

**CÓDIGO****AP-BIB-FO-05****VERSIÓN****1****VIGENCIA****2014****PÁGINA****1 de 2**

Neiva, 14 de Marzo de 2014

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Yenny Carolina Jaramillo Tovar, con C.C. No. 1075231455,

Natalia Cordoba Medina, con C.C. No. 1075236549,

\_\_\_\_\_, con C.C. No. \_\_\_\_\_,

\_\_\_\_\_, con C.C. No. \_\_\_\_\_,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o \_\_\_\_\_

Titulado: Diseño de una metodología técnica para la evaluación del comportamiento de la inyección de gas en sus distintas modalidades (Gasflooding y WAG)

Presentado y aprobado en el año 2014 como requisito para optar al título de

Ingeniero de Petróleos

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.

• Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.



CARTA DE AUTORIZACIÓN



CÓDIGO

AP-BIB-FO-05

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

• Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: Carolina Jaramillo

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: Natalia Cordoba Medina

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: \_\_\_\_\_

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: \_\_\_\_\_

**GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS****DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO****CÓDIGO****AP-BIB-FO-07****VERSIÓN****1****VIGENCIA****2014****PÁGINA****1 de 3****TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:****DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA TÉCNICA PARA LA EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE GAS EN SUS DISTINTAS MODALIDADES (GASFLOODING Y WAG)****AUTOR O AUTORES:**

| Primero y Segundo Apellido | Primero y Segundo Nombre |
|----------------------------|--------------------------|
| Jaramillo Tovar            | Yenny Carolina           |
| Cordoba Medina             | Natalia                  |

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

| Primero y Segundo Apellido | Primero y Segundo Nombre |
|----------------------------|--------------------------|
| Duarte Prada               | Cesar Augusto            |
| Escobar Macualo            | Freddy Humberto          |

**ASESOR (ES):**

| Primero y Segundo Apellido | Primero y Segundo Nombre |
|----------------------------|--------------------------|
| Aranda Aranda              | Ervin                    |
| Mantilla Ramirez           | Luis Enrique             |

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO DE PETRÓLEOS****FACULTAD: INGENIERÍA****PROGRAMA O POSGRADO: PETRÓLEOS****CIUDAD: Neiva****AÑO DE PRESENTACIÓN: 2014****NÚMERO DE PÁGINAS: 159**

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional [www.usco.edu.co](http://www.usco.edu.co), link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



# GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS

## DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO



**CÓDIGO**

**AP-BIB-FO-07**

**VERSIÓN**

**1**

**VIGENCIA**

**2014**

**PÁGINA**

**2 de 3**

### TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas\_\_\_ Fotografías\_\_\_ Grabaciones en discos\_\_\_ Ilustraciones en general X Grabados\_\_\_ Láminas\_\_\_  
Litografías\_\_\_ Mapas\_\_\_ Música impresa\_\_\_ Planos\_\_\_ Retratos\_\_\_ Sin ilustraciones\_\_\_ Tablas o  
Cuadros X

### SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

Lector de PDF, Microsoft Excel

### MATERIAL ANEXO:

Software de la herramienta desarrollada en el trabajo de grado

### PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

### PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

| <u>Español</u>                      | <u>Inglés</u>        | <u>Español</u>                        | <u>Inglés</u>                |
|-------------------------------------|----------------------|---------------------------------------|------------------------------|
| 1. <u>Inyección WAG</u>             | <u>WAG injection</u> | 4. <u>Rendimiento de la Inyección</u> | <u>Injection Performance</u> |
| 2. <u>Inyección de Gas continua</u> | <u>Gasflooding</u>   | 5. <u>Pozos</u>                       | <u>Wells</u>                 |
| 3. <u>Recobro Mejorado</u>          | <u>EOR</u>           | 6. <u>Monitoreo de la Inyección</u>   | <u>Injection Monitoring</u>  |
|                                     |                      | 7. <u>Eficiencia de la Inyección</u>  | <u>Injection Efficiency</u>  |

### RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Las inyecciones WAG y de gas continuo, son dos formas de recobro mejorado con las que cuenta la industria de hidrocarburos. Para que un proyecto sea exitoso, es necesario contar con información característica del yacimiento y conocer los parámetros operacionales requeridos. Luego de implementar el tipo de recuperación de petróleo, muchas veces, el equipo de ingeniería no cuenta con una herramienta adecuada para realizar el monitoreo y control del yacimiento, y verificar qué tan eficiente está siendo el proyecto de inundación.

Este proyecto se desarrolla obedeciendo a la necesidad de tener una metodología técnica para realizar una evaluación constante a los procesos de inyección WAG y de gas continuo, y facilitar así la toma de decisiones al equipo encargado del manejo del campo, pues estos procesos, fuera de mejorar el porcentaje de recobro, generalmente involucran grandes inversiones de capital.



generalmente involucran grandes inversiones de capital.

Para la realización de este trabajo, se hizo una revisión bibliográfica identificando las diferentes variables que afectan este tipo de inyecciones y posteriormente se prosiguió a diseñar una metodología técnica para realizar la evaluación del comportamiento de la inyección a partir de datos de producción. Se elaboraron dos metodologías: una para la evaluación de proyectos de inyección WAG y otra para la inyección continua de gas (Gasflooding). Luego se elaboraron las herramientas en macros VBA (*Visual Basic for Applications*) en Excel, con base en el paso a paso planteado en las metodologías propuestas. Y finalmente, con ayuda de la herramienta, se hizo la evaluación del piloto de inyección WAG en un campo colombiano de la empresa Ecopetrol S.A.

**ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)**

Gasflooding and WAG injection are two EOR methods widely use in the Oil & Gas industry. Information about reservoir properties and the required operating parameters are necessary for the success of this kind of projects. Frequently, after selecting and implement an EOR method, the engineering team does not have an adequate reservoir performance assessment and control tool, which allows them to verify the project efficiency.

This project is developed following the need of a pattern that allows making a constant assessment of Gasflooding and WAG injection process, and improving the field's management, as this EOR projects not only increase the oil recovery, but also involves high capital investments.

In this document, a bibliographic review was made to identify all the different variables which affect Gasflooding and WAG injection, and a pattern for the injection performance evaluation based on production data was made. Two approaches were developed for injection assessment, one for WAG and the other for Gasflooding. Then a performance assessment tool was programed in Visual Basic For Applications (VBA) based on the proposed approaches and finally an Ecopetrol WAG injection pilot was evaluated with the tool.

**APROBACION DE LA TESIS**

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: *Fernán Aranda A.*Firma: *[Firma]*Nombre Jurado: *Luis Enrique Mantilla R.*Firma: *[Firma]*



**Universidad Surcolombiana**

**DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA TÉCNICA PARA LA EVALUACIÓN DEL  
COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE GAS EN SUS DISTINTAS  
MODALIDADES (GASFLOODING Y WAG)**

**NATALIA CORDOBA MEDINA  
YENNY CAROLINA JARAMILLO TOVAR**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA DE PETRÓLEOS  
NEIVA - HUILA  
2014**



**Universidad Surcolombiana**

**DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA TÉCNICA PARA LA EVALUACIÓN DEL  
COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE GAS EN SUS DISTINTAS  
MODALIDADES (GASFLOODING Y WAG)**

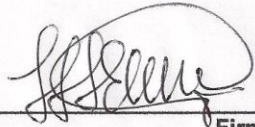
**NATALIA CORDOBA MEDINA  
YENNY CAROLINA JARAMILLO TOVAR**

**Trabajo de Investigación presentado como requisito parcial para optar al  
título de Ingeniero de Petróleos.**

**Director  
ING. CESAR AUGUSTO DUARTE PRADA  
Codirector:  
Ph. D. FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA DE PETRÓLEOS  
NEIVA - HUILA  
2014**

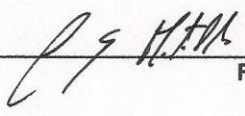
**Nota de aceptación:**  
El trabajo de grado "DISEÑO  
DE UNA METODOLOGÍA TÉCNICA  
PARA LA EVALUACIÓN DEL COMPO-  
RTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE GAS  
EN SUS DISTINTAS MODALIDADES".  
Elaborado por NATALIA CORRALES M.  
y CAROLINA JARAMILLO T., es intere-  
sante y de buena utilización  
en la industria del petróleo.



