <sup>b</sup>
GRAVEDAD DEL CRUDO, °API	30 – 45, (31 / 56 ) <sup>b</sup>
RELACIÓN DE VISCOSIDADES, $\mu_o / \mu_g$	10 – 30, (19 / 56 ) <sup>b</sup>

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	
MÉTODO DE PRODUCCIÓN PREVIO	Inyección de agua, preferiblemente
TEMPERATURA, °F	Parámetro No Crítico
PROFUNDIDAD, pies	Parámetro No Crítico
ESPESOR NETO, pies	< 100, ( 30 / 56 ) <sup>b</sup>
PERMEABILIDAD PROMEDIO, md	< 100, ( 30 / 56 ) <sup>b</sup>
TIPO DE FORMACIÓN	Parámetro No Crítico

b = Proyectos WAG evaluados / Total de Proyectos WAG

**Tomada de:** MANRIQUE, E., CALDERÓN, G., MAYO, L. y STIRPE, M. "Water-Alternating-Gas Flooding in Venezuela: Selection of Candidates Based on Screening Criteria of International Field Experiences". SPE 50645. Octubre 1998.

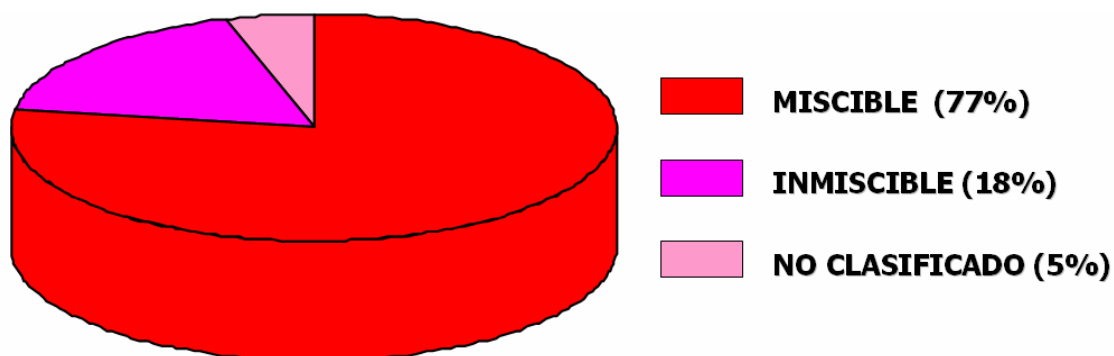
#### 1.4 CLASIFICACIÓN DE PROCESOS WAG

Los procesos WAG pueden agruparse de varias maneras. La más común es distinguir entre desplazamientos miscibles e inmiscibles como una primera clasificación. Los aspectos teóricos de estos desplazamientos ya se estudiaron en la sección 1.1.

**1.4.1 Inyección WAG miscible (MWAG).** Algunas veces es difícil distinguir entre inyecciones WAG miscibles o inmiscibles. En muchos casos se ha obtenido una miscibilidad por contactos múltiples entre el gas y el aceite, pero aún existe mucha incertidumbre acerca del proceso de desplazamiento real en tales casos.

La literatura muestra que la mayoría de las aplicaciones en campo han sido clasificadas como miscibles. Ver figura 23.

**Figura 23.** Clasificación de Aplicaciones WAG según mecanismo de desplazamiento en 65 casos de campo.



La mayoría de proyectos de WAG miscible se encuentran “onshore” y en las primeras aplicaciones se empleaban solventes costosos como el propano o el butano, que hoy día irían en contra de la economía de los proyectos.

En gran parte de los WAG miscibles, por no decir que en todos, los yacimientos son represurizados para alcanzar la Presión Mínima de Miscibilidad (MMP) de los fluidos de formación. Pero debido a los problemas existentes para mantener una presión suficientemente alta, lo cual repercute en pérdidas de miscibilidad, el desplazamiento en muchos casos oscila entre miscible e inmiscible durante el lapso que dure la inyección WAG <sup>59</sup>.

A manera de ejemplo de WAG miscibles (MWAG) se pueden citar los campos *Adena* (Colorado, EE.UU.) en el cual se usó propano, *Wasson* (Texas, EE.UU.) donde se usó CO<sub>2</sub> y el *Hassi Messaoud* (Argelia) donde se empleó una mezcla de hidrocarburos gaseosos.

<sup>59</sup> CHRISTENSEN, J. et al. Op. cit., p. 97.

**1.4.2 Inyección WAG inmiscible (IWAG).** Este tipo de proceso WAG se ha aplicado con el objetivo de mejorar la estabilidad del frente de desplazamiento y contactar zonas no barridas por la inyección de agua. Además, dado lo anterior, la eficiencia de desplazamiento microscópico puede ser mejorada. El WAG inmiscible se ha usado en campos donde el suministro de gas es limitado lo que hace que la inyección no sea estable y en aquellos que presentan fuertes heterogeneidades.

Algunas veces el primer bache de gas se disuelve en algún grado en el petróleo. Esto causa que se presente un intercambio de masa entre el gas y el petróleo, lo que repercute en un favorable cambio en la relación viscosidad / densidad en el frente de desplazamiento, haciendo que el desplazamiento se vuelva entonces casi miscible <sup>60</sup>.

La saturación residual de petróleo generalmente es más baja por inyección WAG que por inyección de agua y por inyección de gas, debido a los efectos de permeabilidades relativas de tres fases ciclo-dependientes, además de que con el WAG se mejoran tanto la eficiencia microscópica (de desplazamiento) como la macroscópica (volumétrica).

Como ejemplos de casos de campos donde se ha implementado WAG inmiscible (IWAG) se tienen el *Lick Creek* (Arkansas, EE.UU.) donde se usó CO<sub>2</sub>, el *Daqing* (China) en el que se usó un gas hidrocarburo y el *Willesden Green* (Alberta, Canadá) donde se empleó nitrógeno como gas de desplazamiento.

---

<sup>60</sup> Ibid., p. 97.

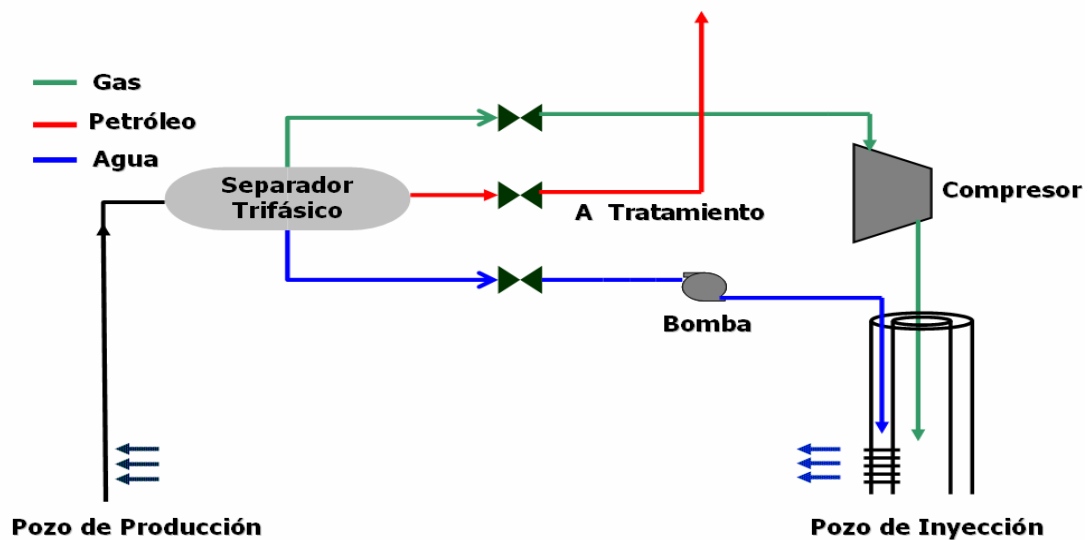
**1.4.3 Inyección WAG híbrida (Hybrid WAG).** Cuando es inyectado un bache grande de gas, seguido de pequeños baches alternados de agua y gas, el proceso es conocido como inyección WAG híbrida <sup>61</sup>, aunque en términos prácticos este proceso debería clasificarse como miscible o inmisible según sea el caso. Bajo este criterio de clasificación cae el campo San Andres (Texas, EE.UU.) donde se usó CO<sub>2</sub> de manera miscible.

#### 1.4.4 Otras.

➤ **SWAG (Simultaneous Water Alternating Gas).** Consiste en inyectar simultáneamente agua y gas al yacimiento, a diferencia del WAG “convencional”, donde la inyección de uno y otro es alternada.

En un proceso SWAG, por lo general se inyecta uno de los fluidos por el tubing y el otro por el anular entre el tubing y el casing, como se muestra en la figura 24.

**Figura 24.** Esquema para representar la inyección SWAG.



<sup>61</sup> Ibid., p. 97.

Este tipo de inyección también se suele clasificar como miscible o inmisible, y la principal razón para aplicarla es lograr un incremento en el recobro.

Como casos históricos que sirvan de ejemplo a la aplicación de esta técnica, se pueden citar los campos *Joffre Viking* (Alberta, Canadá) y *Rangely Weber* (Colorado, EE.UU.) en los que se usó CO<sub>2</sub> miscible.

✦ **WASP (Water Alternating Steam Process).** Realmente es una versión de la inyección continua de vapor en la que éste se alterna con agua, aunque también puede considerarse una versión WAG en la cual la fase gaseosa es el vapor el cual es condensable y está a una mucha mayor temperatura que la fase líquida (agua) <sup>62</sup>.

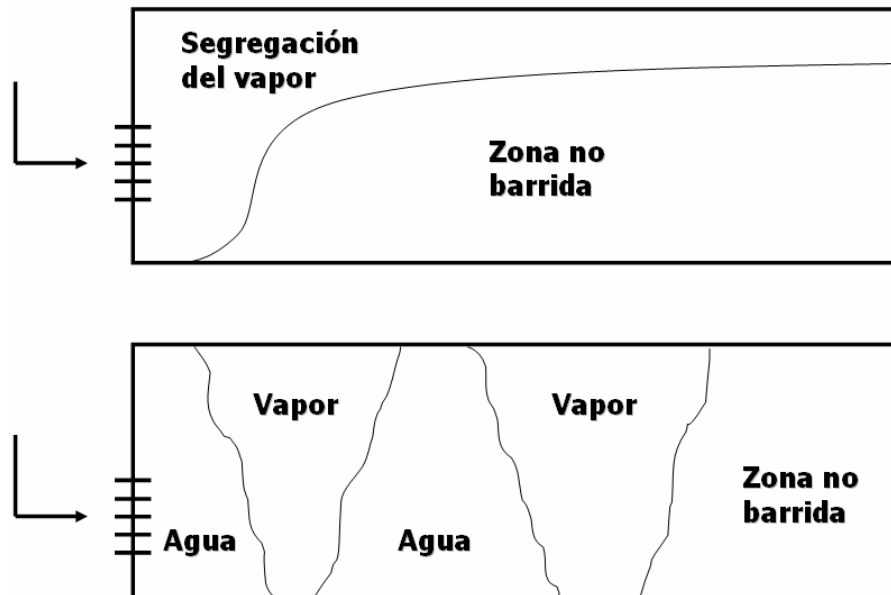
En la figura 25 se ilustra esquemáticamente como puede actuar el WASP comparado con la inyección continua de vapor.

Con la inyección continua, el vapor se segrega y tiende a irse por la parte del tope de la formación, irrumpiendo relativamente temprano en los pozos productores. Por su parte, la inyección alternada de agua y vapor, WASP, elimina ese efecto de irrupción temprana del vapor ya que la inyección de un “colchón” de agua entre bache y bache de vapor hace que se formen frentes térmicos de mayor eficiencia vertical.

---

<sup>62</sup> HONG, K. and STEVENS, C. “Water Alternating Steam Process Improves Project Economics at West Coalinga Field”. SPE Reservoir Engineering. Noviembre 1992.

**Figura 25.** Esquema comparativo de un proceso de inyección continua de vapor y un proceso WASP.



**Tomada de:** HONG, K. and STEVENS, C. "Water Alternating Steam Process Improves Project Economics at West Coalinga Field". SPE Reservoir Engineering. Noviembre 1992.

En el Apéndice A, se presenta un estado del arte de los procesos de inyección WAG, con otras alternativas para clasificarlos, de acuerdo a criterios tales como: tipo de roca, gases empleados, locación (*onshore / offshore*) y ubicación geográfica.

## **2. EXPERIENCIAS DE CAMPO Y PROBLEMAS OPERACIONALES COMUNES EN PROCESOS DE INYECCIÓN WAG**

Este capítulo se centra en describir las experiencias presentadas en algunos campos representativos a nivel internacional donde se ha implementado la inyección alternada de agua y gas. Pero, además de describir el campo como tal, se explica el proceso WAG llevado a cabo en cada caso particular, relacionando tal explicación con los fundamentos teóricos estudiados en el capítulo anterior, para de este modo comparar la teoría con la experiencia propiamente dicha.

En cuanto a la aplicación del proceso WAG en campos colombianos, se tiene que los campos Tello y San Francisco, operados por la empresa Hocol son los casos en los que se ha desarrollado el proceso WAG en nuestro país. En ellos se realiza un proceso de escalamiento para poder llevar las condiciones del yacimiento al laboratorio con el objetivo de manejar tasas apropiadas de inyección y escoger el modelo de inyección más adecuado que se ajuste a las condiciones del campo.

Algunas aplicaciones del proceso WAG en campo establecen su soporte en simuladores numéricos que permiten tener un mejor manejo del área piloto, de las condiciones del yacimiento y de las predicciones del modelo de simulación para estimar los efectos del proceso WAG sobre el recobro de aceite y la relación agua / gas más conveniente en cada sistema de inyección. Otras aplicaciones requieren el uso de pruebas de laboratorio para luego llevar los datos a los simuladores y manejar las condiciones de inyección a escala de campo.

Antes de entrar a discutir esos casos históricos, se hará un resumen de los principales problemas operacionales reportados en proyectos de inyección WAG y la manera en que estos fueron resueltos.

## 2.1 PROBLEMAS OPERACIONALES TÍPICOS DE LA INYECCIÓN WAG

En la vida productiva de un campo petrolero siempre existirán problemas intrínsecos, razón por la cual es difícil evitar que ocurran.

Debido a que en la inyección alternada de agua y gas (WAG) los fluidos inyectados están siendo cambiados con relativa frecuencia, esta técnica de recobro mejorado se torna más compleja que la inyección de agua o la inyección de gas implementadas independientemente.

Los problemas operacionales reportados son básicamente los mismos para todos los casos. A continuación se discuten tales problemas.

**2.1.1 Irrupción temprana del gas en los pozos productores.** Un pobre entendimiento de las características del yacimiento o una inadecuada descripción geológica del mismo puede llevar a que ocurran eventos inesperados tales como una irrupción temprana del gas en los pozos productores. En varios campos se ha reportado este problema, que se atribuye a dos factores: el primero de ellos es la **digitación viscosa**, debido a que el gas es mucho más móvil que el crudo ( $\mu_g < \mu_o$ ), haciendo que este tome canales preferenciales de flujo (*channeling*); el segundo es la **canalización** por el tope de la formación (*override*) del gas ya que este tiende a irse por arriba dada su baja gravedad comparada con la del crudo y la del agua.

Este tipo de problema es difícil de resolver, y en algunos casos los pozos deben ser cerrados antes de lo previsto. En operaciones *offshore* este inconveniente es muy crítico debido al número limitado de pozos.

Debido a que el gas de alguna manera se está “escapando”, los proyectos WAG miscibles se ven seriamente afectados ya que se pierde miscibilidad lo cual resulta en un bajo recobro; este fue el caso del campo *University Block 9*<sup>63</sup>. Otros campos en los que se presentó este inconveniente fueron el *North Pembina* y el *Caroline* en Canadá, el *Juralevsko* en Rusia y el *Lick Creek* en los Estados Unidos.

Se puede concluir que este problema se presenta en yacimientos altamente heterogéneos, con fuertes gradientes de permeabilidad horizontal, lo que hace que los fluidos de inyección (agua y gas) tiendan a irse por los estratos o zonas que le ofrezcan menor resistencia al flujo, es decir, las de mayor permeabilidad. También es común en yacimientos con espesores netos muy grandes, lo cual posibilita que el gas tome camino por el tope de la formación, fenómeno conocido como *override*.

Para solucionar este problema, por ejemplo, en el campo *Lick Creek* se requirió el uso de trazadores radiactivos para determinar las zonas por las cuales se estaban canalizando tanto el gas (dióxido de carbono) como el agua. Una vez encontradas tales zonas, se procedió a realizar tratamientos con geles y polímeros, con la idea de controlar los perfiles de inyección y reducir la irrupción temprana de los fluidos inyectados<sup>64</sup>.

---

<sup>63</sup> CHRISTENSEN, J. et al. Op. cit., p. 101.

<sup>64</sup> ROBINSON, J. AND REID, T. “Lick Creek Meakin Sand Unit Immiscible CO<sub>2</sub> – Waterflood Project”. SPE / DOE 9795. Abril 1981.

**2.1.2 Reducción en la inyectividad.** La reducción en la inyectividad significa que menos gas o menos agua están siendo tomados por el yacimiento. Este hecho conllevará a una más rápida caída en la presión del yacimiento lo cual afectará la eficiencia en el desplazamiento y, consecuentemente, el comportamiento de la producción. La causa de la reducción en la inyectividad puede deberse a un cambio en las permeabilidades relativas consecuencia del flujo en tres fases. Otra de las causas puede ser la precipitación de asfaltenos y/o hidratos cerca de la cara de los pozos inyectores <sup>65</sup>.

Por lo general, la inyectividad del agua se reduce después de la inyección de un bache de gas, mientras que la inyectividad del gas después de un bache de agua no sufre mayores alteraciones. La explicación a este fenómeno puede ser el entrapamiento que sufre el gas una vez es inyectado y *by-passeado* por el agua.

Ejemplos de reducción en la inyectividad de los fluidos de inyección son comunes en el Mar del Norte, debido a la formación de hidratos en las caras de los pozos inyectores.

**2.1.3 Corrosión.** La corrosión es un problema común en los proyectos de inyección WAG. Se debe principalmente al hecho de que este es un método de recobro mejorado y, por lo tanto, los equipos y facilidades deben llevar un tiempo de uso relativamente alto <sup>66</sup>.

---

<sup>65</sup> CHRISTENSEN, J.R. et al. Op. cit. p. 101.

<sup>66</sup> Ibid., p. 101.

Los problemas asociados a la corrosión se han resuelto mediante el uso de aceros de alta calidad, recubriendo las tuberías con materiales anticorrosivos y aplicando tratamientos a los equipos. Se han empleado diferentes clases de acero inoxidable, como en el campo *Quarantine Bay*, en los EE.UU., donde presentó corrosión la tubería en algunos pozos inyectores y productores; también se ha aplicado acero férrico, como se hizo en los campos *Wertz Tensleep* y *Purdy Springer*, los dos en Estados Unidos, en los cuales se corroyeron las bombas de subsuelo. En el campo *Lick Creek* también se presentaron severos problemas de corrosión en los pozos productores luego de la irrupción del gas de inyección, que fue el CO<sub>2</sub>. Y es que la corrosión es el principal problema relacionado cuando se inyecta este gas, dadas sus características como agente altamente corrosivo.

**2.1.4 Formación de escamas.** La formación de escamas es también un problema asociado principalmente a los proyectos en los que el gas inyectado es el dióxido de carbono. Las escamas a medida que se van expandiendo pueden presionar fuertemente la tubería y ocasionar la falla de las mismas, como se reportó en el campo *East Vacuum* en los EE.UU. Cuando se inyecta CO<sub>2</sub>, el casing es recubierto, generalmente, con una capa protectora anticorrosivo. Esta capa puede verse afectada con la presencia de las escamas, facilitándose la aparición de la corrosión.

En algunos casos, estos problemas han sido tan severos, que se ha requerido parar la producción mientras se repara el daño mediante el empleo de algún tratamiento químico <sup>67</sup>.

---

<sup>67</sup> Ibid., p. 101.

**2.1.5 Formación de hidratos y asfaltenos.** Los asfaltenos y los hidratos pueden ocasionar problemas en el comportamiento de la producción, haciendo que esta disminuya. Aunque los problemas relacionados con las precipitaciones de estos dos agentes son básicamente los mismos, los factores que influyen la formación son mejor conocidos para hidratos que para los asfaltenos. De esta manera, la formación de hidratos es controlada normalmente con tratamientos químicos empleando metanol <sup>68</sup>.

➤ **Asfaltenos.** Varios campos han experimentado problemas debido a su presencia (*East Vacuum, Wertz Tensleep, Mitsue*, entre otros). En muchos casos, los problemas de asfaltenos se han resuelto mediante la inyección de un solvente químico en intervalos apropiados. En unos pocos casos los pozos han sido cerrados, pero en la mayoría de ocasiones de los casos de campos reportados, la producción no se ha visto drásticamente influenciada. En el campo *Rangely Weber*, EE.UU., los asfaltenos fueron un problema después de la irrupción del CO<sub>2</sub> y desaparecieron luego de algún tiempo. En el campo *Snorre*, en el Mar del Norte, se descubrieron asfaltenos en el pozo P-18, sin consecuencias negativas sobre la producción. Como ya se reseñó, la presencia de asfaltenos en algunas ocasiones, puede parar la producción y de este modo afectar la economía de un proyecto.

➤ **Hidratos.** Se pueden presentar debido a bajas temperaturas en pozos inyectoros principalmente. La mayor parte de los problemas relacionados con hidratos se han reportado en campos en los cuales la temperatura ambiente es muy baja (Por ejemplo: campos del Mar del Norte como el *Ekofisk*). En estos casos es común observar un congelamiento en las tuberías y en las cabezas de pozo durante las noches y durante períodos de tiempo muy fríos.

---

<sup>68</sup> Ibid., p. 101.

**2.1.6 Diferentes temperaturas de las fases inyectadas.** Es normal que las temperaturas de la fase agua y la fase gas sean diferentes durante la inyección. Esta diferencia de temperaturas tiene como efecto esfuerzos de tensión y compresión en la tubería de inyección que podrían llevarla al colapso<sup>69</sup>. Este fue el caso de los campos *Rangely Weber* en los Estados Unidos y *Brage* en el Mar del Norte. En el caso del campo *Brage*, se hicieron algunos ajustes adicionales para permitir una ligera expansión del *tubing* y eliminar así este problema en otros pozos inyectores. El campo *Quarantine Bay* es otro ejemplo en el que se diseñaron ajustes similares a los del campo *Brage* para prevenir los problemas ocasionados por la diferencia de temperatura de las fases inyectadas.

**2.1.7 Resumen de problemas operacionales.** La tabla 10 presenta una apreciación global de las principales dificultades y/o problemas operacionales reportados en procesos de inyección WAG y los campos en que tuvieron lugar.

## **2.2 EXPERIENCIAS DE CAMPO EN PROCESOS DE INYECCIÓN WAG**

Como se explicó al inicio de este capítulo, la idea es hacer una descripción de algunos casos históricos de campos donde se ha llevado a cabo algún proyecto de inyección WAG, mostrar cómo se efectuó el proceso en cada caso particular, ver que problemas operacionales se presentaron y de que forma fueron resueltos.

---

<sup>69</sup> Ibid., p. 101.

**Tabla 10.** Dificultades y problemas reportados en algunos proyectos WAG.

CAMPO	DIFICULTADES O PROBLEMAS REPORTADOS	SOLUCIÓN
JURALEVSKO (RUSIA)	Cierre prematuro de algunos productores debido a la alta canalización del gas inyectado.	N.R.
KELLY SNYDER (EE.UU.)	Alta liberación de CO <sub>2</sub> (gas de inyección).	N.R.
ROCK CREEK (EE.UU.)	Insuficiente suministro de dióxido de carbono.	N.R.
LICK CREEK (EE.UU.)	Caída en los precios del petróleo. Canalización del CO <sub>2</sub> . Problemas en las válvulas de los compresores debido a la espuma que presentaba el crudo. Corrosión en pozos productores.	Uso de polímeros y geles para controlar irrupción temprana del gas
GRANNY'S CREEK (EE.UU.)	Ruptura del casing. Canalización del CO <sub>2</sub> .	N.R.
PURDY SPRINGER (EE.UU.)	Corrosión de las bombas de subsuelo.	Aplicación de acero férreo para contrarrestar la corrosión.
MALJAMAR (EE.UU.)	Corrosión en la tubería de inyección.	Uso de acero inoxidable.
JAY LEC (EE.UU.)	Reducción en la inyectividad.	N.R.
QUARANTINE BAY (EE.UU.)	Corrosión en pozos productores e inyectores.	Utilización de un acero especial inoxidable.
SAN ANDRES (EE.UU.)	Reinyección del gas producido debido a consideraciones económicas.	N.R.
WASSON DENVER (EE.UU.)	Formación de hidratos que congelaron algunos cabezales de pozo.	Tratamiento con agentes químicos.
CAROLINE (CANADÁ)	Irrupción temprana del gas. Caída en los precios del petróleo.	N.R.
MITSUE (CANADÁ)	Deposición de asfaltenos causó daños en las bombas de subsuelo.	Se hizo necesario un lavado con xileno y tolueno para remover los asfaltenos.
DOLLARHIDE (EE.UU.)	Escamas y asfaltenos.	Tratamiento con químicos
RANGELY WEBER (EE.UU.)	Corrosión. Asfaltenos. Problemas en la inyección debido a la diferencia de temperatura en las fases inyectadas.	Recubrimiento de las tuberías con materiales anticorrosivos. Tratamiento químico contra asfaltenos.
EKOFISK (MAR DEL NORTE)	Hidratos ocasionaron problemas de inyectividad.	Tratamiento con químicos (metanol).