Firma del director



Firma del jurado



Firma del jurado

Neiva, Marzo de 2014



## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo de grado a Dios, por haberme permitido llegar hasta este momento tan importante de mi formación profesional. También a todas aquellas personas que han estado conmigo: a mi familia, mis amigos, mis compañeros de trabajo, y muy especialmente a mis padres, Manuel y Elsa, a mi hermano Manuel F., y a Carlos Andrés, por alentarme a no dejar de soñar y apoyarme siempre en todas mis locuras. Los amo a todos.

**YENNY CAROLINA JARAMILLO TOVAR**

A Dios todopoderoso, quien todo lo puede.  
A las personas más importantes en mi vida: mis Padres, mi hermano Daniel y Carlos, quienes siempre me brindan su apoyo y me enseñaron el valor del amor incondicional.  
A todos mis amigos y familiares, sin su ayuda no habría podido culminar este proyecto de grado.

**NATALIA CORDOBA MEDINA**

## **AGRADECIMIENTOS**

Me gustaría expresar mi profunda gratitud a Dios, por darme la vida y por permitirme realizar todas mis metas, y por rodearme siempre de personas maravillosas. Gracias especiales a mi madre por darme siempre su apoyo incondicional, por inculcarme todos los valores que me han permitido ser una mujer integra y una profesional responsable. A mi padre porque siempre ha estado a mi lado en cada una de las etapas importantes de vida, desde mi primer día de estudio, mi primer día de trabajo, hasta el día en que me mude de casa. A mi hermano por darme todo su apoyo y tenderme su mano cada vez que algo surgía. A Carlos Andrés por formar parte de mi vida y animarme a continuar a pesar de las adversidades. Y a todos mis familiares, amigos y compañeros de trabajo, que se alegran tanto como yo por esta nueva meta alcanzada.

Un agradecimiento especial para el ingeniero Cesar Duarte, pues sin su apoyo, motivación, orientación y paciencia nada de esto hubiera sido posible. Quisiera hacer extensiva este agradecimiento a Nata, mi amiga y compañera durante todos estos años de estudio. Y a Dani, por toda su ayuda durante estos años, pues gran parte de esto es gracias a su apoyo y colaboración incondicional.

A todos ellos, muchas gracias.

**YENNY CAROLINA JARAMILLO TOVAR**

Primero mi gratitud hacia Dios, por permitirme culminar este proyecto de grado exitosamente. Gracias a mis padres, quienes me dieron la vida, educación y consejos. A mi hermano Daniel, quien nunca dejó que me rindiera y me regalaba de su fuerza para seguir adelante, un pedacito de este trabajo es tuyo. A Carlos, quien está a mi lado brindándome su amor y apoyo, gracias por ayudarme a ser mejor persona. A mis Tíos y Primos, especialmente a Gloria Fanny, Martha Luz y Martha Cecilia.

A mi compañera de trabajo de grado Carolina, quien es una de las mejores personas que conozco y tengo el honor de contar con su amistad.

A mi director de tesis, Ingeniero Cesar Duarte, quien nunca perdió la fe en nosotras y nos regaló de su conocimiento y tiempo para llevar a feliz término este proyecto.

A mis profesores. A mis Amigos y compañeros de estudio, con quienes compartimos momentos agradables.

A todos, mi más grande agradecimiento.

**NATALIA CORDOBA MEDINA**

## TABLA DE CONTENIDO

|  | Pág. |
|--|------|
| INTRODUCCIÓN .....   | 23   |
| 1. VARIABLES QUE AFECTAN LOS PROYECTOS DE INYECCIÓN CONTINUA DE GAS Y WAG .....                | 24   |
| 1.1 PERMEABILIDAD .....  | 24   |
| 1.1.1 Permeabilidad Relativa al Agua .....   | 24   |
| 1.1.2 Contraste de Permeabilidad en los Estratos .....   | 24   |
| 1.2 POROSIDAD .....  | 25   |
| 1.3 HETEROGENEIDAD .....   | 25   |
| 1.4 DENSIDAD Y VISCOSIDAD DEL FLUIDO .....   | 25   |
| 1.5 SATURACIÓN DE GAS ATRAPADO .....   | 25   |
| 1.6 TAMAÑO Y RELACIÓN DE LOS BACHES DE AGUA Y GAS .....  | 26   |
| 1.7 INYECTIVIDAD AGUA/GAS .....  | 26   |
| 1.8 MOJABILIDAD .....  | 26   |
| 2. HERRAMIENTA PARA LA PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE GAS .....     | 27   |
| 2.1 MÉTODO STILES PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE GAS INMISCIBLE .....      | 27   |
| 2.1.1 Consideraciones .....  | 27   |
| 2.1.2 Procedimiento .....  | 28   |
| 2.1.2.1 Capacidad de flujo (C) y distribución de la permeabilidad (k) .....                    | 28   |
| 2.1.2.2 Eficiencia de barrido vertical (Ev) .....  | 30   |
| 2.1.2.3 Corte de gas y relación gas-aceite .....   | 31   |
| 2.1.2.4 Caudal de producción de gas y aceite .....   | 32   |
| 2.1.2.5 Recobro acumulado de aceite .....  | 33   |
| 2.1.2.6 Procedimiento de predicción del comportamiento .....                                   | 33   |
| 2.2 MÉTODO DE LEROY W. HOLM PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DE INYECCIÓN DE GAS MISCIBLE ..... | 34   |
| 2.2.1 Consideraciones .....  | 34   |
| 2.2.2 Procedimiento .....  | 34   |

|   |    |
|---|----|
| 2.2.2.1 Capacidad de flujo (C) y distribución de permeabilidad (k).   | 34 |
| 2.2.2.2 Gráfico de $Ccum$ vs. h.  | 34 |
| 2.2.2.3 Gráfico de $kD$ vs. h.  | 35 |
| 2.2.2.4 Cálculo de $Np$ .   | 36 |
| 2.2.2.5 Cálculo de la producción de gas equivalente (CF).   | 36 |
| 2.2.2.6 Cálculo del GOR.  | 36 |
| 3. CAUDAL DE INYECCION Y PRESIONES EN PROCESOS DE INYECCION DE GAS  | 38 |
| 3.1 FACTORES QUE AFECTAN EL CAUDAL DE INYECCION   | 39 |
| 3.2 INYECTIVIDAD EN PROCESOS DE INYECCION DE GAS  | 40 |
| 3.2.1 Indice de Inyectividad.   | 42 |
| 3.2.2 Modelo de inyectividad.   | 43 |
| 3.2.3 Factores que afectan la inyectividad.   | 43 |
| 3.2.4 Eficiencia de Barrido y rata de inyección WAG.  | 45 |
| 3.2.5 Relación de inyección WAG.  | 46 |
| 3.3 MOVILIDADES   | 47 |
| 3.4 PRESION EN PROCESOS MISCIBLES E INMISCIBLES.  | 48 |
| 3.4.1 Presión Mínima de Miscibilidad (MMP).   | 49 |
| 4. HERRAMIENTA PARA LA EVALUACIÓN Y MONITOREO DEL COMPORTAMIENTO DE PROCESOS DE INYECCIÓN DE GAS CONTINUA     | 51 |
| 4.1 GRÁFICA SEMI-LOGARÍTMICA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO VS. PRODUCCIÓN PETROLEO                                    | 51 |
| 4.2 EVALUACIÓN Y PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN  | 53 |
| 4.3 GRÁFICA SEMI-LOGARÍTMICA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO VS. RECOBRO SECUNDARIO PETRÓLEO                            | 53 |
| 4.4 ANÁLISIS DE VARIOS POZOS AL TIEMPO.   | 53 |
| 5. HERRAMIENTA PARA LA EVALUACIÓN Y MONITOREO DEL COMPORTAMIENTO DE PROCESOS DE INYECCIÓN WAG                 | 55 |
| 5.1 HOJA CURVAS DE PRODUCCIÓN Y DECLINACIÓN   | 55 |
| 5.1.1 Curvas de Producción y Declinación del Patrón.  | 56 |
| 5.1.2 Curvas de Declinación por Pozo.   | 58 |
| 5.2 HOJA FLUIDOS INYECTADOS DURANTE LOS CICLOS WAG  | 61 |
| 5.3 HOJA MONITOREO DE LA PRESIÓN DE INYECCIÓN, CAUDAL DE INYECCIÓN, PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE E INYECTIVIDAD. | 62 |