N.R.: No Reportada.

**2.2.1 Campo North Pembina (Canadá).** Este campo tiene una importancia histórica dentro de los procesos de inyección WAG, dado que se considera como el primero en el cual se aplicó este método de recobro, aunque en este caso se concibió como recobro secundario y no EOR como tal.

Se encuentra ubicado hacia el suroeste del estado canadiense de Alberta, tal como se muestra en la figura 26.

La inyección WAG que se realizó en este campo fue clasificada como miscible al primer contacto y se utilizó una mezcla de propano / butano (LPG) como solvente.

Inicialmente se desarrolló una prueba piloto en un área de 10 acres, llevándose a cabo mediante un patrón de cinco puntos invertido (un pozo inyector y cuatro pozos productores) con un espaciamiento entre pozos de aproximadamente 467 pies (que, lógicamente, equivalen aproximadamente a 2.5 acres). Posteriormente, y debido al alentador comportamiento del desplazamiento miscible en el piloto, el proyecto se expandió a 41 patrones de cinco puntos invertido, que cubrían un área aproximada de 13000 acres.

✦ **Descripción del campo.** El campo *Pembina* se localiza en la provincia de Alberta al occidente de Canadá, cerca de 70 millas (113 Km. aproximadamente) al suroeste de la ciudad de Edmonton, capital de la provincia.

El campo cubre un área total de 616000 acres y fue descubierto en 1953 por la *Socony Mobil Oil of Canada, Ltd.*

El yacimiento lo constituye una trampa estratigráfica y la roca fuente es la arena *Cardium*, que se encuentra a una profundidad aproximada de 5000 pies.

Figura 26. Mapa de ubicación del campo *North Pembina* (Canadá).



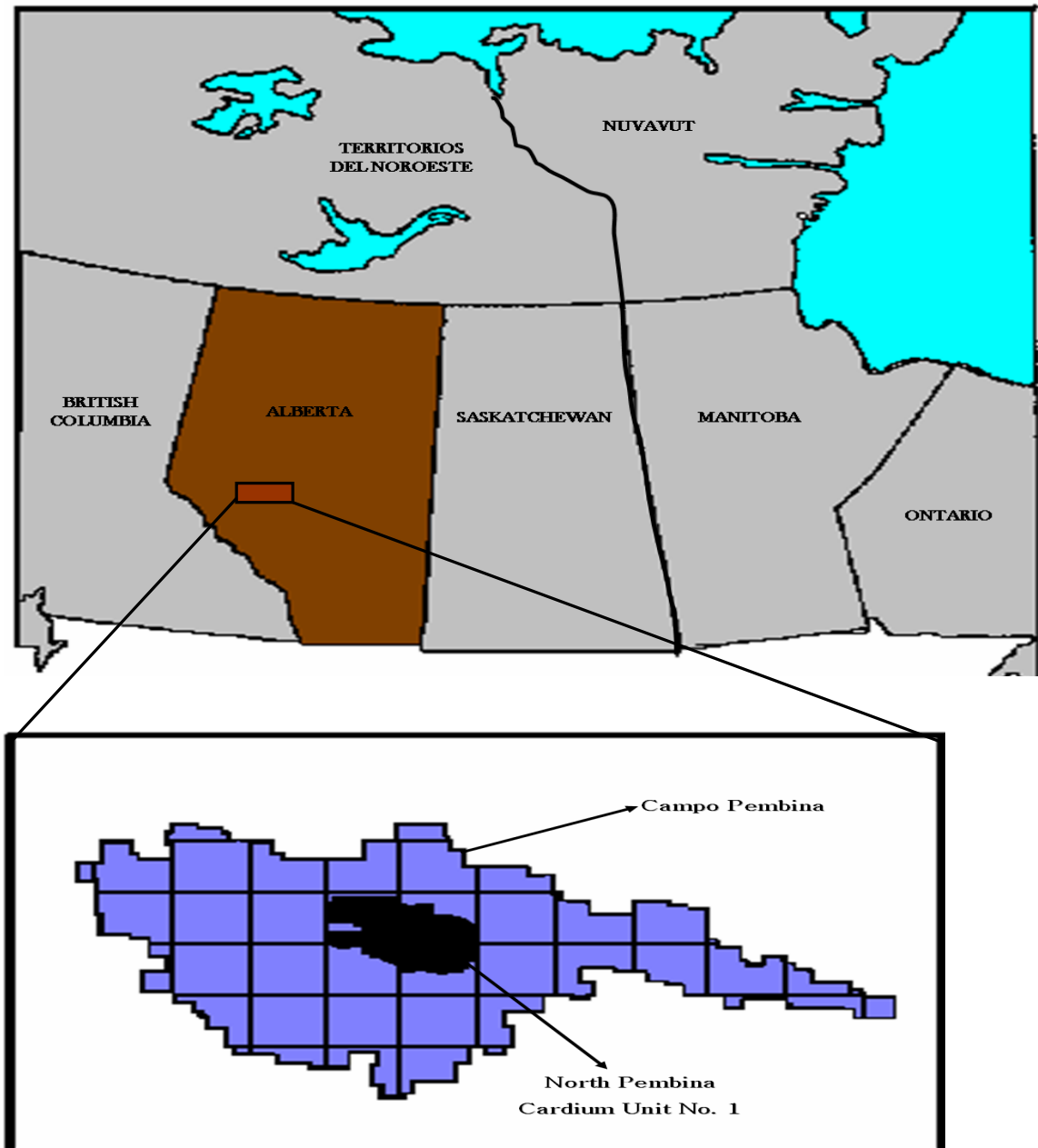
Tomada de: Microsoft® Encarta 2003. Microsoft Corporation.

El mecanismo de recobro primario fue el empuje de gas en solución y el aceite recuperado debido a éste, se estimó entre un 13 y un 16 % del OOIP <sup>70</sup>.

Para facilitar la administración del campo, la *Alberta Oil and Gas Conservation Board* dividió el área del campo *Pembina* en 100 proyectos, siendo el más grande el *North Pembina Cardium Unit No. 1*, con un área de 45520 acres. Ver figura 27.

<sup>70</sup> GROENEVELD, H. "Pressure Maintenance by Fluid Injection in the North Pembina Cardium Unit No. 1". JPT. Septiembre 1964.

**Figura 27.** Localización del *North Pembina Cardium Unit No. 1* dentro del campo *Pembina*.



**Tomada y modificada de:** GROENEVELD, H. "Pressure Maintenance by Fluid Injection in the North Pembina Cardium Unit No. 1". JPT. Septiembre 1964.

El objetivo era realizar un mantenimiento de presión del yacimiento mediante la inyección de agua y la de un gas miscible.

Al hacer una breve descripción geológica de la unidad Cardium No. 1, se pueden destacar varios rasgos, entre los que se pueden mencionar que la formación (Cardium) hace parte del grupo Colorado de edad cretácea, y que las variantes condiciones de depositación dieron como resultado un amplio rango de características de las rocas del yacimiento.

La arena Cardium, que esporádicamente se encuentra bajo una sección conglomerática, es caracterizada por una fuerte estratificación de la formación. En la *North Pembina Cardium Unit No. 1*, la arena está a una profundidad de 5000 pies, con espesores netos que oscilan desde los 6 hasta los 46 pies.

Debido a la gran extensión areal de la unidad Cardium No. 1, esta fue subdividida en nueve (9) áreas: W1, W2, W3, W4 para inyección de agua y M1, M2, M3, M4, M5 para inyección de gas miscible (LPG) <sup>71</sup>. En la tabla 11 se resumen algunas propiedades de la unidad Cardium No. 1.

➤ **Descripción del proceso WAG.** Como ya se hizo referencia, en el año 1957 se dio inicio a la inyección WAG en la Unidad Cardium No. 1, perteneciente al Campo Pembina, mediante un piloto de 10 acres de área para tal fin. Se empleó un patrón de inyección de cinco puntos invertido.

En la figura 28 y en la tabla 12, se presentan algunas de las características del área piloto.

---

<sup>71</sup> Ibid., p. 978.

**Tabla 11.** Propiedades promedio de las nueve áreas de la *North Pembina Cardium Unit No. 1*.

Área	Acres	Espesor Neto, pies	Capacidad de la formación, md - pie	Saturación de agua, %	Factor Volumétrico del aceite	OOIP (MMSTB)
W1	16160	23.1	1067	7.4	1.19	322.1
W2	4480	25.3	784	8.6	1.19	105.1
W3	6080	21.2	693	6.8	1.19	115.3
W4	6000	26.3	941	7.8	1.21	125.3
M1	2560	29.2	1305	11	1.19	70.2
M2	2560	35	2037	7.9	1.19	86.2
M3	2560	28	717	10.8	1.19	62.7
M4	2560	27.9	597	11	1.21	58.4
M5	2560	36.2	1951	9	1.21	78.5
<b>Total Unidad</b>	<b>45520</b>	<b>25.8</b>	<b>1047</b>	<b>8.2</b>	<b>1.19</b>	<b>1023.8</b>

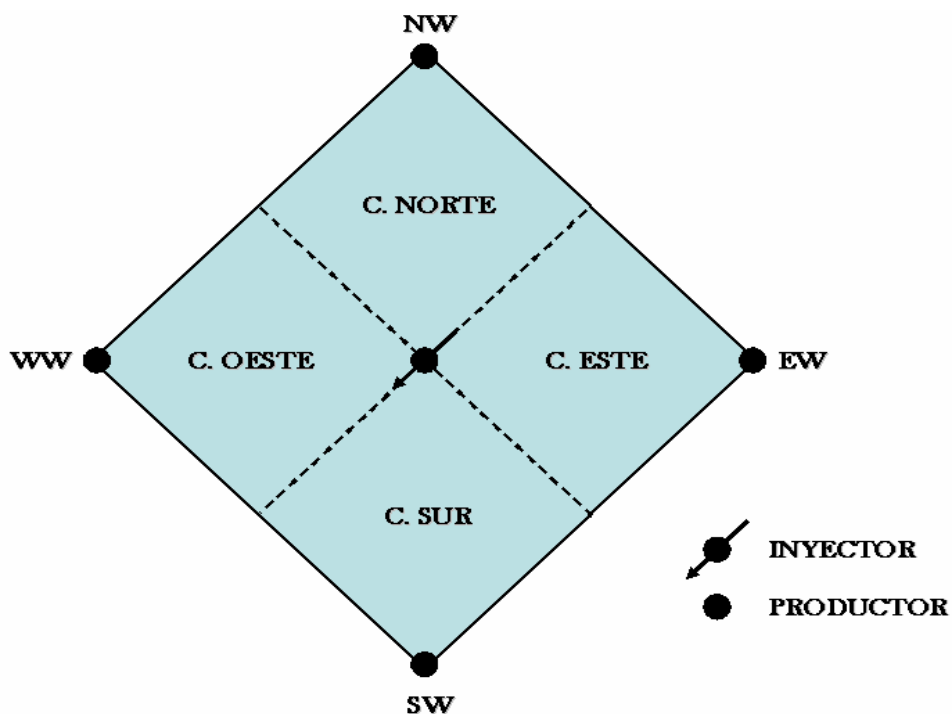
**Tomada de:** GROENEVELD, H. "Pressure Maintenance by Fluid Injection in the North Pembina Cardium Unit No. 1". JPT. Septiembre 1964.

Algunas propiedades importantes del área piloto que merecen ser mencionadas son: permeabilidad promedio de 80 md, presión y temperatura del yacimiento al momento de iniciar el proyecto de inyección WAG de 1450 psia y 118 °F respectivamente. Además, el petróleo presentaba una gravedad de 37,2 °API y una viscosidad a condiciones de yacimiento de 1,38 cp.

La inyección se llevó a cabo en el siguiente orden: 7692 Bbls de LPG, 250 MMSCF de gas, 7500 Bbls de agua y finalmente 52 MMSCF de gas. El bache de LPG era una mezcla 50:50 en volumen de propano y butano, y equivalía al 7,1% del volumen inyectable del patrón <sup>72</sup>.

<sup>72</sup> van POLLEN, H. "Fundamentals of Enhanced Oil Recovery". PennWell Books. Tulsa. 1980.

**Figura 28.** Patrón de inyección del piloto WAG llevado a cabo en la unidad Cardium No. 1 del campo *Pembina*.



**Tabla 12.** Propiedades del área del piloto WAG de la unidad Cardium No. 1.

CUADRANTE	AREA (acres)	ESPESOR NETO (pies)	POROSIDAD (%)	SATURACIÓN DE AGUA (%)	OOIP (STB)
NORTE	2.449	7.4	19.0	5.5	21841
SUR	2.548	8.5	18.4	7.6	23397
ESTE	2.472	8.1	18.8	7.0	22270
OESTE	2.531	8.0	18.9	6.9	22722
<b>TOTAL</b>	<b>10</b>	<b>8.0</b>	<b>18.8</b>	<b>6.7</b>	<b>90230</b>

**Tomada de:** van POLLEN, H. K. "Fundamentals of Enhanced Oil Recovery". PennWell Books. Tulsa, Oklahoma. 1980.

En el comportamiento de la producción se observó una respuesta favorable. Esto puede evidenciarse en la figura 29, donde claramente se nota un incremento en la producción diaria de petróleo a finales del año 1957, lo cual lleva a que la curva de la producción acumulada presente una mayor pendiente durante el primer bimestre de 1958. La relación gas / aceite (GOR) también se incrementó debido a la inyección de LPG y gas seco.

El mecanismo de desplazamiento que operó en este caso fue el miscible al primer contacto (ver capítulo 1, parte 1.1, sección 1.1.2).

En el año 1959, y dados los buenos resultados de la prueba piloto, el proyecto se implementó en las áreas M1, M2, M3, M4 y M5 de la unidad Cardium No. 1, las cuales estaban destinadas para inyección de gas miscible y cubrían 12800 acres entre las cinco (cada una con 2560 acres). El tamaño del bache del gas de empuje (gas seco) en esta área oscilaba entre el 1 y el 1,7 % del volumen poroso para hidrocarburos (HCVP)<sup>73</sup>.

➤ **Problemas reportados.** El desempeño de la inyección, y consecuentemente el comportamiento de la producción, en el área extendida no fue el esperado, debido a que se presentaron problemas de canalización tanto del gas solvente (LPG) como del gas de empuje, lo que hizo que estos irrumpieran relativamente pronto en los pozos productores.

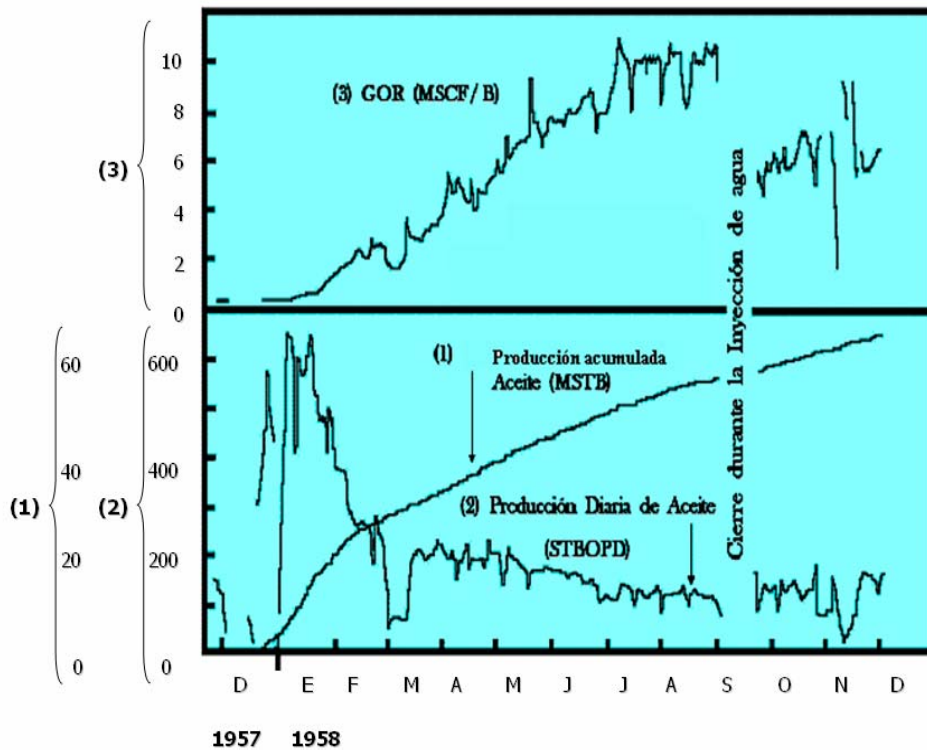
Estos problemas fueron atribuidos a la fuerte estratificación que presenta la arena Cardium, además de los gradientes de presión existentes en el yacimiento<sup>74</sup>.

---

<sup>73</sup> STALKUP, F. Op. cit., p. 107.

<sup>74</sup> GROENEVELD, H. Op. cit., p. 982.

**Figura 29.** Comportamiento de la producción en el piloto de inyección WAG llevado a cabo en la Unidad Cardium No. 1.



**Tomada y modificada de:** van POLLEN, H. K. "Fundamentals of Enhanced Oil Recovery". PennWell Books. Tulsa, Oklahoma. 1980.

En 1967 la *Alberta Oil and Gas Conservation Board* notó que la miscibilidad ya se había perdido debido a la pérdida de los fluidos de inyección por la alta canalización (*channeling*), y se optó entonces por convertir el proyecto en una inyección de agua convencional <sup>75</sup>.

<sup>75</sup> STALKUP, F. Op. cit., p. 107.

En este campo se nota como no siempre lo que sucede a nivel de una prueba piloto se puede reproducir a escala de campo, debido a que en el piloto pueden, eventualmente, enmascarse factores tales como la alta heterogeneidad del yacimiento, que a la postre fue lo que aquí sucedió. Este hecho ocasionó que el comportamiento de la producción cuando se extendió el proyecto a casi 13000 acres, no fuera el esperado.

**2.2.2 Campo Lick Creek (Estados Unidos).** El primer reporte de WAG inmisible (IWAG) corresponde al campo *Juralevsko – Stepanovskoye* de Rusia (el proyecto se inició en 1960), pero se dispone de poca información del mismo.

Por esto es importante reseñar el campo *Lick Creek* como uno de los casos históricos representativos de procesos WAG inmiscibles. Aquí, el gas utilizado para desplazar fue el CO<sub>2</sub>.

Se encuentra en el sureste del estado de Arkansas, en los Estados Unidos, tal como se muestra en la figura 30.

➤ **Descripción del campo.** Se ubica a 112 millas de Little Rock, capital del estado de Arkansas, entre los condados de Union y Bradley, como puede notarse en la figura 31.

Este campo fue descubierto en 1957 por la *Phillips Petroleum Co.* y la producción primaria se presentó hasta 1976, por depleción y un débil empuje de agua. Esta producción fue del 28,3 % del OOIP, el cual se calculó en 15,8 MMSTB <sup>76</sup>.

---

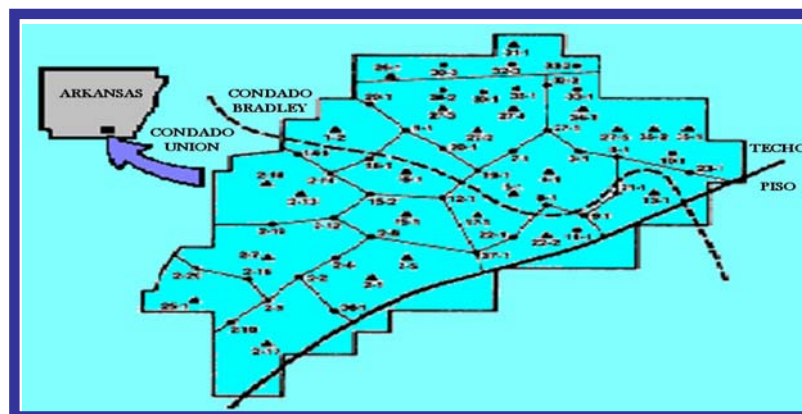
<sup>76</sup> MOFFIT, P. AND ZORNES, R. "Postmortem Analysis: Lick Creek Meakin Sand Unit Immiscible CO<sub>2</sub> – Waterflood Project". SPE 24933. Octubre 1992.

Figura 30. Mapa de ubicación del campo *Lick Creek* (Estados Unidos).



Tomada de: Microsoft® Encarta 2003. Microsoft Corporation.

Figura 31. Localización del campo *Lick Creek* dentro del estado de Arkansas.



Tomada y modificada de: REID, T. and ROBINSON, J. "Lick Creek Meakin Sand Unit Immiscible CO<sub>2</sub> / Waterflood Project". SPE / DOE 9795. Abril 1981.

La arena productora del yacimiento es la *Meakin* y produce desde una profundidad promedio de 2550 pies, con un espesor neto medio de 8,4 pies. El yacimiento es truncado por una falla al sureste, y hacia el norte y el oeste limita con el contacto agua – aceite y con capas de baja permeabilidad. La arena *Meakin* presenta características tales como: grano fino, bien sorteada, limpia y no consolidada, y exhibe altas permeabilidades y altas porosidades, obteniéndose valores promedio de 1200 md y 30,3 % respectivamente.

El petróleo producido del yacimiento es un crudo pesado con una gravedad API de 17 grados y una viscosidad de 160 cp a la temperatura del yacimiento (118 °F). Al inicio del proyecto de inyección WAG, el yacimiento se consideraba como de petróleo sub-saturado, con una presión de burbuja de 85 psia.

➤ **Descripción del proceso WAG.** El proyecto se planeó para ser ejecutado en cuatro fases: <sup>77</sup>

1. *Estimulación cíclica de todos los pozos inyectoros (38) y algunos inyectoros (6) con CO<sub>2</sub>.* Se extendió por un periodo de un año. La idea era lograr los siguientes propósitos: (a) contactar el aceite residual NO alcanzado desde los inyectoros permanentes, (b) lograr una presión de yacimiento tal que el CO<sub>2</sub> inyectado reduzca la viscosidad del aceite y (c) proveer al yacimiento de energía adicional para la producción por flujo natural.

2. *Inyección de CO<sub>2</sub> en los pozos inyectoros.* En esta etapa, se perseguían los siguientes objetivos:

---

<sup>77</sup> ROBINSON, J. AND REID, T. "Lick Creek Meakin Sand Unit Immiscible CO<sub>2</sub> – Waterflood Project". SPE / DOE 9795. Abril 1981.

(a) contactar el aceite residual NO alcanzado en la estimulación de la fase anterior, (b) alcanzar y mantener la presión de yacimiento, (c) desplazar aceite mediante los mecanismos que para tal fin tiene el gas y (d) permitir a los pozos producir por flujo natural en lugar de bombeo. Esta etapa se llevo a cabo en 6 meses.

**3. *Inyección alternada de agua y gas inmiscible (CO<sub>2</sub>) en los pozos inyectoros.*** Se presentó por más de tres años y el objetivo era desplazar con agua el aceite residual previamente contactado mientras se seguía contactando un aceite residual adicional con dióxido de carbono, en la medida que se aumentaban los ciclos de inyección. La relación WAG utilizada fue de 1,0.

**4. *Inyección de agua en los pozos inyectoros.*** El propósito de esta cuarta y última fase era desplazar con agua lo que hubiere quedado de aceite residual contactado por CO<sub>2</sub> en las etapas previas.

Cabe mencionar que la inyección de agua y dióxido de carbono finalizó relativamente pronto, debido a la caída de los precios del petróleo en 1986.

La fuente de CO<sub>2</sub> para el proyecto fue la IMC Corporation, una planta de amoníaco ubicada en Sterlington, Louisiana. El gas era comprimido y deshidratado hasta un punto de rocío de -10 °F y transportado hasta el campo en estado supercrítico a través de 65 millas de tubería de 6 pulgadas. La presión promedio de la tubería de suministro de CO<sub>2</sub> era de 1350 psig. Esta línea se conectó a todos los pozos inyectoros, y a algunos de los productores.

El esquema de las facilidades de superficie utilizadas en este campo, es el mismo que se encuentra reseñado en la figura 22.

El campo se desarrollo inicialmente con 38 pozos productores y 16 inyectores. Posteriormente, y para incrementar la eficiencia del desplazamiento WAG, se perforaron 9 pozos adicionales de los cuales 8 eran inyectores y el restante se dejó como productor.