|   |     |
|---|-----|
| 5.4 HOJA GRÁFICO DE HALL .....  | 65  |
| 5.5 HOJA EVALUACIÓN DE LA INYECTIVIDAD DEL PATRÓN .....   | 66  |
| 5.6 HOJA CÁLCULO Y MONITOREO DEL VRR.....   | 69  |
| 5.7 HOJA EVALUACIÓN DE LA RUPTURA DEL FRENTE DE INYECCIÓN<br>MISCIBLE (MWAG) .....                      | 71  |
| 5.8 HOJA EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LOS INYECTORES EN LOS<br>PRODUCTORES.....                             | 72  |
| 5.9 HOJA EFICIENCIA PATRÓN WAG Y EFICIENCIA HIDRÁULICA.....   | 73  |
| 6. ANÁLISIS DEL PATRÓN DE INYECCIÓN .....   | 76  |
| 6.1 HOJA CURVAS DE PRODUCCIÓN Y DECLINACIÓN DEL PATRÓN .....  | 78  |
| 6.2 HOJA FLUIDOS INYECTADOS.....  | 81  |
| 6.3 HOJA MONITOREO DE LA PRESIÓN DE INYECCIÓN, CAUDAL DE<br>INYECCIÓN Y PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE ..... | 82  |
| 6.3.1 Monitoreo de la Presión de Fondo Fluyente y Caudal de Inyección. ....                             | 82  |
| 6.3.2 Monitoreo de la Presión de Inyección. ....  | 87  |
| 6.4 HOJA GRÁFICO DE HALL .....  | 89  |
| 6.5 HOJA EVALUACIÓN DE LA INYECTIVIDAD DEL PATRÓN .....   | 91  |
| 6.6 HOJA CÁLCULO Y MONITOREO DEL VRR.....   | 93  |
| 6.7 HOJA EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LOS INYECTORES EN LOS<br>PRODUCTORES.....                             | 96  |
| 6.8 HOJA EFICIENCIA DEL PATRÓN WAG.....   | 105 |
| 7. CONCLUSIONES .....   | 108 |
| 8. RECOMENDACIONES.....   | 110 |
| BIBLIOGRAFIA.....   | 111 |
| ANEXOS.....   | 112 |

## LISTA DE TABLAS

|   | <b>Pág.</b> |
|---|-------------|
| <b>Tabla 2. 1</b> Cálculos para construir la curva de capacidad de flujo.....             | 28          |
| <b>Tabla 2. 2</b> Cálculos para construir la curva de distribución de permeabilidad ..... | 30          |
| <b>Tabla 2. 3</b> Predicción según el método Stiles.....                                  | 33          |
| <b>Tabla 2. 4</b> Cálculo de las capacidades del yacimiento para cada espesor.....        | 34          |
| <b>Tabla 2. 5</b> Cálculo del GOR.....  | 37          |
| <b>Tabla 6. 1</b> Pozos del Patrón "Pilot-01".....  | 76          |

## LISTA DE FIGURAS

|  | Pág. |
|--|------|
| <b>Figura 2. 1</b> Formación estratificada de permeabilidad variable .....   | 28   |
| <b>Figura 2. 2</b> Curva típica de distribución de permeabilidad y de capacidad acumulada según Stiles .....   | 29   |
| <b>Figura 2. 3</b> Uso de la curva de distribución de permeabilidad para representar el frente de invasión .....   | 30   |
| <b>Figura 2. 4</b> Gráfica de la capacidad acumulada del yacimiento respecto al espesor .....  | 35   |
| <b>Figura 2. 5</b> Gráfica de permeabilidad adimensional y capacidad del yacimiento respecto al espesor .....  | 35   |
| <b>Figura 3. 1</b> Recobro de aceite a diferentes caudales de inyección .....  | 39   |
| <b>Figura 3. 2</b> Relación de inyectividad en ciclos WAG (420 m <sup>3</sup> /día) .....  | 41   |
| <b>Figura 3. 3</b> Relación de inyectividad en ciclos WAG (500 m <sup>3</sup> /día) .....  | 41   |
| <b>Figura 3. 4</b> Relación de inyectividad en los ciclos de inyección WAG (500 m <sup>3</sup> /día) .....   | 41   |
| <b>Figura 3. 5</b> Índice de inyectividad como función de la fracción de gas. Comparación entre dos correlaciones diferentes de permeabilidad relativa (Lineal y Corey exponente igual a 2) .....  | 42   |
| <b>Figura 3. 6</b> Índice de inyectividad versus presión de fondo (BHP) para un rango de fracción entre 0 y 0.4. La curva es el ejemplo típico del comportamiento de estas variables .....   | 44   |
| <b>Figura 3. 7</b> Índice de inyectividad como función de la fracción de gas. Se usó el modelo lineal de permeabilidad relativa para el modelo de flujo en las fracturas. Los valores de BHP se encuentran entre 340 y 343 bar (presión de fractura aproximadamente 330 bar) ..... | 45   |
| <b>Figura 3. 8</b> Factor de recobro a relaciones de inyección WAG de 1:1, 1:2, 1:5 a PVI = 1.0 y 1.5 .....  | 46   |

|  |    |
|--|----|
| <b>Figura 3. 9</b> Recobro de petróleo para inyecciones miscibles de gas con presión de producción de fondo de 1000, 1200 y 1500 psi ..... | 48 |
| <b>Figura 3. 10</b> Presión de inyección vs. Presión de yacimiento .....   | 49 |
| <b>Figura 3. 11</b> Recobro de petróleo vs. Presión .....  | 50 |
| <b>Figura 4. 1</b> GOR vs. Np basado en volúmenes de gas y aceite a condiciones de superficie .....  | 52 |
| <b>Figura 5. 1</b> Hoja "Curvas de Prod y Decl".....   | 56 |
| <b>Figura 5. 2</b> Curvas de producción del patrón evaluado.....   | 57 |
| <b>Figura 5. 3</b> Curva de declinación total Semi-Log.....  | 57 |
| <b>Figura 5. 4</b> Curva de declinación del patrón Semi-Log .....  | 58 |
| <b>Figura 5. 5</b> Hoja "Curva de Decl" .....  | 58 |
| <b>Figura 5. 6</b> Curva de Declinación Histórica del pozo seleccionado.....   | 59 |
| <b>Figura 5. 7</b> Curva de Declinación Total Semi-Log del pozo seleccionado .....   | 59 |
| <b>Figura 5. 8</b> Curva de Declinación desde el inicio de la inyección WAG para el pozo seleccionado .....                                | 60 |
| <b>Figura 5. 9</b> Curva de Declinación Semi-Log para el pozo seleccionado .....   | 60 |
| <b>Figura 5. 10</b> Hoja "Fluidos Inyectados" .....  | 61 |
| <b>Figura 5. 11</b> Porcentaje de Volumen Poroso de Fluido Inyectado .....   | 62 |
| <b>Figura 5. 12</b> Hoja "Monitoreo P Iny" .....   | 63 |
| <b>Figura 5. 13</b> Monitoreo de Pwf y Caudal de Inyección .....   | 63 |
| <b>Figura 5. 14</b> Monitoreo de los Caudales de Inyección de Agua y Gas Mensual ...   | 64 |
| <b>Figura 5. 15</b> Monitoreo de la Presión de Inyección Mensual.....  | 64 |
| <b>Figura 5. 16</b> Gráfico de Hall para el pozo Inyector W-104 .....  | 66 |
| <b>Figura 5. 17</b> Hoja "Inyectividad" .....  | 67 |



|  |    |
|--|----|
| <b>Figura 5. 18</b> Eficiencia de la Inyección - Relación de Inyectividad (I/P) del Patrón .....                         | 67 |
| <b>Figura 5. 19</b> Eficiencia de la Inyección - Producción de aceite mensual y Caudal de gas inyectado vs. Tiempo ..... | 68 |
| <b>Figura 5. 20</b> Producción Acumulada e Inyección total de gas.....   | 68 |
| <b>Figura 5. 21</b> Hoja "Monitoreo VRR" .....   | 69 |
| <b>Figura 5. 22</b> Historial de Inyección de cada Inyector.....   | 70 |
| <b>Figura 5. 23</b> VRR mensual y acumulado para cada Inyector .....   | 70 |
| <b>Figura 5. 24</b> Hoja "Evaluación Rup MI" .....   | 71 |
| <b>Figura 5. 25</b> Hoja "Ev. Efecto Inyectores" .....   | 72 |
| <b>Figura 5. 26</b> Efecto de los Inyectores en cada uno de los pozos productores .....                                  | 72 |
| <b>Figura 5. 27</b> Hoja "Eficiencia Patrón WAG".....  | 73 |
| <b>Figura 5. 28</b> Eficiencia de la Inyección de Gas .....  | 74 |
| <b>Figura 5. 29</b> Eficiencia de la Inyección de Agua.....  | 74 |
| <b>Figura 5. 30</b> Histórico Eficiencia Hidráulica.....   | 75 |
| <b>Figura 5. 31</b> Eficiencia Hidráulica desde el inicio de la Inyección WAG.....                                       | 75 |
| <b>Figura 6. 1</b> Mapa de ubicación de los pozos del patrón .....   | 77 |
| <b>Figura 6. 2</b> Hoja "Input" con la información requerida del patrón de análisis .....                                | 77 |
| <b>Figura 6. 3</b> Curva de producción "Pilot-01" .....  | 78 |
| <b>Figura 6. 4</b> Curva de producción de petróleo de "Pilot-01" .....   | 79 |
| <b>Figura 6. 5</b> Curva de producción de petróleo de "Pilot-01" durante y después del proceso WAG.....                  | 79 |
| <b>Figura 6. 6</b> Curva de declinación total en escala Semi-Log de "Pilot-01" .....                                     | 80 |
| <b>Figura 6. 7</b> Curva de declinación en escala Semi-Logarítmica de "Pilot-01".....                                    | 81 |

|  |    |
|--|----|
| <b>Figura 6. 8</b> Porcentaje de volumen de hidrocarburo inyectado de agua y gas.....                                | 81 |
| <b>Figura 6. 9</b> Monitoreo de $P_{wf}$ del pozo productor W-074 y el caudal de inyección W-037 .....               | 82 |
| <b>Figura 6. 10</b> Monitoreo de $P_{wf}$ del pozo W-104 y el caudal de inyección de W-104.....                      | 82 |
| <b>Figura 6. 11</b> Monitoreo de $P_{wf}$ del pozo W-075 y el caudal de inyección de W-037 .....                     | 83 |
| <b>Figura 6. 12</b> Monitoreo de $P_{wf}$ del pozo W-075 y el caudal de inyección de W-104.....                      | 83 |
| <b>Figura 6. 13</b> Monitoreo de $P_{wf}$ del pozo productor W-090 y el caudal de inyección del inyector W-037 ..... | 84 |
| <b>Figura 6. 14</b> Monitoreo de $P_{wf}$ del pozo W-090 y el caudal de inyección de W-104.....                      | 84 |
| <b>Figura 6. 15</b> Monitoreo de $P_{wf}$ del pozo productor W-099 y el caudal de inyección de W-037 .....           | 85 |
| <b>Figura 6. 16</b> Monitoreo de $P_{wf}$ del pozo W-099 y el caudal de inyección de W-104.....                      | 85 |
| <b>Figura 6. 17</b> Monitoreo de $P_{wf}$ de W-074 y caudal de agua inyectada de W-017..                             | 86 |
| <b>Figura 6. 18</b> Monitoreo de $P_{wf}$ de W-075 y caudal de agua inyectada de W-117..                             | 86 |
| <b>Figura 6. 19</b> Monitoreo de $P_{wf}$ de W-090 y caudal de agua inyectada de W-117..                             | 87 |
| <b>Figura 6. 20</b> Monitoreo de $P_{wf}$ de W-099 y caudal de agua inyectada de W-117..                             | 87 |
| <b>Figura 6. 21</b> Monitoreo de la presión de inyección de gas de W-037.....  | 88 |
| <b>Figura 6. 22</b> Monitoreo de la presión de inyección de agua y gas de W-104.....                                 | 88 |
| <b>Figura 6. 23</b> Monitoreo de la presión de inyección de agua y gas de W-117 .....                                | 89 |
| <b>Figura 6. 24</b> Gráfico de Hall para el pozo W-037 .....   | 90 |
| <b>Figura 6. 25</b> Gráfico de Hall para el pozo W-104 .....   | 90 |
| <b>Figura 6. 26</b> Gráfico de Hall para el pozo W-117 .....   | 91 |

|  |     |
|--|-----|
| <b>Figura 6. 27</b> Eficiencia de la inyección - Relación de inyectividad (I/P) para "Pilot-01" .....                        | 92  |
| <b>Figura 6. 28</b> Eficiencia de la Inyección - Producción de aceite mensual y caudal total inyectado para "Pilot-01" ..... | 92  |
| <b>Figura 6. 29</b> Producción acumulada e inyección de gas para "Pilot-01" .....  | 93  |
| <b>Figura 6. 30</b> Historial de inyección del pozo W-104 .....  | 93  |
| <b>Figura 6. 31</b> Historial de inyección del pozo W-037 .....  | 94  |
| <b>Figura 6. 32</b> Historial de inyección del pozo W-117 .....  | 94  |
| <b>Figura 6. 33</b> VRR mensual y acumulado para W-104 .....   | 95  |
| <b>Figura 6. 34</b> VRR mensual y acumulado para W-037 .....   | 95  |
| <b>Figura 6. 35</b> VRR mensual y acumulado para W-117 .....   | 96  |
| <b>Figura 6. 36</b> Esquema supuesto del frente de avance de la inyección WAG .....  | 97  |
| <b>Figura 6. 37</b> Efecto de W-037 en W-074 .....   | 98  |
| <b>Figura 6. 38</b> Efecto de W-104 en W-074 .....   | 98  |
| <b>Figura 6. 39</b> Efecto de W-117 en W-074 .....   | 99  |
| <b>Figura 6. 40</b> Efecto de W-037 en W-075 .....   | 99  |
| <b>Figura 6. 41</b> Efecto de W-104 en W-075 .....   | 100 |
| <b>Figura 6. 42</b> Efecto de W-117 en W-075 .....   | 100 |
| <b>Figura 6. 43</b> Efecto de W-037 en W-090 .....   | 101 |
| <b>Figura 6. 44</b> Efecto de W-104 en W-090 .....   | 101 |
| <b>Figura 6. 45</b> Efecto de W-117 en W-090 .....   | 102 |
| <b>Figura 6. 46</b> Efecto de W-037 en W-090 .....   | 102 |
| <b>Figura 6. 47</b> Efecto de W-104 en W-099 .....   | 103 |

|  |     |
|--|-----|
| <b>Figura 6. 48</b> Efecto de W-117 en W-099.....                        | 103 |
| <b>Figura 6. 49</b> Efecto de los inyectores en W-040.....               | 104 |
| <b>Figura 6. 50</b> Efecto de los inyectores en W-042.....               | 104 |
| <b>Figura 6. 51</b> Efecto de los inyectores en W-078.....               | 105 |
| <b>Figura 6. 52</b> Efecto de los inyectores en W-033.....               | 105 |
| <b>Figura 6. 53</b> Eficiencia de la inyección de gas .....              | 106 |
| <b>Figura 6. 54</b> Eficiencia de la inyección de agua .....             | 106 |
| <b>Figura 6. 55</b> Eficiencia hidráulica durante la inyección WAG ..... | 107 |

## LISTA DE ANEXOS

|   | <b>Pág.</b> |
|---|-------------|
| ANEXO A. REVISIÓN DE LAS PROPIEDADES DE LA ROCA Y EL FLUJO DE FLUIDOS ..... | 117         |
| ANEXO B. MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO .....                                 | 139         |
| ANEXO C. PATRONES DE FLUJO Y EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL .....              | 153         |