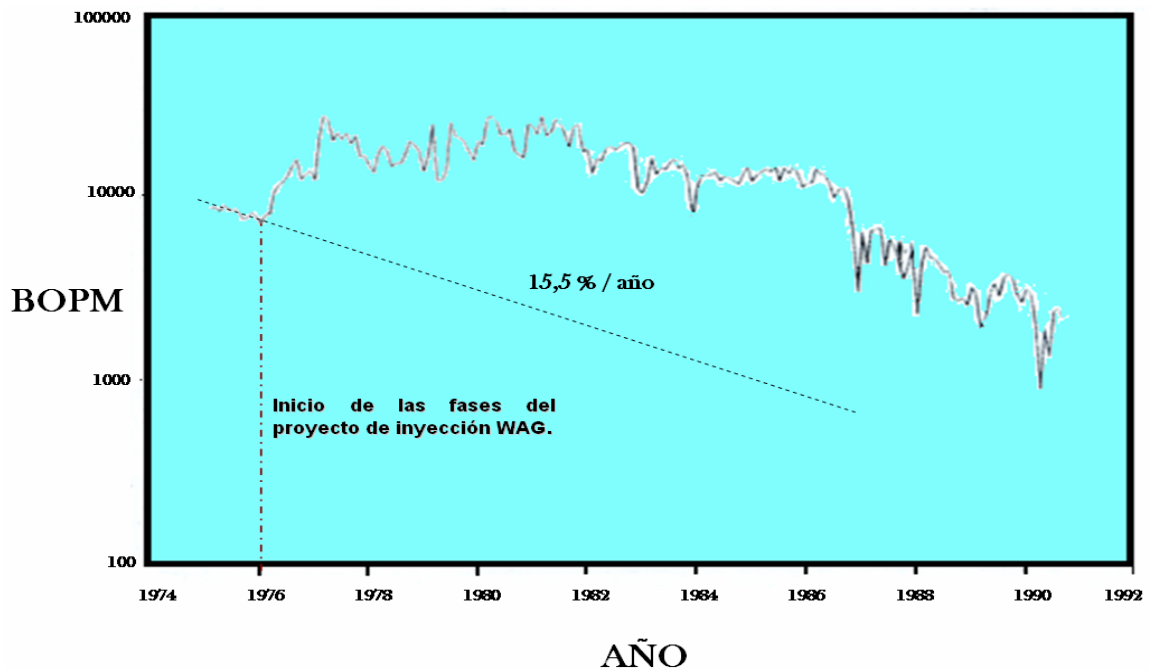
En la figura 32 puede observarse la respuesta en la producción a partir del año 1976, luego de la implementación de la inyección WAG en el campo *Lick Creek*. Adicionalmente, se nota que la tasa de declinación del campo durante la producción primaria era del orden del 15,5 % anual.

Con el caso del campo *Lick Creek* se pudo observar como la inyección WAG mostró ser efectiva en crudos relativamente pesados (recuérdese que la gravedad del crudo de este campo es de 17 °API y la viscosidad a condiciones de yacimiento es de 160 cp).

➤ **Problemas reportados.** El principal problema que se presentó fue la canalización o “*channeling*” de los fluidos inyectados debido a la presencia de zonas de alta permeabilidad, debido a la alta heterogeneidad del yacimiento. Prueba de esto fue que parte del CO<sub>2</sub> inyectado por el pozo 4G-1 irrumpió a las dos semanas en los productores 5-1 y 6-1.

Se requirió entonces el uso de trazadores radiactivos para determinar las zonas por las cuales se estaban canalizando tanto el dióxido de carbono como el agua. Una vez encontradas tales zonas, se procedió a realizar tratamientos con geles y polímeros, con la idea de controlar los perfiles de inyección y reducir la irrupción temprana de los fluidos inyectados.

**Figura 32.** Comportamiento de la producción en el campo *Lick Creek* luego de la inyección WAG.



**Tomada y modificada de:** MOFFITT, P. and ZORNES, D. "Postmortem Analysis: Lick Creek Meakin Sand Unit Immiscible CO<sub>2</sub> – Waterflood Project". SPE 24933. Octubre 1992.

Se usaron dos tratamientos distintos: el *Halliburton K-TROL VC* y el *Polymer / Chromium gel*, y como datos de interés pueden considerarse el rendimiento de dichos tratamientos que fue de 1,49 STB de aceite recuperado por libra de polímero inyectado (114700 STB de petróleo con un total de 76840 libras de polímero utilizado), además, el costo de producción de un barril incremental de petróleo fue de US\$ 3,73<sup>78</sup>.

<sup>78</sup> MOFFIT, P. AND ZORNES, R. Op. cit., p. 8.

Otra consideración importante es que la rápida terminación de las fases del proyecto dados los bajos precios del petróleo, hizo que el recobro final (11,1 %) fuera menor que el predicho (16,0 %).

Como conclusión de los dos campos estudiados hasta aquí, el *North Pembina Cardium Unit 1* y el *Lick Creek*, puede considerarse que la heterogeneidad del yacimiento no siempre favorece los procesos de inyección alternada de agua y gas, debido a que produce problemas de canalización de los fluidos inyectados (*channeling*). Este problema operacional es quizás el más común en este método de recobro mejorado.

En otras palabras, una moderada o baja heterogeneidad sería lo ideal para estos casos, ya que así se lograría una mejor distribución vertical del gas y se aprovecharía mejor la alta eficiencia microscópica que este presenta, lo que conllevaría a un incremento en el factor de recobro, que es en últimas lo que se persigue con la implementación de alguna técnica de recobro mejorado.

**2.2.3 Campo Jay Little Escambia (Estados Unidos).** Este campo es importante puesto que fue uno de los pocos proyectos de inyección alternada de agua y gas en los que el gas empleado fue el nitrógeno.

El proceso WAG llevado a cabo en este yacimiento se clasificó como miscible <sup>79</sup>.

El campo se encuentra ubicado entre los estados de Alabama y Florida, en los Estados Unidos, tal como muestra las figuras 33 y 34.

---

<sup>79</sup> CHRISTIAN, L., SHIRER, J., KIMBEL, E., and BLAKWELL, R. "Planning a Tertiary Oil Recovery Project for Jay/LEC Fields Unit". JPT. Agosto 1981.

Figura 33. Mapa de ubicación del campo *Jay Little Escambia* (Estados Unidos).



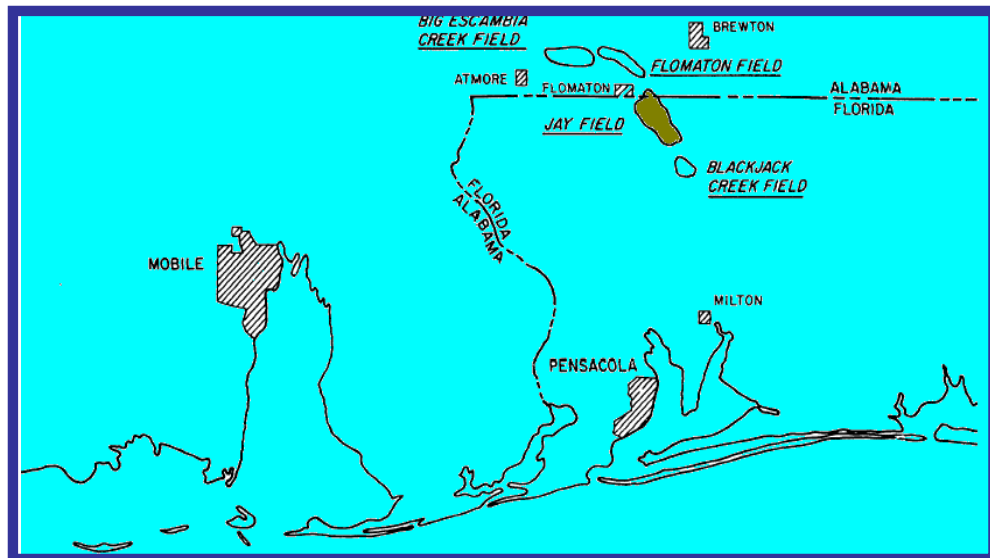
Tomada de: Microsoft® Encarta 2003. Microsoft Corporation.

✦ **Descripción el campo.** Fue descubierto en 1970 y la formación productora es un carbonato (*Smackover*) altamente dolomitizado. Este último detalle deja ver que el proceso WAG también es efectivo en este tipo de formaciones, aunque la mayoría de aplicaciones de campo han sido reportadas sobre areniscas.

La formación se encuentra por debajo de los 15000 pies y tiene un espesor bruto de 350 pies <sup>80</sup>.

<sup>80</sup> Ibid., p. 1536.

**Figura 34.** Localización del campo *Jay Little Escambia* entre los estados de Alabama y Florida.



**Tomada y modificada de:** MAXSON, R. "Production Case History, Jay Field, Florida". SPE 5180. Septiembre 1974.

En el yacimiento existen capas permeables e impermeables que presentan una buena continuidad areal; este hecho refleja la presencia de heterogeneidad en el yacimiento. En la tabla 13 se resumen algunas de las propiedades más importantes del sistema roca – fluido, para el yacimiento *Jay Little Escambia*.

El crudo de este yacimiento es un aceite volátil (51 °API) y ácido (8,8 % molar de H<sub>2</sub>S), razón por la cual se adecuaron facilidades de producción para su "desulfuración" o endulzamiento.

El patrón de inyección del campo es el de línea recta y se usó tanto para recobro secundario (inyección de agua) como para recobro terciario (inyección alternada de agua y N<sub>2</sub> miscible).

**Tabla 13.** Propiedades del campo *Jay Little Escambia*.

PROP. ROCA / FLUIDO		PROP. YACIMIENTO	
Porosidad, %	14,0	Profundidad, pies	15400
Permeabilidad, md	35,4	Presión Inicial, psia	7850
Saturación de agua, %	12,7	Presión de saturación, psia	2830
FVF Aceite, bbl / STB	1,76	Temperatura de yto, °F	285
Viscosidad aceite, cp	0,18	Área productiva, acres	14415
Gravedad aceite, °API	51,0	Espesor neto, pies	95
Relación de Movilidad, W/O	0,3	OOIP, MMSTB	728

**Tomada de:** CHRISTIAN, L., et al. "Planning a Tertiary Oil Recovery Project for Jay / LEC Fields Unit". JPT. Agosto 1981.

Para lograr una optima descripción del yacimiento, se corazonaron todos los pozos, obteniéndose cerca de 28000 pies de corazones para evaluar permeabilidades y porosidades. En pruebas de laboratorio hechas sobre esos corazones, se obtuvo un recobro del 85 % en desplazamientos WAG con N<sub>2</sub> miscible. También se cuenta con una amplia base de datos de, aproximadamente, 40 pruebas de presión, que sirven para comprender mejor el comportamiento del yacimiento <sup>81</sup>.

➤ **Descripción del proceso WAG.** Este campo fue reconocido como un candidato ideal para realizar algún tipo de desplazamiento miscible debido principalmente a la combinación de dos razones: <sup>82</sup>

(1) El crudo era miscible con nitrógeno, metano y dióxido de carbono a condiciones de yacimiento.

---

<sup>81</sup> Ibid., p. 1536.

<sup>82</sup> Ibid., p. 1536.

(2) Después de la inyección de agua aún quedaban más de 382 MMBBL de aceite *in situ*.

Se escogió el nitrógeno por encima del metano debido a que era más económico, y por encima del CO<sub>2</sub>, ya que además de la razón económica, presentaba la ventaja comparativa de estar más disponible.

Se compró entonces el nitrógeno a un proveedor con la subsecuente compresión a 7600 libras y la respectiva distribución hasta los pozos inyectoros. Además, las facilidades de inyección de agua existentes en el campo fueron modificadas debido a la inyección de N<sub>2</sub>, hecho que resulta apenas obvio. Estas facilidades incluían un sistema de compresión, un sistema de distribución a escala de campo y una unidad de reinyección de nitrógeno. La inyección WAG comenzó en diciembre de 1981 y la inversión se calculó en 80 millones de dólares <sup>83</sup>.

El nitrógeno se inyectó alternadamente con el agua, por un período de 15 años, a una tasa de 67 MMcf / D hasta completar un 20 % del HCVP. Se tenían ciclos de inyección de N<sub>2</sub> de 1 ó 2 semanas. Al cabo de esos 15 años, se continuó con una inyección de agua convencional hasta la depleción del yacimiento.

El factor de recobro debido a la inyección WAG se calculó en un 6,5 % y el factor de recobro total fue de 59 % aproximadamente <sup>84</sup>.

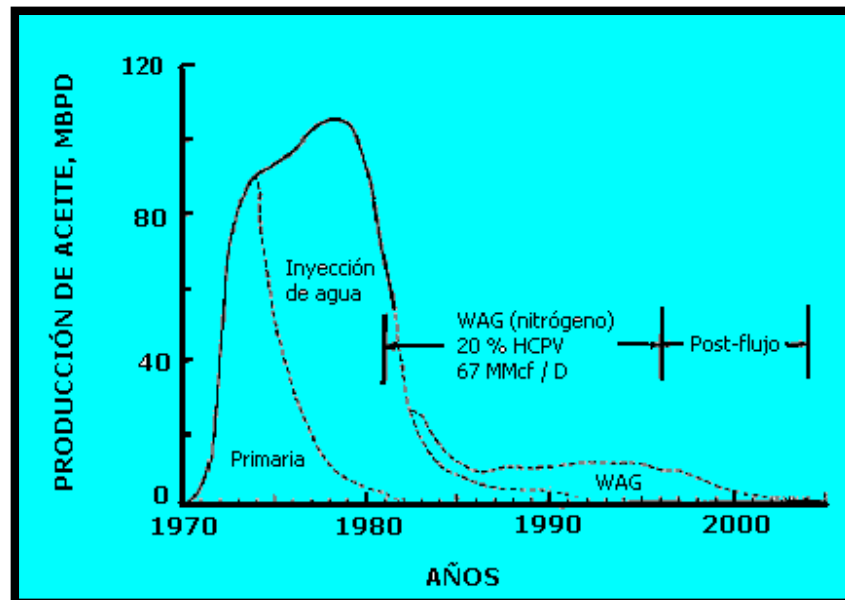
En la figura 35 se presenta una curva de producción del campo, donde se tiene en cuenta la producción primaria, la secundaria y la terciaria.

---

<sup>83</sup> Ibid., p. 1535.

<sup>84</sup> CHRISTENSEN, J. et al. Op. cit. p. 102.

**Figura 35.** Comportamiento y proyección de la producción en el campo *Jay Little Escambia*.



**Tomada y modificada de:** LANGSTON, E. and SHIRER, J. "Performance of Jay / LEC Fields Unit Under Mature Waterflood and Early Tertiary Operations". JPT. Febrero 1985.

Esta figura muestra claramente el incremento en la producción debido tanto al recobro secundario (inyección de agua) como al recobro terciario (inyección WAG).

➤ **Problemas reportados.** En algunos procesos WAG, particularmente en los miscibles, se ha reportado un descenso en las ratas consecutivas de inyección de agua después de que se inyectan baches de gas.

Este fenómeno puede deberse a varias causas:

- ☞ Precipitación de asfaltenos o hidratos en la cara de los pozos inyectoros o incluso en la formación productora.
  
- ☞ Migración de finos dentro de la roca.
  
- ☞ Saturaciones residuales de gas que han quedado atrapadas en la roca.

La última causa es quizá la más común, ya que la fase no mojante (gas) es dejada atrás (*by passeada*) por la fase mojante (generalmente el agua), quedando atrapada en un estado inmóvil y discontinuo. El incremento de volumen de la fase atrapada reduce la permeabilidad relativa de los fluidos inyectados posteriormente. Pero además de reducir la permeabilidad, reduce la inyectividad, que no es más que la capacidad de la roca de “tomar” fluidos.

Esto fue lo que sucedió en este campo. Se realizó una prueba de inyectividad, y la del agua se redujo en un 40% luego de inyectar nitrógeno. Sin embargo, la inyectividad del N<sub>2</sub> se incrementó considerablemente, lo que hizo que el comportamiento de la inyectividad general del proceso no se viera afectada drásticamente <sup>85</sup>. Es decir, un hecho se vio compensado por el otro, ya que la producción no sufrió cambios inesperados debido a estas alteraciones de la inyectividad. Claro que, cabe resaltar, que la producción algunas veces si puede verse disminuida cuando se reduce la inyectividad del agua o del gas.

**2.2.4 Campo Wertz Tensleep (Estados Unidos).** Este campo representa una aplicación de un proceso WAG miscible, donde el gas utilizado fue el dióxido de carbono. Se encuentra ubicado en el estado de Wyoming, EE.UU., tal como se aprecia en la figura 36.

---

<sup>85</sup> CHRISTIAN, L.D. et al. Op. cit. p. 1537.

Figura 36. Mapa de ubicación del campo *Wertz Tensleep* (Estados Unidos).

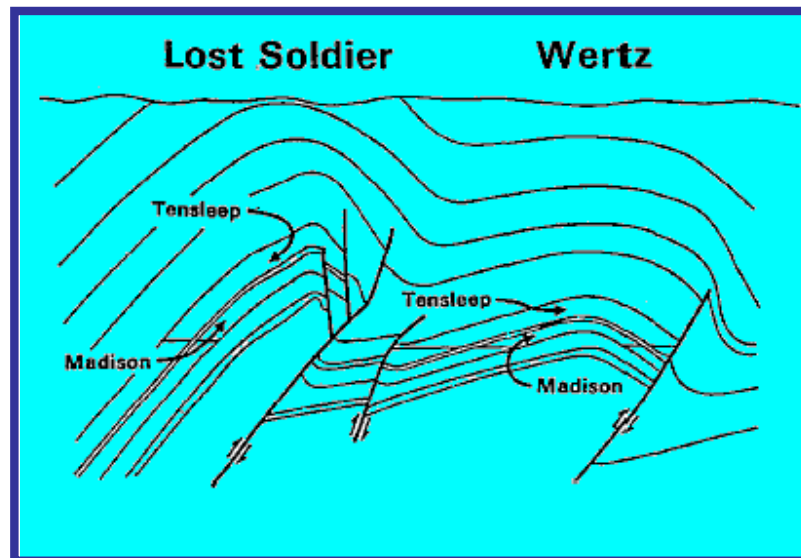


Tomada de: Microsoft® Encarta 2003. Microsoft Corporation.

◆ **Descripción del campo.** Este es uno de los dos campos más grandes de la cuenca *Great Divide*; el otro es el campo *Lost Soldier*, en el cual también se desarrolló un proyecto de inyección WAG miscible usando  $\text{CO}_2$ . Estos dos campos son en realidad un solo yacimiento y están separados por una falla. Ver figura 37. Producen desde la arenisca Tensleep y desde el carbonato Madison. Tienen un OOIP combinado de más de 700 MMSTB<sup>86</sup>.

<sup>86</sup> KLEINSTEIBER, S. "The Wertz Tensleep  $\text{CO}_2$  Flood: Design and Initial Performance". JPT. Mayo 1990.

**Figura 37.** Sección transversal que muestra la división de los campos *Wertz Tensleep* y *Lost Soldier*.



**Tomada de:** KLEINSTEIBER, S. "The Wertz Tensleep CO<sub>2</sub> Flood: Design and Initial Performance". JPT. Mayo 1990.

El campo *Wertz Tensleep* fue descubierto en 1936 por la empresa *Sinclair Oil & Gas Co.* Desde entonces, su manejo ha estado a cargo de varias compañías hasta que en 1975 *Amoco* lo adquirió junto con el *Lost Soldier*.

La producción primaria en estos campos se atribuye a la expansión de fluidos y a un empuje hidráulico <sup>87</sup>.

En el campo *Wertz Tensleep*, la inyección WAG se dio en la arenisca *Tensleep*, mientras que en el *Lost Soldier*, la inyección se llevó a cabo en la arena *Tensleep* y en el carbonato *Madison*.

---

<sup>87</sup> Ibid., p. 630.

La arena *Tensleep* se encuentra a una profundidad aproximada de 6200 pies, tiene un espesor bruto de 471 pies y un espesor neto de 236 pies. Tiene unos valores promedios de porosidad y permeabilidad de 9,9 % y 13 md, respectivamente. Puede notarse que es una arena bastante compacta, con porosidad y permeabilidad relativamente bajas.

El fluido del yacimiento es un aceite negro subsaturado, con una gravedad de 35° API. La presión mínima de miscibilidad entre el crudo y el CO<sub>2</sub> se fijó en 2350 psig a la temperatura del yacimiento (165° F) <sup>88</sup>.

✦ **Descripción del proceso WAG.** El dióxido de carbono para este proyecto fue provisto por la *Exxon Co.* desde la planta de Shute Creek y fue transportado hasta un punto 19 millas al noroeste del campo, donde era transferido a una línea de suministro de la *Amoco Production Co.*

No se hizo ninguna prueba piloto, se implementó el proyecto a escala de campo de una vez; y la justificación para esto fue que el proyecto resultaba considerablemente económico, y además, que procesos de esta naturaleza arrojaron resultados satisfactorios en campos del oeste de Texas.

El principal reto era el de represurizar el yacimiento para posibilitar el desplazamiento miscible del petróleo por el CO<sub>2</sub>. Aunque la presión inicial del yacimiento de 2940 psia estaba por encima de la presión mínima de miscibilidad (2350 psig), el período de depleción primaria había reducido la presión del yacimiento a menos de 1000 psia para el año 1976 <sup>89</sup>.

---

<sup>88</sup> Ibid., p. 630.

<sup>89</sup> Ibid., p. 631.

Para represurizar el yacimiento, se cerraron durante siete meses algunos pozos productores que tenían un alto WOR y se continuó inyectando agua. La presión durante la inyección de dióxido de carbono se estabilizó en 2800 psia aproximadamente.

En lo referente al proceso WAG como tal, el volumen de CO<sub>2</sub> (60 % HCPV) se dividió en 24 baches de 2,5 % del HCPV para evitar innecesarios tiempos de ciclos cortos. La relación WAG empleada fue de 1,0 y el factor de recobro terciario fue de 3,8 % <sup>90</sup>.

En este caso, tanto el dióxido de carbono como el agua exhibieron una alta inyectividad. Este hecho no se asoció a problemas de canalización de los fluidos.

Se concluyó también que las eficiencias vertical y areal fueron óptimas.

➤ **Problemas reportados.** Los problemas reportados en este campo no fueron realmente traumáticos. El más severo de tales problemas fue la depositación de asfaltenos en 15 pozos productores. Para tratar este inconveniente se implementó un lavado de las zonas afectadas con 1000 galones (3,8 m<sup>3</sup>) de xileno <sup>91</sup>. El tratamiento se hacía cada tres semanas para evitar que las precipitaciones obstruyeran considerablemente la producción. Con el tiempo, el problema desapareció.

Otro problema que se presentó fue la corrosión del cable de la bomba de subsuelo. Se resolvió recubriéndolo con acero inoxidable de alta calidad.

---

<sup>90</sup> Ibid., p. 631.

<sup>91</sup> KLEINSTEIBER, S. Op. cit. p. 633.

**2.2.5 Campo Tello (Colombia).** En el proceso WAG que lleva a cabo la empresa HOCOL en este campo se muestra el desarrollo experimental a nivel de laboratorio exclusivamente, con muestras nativas y fluidos de producción e inyección en la lámina A del yacimiento. La idea es determinar la influencia de la relación volumétrica agua / gas sobre el factor de recobro y seleccionar el esquema de inyección alternada de agua y gas que mejor se adapte a las condiciones de campo. Esta relación tiene gran importancia para el control de la movilidad del gas en procesos de inyección WAG. De allí que se deba tener en cuenta para realizar un diseño de escalamiento de las tasas y la relación agua / gas en campo y laboratorio.

Las pruebas de laboratorio son ajustadas a las condiciones del yacimiento para luego verificar los recobros o eficiencias de desplazamiento incrementales, y a partir de diferentes pruebas de desplazamiento WAG a distintas relaciones volumétricas agua / gas, obtener la que más se adecue a las condiciones del campo y cuál tiene mayor influencia sobre el factor de recobro. Para realizar la prueba de laboratorio y el escalamiento, se caracterizan los fluidos de inyección y producción, se analizan las propiedades petrofísicas de las muestras y se realiza una evaluación de las eficiencias de desplazamiento en el medio poroso.

El muestreo en el campo se realizó para obtener muestras representativas de los fluidos de producción. HOCOL realizó un programa de muestreo con la escogencia del pozo Tello 56 como el candidato adecuado por tener un bajo corte de agua y un alto potencial de producción de crudo. Las muestras de crudo y gas están a condiciones de separador de prueba (62 psia y 142 °F) y crudo muerto y agua de formación a condiciones de cabeza de pozo. Todas las muestras se tomaron en cilindros con alto vacío con 5 a 6 ciclos de llenado y purga para asegurar que las muestras no estuvieran contaminadas. El análisis del gas natural se llevó a cabo en un cromatógrafo ajustándose a las normas GPA. Este gas que se usa para la recombinación tiene un porcentaje de 19.63% de compuestos

volátiles e intermedios ( $C_2$  a  $C_9$ ), lo que puede ser beneficioso para la inyección a condiciones yacimiento.

Con respecto a los núcleos, se escogieron 10 nativos del pozo Tello Norte 01 y 04 a diferentes profundidades donde se encuentran las principales arenas productoras de la lámina A y además se tiene en cuenta la conectividad de éstas con los pozos inyectoros. Al final sólo se escogieron 4 núcleos después de observar problemas de fracturamiento y rango de permeabilidades por fuera del promedio de las arenas de interés. Para la prueba de laboratorio, estos núcleos se ordenaron de mayor a menor permeabilidad y se dispusieron en el empaque del equipo de desplazamiento de tal manera que la permeabilidad disminuya hacia el extremo de producción. Se determinó en posterior análisis que la saturación de agua irreducible está en el orden del 12%. Luego, el sistema se lleva a temperatura yacimiento (177 °F) y a una presión de trabajo de 1150 psia, además de un GOR de 77 SCF/STB.