## LISTA DE ABREVIATURAS Y SIMBOLOS

### LISTA DE ABREVIATURAS

|      |   |
|------|---|
| FR   | Factor de recobro   |
| WAG  | Inyección de agua alternando gas                                      |
| IWAG | Inyección de agua alternando gas inmisible                            |
| MWAG | Inyección de agua alternando gas miscible                             |
| HCPV | Volumen poroso de hidrocarburo  |
| PV   | Volumen poroso  |
| IFT  | Tensión interfacial   |
| GLP  | Gas licuado del petróleo  |
| BHP  | Presión de fondo de pozo  |
| MMP  | Presión mínima de miscibilidad  |
| MCMP | Presión de miscibilidad por contacto múltiple del fluido de inyección |
| GOR  | Relación gas-aceite   |
| OOIP | Volumen de petróleo original in-situ                                  |
| VRR  | Relación de reemplazamiento del espacio poroso                        |

### LISTA DE SIMBOLOS

|             |   |
|-------------|---|
| $P_c$       | Presión capilar   |
| $\sigma$    | Tensión interfacial   |
| $\theta_c$  | Ángulo de contacto  |
| $k$         | Permeabilidad   |
| $k_r$       | Permeabilidad relativa  |
| $\emptyset$ | Porosidad   |
| $s_w$       | Saturación de agua  |
| $s_{wi}$    | Saturación de agua inicial                                    |
| $s_{wc}$    | Saturación crítica de agua                                    |
| $s_{or}$    | Saturación de petróleo residual                               |
| $s_{gr}$    | Saturación de gas residual                                    |
| $s_{orw}$   | Saturación de petróleo residual luego de la inyección de agua |
| $E_v$       | Eficiencia volumétrica  |
| $E_D$       | Eficiencia de desplazamiento                                  |
| $\mu$       | Viscosidad  |
| $M$         | Relación de movilidad   |
| $I$         | Índice de productividad                                       |
| $Q_t$       | Caudal total  |
| $Q_g$       | Caudal de gas   |
| $Q_w$       | Caudal de agua  |
| $\Delta P$  | Diferencia de presión   |
| $C$         | Capacidad de flujo  |

|          |                                 |
|----------|---------------------------------|
| $h$      | Espesor de la formación         |
| $P_{wf}$ | Presión de pozo fluyendo        |
| $P_w$    | Presión de inyección de agua    |
| $P_e$    | Presión estática del yacimiento |

## GLOSARIO

**DESPLAZAMIENTO INMISCIBLE:** Mecanismo de recobro que consiste en inyectar un agente desplazante que no se mezcla con el petróleo existente.

**DESPLAZAMIENTO MISCIBLE:** Mecanismo de recobro que consiste en inyectar un agente desplazante que se mezcla con el petróleo existente. El resultado es ausencia de la interfase, el número capilar se hace infinito y desplazamiento al 100% del petróleo en los poros si la razón de movilidad es favorable.

**EFICIENCIA DE BARRIDO:** Medida de la efectividad de un proceso de recuperación de petróleo mejorada que depende del volumen del yacimiento contactado por el fluido inyectado.

**FLUIDO:** Sustancia que fluye y que se deforma ante cualquier fuerza que tienda a cambiar su forma. Los líquidos y gases son fluidos.

**GAS LIBRE:** Es aquel que está en contacto con el crudo en el yacimiento en forma separada.

**Gas Oil Ratio (GOR):** Es la proporción de petróleo y gas obtenida en un pozo productor bajo condiciones de presión y temperatura dada.

**INYECCIÓN WAG:** Como su nombre lo dice (*Water Alternating Gas*), consiste en la inyección de gas y agua al yacimiento de forma alternada, todo proceso de inyección WAG comienza por la inyección de gas y culmina con inyección de agua.

**MOVILIDAD:** Facilidad con la que un fluido se desplaza dentro del yacimiento.

**Oil Field Manager (OFM):** Software de Schulmberger utilizado por Ecopetrol para la evaluación integrada de los yacimientos.

**Original Oil in Place (OOIP):** Petróleo inicial "In Situ" a condiciones de yacimiento; se expresa en barriles.

**PERMEABILIDAD (k):** Propiedad que tiene una roca para permitir que un fluido circule por su medio poroso, gracias a la conexión entre poros. Controla el régimen de producción de un yacimiento.

**POROSIDAD:** Medida del espacio existente entre grano y grano, relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca.



**SATURACIÓN (S):** Fracción de volumen poroso de una roca que se encuentra ocupado por un fluido.

**SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL:** Tendencia de los fluidos a distribuirse dentro de los diferentes estratos debido a las fuerzas de gravedad. En la segregación gravitacional, el fluido más pesado se ubica cerca del fondo y el más liviano en el tope. La segregación gravitacional ocurre tanto dentro del yacimiento como en las facilidades de separación.

**VISCOSIDAD:** Resistencia que presenta un fluido ante un esfuerzo que pretenda deformarlo.

**YACIMIENTO PETROLÍFERO:** Acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas. Se comporta como una unidad independiente en cuanto a mecanismos de producción, propiedades de la roca y de los fluidos.

## RESUMEN

### **TÍTULO:**

DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA TÉCNICA PARA LA EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE GAS EN SUS DISTINTAS MODALIDADES (GASFLOODING Y WAG)

**AUTORAS:** YENNY CAROLINA JARAMILLO TOVAR  
NATALIA CORDOBA MEDINA

### **PALABRAS CLAVES:**

Inyección WAG, Inyección de Gas Continua, Recobro Mejorado, Monitoreo, Metodología.

### **DESCRIPCIÓN:**

Las inyecciones WAG y de gas continuo, son dos formas de recobro mejorado con las que cuenta la industria de hidrocarburos. Para que un proyecto sea exitoso, es necesario contar con información característica del yacimiento y conocer los parámetros operacionales requeridos. Luego de implementar el tipo de recuperación de petróleo, muchas veces, el equipo de ingeniería no cuenta con una herramienta adecuada para realizar el monitoreo y control del yacimiento, y verificar qué tan eficiente está siendo el proyecto de inundación

Este proyecto se desarrolla obedeciendo a la necesidad de tener una metodología técnica para realizar una evaluación constante a los procesos de inyección WAG y de gas continuo, y facilitar así la toma de decisiones al equipo encargado del manejo del campo, pues estos procesos, fuera de mejorar el porcentaje de recobro, generalmente involucran grandes inversiones de capital.

Para la realización de este trabajo, se hizo una revisión bibliográfica identificando las diferentes variables que afectan este tipo de inyecciones y posteriormente se prosiguió a diseñar una metodología técnica para realizar la evaluación del comportamiento de la inyección a partir de datos de producción. Se elaboraron dos metodologías: una para la evaluación de proyectos de inyección WAG y otra para la inyección continua de gas (Gasflooding). Luego se elaboraron las herramientas en macros VBA (*Visual Basic for Applications*) en Excel, con base en el paso a paso planteado en las metodologías propuestas. Y finalmente, con ayuda de la herramienta, se hizo la evaluación del piloto de inyección WAG en un campo colombiano de la empresa Ecopetrol S.A.

## **ABSTRACT**

**TITLE:**

PATTERN DESIGN FOR GAS INJECTION PERFORMANCE EVALUATION IN GASFLOODING AND WAG INJECTION.

**AUTHORS:** YENNY CAROLINA JARAMILLO TOVAR  
NATALIA CORDOBA MEDINA

**KEYWORDS:**

WAG injection, Gasflooding, EOR, Performance Evaluation, Pattern.

**DESCRIPTION:**

Gasflooding and WAG injection are two EOR methods widely use in the Oil & Gas industry. Information about reservoir properties and the required operating parameters are necessary for the success of this kind of projects. Frequently, after selecting and implement an EOR method, the engineering team does not have an adequate reservoir performance assessment and control tool, that allows them to verify the project efficiency.

This project is developed following the need of a pattern that allows making a constant evaluation of Gasflooding and WAG injection process, and improving the field's management, as this EOR projects not only increase the oil recovery, but also involves high capital investments.