Se inicia con un proceso de inyección continua de agua y se finaliza al quinto volumen poroso inyectado en todos los desplazamientos correspondientes a una determinada relación volumétrica agua / gas. Luego se desplaza con crudo muerto para retirar el agua sobrante en el arreglo saturado para inyectar crudo vivo y dejarlo a condiciones de prueba. Para finalizar, se inician los distintos procesos de inyección alternada de agua y gas a diferentes relaciones volumétricas agua / gas. Para poder mantener el sistema saturado con fluidos a condiciones yacimiento al final de cada proceso WAG se desplaza crudo muerto para retirar el agua sobrante en el arreglo saturado y luego se desplaza con crudo vivo <sup>92</sup>. Los resultados experimentales de estas pruebas se encuentran en la referencia 92.

---

<sup>92</sup> RIVERA, J., PARDO, C., GAVIRIA, W. y DUARTE, C. "Diseño y Desarrollo Experimental de la Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG) en el Campo Tello". ACIPET. Octubre 2003.

### 3. FUNDAMENTOS EN BASES DE DATOS

El manejo automático de la información en un computador ha experimentado una profunda evolución desde los pioneros sistemas de gestión de ficheros hasta los actuales sistemas de gestión de bases de datos. Hoy en día, las técnicas de bases de datos representan parte de la tecnología informática disponible para la organización y gestión de grandes volúmenes de datos, ocupando un lugar relevante en todas las áreas en que se utilizan computadores: ingeniería, ciencia, administración, etc.<sup>93</sup>

En este capítulo se presentan los conceptos fundamentales relacionados con las bases de datos, para que el lector se ilustre y se familiarice con su manejo.

#### 3.1 DEFINICIONES PREVIAS

**3.1.1 Sistema de información.** Uno de los pilares de cualquier organización es la información necesaria para su funcionamiento; asimismo, una de sus actividades principales es el tratamiento de dicha información que, bien sea de forma manual o automática, tiene como objetivo proporcionar a las personas autorizadas los datos que sean necesarios en el momento adecuado.

Un sistema de información se define como *un conjunto de elementos ordenadamente relacionados entre sí de acuerdo a ciertas reglas, que aportan a la organización a la que sirven la información necesaria para el cumplimiento de sus fines*<sup>94</sup>.

---

<sup>93</sup> GIMENEZ, M., y CASAMAYOR, J. "Bases de Datos Relacionales". Madrid: Prentice Hall, 2003.

<sup>94</sup> Ibid., p. 1.

Las funciones básicas de un sistema de información son la recolección, procesamiento y almacenamiento de datos, así como la elaboración y presentación de los mismos. Para el cumplimiento de estas funciones, estos sistemas se componen de los siguientes elementos:

- *Contenido*: los datos, su descripción y los programas que los manipulan.
- *Equipo físico*: el computador que soporta el sistema de información.
- *Equipo lógico*: el sistema de comunicaciones, el sistema de gestión de base de datos, el sistema operativo, etc.
- *Administrador*: la persona o grupo de personas responsables de asegurar la calidad y la disponibilidad de los datos.
- *Usuarios*.

De todos estos elementos, los datos constituyen la parte esencial del sistema, y son los que justifican su existencia. Para organizar y gestionar estos datos en el computador, se han desarrollado técnicas cuya evolución ha estado determinada, principalmente, por el desarrollo de la tecnología de los computadores, así como por los nuevos requisitos y necesidades planteadas por los usuarios.

Como ya se mencionó, las técnicas de bases de datos representan parte de la tecnología informática disponible para la organización y gestión de grandes volúmenes de datos en un computador. Se puede afirmar que el núcleo de un sistema de información es una base de datos; y que el diseño y creación de ésta constituyen una etapa importante en la construcción del sistema <sup>95</sup>.

---

<sup>95</sup> Ibid., p. 2.

**3.1.2 Bases de datos.** El término *base de datos* fue acuñado por primera vez en 1963 en un simposio de informática celebrado en Santa Mónica (California, Estados Unidos).

De forma sencilla se puede indicar que una *base de datos (BD)* no es más que un conjunto de información (una colección de datos) relacionada que se encuentra agrupada o estructurada <sup>96</sup>.

En esta colección, los datos deben estar estructurados de forma que reflejen fielmente los objetos, las relaciones y las restricciones existentes en la parte del mundo real representada por la base de datos (propiedades estáticas). De igual manera, y para que esta representación sea lo suficientemente confiable, la base de datos debe ser sensible a los sucesos del mundo real y debe evolucionar para reflejar los cambios que estos sucesos puedan provocar en la parte del mundo representada (propiedades dinámicas).

Desde un punto de vista más formal, se puede definir una base de datos como un conjunto exhaustivo de datos estructurados, fiables y homogéneos organizados independientemente de su utilización y de su implementación física, accesibles en tiempo real, compartibles por usuarios concurrentes que tienen necesidades de información diferentes e impredecibles en el tiempo.

La idea general que se expresa con la definición de base de datos se debe interpretar en el sentido de que se está tratando con una colección de datos que poseen las siguientes características:

---

<sup>96</sup> SANCHEZ, D. y CARBONELL, I. "Microsoft ACCESS 2002". Madrid: McGraw - Hill, 2001. p. 3.

- Están estructurados independientemente de las aplicaciones y del soporte de almacenamiento que los contiene.
- Presentan la menor redundancia posible.
- Son compartidos por varios usuarios y/o aplicaciones.
- Están bajo un control centralizado.

Los mecanismos de estructuración de datos que se pueden utilizar dependen del sistema informático con el que se vaya a crear y manipular la base de datos: a esto se le conoce como *sistema de gestión de bases de datos* <sup>97</sup>.

**3.1.3 Sistema de gestión de bases de datos.** Entre la base de datos física (el almacenamiento real de los datos) y los usuarios del sistema existe una interfaz de software que recibe el nombre de Sistema de Gestión de Bases de Datos (SGBD) y es la responsable de tratar todas las peticiones de información de los usuarios.

Un SGBD es un conjunto de programas de propósito general que permite controlar el acceso y la utilización de la base de datos por los usuarios, para incluir, modificar o recuperar información, incluyendo prestaciones para conseguir independencia y seguridad de los datos así como la concurrencia de usuarios <sup>98</sup>.

Todo sistema de gestión de base de datos está basado en un *modelo de datos*. Los modelos de datos proporcionan estructuras de datos predefinidas con sus operadores asociados (modelos clásicos), o bien mecanismos de estructuración de datos o constructores de tipos más generales (modelo orientado a objetos). De forma general, un modelo de datos se puede definir como sigue:

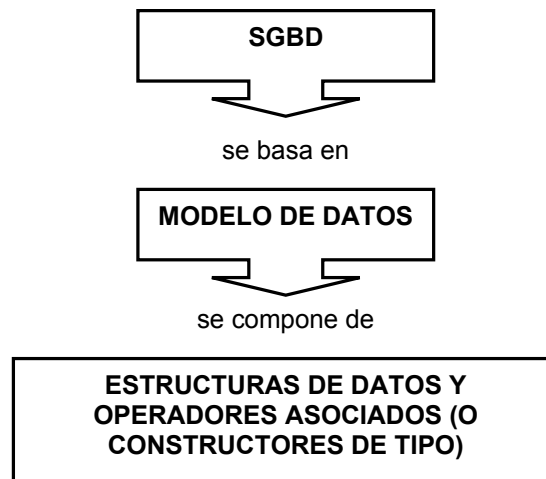
---

<sup>97</sup> JIMENEZ, M., y CASAMAYOR, J. Op. cit., p. 2.

<sup>98</sup> SANCHEZ, D. y CARBONELL, I. Op. cit., p. 4.

*Un modelo de datos es un conjunto de conceptos y reglas que permiten estructurar los datos resultantes de la observación de la realidad, de forma que queden representadas todas sus propiedades, tanto estáticas como dinámicas*<sup>99</sup>.

**Figura 38.** SGBD y modelo de datos.



**Tomada de:** GIMENEZ, M., y CASAMAYOR, J. "Bases de Datos Relacionales". Madrid: Prentice Hall, 2003.

Los sistemas de gestión de bases de datos existentes se clasifican en función del modelo de datos subyacente, constituyéndose así las distintas familias de gestión de bases de datos. Ver tabla 14.

Para efectos de este trabajo, se detallará en el Sistema de Gestión de Bases de Datos Relacionales puesto que este tipo de base de datos fue el que se desarrolló haciendo uso del SGBD de Office denominado Microsoft® Access.

---

<sup>99</sup> JIMENEZ, M., y CASAMAYOR, J. Op. cit., p. 3.

**Tabla 14.** Sistemas de Gestión de Bases de Datos.

SGBD	MODELO DE DATOS	ESTRUCTURAS DE DATOS
Jerárquico	Jerárquico	Segmento (registro), árbol
Red	Red	Registro, fichero, set (lista)
Relacional	Relacional	Tupla (registro), relación
Orientado a Objetos (OO)	Orientado a Objetos (OO)	Constructores de tipo: conjunto, lista, tupla, etc.

**Tomada de:** GIMENEZ, M., y CASAMAYOR, J. “Bases de Datos Relacionales”. Madrid: Prentice Hall, 2003.

### 3.2 BASES DE DATOS RELACIONALES

En una computadora, existen diferentes formas de almacenar información. Esto da lugar a distintos modelos de organización de la base de datos: jerárquico, red, relacional y orientado a objetos.

Los gestores de bases de datos relacionales, como Microsoft® Access, no empezaron a comercializarse hasta finales de la década de los setenta, debido sin duda a la inercia de los modelos jerárquico y de red.

Los sistemas relacionales, que aparecen de forma sensible en el mercado a principios de 1980, son importantes por las peculiaridades que ofrecen en muchos tipos de proceso de datos, tales como:

- Simplicidad y generalidad.
- Facilidad de uso para el usuario final.
- Períodos cortos de aprendizaje.
- Las consultas de información se especifican de forma sencilla.

Conceptualmente, los sistemas relacionales operan sobre archivos o *tablas* de datos y no sobre los datos individuales contenidos en el archivo, las tablas constituyen un medio de representar la información, presentándola de una forma más compacta; además, es posible acceder a tal información contenida en dos o más tablas de forma simultánea.

Una tabla está formada por filas y columnas. Las filas de un archivo de un archivo de base de datos son equivalentes a los **registros** de un archivo clásico (contienen los valores de los objetos o entidades descritas); las columnas lo son a los **campos** (que representan los atributos de los objetos o entidades descritas). El conjunto de valores que puede tomar un campo se denomina **dominio**<sup>100</sup>. La figura 39 muestra una tabla que ilustra los anteriores conceptos.

Un concepto importante asociado a estos sistemas de gestión es el de clave. Una **clave** es una referencia que se utiliza para identificar los registros de forma única y está formada por uno o más atributos (columnas de los registros).

Entre todas las claves de una tabla, se denomina **clave primaria** o clave principal a la que es mínima en cuanto al número de campos que la componen. Esta clave es importante porque permite acceder a cada uno de los elementos de la base de datos por direccionamiento asociativo (el acceso a un elemento no depende de la posición de otros) mediante la combinación de tres identificadores:<sup>101</sup>

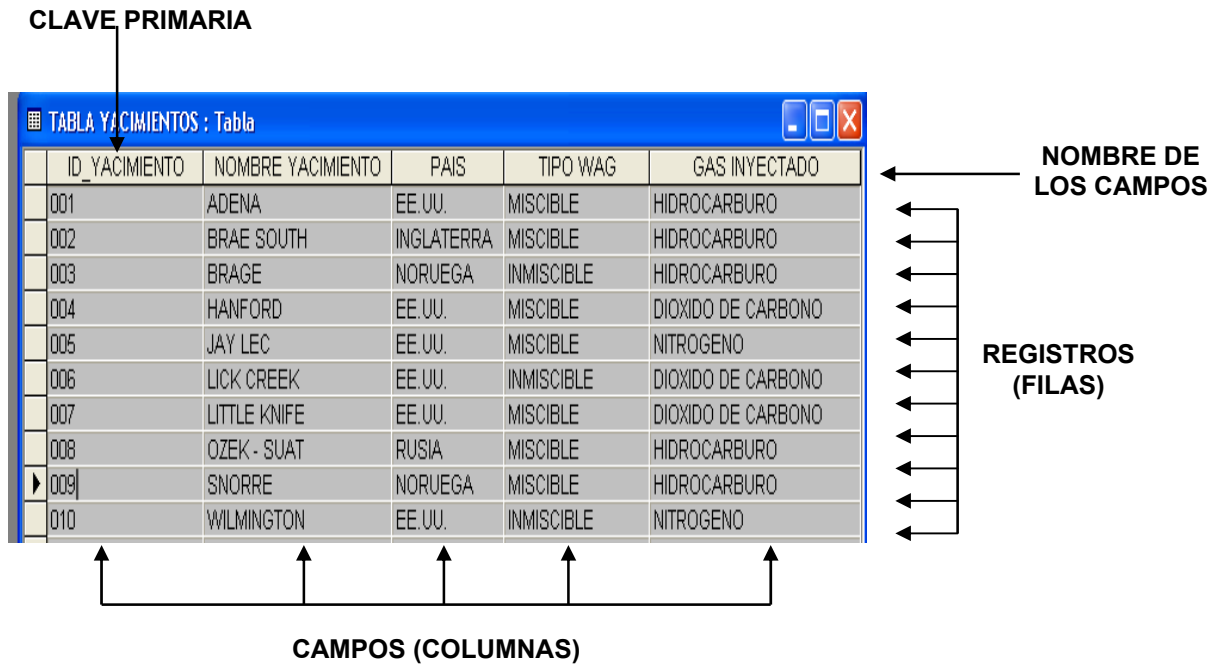
- El nombre de la tabla.
- La columna.
- El valor de la clave.

---

<sup>100</sup> SANCHEZ, D. y CARBONELL, I. Op. cit., p. 5.

<sup>101</sup> Ibid., p. 6.

**Figura 39.** Ilustración de los conceptos de las bases de datos relacionales.



Las bases de datos relacionales están constituidas por una o más tablas que contienen la información de una forma organizada y requieren, para poder tratar la información contenida en ellas, un sistema de gestión.

Los sistemas de bases de datos relacionales cumplen las siguientes reglas: <sup>102</sup>

- Por lo general, la base de datos contendrá muchas tablas.
- Una tabla sólo contiene un número fijo de campos.
- El nombre de los campos que componen una tabla es distinto.
- Cada registro de una tabla es único.
- El orden de los registros y el orden de los campos de una tabla no está determinado.
- Para cada campo existe un conjunto de valores posibles (dominio).

<sup>102</sup> Ibid., p. 6.

Todo sistema de bases de datos relacional lleva asociado un lenguaje de manipulación de datos, que se compone de un conjunto de mandatos u órdenes que permiten interrogar y modificar la base de datos. Uno de los lenguajes más populares para gestión de bases de datos es el SQL (*Structured Query Language*), desarrollado en un centro de investigación de San José (California). Las principales ventajas que presenta este lenguaje son las siguientes:

- Permite definir, acceder y manipular los datos en una forma sencilla.
- Es aplicable a cualquier tipo de usuario y entorno.
- Para obtener los resultados de una consulta no hay que preocuparse del método o proceso a seguir.

Otro lenguaje de manipulación de datos, incorporado en Access, desarrollado en *Watson Research Center* de IBM a principios de la década de los setenta es el QBE (*Query by Example*), conocido como *consulta mediante ejemplo* <sup>103</sup>.

### **3.3 DISEÑO DE BASES DE DATOS RELACIONALES**

El primer paso para crear una base de datos es planificar el tipo de información que se quiere almacenar en la misma, teniendo en cuenta dos aspectos importantes: los datos disponibles y la información que se necesita. En el caso que aquí respecta, como se trata de elaborar una base de datos analógica de yacimientos sometidos a procesos de inyección alternada de agua y gas, los datos disponibles los constituiría la información encontrada para cada caso histórico en la literatura abierta, mientras que la información que se necesitaría sería la arrojada al final del proceso de consulta indicando los resultados de la analogía respectiva.

---

<sup>103</sup> Ibid., p. 6.

Las primeras medidas que deben tomarse antes de comenzar el diseño de una base de datos son las siguientes:

- Esquematizar sobre un papel el problema que Access debe ayudar a resolver.
- Considerar los datos que deben ser gestionados y estimar el espacio de memoria que ocuparán.

La planificación de la estructura de la base de datos, particularmente de las tablas, es vital para una gestión efectiva de la misma.

El diseño de la estructura de una tabla consiste en una descripción de cada uno de los campos que componen un registro y los valores o datos que contendrán cada uno de estos campos.

Los dos conceptos más importantes a considerar en el momento de diseñar las tablas que constituyen la base de datos son:

- Los campos.
- Los datos contenidos en los campos.

Los campos (atributos) son los distintos tipos de datos que componen la tabla. Por ejemplo, en la base de datos desarrollada en este proyecto existe una tabla denominada parámetros de analogía que consta de nueve campos: permeabilidad, porosidad, profundidad, espesor neto, presión de yacimiento, temperatura de yacimiento, saturación de crudo, gravedad del crudo y viscosidad del crudo.

Los datos constituyen la información que va contenida en los campos de la tabla; por ejemplo, en la figura 42 los datos serían los nombres de los yacimientos, el país de ubicación, el proceso WAG que se implementó y el tipo de gas inyectado.

Generalmente, los diferentes tipos de datos que se pueden almacenar son los siguientes:

- Caracteres (texto).
- Valores numéricos.
- Fechas.
- Información lógica (falso o verdadero, si o no)
- Imágenes.
- Hipervínculos.

En resumen, el principal aspecto a tener en cuenta durante el diseño de una tabla de una base de datos es la determinación clara de los campos necesarios, su definición de forma adecuada mediante un nombre, especificando su tipo y una apropiada longitud <sup>104</sup>.

### **3.4 ¿POR QUÉ ACCES?**

Microsoft® Access es un sistema interactivo de gestión de bases de datos para Windows que permite organizar, buscar y presentar información de forma fácil, rápida y atractiva, aprovechando al máxima la potencia gráfica del sistema operativo Windows.

Puede definirse también como un programa informático que permite crear y gestionar bases de datos de manera cómoda, fácil y rápida. Además, es una herramienta muy flexible ya que permite cambiar la estructura de una tabla en cualquier instante, añadir nuevas tablas, hacer refinamientos, etc.

---

<sup>104</sup> Ibid., p. 7.

Access incorpora unos asistentes, elementos de diseño de tipo *wysiwyg* (lo que se ve es lo que se obtiene), que permite crear formularios o informes sofisticados, incluyendo gráficos, fotografías y sonidos, con una excelente calidad y sin necesidad de ser un experto programador.

La posibilidad de hacer consultas permite localizar rápidamente la información requerida independientemente del formato de base de datos en que esté almacenada (tales como dBASE, Paradox o tablas SQL) y de su ubicación en distintos puntos de la red.

Con Access se puede automatizar la mayoría de las tareas utilizando *macros*, o programar las acciones en procedimientos mediante el uso del potente lenguaje de programación incorporado: Visual Basic para Aplicaciones (VBA)<sup>105</sup>.

Las anteriores son algunas de las ventajas por las cuales se escogió Microsoft® Access como programa de gestión para la base de datos desarrollada en este proyecto.

---

<sup>105</sup> Ibid., p. 17.

#### 4. MODELO ESTADÍSTICO PARA LA REALIZACIÓN DE ANALOGÍAS

La Base de Datos realizada en este proyecto permite hacer analogías de campos referenciados en ella con campos nuevos. Estas analogías se hacen mediante un modelo, y cabe resaltar la importancia que representa el uso de herramientas estadísticas para el desarrollo de tal modelo, puesto que con ellas se puede asignar, de manera numérica, un peso relativo a cada uno de los parámetros que intervienen en la elaboración de la analogía.

Se debe entender por peso relativo, al grado de importancia que habrán de tener cada uno de esos parámetros dentro del proceso de recobro particular que se esté evaluando, como lo es la inyección alternada de agua y gas (WAG) en este caso. Ese peso va a ser función del grado de dispersión que tengan los datos disponibles de cada uno de los parámetros analógicos, partiendo del principio de que *“a mayor dispersión, menor peso”*. Es justamente en esta parte donde entran en juego algunos conceptos básicos de estadística, razón por la cual la primera parte de este capítulo está dedicada a la discusión de aquellos elementos estadísticos útiles para elaborar el modelo.

En la segunda parte del capítulo, se plantea el modelo como tal con su respectivo desarrollo matemático. Se muestra además, un ejemplo sintético de la aplicación del modelo.

Otro hecho importante para destacar son los parámetros que fueron tenidos en cuenta para la realización de las analogías. Estos parámetros están reseñados en la tabla 15. Además de los parámetros de analogía, en la Base de Datos se encontrarán parámetros adicionales de los campos entre los que se incluyen: ubicación, información general, información geológica, información de fluidos “in situ”, información de producción y recobro, además de parámetros WAG típicos.

**Tabla 15.** Parámetros de analogía de la base de datos.

<b>PARÁMETROS DE ANALOGÍA</b>	<b>PARÁMETROS MEDIO POROSO</b>	PERMEABILIDAD
		POROSIDAD
		PROFUNDIDAD
		ESPESOR NETO
		PRESIÓN YTO
	<b>PARÁMETROS FLUIDO DE YACIMIENTO</b>	TEMPERATURA YTO
		SATURACIÓN DE CRUDO
		GRAVEDAD DEL CRUDO
		VISCOSIDAD DEL CRUDO

#### 4.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE ESTADÍSTICA

Varias han sido las definiciones que se le ha dado al término estadística. Sintetizando, podría decirse que la estadística es *“la ciencia que se encarga de la recolección, organización y análisis de información cuantitativa y cualitativa de una población en particular con el fin de interpretar el comportamiento de tal población y, en la medida de lo posible, predecirlo”*.

En general, se puede distinguir entre *estadística descriptiva* y *estadística inductiva o inferencial*; la primera, mucho más elemental por los medios matemáticos empleados, pretende describir y sintetizar el conocimiento del conjunto estudiado a través de parámetros estadísticos como medidas de centralización y medidas de dispersión <sup>106</sup>.

En otras palabras, la estadística descriptiva analiza, estudia y describe la totalidad de individuos de una población. Su finalidad es obtener información, analizarla, elaborarla y simplificarla lo necesario para que pueda ser interpretada cómoda y rápidamente y, por tanto, pueda utilizarse eficazmente para el fin que se desee <sup>107</sup>.

<sup>106</sup> CÍRCULO DE LECTORES. “Gran Enciclopedia Ilustrada Círculo”. Volumen 5. Barcelona, 1984.

<sup>107</sup> BIBLIOTECA DE CONSULTA MICROSOFT® ENCARTA® 2003. © 1993-2002 Microsoft Corp.

El proceso que sigue la estadística descriptiva para el estudio de una cierta población consta de los siguientes pasos:

- Selección de caracteres dignos de ser estudiados.
- Mediante encuesta o medición, obtención del valor de cada individuo en los caracteres seleccionados.
- Elaboración de tablas de frecuencias, mediante la adecuada clasificación de los individuos dentro de cada carácter.
- Representación gráfica de los resultados (elaboración de gráficas estadísticas tales como diagramas de barras, histogramas o polígonos de frecuencia).
- Obtención de parámetros estadísticos, números que sintetizan los aspectos más relevantes de una distribución estadística.

La estadística inductiva o inferencial, para el estudio de la cual son precisos conocimientos relativamente profundos de teoría de probabilidades y análisis matemático, parte de los conocimientos resultantes en el proceso descriptivo, para deducir hechos nuevos o relaciones del conjunto observado en otros conjuntos. Esta rama de la estadística se aplica, por ejemplo, en la predicción de los resultados de unas elecciones antes de haber concluido el recuento de los votos <sup>108</sup>.

En conclusión, la estadística descriptiva trabaja con todos los individuos de la población. La estadística inferencial, de otro lado, trabaja con muestras, las cuales son subconjuntos formados por un grupo de individuos de la población. A partir del estudio de la muestra se pretende inferir aspectos relevantes de la población.

---

<sup>108</sup> CÍRCULO DE LECTORES. Op. cit., p. 1470.

La estadística como ciencia, ha encontrado aplicación en casi todas las ramas de la investigación contemporánea. Por tal razón, decidió emplearse en el desarrollo de este proyecto.

A manera de ilustrar al lector la forma en que la estadística jugó un rol importante para la ejecución de este trabajo, supóngase que se tienen veinte (20) campos que fueron sometidos a procesos de inyección WAG y, consecuentemente, se dispone de 20 datos de, por ejemplo, espesores netos. A partir de esos valores se pueden obtener parámetros estadísticos como la media, la desviación estándar, entre otros, con el fin de analizar y sintetizar los aspectos más relevantes de la población de espesores netos disponibles; esto es objeto de estudio de la estadística descriptiva. Ahora bien, una vez hecho el proceso descriptivo, se podría inferir que tipo de yacimientos con determinado rango de espesores netos serían candidatos a la inyección WAG, lo cual pasaría a ser tema de análisis de la estadística inductiva o inferencial.

A continuación, y antes de describir el modelo como tal, se discuten algunos parámetros estadísticos básicos, que se hacen imprescindibles para el entendimiento del mismo.