In this document, a bibliographic review was made to identify all the different variables which affect Gasflooding and WAG injection, and a pattern for the injection performance evaluation based on production data was made. Two approaches were developed for injection evaluation, one for WAG and the other for Gasflooding. Then a performance evaluation tool was programed in Visual Basic For Applications (VBA) based on the proposed approaches and finally an Ecopetrol WAG injection pilot was evaluated with the tool.

## INTRODUCCIÓN

Los métodos de recobro mejorado son de vital importancia en la industria de los hidrocarburos, pues con su implementación y previa evaluación de la viabilidad técnico-económica del proyecto, es posible aumentar el factor de recobro. Para realizar dicha evaluación, es necesario hacer un exhaustivo análisis de las características particulares del yacimiento y de los parámetros operacionales requeridos de manera que pueda llevarse a cabo exitosamente un proyecto de recobro mejorado.

La inyección de gas ha sido una técnica empleada desde finales del siglo XIX con propósitos de recuperación secundaria. Su objetivo principal es mantener la presión a cierto valor o suplementar la energía natural del yacimiento. Sin embargo, también tiene utilidad en métodos EOR como por ejemplo procesos WAG.

Este proyecto de grado se desarrolla obedeciendo a la necesidad de contar con una metodología técnica actualizada para los procesos de inyección de gas en los campos de la empresa operadora Ecopetrol S.A., pues estos procesos, aparte de producir un recobro adicional en los campos, requieren grandes inversiones de capital, que juegan un papel importante en el equilibrio financiero de un proyecto y/o una empresa. Siendo así, se hace necesario un adecuado programa de vigilancia y control para dichas inversiones.

El monitoreo, el control y la evaluación son los ojos y los oídos del proyecto. Sin ellos resulta imposible solucionar problemas y optimizar el rendimiento del proceso. Además, sin una atenta vigilancia y un programa de monitoreo adecuado, un proyecto de inyección de gas puede salirse rápidamente de control. Por otro lado, los gastos de funcionamiento asociados a la vigilancia y el control son minúsculos en comparación con los costos de capital a largo plazo.

Adicionalmente, en la actualidad no existe una metodología semejante para la evaluación del comportamiento de la inyección de gas, como sí existe para los diferentes procesos de inyección de agua.

Para la realización de este proyecto, se llevó a cabo una exhaustiva revisión bibliográfica del tema y con base en esto se prosiguió a diseñar una metodología técnica para la evaluación del comportamiento (monitoreo y control) de la inyección de gas en las modalidades de inyección continua y WAG. Por último se procedió a elaborar una herramienta útil para el monitoreo, seguimiento y evaluación de los pilotos implementados, con base en la interpretación de gráficas. Con ayuda de esta herramienta, se hizo la respectiva evaluación de un campo colombiano.

## 1. VARIABLES QUE AFECTAN LOS PROYECTOS DE INYECCIÓN CONTINUA DE GAS Y WAG

Algunos de los factores más importantes que contribuyen con un desempeño superior de los procesos de inyección continua de gas y WAG son:

### 1.1 PERMEABILIDAD

La magnitud de la permeabilidad de un yacimiento controla, en un alto grado, la tasa de inyección que se puede mantener en un pozo de inyección para una determinada presión en la cara de la arena. A continuación se indican algunos aspectos de la permeabilidad que afectan la recuperación de aceite:

**1.1.1 Permeabilidad Relativa al Agua.** La magnitud de los puntos finales de la permeabilidad relativa al agua,  $krw$ , tiene un pequeño efecto en el recobro con WAG. Con una mayor  $krw$ , el agua es más móvil, exhibe mayor flujo transversal gravitacional, tiene una alta inyectabilidad e irrumpe temprano en el pozo productor. La forma de las curvas de permeabilidad tiene un pequeño efecto de la recuperación prevista.

**1.1.2 Contraste de Permeabilidad en los Estratos.** Los contrastes fuertes de permeabilidad influyen en el desempeño del WAG. Generalmente, con el aumento de los contrastes de permeabilidad, se espera un elevado incremento del recobro con WAG, porque la fuerte canalización del gas inyectado en un yacimiento muy estratificado puede ser reducida efectivamente por la inyección de agua. Con un pequeño contraste, existe menos canalización del gas y por lo tanto un bajo incremento del recobro con WAG.

La dirección de las capas de permeabilidad tiene un marcado efecto en la inyección continua de gas y en el proceso WAG. Con altas permeabilidades en el tope del estrato, el gas reemplaza severamente y el agua tiende a barrer los estratos bajos, el agua viaja abajo y desvía el gas a las capas superiores.

## **1.2 POROSIDAD**

La porosidad comúnmente se correlaciona con la permeabilidad en un yacimiento. Si se tiene una porosidad baja en un estrato de baja permeabilidad, la meta de recobro para la inyección WAG puede ser baja.

## **1.3 HETEROGENEIDAD**

Las condiciones óptimas de desplazamiento por WAG podrían ser logradas, si el gas y el agua se desplazaran en el yacimiento a una velocidad igual. Este efecto puede ocurrir solo por un corto tiempo en la zona de mezcla agua-gas, pero tiene una extensión limitada en el yacimiento debido a la marcada diferencia en las fuerzas viscosidad/gravedad y la heterogeneidad.

## **1.4 DENSIDAD Y VISCOSIDAD DEL FLUIDO**

A mayores diferencias de densidad, se espera un alto incremento en el recobro con WAG porque el agua va a compensar el reemplazo del gas más efectivamente. La influencia de las relaciones de viscosidad, el grado de eficacia del agua inyectada bloqueará los estratos de altas permeabilidades. Una alta relación de viscosidad agua-gas podría resultar en una mayor desviación efectiva de gas seco; inversamente, una baja relación de viscosidad podría reducir el incremento del recobro WAG.

## **1.5 SATURACIÓN DE GAS ATRAPADO**

El recobro en los procesos WAG depende en gran medida de la saturación de gas atrapado por agua o saturación residual,  $S_{rg}$ . Si  $S_{rg}$  fuera baja podría producirse un alto recobro en procesos WAG, porque menos gas seco sería atrapado detrás del frente de agua en el estrato más permeable; y el recobro de gas condensado en procesos de inyección de gas podría verse aumentado desde los estratos de baja permeabilidad.

## 1.6 TAMAÑO Y RELACIÓN DE LOS BACHES DE AGUA Y GAS

El tamaño óptimo del agua inyectada depende de la permeabilidad de los estratos del yacimiento, la permeabilidad relativa, y la capa individual de PV's. Normalmente se puede diseñar el proceso para inyectar la mínima cantidad de agua necesaria para lograr un buen recobro. Con un contraste de permeabilidad relativamente bajo entre estratos, a una relación WAG de aproximadamente 1:1, parece beneficiar el recobro; con flujo transversal restringido o grandes contrastes de permeabilidad entre capas, una relación WAG mucho menor que 1:1 es preferible.

## 1.7 INYECTIVIDAD AGUA/GAS

La eficiencia de barrido en yacimientos estratificados, y también el control de la inyección WAG, está relacionada con la inyectividad de los tapones de agua y gas en las diferentes capas del yacimiento. La inyección WAG se asume para reducir la penetración de agua en las capas de alta permeabilidad, comparado con la inyección continua. La reducción de la inyectividad del agua puede también ser resultado de la redistribución de los perfiles de presión cuando el fluido inyectado es cambiado de gas a agua y la permeabilidad relativa es limitada.

## 1.8 MOJABILIDAD

La relación óptima WAG es influenciada por el estado de mojabilidad de la roca. Fuerzas de gravedad dominan inundaciones mojadas por agua, mientras que las inundaciones mojadas por aceite son controladas por la digitación viscosa. Altas relaciones WAG tienen un gran efecto en el recobro de petróleo en rocas mojadas por agua.

Altas relaciones WAG resultan en menos petróleo recuperado por extracción. Por ejemplo, inyecciones de  $CO_2$  controladas por digitación viscosa tienen una recuperación máxima en la relación WAG de aproximadamente 1:1. Inyecciones dominadas por gravedad mostraron máximo recobro con el proceso de tapón continuo de  $CO_2$ .