**4.1.1 Medidas de centralización.** Las medidas de centralización son parámetros estadísticos que marcan, bajo distintos criterios, los valores en torno a los cuales se disponen los datos de una distribución. También se llaman medidas de posición central, pues entorno a ellas se disponen los elementos de la distribución. Dicho de otro modo, estas medidas arrojan información del comportamiento medio de la serie de datos.

Las medidas de centralización más importantes son la media, la mediana y la moda.

➤ **Media.** Se define como aquel valor que, en una serie estadística de  $n$  miembros o datos  $j_1, j_2, j_3, \dots, j_n$ , representa el valor más probable alrededor del cual se distribuyen el resto de datos de la muestra o de la población, y que por lo tanto se suele tomar como el valor representativo de lo que se pretende medir <sup>109</sup>.

Según las aplicaciones, se calculan diferentes medias. Para el caso que aquí respecta se tienen en cuenta los siguientes criterios: <sup>110</sup>

☞ Si las unidades de los datos recopilados son simples (longitud, masa, tiempo, corriente eléctrica) se usa la **media aritmética**, la cual es el resultado de sumar todos los elementos del conjunto y dividirlo por el número total de ellos:

$$\mu = \bar{x} = \frac{j_1 + j_2 + j_3 + \dots + j_n}{n} \quad (6)$$

En este grupo caerían los siguientes parámetros: espesor neto [pies], profundidad [pies] y temperatura del yacimiento [°F].

☞ Si las unidades de los datos recopilados son compuestas, se usa la **media armónica**, la cual se define como el inverso de la media aritmética de los inversos de los números que intervienen:

$$A = \frac{1}{\frac{1}{j_1} + \frac{1}{j_2} + \frac{1}{j_3} + \dots + \frac{1}{j_n}} = \frac{n}{\frac{1}{j_1} + \frac{1}{j_2} + \frac{1}{j_3} + \dots + \frac{1}{j_n}} \quad (7)$$

<sup>109</sup> CÍRCULO DE LECTORES. Op. cit., p. 1470. CÍRCULO DE LECTORES. "Gran Enciclopedia Ilustrada Círculo". Volumen 8. Barcelona, 1984.

<sup>110</sup> ASESORÍA. Oscar Vanegas Angarita. Profesor Escuela Ingeniería de Petróleos - UIS.

La media armónica se utilizaría entonces para la permeabilidad [md], presión del yacimiento [psia], viscosidad del crudo [cp] y gravedad del crudo [° API].

- ☞ Finalmente, si las unidades de los datos recopilados vienen expresadas en términos porcentuales, se emplea la **media geométrica**, que está definida como el resultado de multiplicar todos los elementos y extraer la raíz  $n$ -ésima del producto.

$$G = (j_1 * j_2 * j_3 * \dots * j_n)^{1/n} \quad (8)$$

Aquí se ubicarían la porosidad [%] y la saturación de crudo [%], completándose así los nueve parámetros tenidos en cuenta para la realización de las analogías.

Lo más positivo de la media es que en su cálculo se utilizan todos los valores de la serie, por lo que no se pierde ninguna información. Sin embargo, presenta el problema de que su valor (en cualquiera de los tres casos) se puede ver muy influido por valores extremos, que se aparten en exceso del resto de la serie. Estos valores anómalos podrían condicionar en gran medida el valor de la media, perdiendo ésta representatividad <sup>111</sup>.

➤ **Mediana.** Es el valor de la serie de datos que se sitúa justamente en el centro de la muestra (un 50% de valores son inferiores y otro 50% son superiores). No presenta el problema de estar influida por los valores extremos, pero en cambio no utiliza en su cálculo toda la información de la serie de datos <sup>112</sup>.

---

<sup>111</sup> <http://www.aulafacil.com/CursoEstadística/Lecc-4-est.htm>

<sup>112</sup> <http://www.aulafacil.com/CursoEstadística/Lecc-4-est.htm>

Si el número de términos de la distribución es impar, la mediana es el valor del individuo que ocupa el lugar central cuando los datos están ordenados de menor a mayor. Por ejemplo, en la distribución de edades 3, 5, 5, 8, 9, 10, 12, la mediana es  $Me = 8$ , pues hay tres datos menores que 8 y tres mayores que 8.

Si el número de términos de la distribución es par, la mediana es el valor medio de los datos centrales. Así, en la distribución 3, 5, 5, 8, 9, 10, 12, 13, los valores 8 y 9 son los centrales. La mediana entonces sería  $Me = (8 + 9) / 2 = 8,5$ .

➤ **Moda.** La moda,  $Mo$ , de una distribución estadística es el valor que más se repite. Una distribución puede tener más de una moda o no tener ninguna. Por ejemplo, en la distribución 3, 5, 5, 8, 9, 10, 12, 13, la moda sería  $Mo = 5$ . Ahora bien, si se tiene la siguiente distribución: 2, 3, 3, 3, 4, 5, 8, 9, 9, 9, 11, 13, 14 habrían dos modas,  $Mo_1 = 3$  y  $Mo_2 = 9$ . Sin embargo, en la distribución 2, 4, 5, 6, 7, 9, 12, 13, 15, 16, no habría ninguna moda.

La moda es una medida de centralización muy poco empleada. En este trabajo, solamente se tuvieron en cuenta la media (en cualquiera de sus tres presentaciones) y la mediana.

**4.1.2 Medidas de dispersión.** Estos parámetros estadísticos son los encargados de medir que tan diseminados o dispersos se encuentran los datos de una distribución. Los más utilizados se refieren al grado de lejanía de tales datos respecto a la media y son la desviación media, la varianza, la desviación típica (o desviación estándar) y el coeficiente de variación de Pearson.

➤ **Desviación media.** La desviación media, D.m., es un promedio de los valores absolutos de las desviaciones,  $|j_i - \mu|$ , de cada elemento,  $j_i$ , de la distribución respecto a su media,  $\mu$ :

$$D. m. = \frac{|j_1 - \mu| + |j_2 - \mu| + |j_3 - \mu| + \dots + |j_n - \mu|}{n} \quad (9)$$

➤ **Varianza.** La varianza,  $V$ , es el promedio de los cuadrados de las desviaciones,  $(j_i - \mu)^2$ , de cada elemento,  $j_i$ , respecto a la media,  $\mu$ :

$$V = \frac{(j_1 - \mu)^2 + (j_2 - \mu)^2 + (j_3 - \mu)^2 + \dots + (j_n - \mu)^2}{n} = \frac{\sum (j_i - \mu)^2}{n} = \frac{\sum (j_i)^2}{n} - \mu^2 \quad (10)$$

➤ **Desviación típica (estándar).** La desviación típica o desviación estándar,  $\sigma$ , es la raíz cuadrada de la varianza:

$$\sigma = \sqrt{V} = \sqrt{\frac{\sum j_i^2}{n} - \mu^2} \quad (11)$$

La razón de ser de este parámetro es conseguir que la medida de dispersión se exprese en las mismas unidades que los datos a los que se refiere. Por ejemplo, en una distribución de permeabilidades en la que los datos están dados en milidarcys (md), la media viene dada en milidarcys, pero la varianza en milidarcys cuadrados (md<sup>2</sup>). Para evitar este inconveniente se calcula su raíz cuadrada, obteniéndose así la desviación típica en milidarcys.

➤ **Coefficiente de variación de Pearson.** El coeficiente de variación de Pearson, CVP, o simplemente e coeficiente de variación, es el cociente entre la desviación estándar y la media de la distribución:

$$CVP = \frac{\sigma}{\mu} \quad (12)$$

Este parámetro sirve para relativizar el valor de la desviación estándar y así poder comparar la dispersión de dos poblaciones estadísticas con gamas de valores muy discretas y diferentes entre sí.

Hay que tener presentes para el cálculo de la media, la desviación estándar y el coeficiente de variación, los criterios relacionados con la naturaleza de las unidades de los datos en evaluación, planteados en la sección 4.1.1.

Como la desviación estándar se suele asociar con la media aritmética, y esta media no es la única que se tendrá en cuenta, se cambiará la denotación de la desviación estándar por simplemente *desviación*, y esta se calculará de acuerdo a la media correspondiente a cada caso.

Para ilustrar el uso del coeficiente de variación, supóngase que se tienen dos grupos de yacimientos: el primero formado por yacimientos norteamericanos y el segundo por yacimientos del Mar del Norte. Se va a evaluar la dispersión de las permeabilidades: las permeabilidades del grupo 1 tienen una media (armónica en este caso) de 150 md y una desviación estándar de 30 md, mientras que para el grupo 2 se obtuvo una media de las permeabilidades de 500 md y una desviación estándar de 40 md. Entonces:

$$(CVP)_1 = (30 \text{ md} / 150 \text{ md}) = 0,2$$

$$(CVP)_2 = (40 \text{ md} / 500 \text{ md}) = 0,08$$

Se aprecia así que en el segundo grupo de campos las permeabilidades tienen menor grado de dispersión que en el primero.

Una ventaja de este parámetro es que dado su carácter adimensional, permite hacer comparaciones entre varios grupos de datos que presenten unidades diferentes entre sí, a diferencia de la desviación estándar, con la que solamente se pueden comparar grupos de datos con las mismas unidades. Por esta razón, el coeficiente de variación de Pearson se empleó en la elaboración de este proyecto y su aplicación se hizo para determinar el peso relativo (grado de importancia) de los parámetros de analogía, el cual es función de la dispersión de los datos.

Dicho de otro modo, El interés del coeficiente de variación es que al ser un porcentaje permite comparar el nivel de dispersión de dos muestras. Esto no ocurre con la desviación estándar, ya que viene expresada en las mismas unidades que los datos de la serie <sup>113</sup>.

Una consideración adicional que hay que hacer es que, si al evaluar el coeficiente de variación de Pearson con la media correspondiente para cada caso, se obtiene un valor de este mayor al 25% (0,25) se recomienda entonces la mediana como medida de centralización para hacer su determinación <sup>114</sup>.

✦ **Recorrido.** Otra medida de dispersión es el recorrido, que es la diferencia entre los valores mayor y menor de la distribución. Es un indicador de la longitud del tramo en el que se hallan los datos. También se le suele llamar rango.

Una vez hecho este repaso de algunos conceptos claves de estadística, se procederá a describir y explicar el modelo estadístico para la realización de las analogías en la Base de Datos WAG\_DATAB<sup>®</sup>.

---

<sup>113</sup> <http://www.aulafacil.com/CursoEstadística/Lecc-7-est.htm>

<sup>114</sup> ASESORÍA. Oscar Vanegas Angarita. Profesor Escuela Ingeniería de Petróleos - UIS.

## 4.2 MODELO ESTADÍSTICO

Lo que se busca con la comparación de un campo **n** en particular con los que se encuentran listados en WAG\_DATAB<sup>®</sup> es que se muestren los primeros campos más análogos a **n**. Para ello se deben comparar los parámetros de **n** con los parámetros de los campos contenidos en la base de datos y mediante el uso de alguna relación, poder asignar un “score” o puntuación a cada campo relativa al campo al cual se le va a realizar la analogía (campo **n**).

La ecuación planteada para asignar tal puntuación, y que constituye el modelo como tal, es la siguiente:

$$S_{i/n} = \left( \sum_{j=1}^{j=m} (W_j * I_{j i/n}) \right) * 100 \quad (13)$$

Donde **i** es el campo de la base de datos al que se le va asignar un score relativo al campo **n**. Si **i** está entre 1 y **k**, quiere decir que **k** es el número de campos actuales en la base de datos. Entonces **S<sub>i/n</sub>** es el score del campo **i** relativo al campo **n**; **j** es el parámetro actual con el que se está realizando la comparación para hacer la analogía, entonces si **j** está entre 1 y **m**, **m** es el número total de parámetros con los que se dispone para efectuar la analogía. En este caso serán 9 parámetros. **I<sub>j i/n</sub>** es el valor del índice del parámetro **j** para el campo **i** relativo al campo **n**. Tomará valores entre 0 y 1 (ó 0 y 100%). Finalmente, **W<sub>j</sub>** representa el peso de cada parámetro **j** tenido en cuenta para la analogía. Este valor de peso puede ser asignado a criterio de expertos en el tema (WAG en el caso que aquí respecta), aunque también se plantea aquí una manera para calcularlo numéricamente, teniendo en cuenta los conceptos estadísticos estudiados en la sección anterior.

Primero se habrá de tratar el problema del Índice  $I_{j/n}$ . Para determinar el valor de este índice, se compara cada nuevo valor del parámetro  $j$  con los valores de ese mismo parámetro de cada uno de los  $k$  campos existentes en la base de datos. Entonces, para hacer tal comparación se desarrolló la siguiente expresión:

$$\alpha = \left| \frac{j_n - j_i}{j_n + j_i} \right| = \left| \frac{\alpha_1}{\alpha_2} \right| \quad (14)$$

Donde  $j_n$  corresponde al nuevo valor del parámetro y se va a comparar con  $j_i$ . La menor diferencia ( $\alpha_1$ ), será atribuida al campo más análogo al nuevo, respecto al parámetro  $j$ . En términos generales, a mayor diferencia, menor grado de analogía. Para asignar un valor numérico al índice, se usa la siguiente relación:

$$I_{j/n} = 1 - \alpha \quad (15)$$

Cuando  $j_n$  sea igual a  $j_i$ , el índice tomará su valor máximo, uno (1), ya que  $\alpha_1$  será entonces cero (0). De otro lado, en la medida en que el valor de  $\alpha_1$  se aproxime más al valor de  $\alpha_2$ , el índice tenderá hacia su valor mínimo, cero (0). Este hecho se presentará cuando los valores de  $j_n$  y  $j_i$  sean drásticamente diferentes. De esta manera, queda expresado el índice  $I_{j/n}$ .

El otro asunto es determinar el peso global,  $W_j$ , de los  $m$  parámetros que se disponen para realizar la analogía. Lo más conveniente, pero al tiempo más complicado en este caso es recurrir a las opiniones y criterios de expertos con suficiente experiencia en métodos de Recobro Mejorado, como la inyección WAG en este caso. Una solución sencilla podría ser la de asignar un peso igual para cada parámetro, luego si se tienen nueve parámetros, cada uno tendría un peso global de  $(1/9) \approx 0,1111 \approx 11,11\%$  de importancia respecto a los otros. Esta

solución podría servir como punto de partida, pero el inconveniente sería la poca representatividad que tendría al tratar de asignar un peso global más o menos real a cada parámetro de analogía.

La solución que se plantea es la de evaluar el grado de dispersión que presenten los datos disponibles de cada parámetro; es decir, que con base a tal grado de dispersión se asigna el peso global de cada parámetro partiendo del hecho de que a mayor dispersión, menor peso.

Para esto se puede emplear el Coeficiente de Variación de Pearson, CVP, el cual fue objeto de estudio en la sección previa.

A manera de conclusión puede decirse que a mayor Coeficiente de Variación de Pearson para determinado parámetro, menor peso global tendrá el mismo, es decir, la relación es de proporcionalidad inversa. La meta es plantear una expresión que establezca tal relación, como ya se hizo para el índice  $I_{j/m}$ .

Se aplica entonces la siguiente metodología para hallar  $W_j$ :

- ☞ Calcular el CVP para cada parámetro.
- ☞ Hacer la sumatoria de los CVP para los  $m$  parámetros.
- ☞ Normalizar el CVP de cada parámetro dividiéndolo entre la sumatoria obtenida en el paso anterior. Con esto, los valores del CVP normalizado quedan en un rango entre 0 y 1.

$$CVP_{nj} = \frac{CVP_j}{\sum CVP_j} \quad (16)$$

☞ A continuación, se hace la siguiente relación, con la intención de obtener la proporcionalidad inversa:

$$W_j^* = e^{(-CVP_{nj})} \quad (17)$$

☞ De este modo, los valores de  $W_j^*$  también oscilarán entre 0 y 1, pero habrá que realizar una nueva normalización de estos ya que  $\sum W_j^*$  puede ser mayor o menor que 1.

$$W_{nj}^* = \frac{W_j^*}{\sum W_j^*} \quad (18)$$

☞ Finalmente, se hace la equivalencia:

$$(100) W_{nj}^* = W_j [\%] \quad (19)$$

Donde  $W_j$  es el peso global del parámetro  $j$ , que se dispone para la realización de la analogía.

La justificación de las dos normalizaciones es simplemente para darle una mejor distribución a los pesos globales, puesto que si estos pesos se asignan sin hacer la primera normalización, se obtendrían valores carentes de sentido ya que se obtendrían pesos con órdenes de magnitud ínfimos (incluso de  $10^{-9}$ ). Claro que, en este caso, todo estará fuertemente influenciado por el comportamiento del CVP para cada uno de los parámetros de analogía involucrados.

Con el ánimo de ilustrar de una manera didáctica cómo funciona la metodología expuesta aquí para realizar las analogías, se presenta el siguiente ejemplo con datos sintéticos. Más adelante, en el anexo correspondiente al Manual de Usuario de WAG\_DATAB<sup>®</sup> se hará un ejemplo con información real.

### 4.3 EJEMPLO DE APLICACIÓN DEL MODELO

Supóngase que en la Base de Datos se cuenta con cinco (5) campos que fueron sometidos a algún proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG) y que los parámetros de analogía que se disponen son cinco (5) también, como se ve en la tabla 16.

**Tabla 16.** Tabla de datos para el ejemplo de aplicación del modelo.

CAMPO	PARÁMETROS DE ANALOGÍA				
	PERMEABILIDAD [md]	POROSIDAD [%]	ESP. NETO [ft]	GRAV. CRUDO [°API]	VISC. CRUDO [cp]
R - 05	125	25	15	40	2
C - 01	139	29	20	38	1,5
J - 10	215	19	9	45	0,98
C - 29	80	33	7	35	4,5
B - 82	192	35	25	41	0,35

- ☞ Se calculan los pesos de cada uno de los cinco parámetros de analogía, teniendo en cuenta la metodología descrita en la sección 4.2.
- ☞ En la tabla 17 se resumen los resultados de los criterios estadísticos calculados para cada parámetro y, adicionalmente, se muestra el peso global de los mismos.
- ☞ Se procede a calcular los índices comparativos de los cinco campos respecto al campo nuevo, cuya información está dada en la tabla 18.

**Tabla 17.** Criterios estadísticos de los parámetros de analogía y su respectivo peso.

CAMPO	PARÁMETROS DE ANALOGÍA				
	PERM. [md]	PORO. [%]	ESP. NETO [ft]	GRAV. CRUDO [°API]	VISC. CRUDO [cp]
R - 05	130	25	18	40	2
C - 01	139	29	20	38	1,5
J - 10	215	19	9	45	0,98
C - 29	80	33	7	35	1,0
B - 82	192	35	25	41	0,35
<b>CRITERIOS ESTADÍSTICOS</b>					
MEDIA	133,14 <sup>A</sup>	27,56 <sup>G</sup>	15,8 <sup>μ</sup>	39,53 <sup>A</sup>	0,83 <sup>A</sup>
MEDIANA	139	29	18	40	1,0
DESVIACIÓN	51,17	5,78	7,6	3,32	0,65
CVP	0,38	0,21	0,48	0,08	0,78
CVP (NORMALIZADO)	0,21	0,12	0,24	0,05	0,38
$W_j^*$	0,81	0,89	0,79	0,95	0,68
$W_{nj}^*$	0,20	0,21	0,19	0,23	0,17
<b><math>W_j</math></b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>19</b>	<b>23</b>	<b>17</b>

**A** = media armónica

**μ** = media aritmética

**G** = media geométrica

**Tabla 18.** Información del campo nuevo al cual se le va a realizar la analogía.

CAMPO	PARÁMETROS DE ANALOGÍA				
	PERM. [md]	PORO. [%]	ESP. NETO [ft]	GRAV. CRUDO [°API]	VISC. CRUDO [cp]
ANALOG - 01	100	28	12	37	0.55

☞ A modo de ilustración, se calcularán los índices comparativos del campo B - 82 respecto al campo ANALOG – 01. De igual manera se hace con los otros cuatro campos.

☞ Teniendo en cuenta la siguiente nomenclatura:  $I_k$ , para el índice de permeabilidad,  $I_\phi$ , para el índice de porosidad,  $I_h$ , para el índice de espesor neto,  $I_\gamma$ , para el índice de gravedad del crudo,  $I_\mu$ , para el índice de viscosidad del crudo, se obtienen estos resultados:

$$I_k = 1 - \left| \frac{100 - 192}{100 + 192} \right| = 0,6849315$$

$$I_\phi = 1 - \left| \frac{28 - 35}{28 + 35} \right| = 0,8888888$$

$$I_h = 1 - \left| \frac{12 - 25}{12 + 25} \right| = 0,6486486$$

$$I_\gamma = 1 - \left| \frac{37 - 41}{37 + 41} \right| = 0,9487179$$

$$I_\mu = 1 - \left| \frac{0,55 - 0,35}{0,55 + 0,35} \right| = 0,7777777$$

- ☞ Puede concluirse que el campo B - 82 es más análogo al ANALOG - 01 en la gravedad del crudo, puesto que este fue el índice de mayor valor que se obtuvo. Los resultados para el resto de índices se sintetizan en la tabla 19.

**Tabla 19.** Índices comparativos para todos los campos del ejemplo.

CAMPO	ÍNDICES COMPARATIVOS RESPECTO AL CAMPO ANALOG - 01				
	PERM.	PORO.	ESP. NETO	GRAV. CRUDO	VISC. CRUDO
R - 05	0,86956522	0,94339623	0,8	0,96103896	0,43137255
C - 01	0,83682008	<b>0,98245614</b>	0,75	<b>0,98666667</b>	0,53658537
J - 10	0,63492063	0,80851064	<b>0,85714286</b>	0,90243902	0,71895425
C - 29	<b>0,88888889</b>	0,91803279	0,73684211	0,97222222	0,70967742
B - 82	0,68493151	0,88888889	0,64864865	0,94871795	<b>0,77777778</b>

- ☞ Acto seguido se halla el “score” de cada campo, para de esta forma saber cual es el más análogo al ANALOG - 01. Para este propósito se usa la ecuación 13.

$$S_{B-82} = (20 * 0,68493151) + (21 * 0,88888888) + (19 * 0,64864865) + (23 * 0,94871795) + (17 * 0,77777777) = 79,7323562$$

- ☞ La tabla 20 muestra los resultados obtenidos para este ejemplo.

**Tabla 20.** Resultados para el ejemplo de aplicación del método.

CAMPO	SCORE (Relativo a ANALOG - 01)	RANKING
R - 05	81,8398545	3
C - 01	83,4332652	2
J - 10	78,9411702	5
<b>C - 29</b>	<b>85,4820935</b>	<b>1</b>
B - 82	79,7323562	4

- ☞ Se concluye que para el ejemplo presentado, el campo más análogo al ANALOG - 01 es el C - 29.

## 5. CONCLUSIONES

Es importante tener presente que existen dos formas de aumentar las reservas de hidrocarburos: descubrir nuevos yacimientos o aumentar el factor de recobro de los ya descubiertos. La segunda opción parece ser, al menos dentro de un marco nacional, la más viable; es por ello que deben tenerse en cuenta los métodos de recobro mejorado (EOR), entre los que se encuentra la inyección alternada de agua y gas (WAG), la cual ha mostrado muy buenos resultados en la mayoría de campos a nivel mundial en los que se ha reportado su implementación. Se hace necesario reconocer, además, que en algunas ocasiones la información recopilada en la literatura no es lo suficientemente representativa para determinado campo, luego la descripción de los mismos puede no ser la mejor.

En virtud a lo anteriormente expuesto, y como resultado del presente trabajo se desprenden las siguientes conclusiones:

1. Se desarrolló e implementó una base de datos, denominada WAG\_DATAB<sup>®</sup>, la cual recopila y clasifica la mayor cantidad de casos históricos representativos a nivel internacional de campos objeto de proyectos de Inyección Alternada de Agua y Gas, teniendo como referencia la literatura disponible.
2. La herramienta WAG\_DATAB<sup>®</sup> permite realizar analogías entre campos nuevos y los contenidos en la base de datos mediante los principales parámetros de “screening” del proceso de Inyección WAG.
3. Mediante estas analogías se pueden obtener datos confiables que conllevan al análisis preliminar de un campo prospecto o candidato a inyección WAG, del que no se posea información suficiente para su caracterización, o de un campo en desarrollo que no cuente con un plan de recobro definido.

4. De este modo, el usuario puede hacerse una idea más acertada acerca de la viabilidad de la implementación de este método EOR, mediante el referente del campo análogo o campos análogos.
5. Para la elaboración de las analogías se desarrolló un modelo basado en principios estadísticos para la asignación de 'peso' o grado de importancia a los parámetros básicos (parámetros de "screening"). Este peso depende de la información disponible en la base de datos. Además, el modelo hace una comparación de los nuevos valores de los parámetros del campo prospecto respecto a cada uno de los valores de tales parámetros de los campos contenidos en la base de datos, lo cual hace que los resultados tengan un mayor nivel de confianza.
6. La aplicación de este modelo analógico puede extenderse no sólo a otros métodos de recobro mejorado, sino también a otras ramas de la ingeniería o de la investigación en general en la que se tenga que determinar el peso o importancia de ciertos parámetros que influyen en el proceso particular que se esté evaluando.
7. Se elaboró un estado del arte y una guía de "screening" para procesos de inyección alternada de agua y gas, WAG, con base a la información de campos encontrada en la literatura disponible (ver Apéndices A y B).