## 2. HERRAMIENTA PARA LA PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE GAS

Dada una perspectiva de inyección en particular, es deseable predecir información tal como el tiempo requerido para la segunda respuesta inicial de aceite, ruptura del agua, recobro de aceite a la ruptura, comportamiento de la relación agua–aceite y gas–aceite después de la ruptura, comportamiento producción–tiempo, comportamiento producción de aceite respecto al agua y el gas inyectado, etc.

Numerosos procedimientos se han presentado para lograr esto, a continuación se presentan dos métodos para realizar la predicción: el método de Stiles para inyección de gas inmisible y el método de LeRoy W. Holm para inyección de gas miscible. Éstos anteriormente mencionados fueron programados en una macro VBA (*Visual Basic for Applications*), para una utilización más fácil y rápida.

Para la inyección WAG el método que se utiliza para predecir el comportamiento es la simulación numérica, por lo tanto no se presenta ningún método de predicción para este tipo de inundación.

### 2.1 MÉTODO STILES PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE GAS INMISCIBLE

**2.1.1 Consideraciones.** El método Stiles<sup>1 2</sup>, es una vieja técnica utilizada para predecir el comportamiento de la inyección en yacimientos estratificados. Fue publicado por primera vez en 1949 y es similar al método Dykstra-Parsons. Está limitado por las siguientes suposiciones:

- ✓ Modelo de capas-pastel sin flujo cruzado entre capas
- ✓ Capas de igual porosidad
- ✓ Desplazamiento tipo pistón sin producción de aceite después de la ruptura del frente en cada capa
- ✓ Flujo lineal
- ✓ Asume 100% de barrido areal a la ruptura inicial del frente
- ✓ Flujo estado-estable
- ✓ Las propiedades del fluido y saturaciones son idénticas para cada capa
- ✓ La saturación de gas libre al inicio de la inyección es insignificante
- ✓ La permeabilidad y espesor son solo variaciones entre capas

---

<sup>1</sup> STILES, W. E. Use of Permeability Distribution in Waterflood Calculations. Trans. AIME. 1949. p. 9-13

<sup>2</sup> COLE, F. W. Reservoir Engineering Manual. Gulf Publishing Co. Houston. 1969.



- ✓ La distancia del frente de penetración de flujo en cada capa es proporcional a la capacidad de flujo de la capa. Esto es equivalente a asumir que la relación de movilidad es unitaria.

## 2.1.2 Procedimiento.

### 2.1.2.1 Capacidad de flujo (C) y distribución de la permeabilidad (k).

- ✓ Organizar todos los datos de permeabilidad, independientemente de su posición vertical dentro de la formación, en el orden de permeabilidad decreciente.

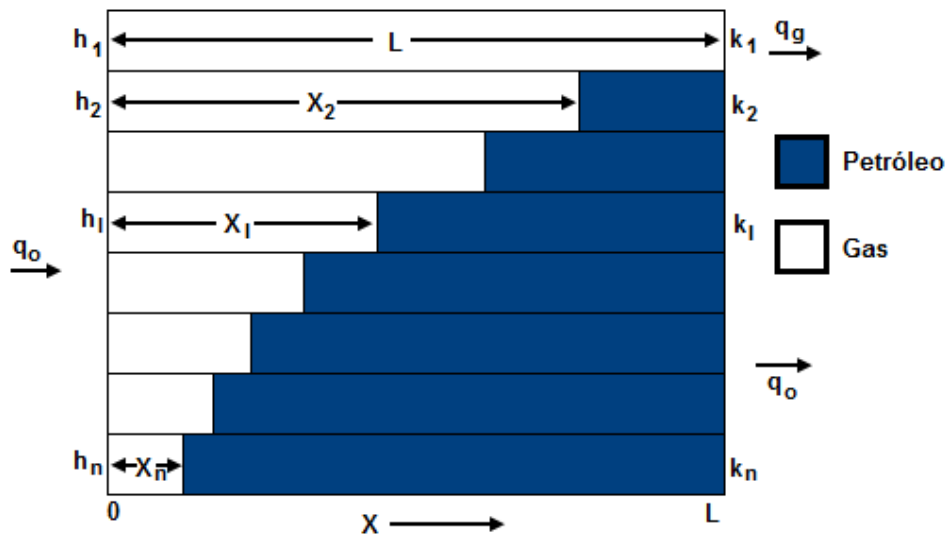


Figura 2. 1 Formación estratificada de permeabilidad variable

- ✓ Determinar la distribución de la capacidad de flujo dentro de la formación

Tabla 2. 1 Cálculos para construir la curva de capacidad de flujo

| K  | $\Delta h$            | $k\Delta h$      | $\Delta C$   | C         | H  | $h'$      |
|----|-----------------------|------------------|--------------|-----------|----|-----------|
| k1 | $\Delta h_1$          | $(k\Delta h)_1$  | $\Delta C_1$ | C'1       | h1 | h'1       |
| k2 | $\Delta h_2$          | $(k\Delta h)_2$  | $\Delta C_2$ | C'2       | h2 | h'2       |
| k3 | $\Delta h_3$          | $(k\Delta h)_3$  | $\Delta C_3$ | C'3 = 1.0 | h3 | h'3 = 1.0 |
|    | $h_t = \sum \Delta h$ | $\sum k\Delta h$ | 1.0          |           |    |           |

Dónde:

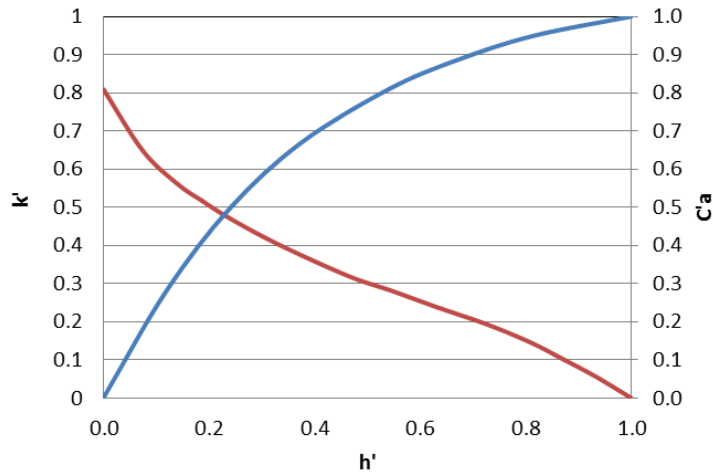
$$\Delta C = \frac{(k\Delta h)_i}{\sum k\Delta h} \quad (2.1)$$

$$C = \sum \Delta h_i \quad (2.2)$$

$$h = \sum \Delta h_i \quad (2.3)$$

$$h' = \frac{h}{h_t} \quad (2.4)$$

- ✓ Graficar la curva de distribución de capacidad de flujo para el yacimiento; esto es C vs. h'.



**Figura 2. 2** Curva típica de distribución de permeabilidad y de capacidad acumulada según Stiles<sup>3</sup>

- ✓ Utilice la curva de capacidad de flujo para determinar la curva de distribución de permeabilidad. Se puede notar que desde que la capacidad es definida como el producto de permeabilidad-espesor, la permeabilidad es la derivada de la capacidad de flujo respecto al espesor.

$$k = \frac{dC}{dh} \quad (2.5)$$

$$k' = \frac{dC}{dh'} \quad (2.6)$$

Por lo tanto, la curva de distribución de permeabilidad se puede obtener diferenciando la curva de distribución de capacidad de flujo. Esto se puede lograr gráficamente dividiendo el eje h' en incrementos iguales. Por ejemplo, considere incrementos de 10. Los cálculos necesarios son los ilustrados en la siguiente tabla:

<sup>3</sup> STILES, W. E. Use of Permeability Distribution in Waterflood Calculations. Trans. AIME. 1949. p. 9-13.