## 6. RECOMENDACIONES

La herramienta software desarrollada (WAG\_DATAB<sup>®</sup>) constituye un pequeño paso en la búsqueda de soluciones a los problemas de autosuficiencia en materia petrolera. Luego, una vez elaborado el presente trabajo, se pueden formular las siguientes sugerencias o recomendaciones:

1. Hacer (o continuar haciendo) profundas y serias investigaciones a nivel de pruebas de laboratorio y de simulación de yacimientos, con la idea de viabilizar en campos colombianos la utilización de métodos de recobro mejorado como la inyección alternada de agua y gas.
2. Con el modelo desarrollado se pueden hacer analogías con parámetros cuyo valor sea de tipo numérico, como por ejemplo la permeabilidad, la porosidad, el espesor neto, etc. Se recomienda elaborar modelos que permitan realizar comparaciones analógicas con parámetros que manejen información de tipo texto (información alfanumérica), como puede ser el tipo de formación a la que pertenezca el yacimiento, la geología estructural, el ambiente sedimentario de depositación, entre otras, para con ello, tratar de darle mayor confiabilidad a los resultados.
3. Se sugiere desarrollar herramientas de este tipo enfocadas hacia otros métodos de recobro mejorado, y así tener una fuerte base de datos global sobre los mismos.
4. Para mejorar este tipo de herramientas se pueden integrar elementos de programación más avanzados tales como redes neuronales o algoritmos genéticos.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CAUDLE, B. y DYES, A. "Improving Miscible Displacement by Gas-Water Injection". Trans. AIME. 1958.

CHRISTENSEN, J., STENBY, E. y SKAUGE, A. "Review of WAG Field Experience". SPE Reservoir Evaluation & Engineering. SPE 71203. Abril 2001.

CHRISTENSEN, J., STENBY, E. y SKAUGE, A. "Compositional and Relative Permeability Hysteresis Effects on Near - Miscible WAG". SPE 39627. Abril 1998.

CHRISTIAN, L., SHIRER, J., KIMBEL, E., y BLAKWELL, R. "Planning a Tertiary Oil Recovery Project for Jay / LEC Fields Unit". JPT. Agosto 1981.

CÍRCULO DE LECTORES. "Gran Enciclopedia Ilustrada Círculo". Volumen 5. Barcelona, 1984.

CÍRCULO DE LECTORES. "Gran Enciclopedia Ilustrada Círculo". Volumen 8. Barcelona, 1984.

CLANCY, J. et al. "Analysis of Nitrogen Injection Projects to Develop Screening Guides and Offshore Design Criteria". SPE 11902. Septiembre 1983.

CORREA, J. y MANTILLA, C. "Evaluación de la Eficiencia de desplazamiento en Yacimientos de Aceite Volátil Sometidos a la Inyección de Nitrógeno". Trabajo de Grado. UIS 2000.

CRAIG, F. "The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding". Monograph Series Volume 3. SPE. Dallas 1971.

CUADROS, R. y GUARÍN, F. "Determinación de la Presión Mínima de Miscibilidad (MMP) de CO<sub>2</sub> para Crudos, a Tasa Constante y a Presión Constante de Inyección". Trabajo de Grado. UIS. 1994.

GIMENEZ, M., y CASAMAYOR, J. "Bases de Datos Relacionales". Madrid: Prentice Hall, 2003.

GONZALEZ, R. y LIZARAZO, N. "El Desplazamiento Miscible y su Uso en el Recobro de Petróleo". Trabajo de Grado. UIS. 1986.

GROENEVELD, H. "Pressure Maintenance by Fluid Injection in the North Pembina Cardium Unit No. 1". JPT. Septiembre 1964.

HOLM, L. y JOSENDAL, V. "Mechanism of Oil Displacement by Carbon Dioxide". JPT Diciembre 1974.

HONG, K. y STEVENS, C. "Water Alternating Steam Process Improves Project Economics at West Coalinga Field". SPE Reservoir Engineering. Noviembre 1992.

KIRKPATRICK, R., FLANDERS, W. y DEPAUW, M. "Performance of the Twofreds CO<sub>2</sub> Injection Project". SPE 11439. Septiembre 1985.

KLEINSTEIBER, S. "The Wertz Tensleep CO<sub>2</sub> Flood: Design and Initial Performance". SPE 18067. JPT Mayo 1990.

LANGSTON, E. y SHIRER, J. "Performance of Jay / LEC Fields Unit Under Mature Waterflood and Early Tertiary Operations". JPT Febrero 1985.

MANRIQUE, E., CALDERÓN, G., MAYO, L. y STIRPE, M. "Water-Alternating-Gas Flooding in Venezuela: Selection of Candidates Based on Screening Criteria of International Field Experiences". SPE 50645. Octubre 1998.

MARTIN, F. y TABER, J. "Carbon Dioxide Flooding". SPE 23564. JPT. Abril 1992.

MAXSON, R. "Production Case History, Jay Field". SPE 5180. Septiembre 1974.

MICROSOFT® ENACRTA 2003. Microsoft Corporation.

MOFFIT, P. y ZORNES, R. "Postmortem Analysis: Lick Creek Meakin Sand Unit Immiscible CO<sub>2</sub> – Waterflood Project". SPE 24933. Octubre 1992.

NORMAN, C. "Elements of Petroleum Reservoirs". SPE. Henry Doherty Series. 1969.

PLATA R., E. y PEREZ, E. "Evaluación del Comportamiento de Fases en Yacimientos de Condensados de Gas y Aceite Volátil Sometidos a Inyección de Gas". Trabajo de Grado. UIS 1994.

REID, T. y ROBINSON, J. "Lick Creek Meakin Sand Unit Immiscible CO<sub>2</sub> / Waterflood Project". SPE / DOE 9795. Abril 1981.

RIVERA, J., PARDO, C., GAVIRIA, W. y DUARTE, C. "Diseño y Desarrollo Experimental de la Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG) en el Campo Tello". ACIPET. Octubre 2003.

ROWE, H., YORK, S. y ADER, J. "Slaughter Estate Unit Tertiary Pilot Performance". JPT Marzo 1982.

SANCHEZ, N. "Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects". SPE 53714. Abril 1999.

SANCHEZ, D. y CARBONELL, I. "Microsoft ACCESS 2002". Madrid: McGraw - Hill, 2001.

STALKUP, F. "Miscible Displacement". Monograph Series Volume 8, SPE. Texas. 1983.

SURGUCHEV, L. y KRAKSTAD, O. S. "Screening of WAG Injection Strategies for Heterogeneous Reservoirs". SPE 25075. Noviembre 1992.

TABER, J. et al. "EOR Screening Criteria Revisited. Part 1: Introduction to Screening Criteria and enhanced Oil Recovery Field Projects". SPE 35385. SPE Reservoir Engineering. Agosto 1997.

TEHRANI, D., DANESH, A., SOHRABI, M. y HENDERSON, G. "Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) Injection". Department of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, Edinburgh, U. K. Noviembre 2001.

Van POLLEN, H. K. "Fundamentals of Enhanced Oil Recovery". PennWell Books. Tulsa, Oklahoma. 1980.

VANEGAS, O. Profesor Escuela Ingeniería de Petróleos. ASESORÍA.

[www.aulafacil.com/CursoEstadística/Lecc-4-est.htm](http://www.aulafacil.com/CursoEstadística/Lecc-4-est.htm)

[www.aulafacil.com/CursoEstadística/Lecc-7-est.htm](http://www.aulafacil.com/CursoEstadística/Lecc-7-est.htm)

[www.inlab.com.ar/Prom\\_Curv\\_KR\\_1.htm](http://www.inlab.com.ar/Prom_Curv_KR_1.htm)

## BIBLIOGRAFÍA ADICIONAL

ASGARPOUR, S. y TODD, M. "Post-Pilot Re-Evaluation of Solvent Requirements for a Horizontal Hydrocarbon Miscible Flood in an Upper Devonian Reef in Central Alberta". SPE 18079. Octubre 1988.

BELLAVANCE, J. "Dollardhide Devonian CO<sub>2</sub> Flood: Project Performance Review 10 Years Later". SPE 35190. Marzo 1996.

BIRARDA, G. et. al. "Re-Evaluation of the Miscible WAG Flood in the Caroline Field, Alberta". SPE 18066. Noviembre 1990.

BLANTON, J. et. al. "Performance of a Propane Slug Pilot in a Watered - Out Sand - South Ward Field". JPT Octubre 1970.

BOU-MIKAEL, S. "A New Analytical Method to Evaluate, Predict, and Improve CO<sub>2</sub> Flood Performance in Sandstone Reservoirs". SPE / DOE 35362. Abril 1996.

BRANNAN, G. y WHITINGTON, H. "Enriched-Gas Miscible Flooding: A Case History of the Levelland Unit Secondary Miscible Project". SPE 5826. JPT Agosto 1977.

BRINLEE, L. y BRANDT, J. "Planning and Development of the Miscible Project Northeast Purdy Springer CO<sub>2</sub>". SPE 11163. Septiembre 1982.

BROWNLEE, M. y SUGG, L. "East Vacuum Grayburg-San Andres Unit CO<sub>2</sub> Injection Project: Development and Results to Date". SPE 16721. Septiembre 1987.

BRUMMERT, A. et. al. "Rock Creek Oil Field CO<sub>2</sub> Pilot Tests, Roane County, West Virginia". SPE 14941. JPT Marzo 1988.

BURBANK, D. "Early CO<sub>2</sub> Flood Experience at the South Wasson Clearfork Unit". SPE / DOE 24160. Abril 1992.

COLES, B. et. Al. "Flooding in South Ward - Analysis of a Lease Performance". Trans. AIME Volumen 210. 1957.

CONE, C. "Case History of the University Block 9 (Wolfcamp) Field - A Gas-Water Injection Secondary Project". JPT Diciembre 1970.

CYCA, L. y GRIFFITH, J. "Performance of South Swan Hills Miscible Flood". JPT Julio 1981.

DAVIS, D. "Project Design of a CO<sub>2</sub> Miscible Flood in a Sandstone Reservoir Waterflooded". SPE / DOE 27758. Abril 1994.

DEPAUW, R. et. al. "Update Case History: Performance of the Twofreds Tertiary CO<sub>2</sub> Project". SPE 26614. Octubre 1993.

DESCH, J. et. al. "Enhanced Oil Recovery by CO<sub>2</sub> Miscible Displacement in the Little Knife Field, Billing County, North Dakota". SPE 10696. JPT Septiembre 1984.

DICHARRY, R. et. al. "Evaluation and Design of a CO<sub>2</sub> Miscible Project-SACROC Unit, Kelly-Snyder Field". SPE 4083. JPT Noviembre 1973.

DYES, A. et. al. "Alternate Injection of HPG and Water - A Two Well Pilot". SPE 4082. Octubre 1972.

ECHEVERRIA, I. y AUXIETTE, G. "Reservoir Management of the El Furrial Field - Venezuela under Enhanced Oil Recovery Process". SPE 75201. Abril 2002.

ERWIN, M y RUSCHAU, G. "Thread Sealant Selection for the Alpine Miscible Injection Project". SPE 76758. Mayo 2002.

FLANDERS, W. et. al. "CO<sub>2</sub> EOR Economics for Small-to-Medium-Size Fields". SPE 26391. Octubre 1993.

FOLGER, L. y GUILLOT, N. "A Case Study of the Development of the Sundown Slaughter Unit CO<sub>2</sub> Flood Hockley County, Texas". SPE 35189. Marzo 1996.

FOSTER, N. y BEAUMONT, E. "Treatise of Petroleum Geology. Atlas of Oil and Gas Fields". AAPG 1992.

FOX, M. et. al. "Evaluation of CO<sub>2</sub> Flood Performance, Springer "A" Sand, NE Purdy Unit, Garvin County, OK". SPE / DOE 12665. Abril 1984.

GERNERT, J. y BRIGHAM, W. "Meadow Creek Unit Lakota B Combination Water-Miscible Flood". SPE 824. JPT Septiembre 1964.

GRAHAM, B. et. al. "Design and Implementation of a Levelland Unit CO<sub>2</sub> Tertiary Pilot". SPE 8831. Abril 1980.

GROENEVELD, H. "Pressure Maintenance by Fluid Injection in the North Pembina Cardium Unit No. 1". JPT. Septiembre 1964.

HARPOLE, K. y HALLENBECK, L. "East Vacuum Grayburg San Andres Unit CO<sub>2</sub> Flood Ten Year Performance Review: Evolution of a Reservoir Management Strategy and Results of WAG Optimization". SPE 36710. Octubre 1996.

HERVEY, J. y IAKOVAKIS, A. "Performance Review of a Miscible CO<sub>2</sub> Tertiary Project: Rangely Weber Sand Unit, Colorado". SPE 19653. Mayo 1991.

HOLLOWAY, D. y FITCH, R. "Performance of a Miscible Flood with Alternate Gas - Water Displacement". JPT Abril 1964.

HOLM, L. "Propane - Gas - Water Miscible Floods In Watered - Out Areas of the Adena Field, Colorado". SPE 3774. JPT Octubre 1972.

HOOVER, J. et. al. "The Maljamar CO<sub>2</sub> Pilot: Review and Results". SPE 14940. JPT Octubre 1987.

HSU, C. et. al. "Field - Scale CO<sub>2</sub> - Flood Simulations and their Impact on the Performance of the Wasson Denver Unit". SPE 29116. Febrero 1997.

JOHNSTON, W. "A Review of the Willard (San Andres) Unit CO<sub>2</sub> Injection Project". SPE 6388. Marzo 1977.

JONAS, T. et. al. "Evaluation of a CO<sub>2</sub> Foam Field Trial: Rangely Weber Sand Unit". SPE 20468. Septiembre 1990.

JULIAN, M. "Design and Implementation of Four Enhanced Recovery Projects in Bay Fields of South Louisiana". SPE / DOE 10697. Abril 1982.

KANE, A. "Performance Review of a Large-Scale CO<sub>2</sub> - WAG Enhanced Recovery Project, SACROC Unit-Kelly Snyder". SPE 7091. JPT Febrero 1979.

KUMAR, R. y EIBECK, J. "CO<sub>2</sub> Flooding a Waterflooded Shallow Pennsylvanian Sand in Oklahoma: A Case History". SPE 12688. Abril 1984.

LACKLAND, S. y HURFORD, G. "Advanced Technology Improves Recovery at Fairway". SPE 3773. Marzo 1973.

LANGSTONE, M. et. al. "Definitive CO<sub>2</sub> Flooding Response in the SACROC Unit". SPE 17321. Abril 1988.

MAGRUDER, J. et. al. "Review of the Means San Andres Unit CO<sub>2</sub> Tertiary Project". SPE 17349. JPT Mayo 1990.

McGUIRE, P. y STALKUP, F. "Performance Analysis and Optimization of the Prudhoe Bay Miscible Gas Project". SPE 22398. Marzo 1992.

MERCHANT, D. y THAKUR, C. "Reservoir Management in Tertiary CO<sub>2</sub> Floods". SPE 22624. Octubre 1993.

MERRITT, M. y GROCE, J. "A Case History of the Hanford San Andres Miscible CO<sub>2</sub> Project". SPE 20229. JPT Agosto 1992.

MOORE, J. y HSIE, J. "The Quarantine Bay 4RC CO<sub>2</sub> WAG Pilot Project: A Post-Flood Evaluation". SPE 15498. Octubre 1986.

O'BRIEN, J. y HOLM, W. "Carbon Dioxide Test at the Mead - Strawn Field". SPE 3103. JPT Abril 1971.

OMOREGLE, Z. y JACKSON, G. "Early Performance of a Large Hydrocarbon Miscible Flood at the Mitsue Field, Alberta". SPE 16718. Septiembre 1987.

PIERSON, W. et. al. "Lost Soldier Tensleep CO<sub>2</sub> Tertiary Project, Performance Case History; Bairoil, Wyoming". SPE 35191. Marzo 1996.

PITTAWAY, K. et. al. "Development and Status of the Maljamar CO<sub>2</sub> Pilot". SPE 12600. JPT Marzo 1985.

POOLE, E. "Evaluation and Implementation of CO<sub>2</sub> Injection at the Dollarhide Devonian Unit". SPE 17277. Marzo 1988.

REDMAN, R. "Horizontal Miscible Water Alternating Gas Development of the Alpine Field, Alaska". SPE 76819. Mayo 2002.

REINBOLD, E. et. al. "Early Performance and Evaluation of the Kuparuk Hydrocarbon Miscible Flood". SPE 24930. Octubre 1992.

RING, J. y SMITH D. "An Overview of the North Ward Estes CO<sub>2</sub> Flood". SPE 30729. Octubre 1995.

RUPP, K. et. al. "Design and Implementation of a Miscible Water - Alternating - Gas Flood at Prudhoe Bay". SPE 13272. Septiembre 1984.

SANFILIPPO, G. y GUCKERT, L. "Development of a Pilot Carbon Dioxide Flood in the Rock Creek-Big Injun Field, Roane County, West Virginia". SPE 6626. Octubre 1977.

SANKUR, V. et. al. "Design of a Tertiary Hydrocarbon Miscible Flood for the Mitsue Reservoir". SPE 13270. JPT Febrero 1988.

SIMLOTE, V. et. al. "Review of CO<sub>2</sub> Flood, Springer "A" Sand, NE Purdy Unit, Garvin County, Oklahoma". SPE 14938. Abril 1986.

SINGHAL, A. "Evaluation of Volumetric Conformance for Fenn-Big Valley Horizontal Hydrocarbon Miscible Flood". SPE 15572. Octubre 1986.

STEIN, M. y ADER, J. "Slaughter Estate Unit Tertiary Miscible Gas Pilot Reservoir Description". SPE 10727. JPT Mayo 1984.

STEPHENSON, D. et. al. "Mobility Control Experience in the Joffre Viking Miscible CO<sub>2</sub> Flood". SPE 23598. Agosto 1993.

TANNER, C. et. al. "Production Performance of the Wasson Denver Unit CO<sub>2</sub> Flood". SPE / DOE 24156. Abril 1992.

THAKUR, G. et. Al. "CO<sub>2</sub> Minitest, Little Knife Field, ND: A Case History". SPE / DOE 12704. Abril 1984.

THRASH, J. "Twofreds Field a Tertiary Oil Recovery Project". SPE 8382. Septiembre 1979.

WATTS, R. et. al. "CO<sub>2</sub> Injection for Tertiary Oil Recovery; Granny's Creek Field, Clay County, West Virginia". SPE 10693. Abril 1982.

WINZINGER, R. "Design of a Major CO<sub>2</sub> Flood, North Ward Estes Field, Ward County, Texas". SPE 19654. Febrero 1991.

YORK, D. et. al. "Slaughter Estate Unit Tertiary Pilot Performance". SPE 9796. JPT Marzo 1982.

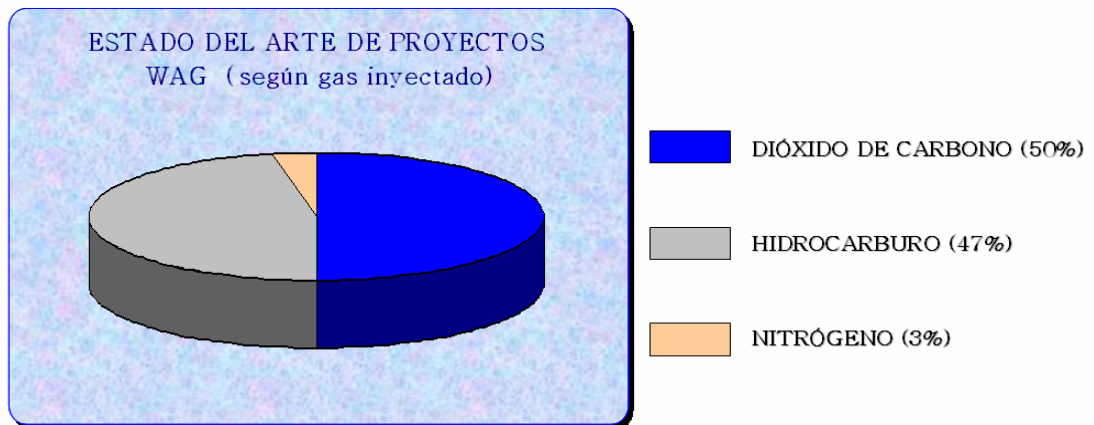
## APÉNDICES

### APÉNDICE A: ESTADO DEL ARTE DE PROYECTOS DE INYECCIÓN WAG

Se pretende con este anexo dar al lector una apreciación global del estado del arte de los proyectos de inyección alternada de agua y gas (WAG), teniendo en cuenta criterios como gases empleados, mecanismos de desplazamiento operantes, tipo de formaciones productoras, locación de los proyectos (costa adentro / costa afuera) y países en que se ha implementado este método de recobro mejorado.

Para ello, se parte de la base de sesenta y cinco (65) casos históricos encontrados en la recopilación bibliográfica que se realizó. Desde la figura A1 hasta la A5, se muestra el estado del arte de los proyectos WAG.

**Figura A1.** Estado del arte de proyectos WAG (gas inyectado)



TOTAL CAMPOS ENCONTRADOS EN LA LITERATURA: **65**

TOTAL EVALUADOS SEGÚN GAS INYECTADO: **62**

Para tres campos no se encontró el gas inyectado: SAMOTLOR (Rusia), ROMASHKINSKOYE (Rusia), JURALEVSKO (Rusia).

**Figura A2.** Estado del arte de proyectos WAG (mecanismo de desplazamiento)

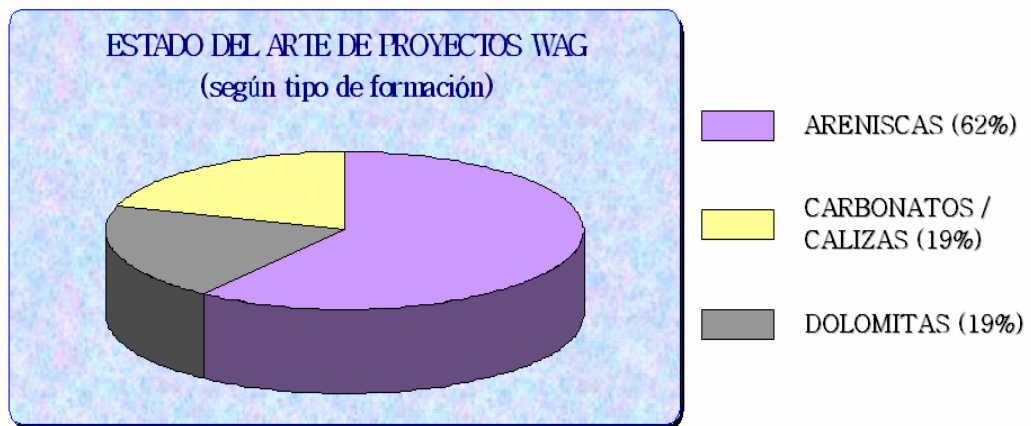


TOTAL CAMPOS ENCONTRADOS EN LA LITERATURA: **65**

TOTAL EVALUADOS SEGÚN MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO: **63**

Para dos campos no se encontró el mecanismo de desplazamiento: ROMASHKINSKOYE (Rusia), SALT CREEK (Estados Unidos).

**Figura A3.** Estado del arte de proyectos WAG (tipo de formación)



TOTAL CAMPOS ENCONTRADOS EN LA LITERATURA: **65**

TOTAL EVALUADOS SEGÚN TIPO DE FORMACIÓN: **63**

Para dos campos no se encontró el tipo de formación: DOLLARHIDE (Estados Unidos), ROMASHKINSKOYE (Rusia).

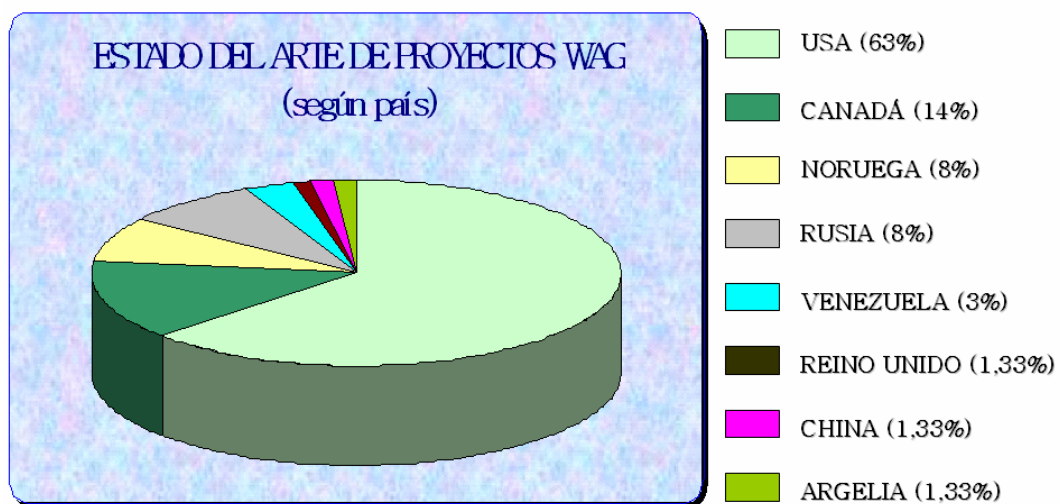
**Figura A4.** Estado del arte de proyectos WAG (locación)



TOTAL CAMPOS ENCONTRADOS EN LA LITERATURA: **65**

TOTAL EVALUADOS SEGÚN LOCACIÓN: **65**

**Figura A5.** Estado del arte de proyectos WAG (país)



TOTAL CAMPOS ENCONTRADOS EN LA LITERATURA: **65**

TOTAL EVALUADOS SEGÚN PAÍS: **65**

**Tabla A1.** Recopilación de casos históricos de inyección WAG

#	CAMPO	GAS	DESPLAZAMIENTO	FORMACIÓN	LOCACIÓN	PAIS
1	ADENA	HC	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	USA
2	ALPINE	HC	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	USA
3	BRAE SOUTH	HC	MISCIBLE	ARENISCA	OFFSHORE	INGLATERRA
4	BRAGE	HC	INMISCIBLE	ARENISCA	OFFSHORE	NORUEGA
5	CAROLINE	HC	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	CANADA
6	DAQING	HC	INMISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	CHINA
7	DOLLARHIDE	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	N. C.	ONSHORE	USA
8	EAST VACUUM	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	DOLOMITA	ONSHORE	USA
9	EKOFISK	HC	INMISCIBLE	CARBONATO / CALIZA	OFFSHORE	NORUEGA
10	EL FURRIAL	HC	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	VENEZUELA
11	FAIRWAY	HC	MISCIBLE	CARBONATO / CALIZA	ONSHORE	USA
12	FENN BIG VALLEY	HC	MISCIBLE	DOLOMITA	ONSHORE	CANADA
13	GARBER	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	USA
14	GOYT - KORT	HC	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	RUSIA
15	GRANNY'S CREEK	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	USA
16	GULLFAKS	HC	INMISCIBLE	ARENISCA	OFFSHORE	NORUEGA
17	HANFORD	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	DOLOMITA	ONSHORE	USA
18	HASSI MESSAOUD	HC	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	ARGELIA
19	JAY LEC	N <sub>2</sub>	MISCIBLE	DOLOMITA	ONSHORE	USA
20	JOFFRE VIKING	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	CANADA
21	JUDY CREEK	HC	MISCIBLE	CARBONATO / CALIZA	ONSHORE	CANADA
22	JURALEVSKO	N. C.	INMISCIBLE	CARBONATO / CALIZA	ONSHORE	RUSIA
23	KAYBOB NORTH	HC	MISCIBLE	CARBONATO / CALIZA	ONSHORE	CANADA
24	KELLY SNYDER	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	CARBONATO / CALIZA	ONSHORE	USA
25	KUPARUK (INMISC)	HC	INMISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	USA
26	KUPARUK (MISC)	HC	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	USA
27	LEVELLAND	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	CARBONATO / CALIZA	ONSHORE	USA
28	LICK CREEK	CO <sub>2</sub>	INMISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	USA
29	LITTLE KNIFE	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	CARBONATO / CALIZA	ONSHORE	USA
30	LOST SOLDIER	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	USA
31	MALJAMAR 6	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	DOLOMITA	ONSHORE	USA

32	MALJAMAR 9M	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	DOLOMITA	ONSHORE	USA
33	MATTOON	CO <sub>2</sub>	INMISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	USA
34	MEAD STRAWN	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	USA
35	MEADOW CREEK	HC	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	USA
36	MIDLANDS FARM	HC	MISCIBLE	CARBONATO / CALIZA	ONSHORE	USA
37	MITSUE	HC	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	CANADA
38	NECHES	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	USA
39	NORTH PEMBINA	HC	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	CANADA
40	NORTH WARD	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	USA
41	OZEK - SUAT	HC	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	RUSIA
42	PRUDHOE BAY	HC	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	USA
43	PURDY SPRINGER	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	USA
44	QUARANTINE BAY	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	USA
45	RANGELY WEBER	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	USA
46	ROMASHKINSKOYE	N. C.	N. C.	N. C.	ONSHORE	RUSIA
47	ROCK CREEK	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	USA
48	SALT CREEK	CO <sub>2</sub>	N. C.	CARBONATO / CALIZA	ONSHORE	USA
49	SAMOTLOR	N. C.	INMISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	RUSIA
50	SAN ANDRES	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	DOLOMITA	ONSHORE	USA
51	SLAUGHTER (SEU)	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	DOLOMITA	ONSHORE	USA
52	SLAUGHTER (SSU)	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	DOLOMITA	ONSHORE	USA
53	SNORRE	HC	MISCIBLE	ARENISCA	OFFSHORE	NORUEGA
54	SOUTH SWAN	HC	MISCIBLE	CARBONATO / CALIZA	ONSHORE	CANADA
55	SOUTH WARD	HC	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	USA
56	SOUTH WASSON	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	DOLOMITA	ONSHORE	USA
57	STATFJORD	HC	MISCIBLE	ARENISCA	OFFSHORE	NORUEGA
58	TWOFREDS	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	USA
59	UNIVERSITY B. 9	HC	MISCIBLE	CARBONATO / CALIZA	OFFSHORE	USA
60	VLE	HC	INMISCIBLE	ARENISCA	OFFSHORE	VENEZUELA
61	WASSON DENVER	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	DOLOMITA	ONSHORE	USA
62	WERTZ TENSLEEP	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	USA
63	WILLARD	CO <sub>2</sub>	MISCIBLE	DOLOMITA	ONSHORE	USA
64	WILLESDEN GREEN	N <sub>2</sub>	MISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	CANADA
65	WILMINGTON	CO <sub>2</sub>	INMISCIBLE	ARENISCA	ONSHORE	USA

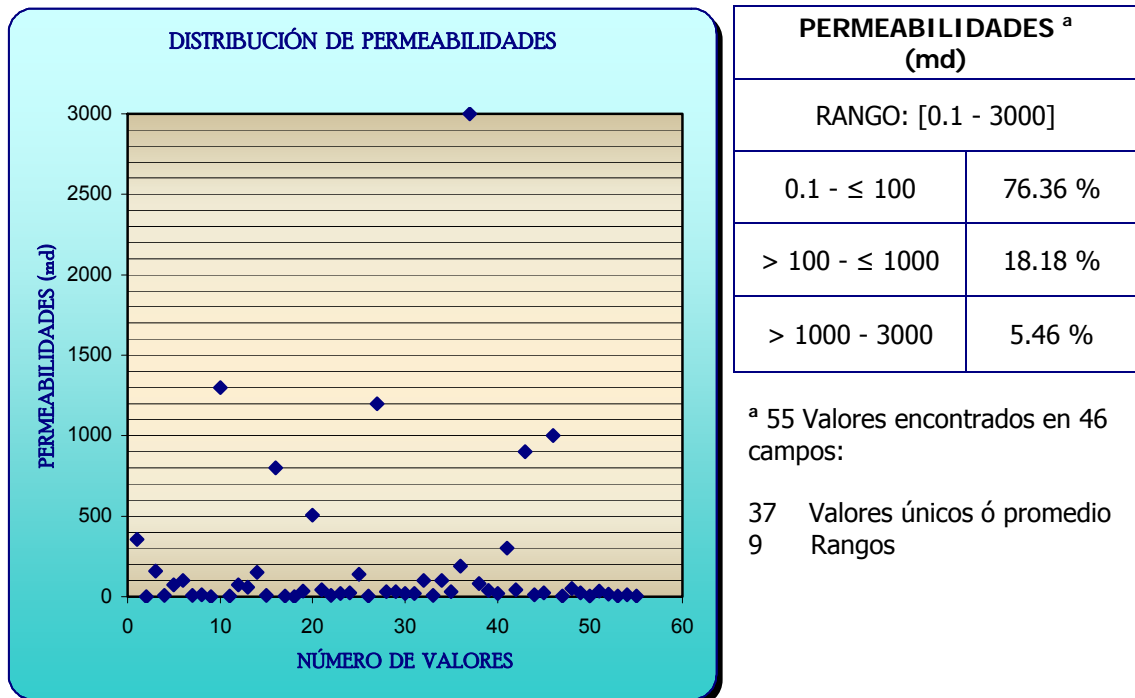
N. C.: No Clasificado.

## APÉNDICE B: “SCREENING” ESTADÍSTICO PARA INYECCIÓN WAG

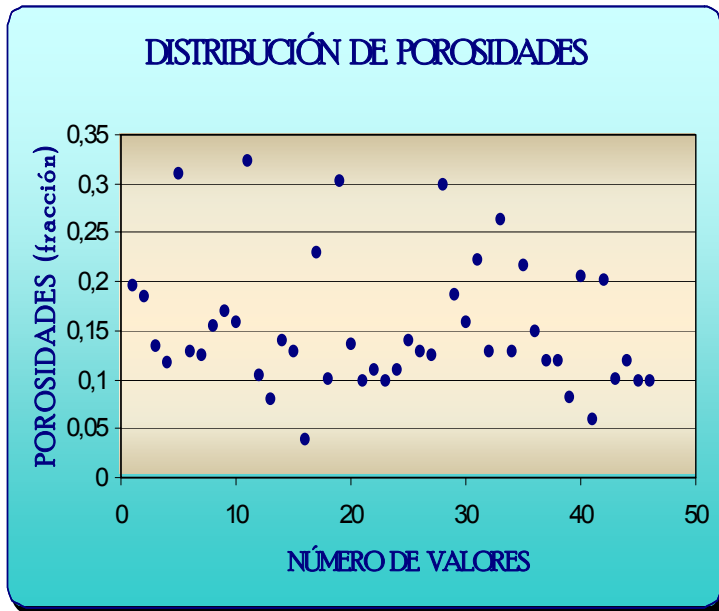
Con base en la información recopilada, se desarrolló un “screening” para inyección alternada de agua y gas. Se hizo teniendo en cuenta los parámetros de analogía de la base de datos, los cuales son: permeabilidad, porosidad, profundidad, espesor neto, temperatura de yacimiento, presión de yacimiento al inicio del proceso, saturación de crudo al inicio del proceso, gravedad del crudo y viscosidad del mismo.

Con las figuras A6 hasta A14, se muestra la distribución de los valores de estos parámetros en proyectos de inyección WAG, para con ello hacerse a una idea de condiciones de “screening”.

**Figura A6.** Distribución de permeabilidades en proyectos de inyección WAG



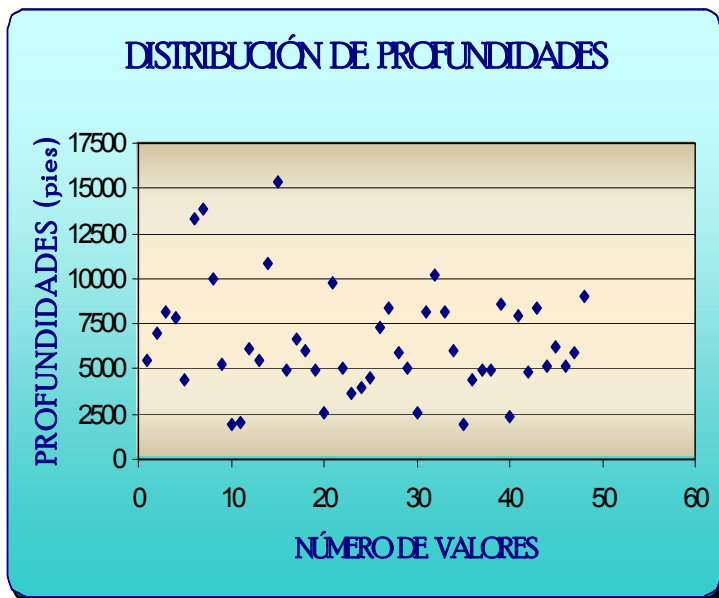
**Figura A7.** Distribución de porosidades en proyectos de inyección WAG



POROSIDADES <sup>b</sup> (fracción)	
RANGO: [0.0393 – 0.324]	
0.0393 - ≤ 0.1	17.39 %
> 0.1 - ≤ 0.2	60.88 %
> 0.2 – ≤ 0.3	15.21 %
> 0.3 – 0.324	6.52 %

<sup>b</sup> 46 Valores encontrados en 46 campos

**Figura A8.** Distribución de profundidades en proyectos de inyección WAG

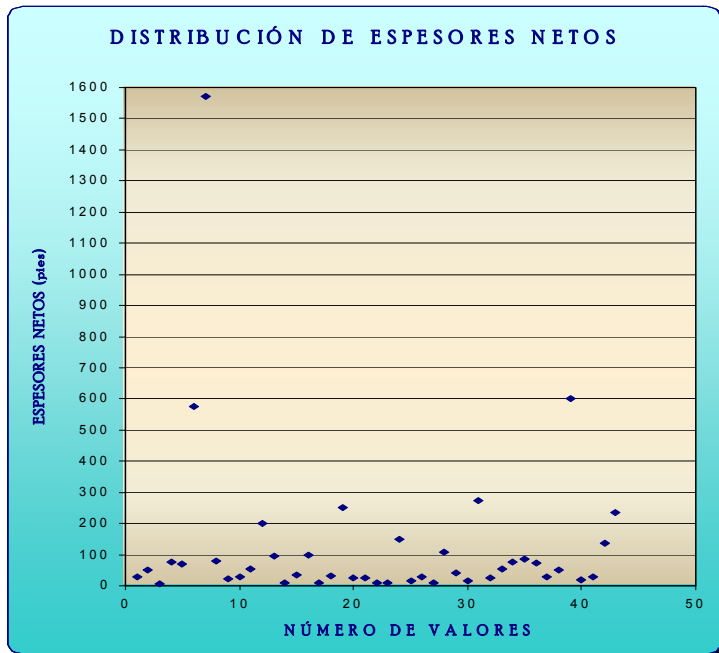


PROFUNDIDADES <sup>c</sup> (pies)	
RANGO: [1950 – 15400]	
1950 - ≤ 5000	37.50 %
> 5000 - ≤ 10000	52.08 %
> 10000 - 15400	10.42 %

<sup>c</sup> 48 Valores encontrados en 46 campos:

44 Valores únicos ó promedio  
2 Rangos

**Figura A9.** Distribución de espesores netos en proyectos de inyección WAG



ESPEORES NETOS <sup>d</sup> (pies)	
RANGO: [6 - 1570]	
6 - ≤ 100	76.75 %
> 100 - ≤ 1000	20.93 %
> 1000 - 1570	2.32 %

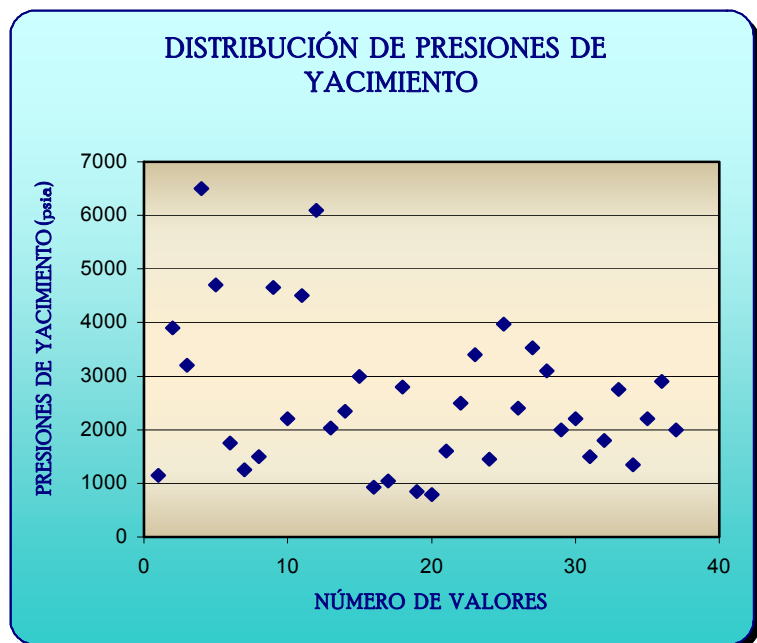
<sup>d</sup> 43 Valores encontrados en 42 campos:

41 Valores únicos ó promedio  
1 Rango

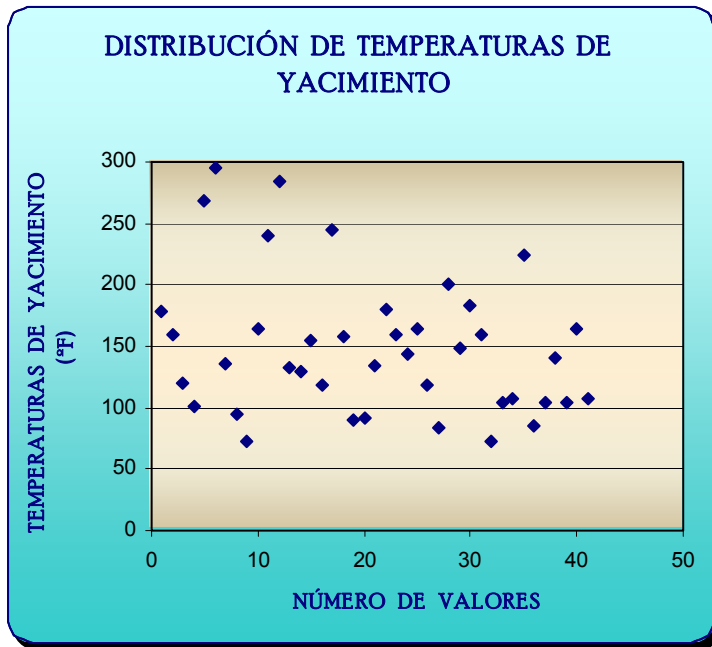
**Figura A10.** Distribución de presiones de yacimiento en proyectos WAG

PRESIONES DE YTO <sup>e</sup> (psia)	
RANGO: [790 - 6500]	
790 - ≤ 2000	41.02 %
>2000 - ≤ 4000	46.16 %
> 4000 - 6500	12.82 %

<sup>e</sup> 39 Valores encontrados en 39 campos



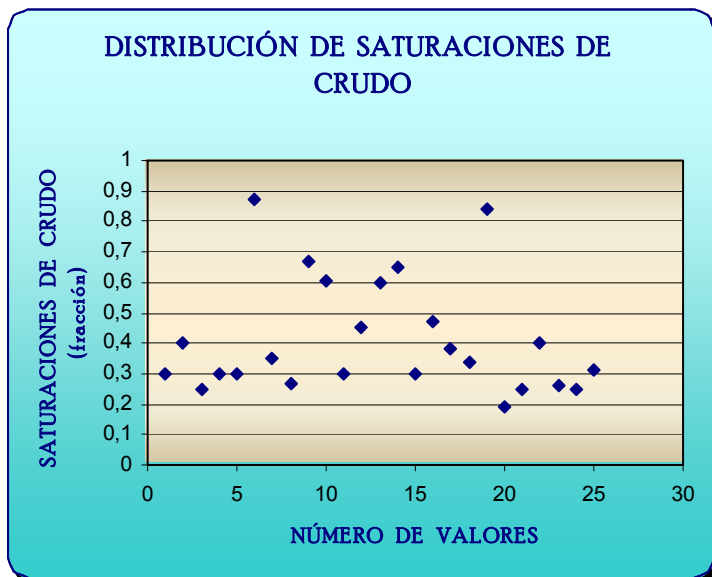
**Figura A11.** Distribución de temperaturas de yacimiento en proyectos WAG



TEMPERATURAS DE YTO <sup>f</sup> (° F)	
RANGO: [73 - 295]	
73 - ≤ 100	16.66 %
> 100 - ≤ 200	69.05 %
> 200 - 295	14.29 %

<sup>f</sup> 42 Valores encontrados en 42 campos

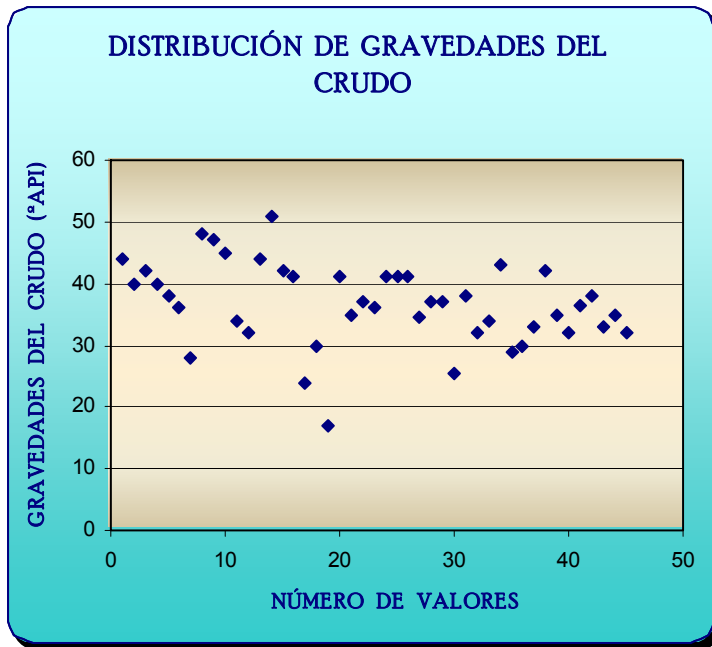
**Figura A12.** Distribución de saturaciones de crudo en proyectos WAG



SATURACIONES DE CRUDO <sup>g</sup> (fracción)	
RANGO: [0.187 - 0.873]	
0.187 - ≤ 0.3	44.00 %
> 0.3 - ≤ 0.6	36.00 %
> 0.6 - 0.873	20.00 %

<sup>g</sup> 25 Valores encontrados en 25 campos

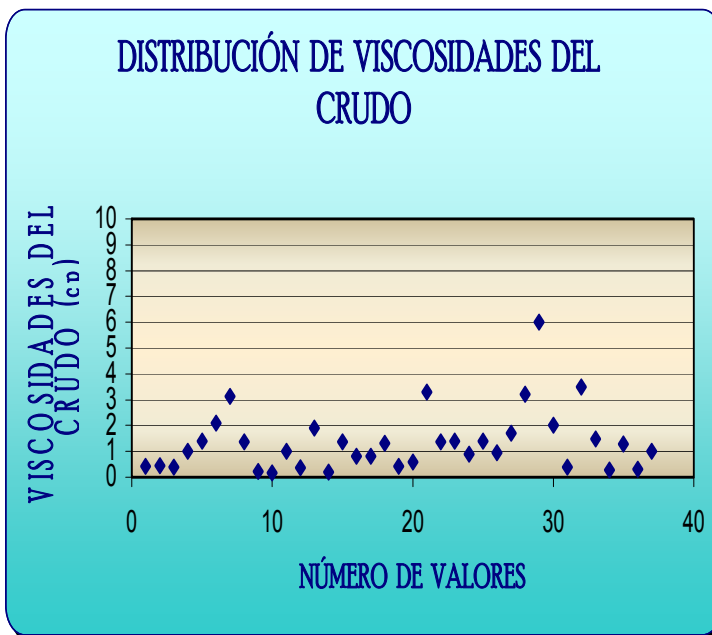
**Figura A13.** Distribución de gravedades de crudo en proyectos WAG



GRAVEDADES DEL CRUDO <sup>h</sup> (° API)	
RANGO: [17 – 51]	
17 - ≤ 20	2.22 %
> 20 - ≤ 40	64.45 %
> 40 – 51	33.33 %

<sup>h</sup> 45 Valores encontrados en 45 campos

**Figura A14.** Distribución de viscosidades de crudo en proyectos WAG



VISCOSIDADES DEL CRUDO <sup>i</sup> (fracción)	
RANGO: [0.18 – 160]	
0.18 - ≤ 2	81.58 %
> 2 - ≤ 6	15.79 %
> 6 – 160	2.63 %

<sup>i</sup> 38 Valores encontrados en 38 campos

Luego de analizar las anteriores gráficas, se puede llegar a la elaboración de un “screening” lo suficientemente confiable para la selección de campos o yacimientos candidatos para la implementación de la inyección alternada de agua y gas (WAG).

**Tabla A2.** “Screening” para inyección WAG

PARÁMETRO	RANGO ENCONTRADO	VALOR REPRESENTATIVO PARA SCREENING	FRECUENCIA DEL VALOR REPRESENTATIVO
Permeabilidad, md	[0.1 - 3000]	$\leq 100$	76.36 % (de 46 campos)
Porosidad, fracción	[0.0393 – 0.324]	$\leq 0.2$	78.27 % (de 46 campos)
Profundidad, pies	[1950 - 15400]	$\leq 10000$	89.58 % (de 46 campos)
Espesor neto, pies	[6 - 1570]	$\leq 100$	76.75 % (de 42 campos)
Presión de yto., psia	[790 - 6500]	$\leq 4000$	87.18 % (de 39 campos)
Temperatura de yto., ° F	[73 - 295]	$\geq 100 - \leq 200$	69.05 % (de 42 campos)
Saturación crudo, fracción	[0.187 – 0.873]	NO CRÍTICO	Habría que conocer el OIP y el HCVP
Gravedad crudo, ° API	[17 - 51]	$\geq 30$	88.89 % (de 45 campos)
Viscosidad Crudo, cp	[0.18 - 160]	$\leq 2$	81.58 % (de 38 campos)
Tipo de formación		NO CRÍTICO	Areniscas, calizas, carbonatos y dolomitas

El “screening” sugerido no debe considerarse estricto en cuanto al cumplimiento de los valores de los parámetros para algún yacimiento candidato a la inyección WAG en este caso. Es simplemente una guía que muestra el comportamiento medio de tales parámetros en yacimientos que han sido sometidos a este método EOR. Los porcentajes de frecuencia de esos valores (tabla A2), muestran claramente que no en el 100 % de los casos se ha cumplido estos requerimientos, lo cual hace que el “screening” sea flexible.

## **APÉNDICE C: MANUAL DE USUARIO WAG\_DATAB**

### **1. REQUISITOS MÍNIMOS PARA INSTALAR Y EJECUTAR EL SOFTWARE**

Para instalar y ejecutar correctamente la aplicación software WAG\_DATAB se hacen necesarios como mínimo los siguientes requerimientos:

- Sistema Operativo Windows 98 o superior.
- Procesador Pentium II o superior.
- 64 Megabytes de memoria RAM.
- Capacidad en disco duro de 300 M.

### **2. INSTALACIÓN DEL SOFTWARE**

El procedimiento de instalación es muy sencillo y se puede resumir en los siguientes pasos:

- Insertar el CD en la unidad respectiva y abrir la carpeta “Instalador WAG\_DATAB”. Ubicar el icono Wag\_Datab.exe y hacer doble clic sobre él.
- Seleccionar el idioma del asistente de instalación (Inglés o Español) y seguir los pasos que se van indicando.
- Finalizar la instalación.
- Ejecutar el programa desde la dirección en la que se guardó. El icono ejecutable se llama: “Wag\_Datab”.

### 3. FUNCIONES DE LA BASE DE DATOS WAG\_DATAB

La base de datos le permitirá al usuario realizar las siguientes tareas:

- Consultar datos de algún yacimiento en particular que haya sido sometido a inyección alternada de agua y gas (WAG).
- Realizar analogías o comparaciones entre potenciales prospectos y los campos listados en la base de datos.
- Actualizar los datos existentes de cualquier campo.
- Incorporar información de un campo o yacimiento nuevo.

### 4. TIPOS DE USUARIOS DE LA BASE DE DATOS

Existen dos tipos de usuario, uno de tipo **Administrador**, el cual tiene acceso a todas las funciones descritas en el punto 1, y otro de tipo **Usuario Normal**, que sólo puede acceder a las dos primeras funciones de la base de datos, es decir que puede consultar información de los campos y realizar analogías pero no podrá actualizar datos de algún campo específico ni incorporar información de nuevos campos.

En la figura A15 se puede ver la primera ventana donde se requiere la especificación del tipo de usuario y su respectiva contraseña de ingreso.

**Figura A15.** Ventana de ingreso a la Base de Datos, en la que se precisa definir el tipo de usuario y la respectiva clave de acceso.

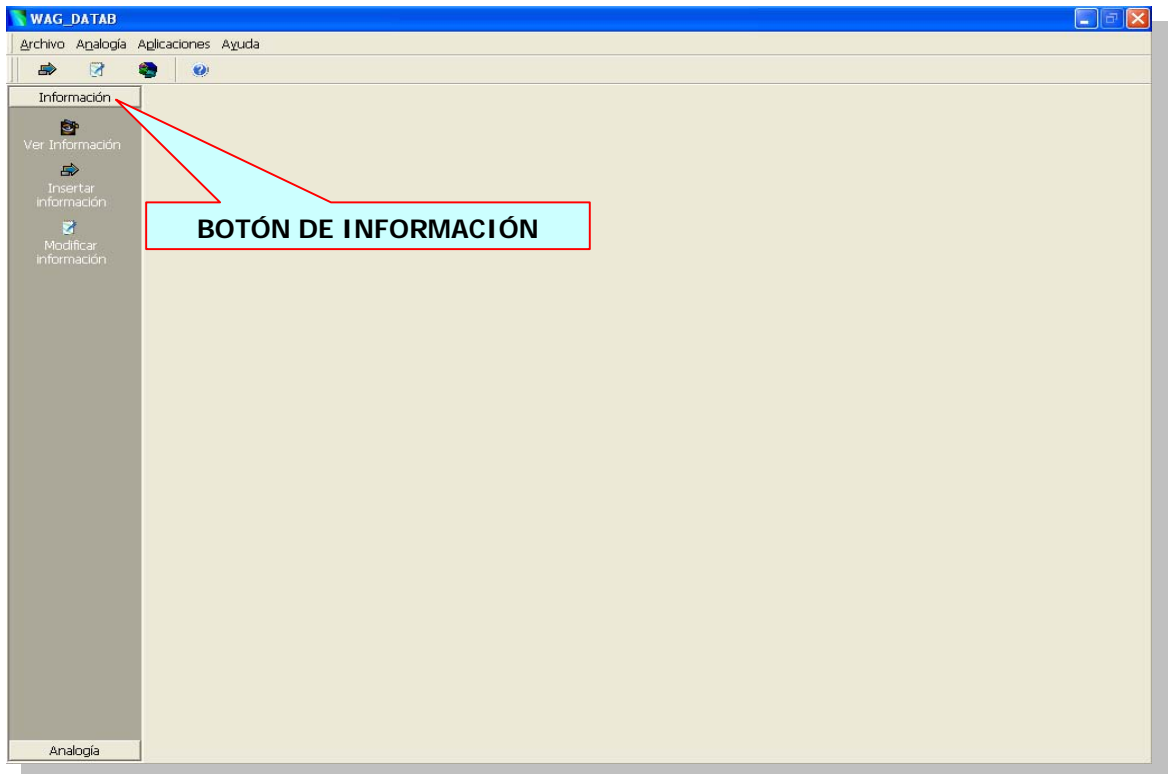


## 5. ENTORNO DE LA APLICACIÓN

Al entrar a la aplicación, se muestra en la parte izquierda de la ventana principal una barra lateral con las dos grandes secciones en los que se divide el programa: **Información** y **Analogía**. La sección de información a su vez, se subdivide en tres bloques: *Ver información*, *Insertar información* y *Modificar información*. Como se explicó en el punto 2, el usuario normal puede acceder sólo a la parte de *Ver información*, mientras que el administrador tiene acceso a las tres funciones. De otro lado, la sección analogía se subdivide en dos bloques: *Realizar analogía* y *Definir analogía*.

**5.1 INFORMACIÓN:** La figura A16 muestra el entorno de la ventana principal, con el botón Información y sus respectivas opciones: Ver, Insertar y Modificar.

**Figura A16.** Ventana Principal. Sección Información.



**Ver información:** Muestra la información de todos los campos almacenados en la base de datos distribuida en varios paneles.

**Insertar información:** Permite insertar información de nuevos campos a la base de datos. Consta de dos partes: inserción de campos e inserción de parámetros por cada campo.

**Modificar información:** Permite modificar la información existente en la base de datos.

Además, el programa posee una barra de herramientas y una barra de menús en la parte superior con opciones e íconos similares a la de la barra lateral.

## ● Visualizando la información

Al accionar el botón Ver información, se despliega una pantalla en la que se visualiza la información. Está dividida en 5 paneles distintos:

Panel 1: es el principal y se encuentra ubicado en la parte superior izquierda de la ventana. Presenta una estructura similar al entorno del explorador de MS Windows. Éste panel muestra los nombres de los campos existentes en la base de datos y una información básica de cada uno de ellos.

Panel 2: se encuentra debajo del panel 1. Aquí se clasifica la información para cada campo en distintas clases: *parámetros básicos de analogía, información general del campo, información geológica, información de fluidos in situ, información de producción y recobro, parámetros operacionales WAG y referencias bibliográficas*. Al hacer click sobre una de estas clases, se despliega la información de los parámetros asociados a cada una de ellas en el panel 3.

Panel 3: muestra la información de un campo en particular para cada clase referenciada en el panel 2. Presenta una estructura similar a un libro de Excel. En este panel se indica que tipo de valor tiene el parámetro: valor único, valor promedio, rango de valores o si se trata de información de tipo alfanumérica o imagen.

Paneles 4 y 5: cargan la información de tipo alfanumérica y las imágenes respectivamente. Adicionalmente, en el panel 5, al hacer click sobre la imagen se tiene esta a tamaño real.

La figura A17 es la imagen que el usuario visualiza en esta etapa.

**Figura A17.** Sección Información. Paneles del bloque *Ver información*.

The screenshot shows the EORS DOLLARHIDE software interface. The window title is "EORS DOLLARHIDE (1024 x 768) (1024 x 768) (1024 x 768)". The menu bar includes "Archivo", "Analogía", "Aplicaciones", and "Ayuda". The interface is divided into several sections:

- Left Panel:** A vertical sidebar with icons for "Ver información", "Insertar información", and "Modificar información".
- Tree View:** A hierarchical tree showing the project structure:
  - Campo: CAROLINE OIL FIELD
    - Fecha descubrimiento: 01/01
    - Mapa: D:\Mis documentos\GF
    - Operador: PETRO - CANADA
    - Ubicación: CANADÁ
    - Yacimiento: CARDIUM
  - DOLLARHIDE
    - Campo: DOLLARHIDE OIL FIE
    - Fecha descubrimiento: 01/01
    - Mapa: D:\Mis documentos\GF
    - Operador: UNOCAL CORP.
- Table:** A table listing parameters:
 

Nombre parámetro	Tipo valor	Valor 1	Valor 2	Analogía	Información
POZOS PRODUCTORES	Información			No	Información
POZOS INYECTORES	Información			No	Información
MECANISMO DE RECOBRO PRIMARIO	Información			No	Información
ACEITE RECUPERADO ETAPA PRIMARIA, [MMSTB]	Valor único	18.6		No	
FACTOR DE RECOBRO PRIMARIO, [%]	Valor único	13.4		No	
MECANISMO DE RECOBRO SECUNDARIO	Información			No	Información
CURVAS DE PRODUCCIÓN	Imagen			No	Imagen
- Bottom Left Panel:** "Información detallada" with radio buttons for:
  - PARÁMETROS BÁSICOS DE ANALOGÍA (S)
  - INFORMACIÓN GENERAL DEL CAMPO
  - INFORMACIÓN GEOLÓGICA
  - INFORMACIÓN DE FLUIDOS IN SITU
  - INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN Y RECOBRO** (selected)
  - REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS
- Bottom Center:** A graph titled "Comportamiento de la producción alrededor del pozo 47-9". The y-axis is "PRODUCCIÓN DE ACEITE, STB / D" (0 to 150) and the x-axis is years (1985 to 1987). The graph shows a production curve that rises sharply in 1985, peaks in 1986, and then declines. A dashed line indicates a "DECLINACIÓN SECUNDARIA" with a slope of "14 %". A label "RESUESTA AL WAG" points to a peak in the curve. A box labeled "PANEL 5" is overlaid on the graph.
- Bottom Right Panel:** "Información:" section with text: "Información adicional para: MECANISMO DE RECOBRO PRIMARIO" and "EXPANSIÓN DE FLUIDOS Y EMPUJE DE GAS EN SOLUCIÓN." A box labeled "PANEL 4" is overlaid on this text.

### ● Insertando información

Esta es la pantalla de inserción de información de campos nuevos y de sus respectivos parámetros; en la parte superior de la pantalla esta la sección de inserción de campos, digite los siguientes datos:

- Nombre
- Campo
- País al que pertenece el campo.
- Operador del campo.
- Fecha de descubrimiento del campo: puede quedar en blanco o seleccionar una fecha presionando el botón ubicado a la derecha.
- Yacimiento al cual pertenece el campo.
- Mapa de ubicación: se inserta la dirección en la que queda ubicado el archivo tipo imagen.

El botón *insertar otro* permite la inserción de otro campo. Una vez digitados los datos, presione el botón "*grabar datos del campo*", y aparece la sección *Parámetros* en la que se introduce la siguiente información:

- Nombre parámetro: seleccione un parámetro de la lista.
- Clasificación: ubique el parámetro seleccionado dentro de una clasificación determinada o clase (es necesario que incluya el parámetro dentro de una clasificación).
- Tipo de valor: seleccione de la lista un tipo de valor: Si selecciona multipropósito debe digitar o pegar información dentro del cuadro multipropósito; si selecciona imagen el cuadro imagen se activa y debe seleccionar una imagen usando el botón con los puntos ubicados a la derecha del cuadro.
- Opción válida para "screening" / analogía: si dado el caso que el parámetro seleccionado sirve para una analogía entonces presione esta opción y seleccione un tipo de analogía para este parámetro.

En la figura A18 se muestra la pantalla de inserción de información y los respectivos cuadros donde se efectúa tal tarea.

**Figura A18.** Sección Información. Bloque *Insertar información*.

The screenshot displays the 'WAG\_DATAB' application window. The title bar shows the application name and standard window controls. The menu bar includes 'Archivo', 'Analogía', 'Aplicaciones', and 'Ayuda'. The sidebar on the left has icons for 'Ver Información', 'Insertar información', and 'Modificar información'. The main content area is divided into several sections: 'Información' with fields for 'Nombre', 'Fecha del descubrimiento', 'Campo', 'Yacimiento', 'País', 'Mapa', and 'Operador'; 'Parámetros' with 'Nombre parámetro' and 'Clasificación' dropdowns; and 'Tipo de valor y valores' with a 'Valor promedio' dropdown and 'Valor 1'/'Valor 2' input fields. There are also 'Imagen' and 'Multipropósito' fields, a 'Válido para screening' checkbox, and a 'WAG' dropdown. At the bottom, there are buttons for 'Insertar nuevo parámetro' and 'Grabar información actual'.

## ● Modificando la información

En esta pantalla puede modificar la información de la base de datos de modo que se permite insertar / borrar / modificar los datos de los parámetros y las clases.

En la parte superior de la pantalla está la primera sección, *campos y parámetros asociados* en la que se pueden ver los campos y los parámetros asociados a

cada uno. Seleccionando un campo, se visualizan los parámetros en el cuadro siguiente y seleccionando el parámetro se visualiza la información en el cuadro siguiente. Si desea modificar la información, cambie los datos y presione el botón *actualizar datos*, si desea ingresar un nuevo parámetro al campo determinado, entonces se debe presionar el botón *insertar parámetro*, esto lo lleva a la ventana de inserción de parámetros del apartado anterior. Si presiona el botón *borrar parámetro*, el parámetro seleccionado de la lista será eliminado previa confirmación de la acción. Lo mismo sucede si presiona el botón *borrar campo*.

En la parte inferior aparece la sección denominada: *campos, clases y parámetros por separado* en la que figuran todos los campos (tengan o no tengan parámetros asociados) y todos los parámetros disponibles, así como todas las clasificaciones disponibles. Puede borrar un campo directamente desde esta sección al igual que en la sección anterior, para los parámetros borre o inserte un parámetro utilizando los botones respectivos (cabe aclarar que los parámetros insertados son de acceso global, es decir quedan disponibles para inserción en todos los campos), si elimina un parámetro y este fue utilizado dentro de un campo, la información asociada a este parámetro y los campos es eliminada por completo. Las clasificaciones se manejan de igual forma que los parámetros.

En las figuras A19 y A20 se muestra la pantalla de modificación de la información.

Figura A19. Sección Información. Bloque *Modificar información*. Campos y parámetros asociados.

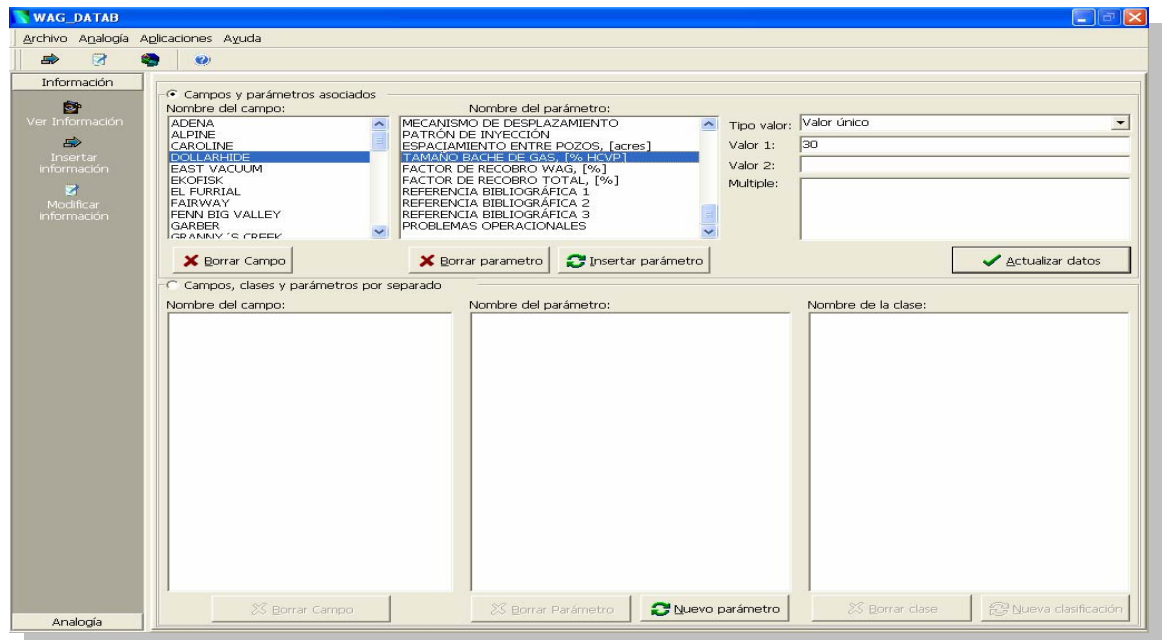
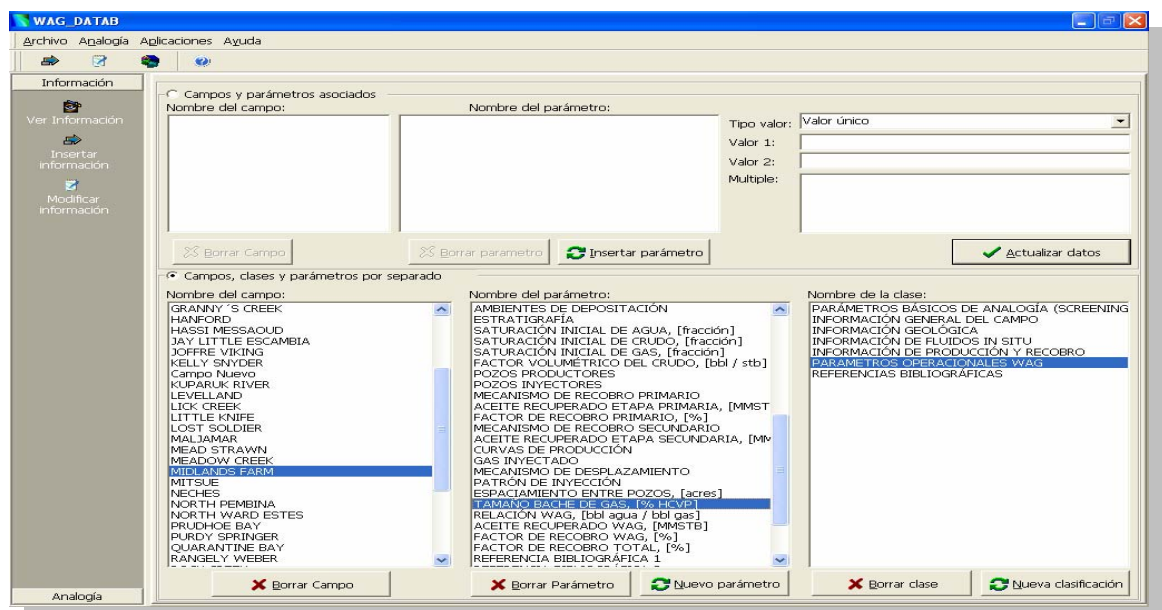


Figura A20. Sección Información. Bloque *Modificar información*. Campos, clases y parámetros por separado.

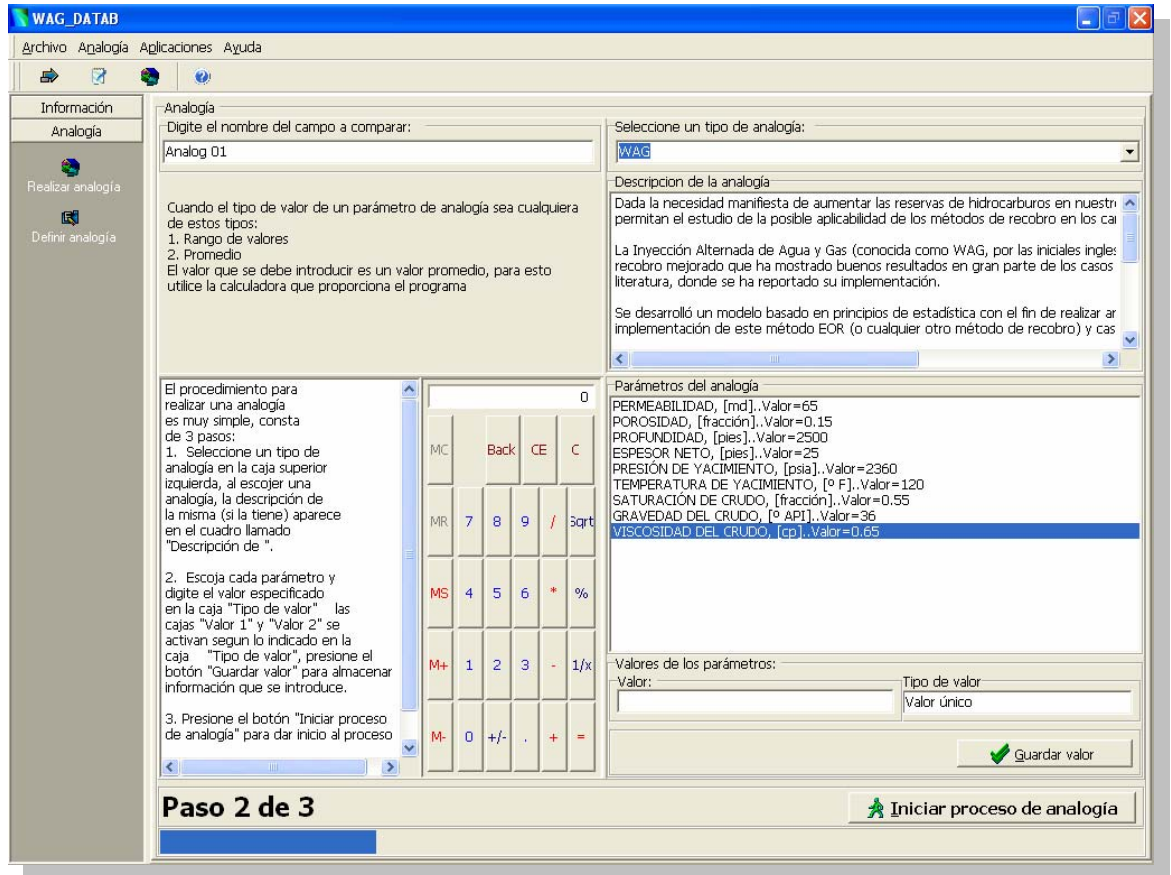


**5.2 ANALOGÍAS:** Esta pantalla sirve para definir los datos de ingreso para realizar una analogía; consta de las siguientes partes:

- Nombre del campo a comparar
  
- Selección de la analogía: de la lista desplegable seleccione una analogía para ser aplicada a los valores de entrada.
  
- Descripción de la analogía: presenta información básica acerca de lo que hace la analogía seleccionada.
  
- Parámetros de la analogía: lista los parámetros de la analogía en los cuales se introduce la información que con que se cuente.
  
- Valores de los parámetros: digite aquí los valores de los parámetros para ser incluidos en el proceso de analogía.
  
- En la parte inferior izquierda de la pantalla se describe brevemente el proceso de analogía y se muestra una calculadora que sirve, por ejemplo, cuando se deba introducir un valor promedio y se cuente con un rango de valores para  $x$  ó  $y$  parámetro.
  
- Botón *iniciar proceso de analogía*: presione este botón para iniciar el proceso de comparación de la información entrante con la almacenada en la base de datos de acuerdo al proceso de analogía seleccionado.

La figura A21 presenta la pantalla de analogías.

Figura A21. Sección de Analogías.



**5.3 RESULTADOS DEL PROCESO DE ANALOGÍA:** Ver figura A22. Es la pantalla de salida de resultados que agrupa en cuatro secciones una descripción final del proceso de analogía:

- Campo resultado: contiene el campo cuyo puntaje le permite ser el más similar al campo introducido. Muestra el puntaje final del campo, así como el número de campos utilizados para el proceso y una descripción de cómo se obtiene tal puntaje. Cabe anotar que el puntaje máximo es 100.

- Gráfico resultado: presenta una descripción gráfica de los resultados del proceso en forma de barras ordenadas de mayor a menor según el puntaje de cada campo.
- Malla de resultados: describe el puntaje obtenido por cada campo referente a cada parámetro y su respectivo peso. Al hacer doble click sobre esta malla, aparece una ventana flotante en la que se visualiza los datos de entrada al proceso de analogía, con los respectivos valores de los índices y los pesos de cada parámetro para un campo particular.
- Cuadro de definiciones: permite digitar una definición a fin de imprimir un reporte. Haciendo click derecho se puede editar este documento.

Figura A22. Resultados del proceso de analogía.