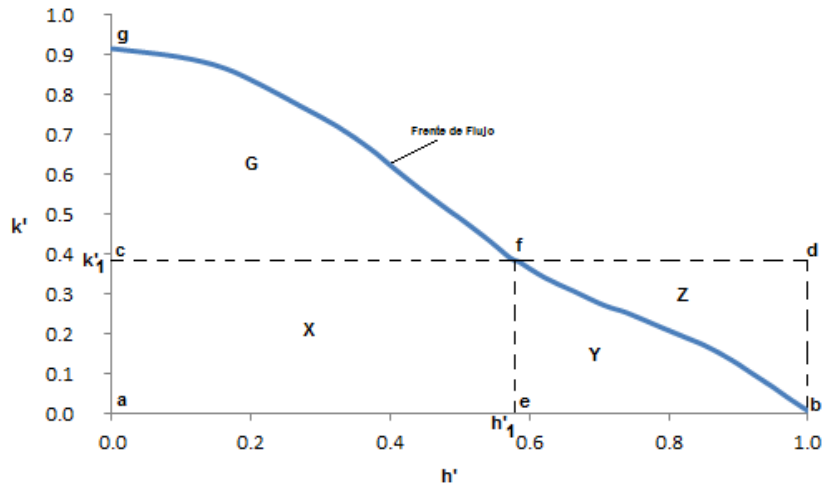
**Tabla 2. 2** Cálculos para construir la curva de distribución de permeabilidad

| C         | h'         | ΔC       | Δh'       | k'   | Plot Point                    |
|-----------|------------|----------|-----------|------|-------------------------------|
| C1        | h'1        | C1       | h'1       | k'1  | h'1 / 2                       |
| C2        | h'2        | C2 - C1  | h'2 - h'1 | k'2  | $\frac{h'1 + (h'2 - h'1)}{2}$ |
|           |            |          |           |      |                               |
| C10 = 1.0 | h'10 = 1.0 | 1.0 - C9 | 1.0 - h'9 | k'10 | $\frac{h'9 + (1.0 - h'9)}{2}$ |

Dónde:

$$k' = \frac{\Delta C}{\Delta h'} \quad (2.7)$$

**2.1.2.2 Eficiencia de barrido vertical (Ev).** Como se indicó en las consideraciones del método, se asume que el flujo es lineal y que la distancia de penetración del frente de inundación es proporcional a la permeabilidad. Esto significa que el frente de avance de gas tendrá la misma forma que la curva de distribución de permeabilidad, como lo indica la siguiente figura.



**Figura 2. 3** Uso de la curva de distribución de permeabilidad para representar el frente de invasión

Si se considera la Figura 2. 3 como una distribución de permeabilidades de un yacimiento. De acuerdo a lo anterior, entonces, esta curva de distribución puede considerarse como el frente de inundación, entonces, las líneas:

(ab) = Representa el pozo inyector

(cd) = Representa el pozo productor

(cfb) = Representa la posición del frente de flujo después de la capa  $h'_1$  alcanzando el frente de gas

(X+Y) = Representa la fracción del yacimiento inundado en este momento

$(X+Y+Z)$  = Representa el volumen total del yacimiento

De acuerdo a lo anterior, se puede asumir que:

$$\text{Eficiencia Barrido Vertical} = E_V = \frac{X+Y}{X+Y+Z} \quad (2.8)$$

Se puede demostrar que el área bajo la curva de distribución de permeabilidad es unitaria, que es:

$$W + X + Y = 1.0 \quad (2.9)$$

Como la distribución de capacidad de flujo es la integral de la curva de permeabilidad, la capacidad correspondiente al espesor de formación adimensional  $h'_1$  es:

$$C = W + X \quad (2.10)$$

Cambiando ecuaciones:

$$Y = 1.0 - C \quad (2.11)$$

Se observa además en la figura que:

$$X = (\overline{ae})(\overline{ac}) = h'_1 k'_1 \quad (2.12)$$

En el caso general donde la fracción  $h'$  del total del espesor de la formación ha logrado la ruptura del frente de gas.

$$X = h' k' \quad (2.13)$$

Reescribiendo la ecuación de Eficiencia de  $E_V$ :

$$E_V = \frac{h' k' + (1-C)}{k'} \quad (2.14)$$

La ecuación anterior puede ser utilizada para calcular el barrido vertical del frente de gas como función de la fracción de formación que ha alcanzado la ruptura del frente de gas. La única información requerida para éste cálculo es la capacidad de flujo y la curva de distribución de permeabilidad.

**2.1.2.3 Corte de gas y relación gas-aceite.** De acuerdo con la ley de Darcy, el caudal de producción de gas del yacimiento es proporcional a la capacidad de flujo  $C$ , es:

$$q_g \propto C \left( \frac{k_{rg}}{\mu_g} \right) \quad (2.15)$$

El caudal de producción de aceite del yacimiento puede ser expresado como:

$$q_o \propto (1 - C) \left( \frac{k_{ro}}{\mu_o} \right) \quad (2.16)$$

Asumiendo que no se produce gas, el caudal total producido podría definirse como:

$$q_t = i_g = q_o + q_g \propto \frac{C k_{rg}}{\mu_g} + \left( \frac{(1-C) k_{ro}}{\mu_o} \right) \quad (2.17)$$

Y el corte de gas,  $f_{gR}$ , puede ser definido como la fracción de la producción total del yacimiento que es gas, y puede ser calculado como:

$$f_{gR} = \frac{CA}{CA+(1-C)} \quad (2.18)$$

Dónde:

$$A = \frac{k_{rg} \mu_o}{\mu_g k_{ro}} \quad (2.19)$$

El corte de gas en unidades de superficie puede calcularse así:

$$f_g = \frac{CS}{CS+(1-C)} \quad (2.20)$$

Dónde:

$$S = \frac{k_{rg} \mu_o B_o}{\mu_g k_{ro} B_g} \quad (2.21)$$

La relación gas-aceite (GOR) puede ser calculada así:

$$GOR = \frac{q_g}{q_o} * \frac{B_o}{B_g} = \frac{CS}{1-C} \quad (2.22)$$

**2.1.2.4 Caudal de producción de gas y aceite.** Si se asume flujo en estado estable, el caudal total del yacimiento será equivalente al caudal de inyección de gas, entonces:

$$q_o + q_g = i_g \quad (2.17)$$

De acuerdo a ello, se deduce que el caudal de gas producido en unidades de superficie puede ser calculado como:

$$q_g = f_g * i_g \quad \text{SCF/D} \quad (2.23)$$

En consecuencia, el caudal de petróleo producido, expresado en condiciones de yacimiento es:

$$q_o = i_g - q_g B_g \quad \text{RB/D} \quad (2.24)$$

Y en unidades de superficie:

$$q_o = \frac{q_o}{B_o} \quad \text{STB/D} \quad (2.25)$$

**2.1.2.5 Recobro acumulado de aceite.** El recobro acumulado de aceite puede ser calculado en cualquier momento de la vida del yacimiento en términos del barrido vertical en ese momento. Siendo así,  $N_p$  puede definirse como:

$$N_p = N * E_A * E_V * E_D \quad (2.26)$$

$$N_p = \frac{7758Ah\phi S_o}{B_o} * E_A * E_V * \left( \frac{S_o - S_{or}}{S_o} \right) \quad (2.27)$$

$$N_p = \frac{7758Ah\phi}{B_o} (S_o - S_{or}) * E_A * E_V \quad (2.28)$$

**2.1.2.6 Procedimiento de predicción del comportamiento.** La producción de aceite acumulada y la relación gas-aceite puede ser calculada como se indica en la siguiente tabla para diferentes valores de relación de movilidad, M.

**Tabla 2. 3** Predicción según el método Stiles

| <b>h'</b> | <b>k'</b> | <b>C</b> | <b>Ev</b> | <b>Np</b> | <b>GOR</b> |
|-----------|-----------|----------|-----------|-----------|------------|
| h'1       | k'1       | C1       | Ev1       | Np1       | 0          |
| h'2       | k'2       | C2       | Ev2       | Np2       | (GOR)2     |
|           |           |          |           |           |            |
| h'10      | k'10      | 1,0      | 1,0       | Np10      | (GOR)10    |

## 2.2 MÉTODO DE LEROY W. HOLM PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DE INYECCIÓN DE GAS MISCIBLE

**2.2.1 Consideraciones.** Este método puede ser utilizado en los siguientes tipos de inundación de desplazamiento miscible:

- ✓ Inyección de tapón miscible con miscibilidad al primer contacto
- ✓ Inyección de gas condensado con miscibilidad dinámica
- ✓ Inyección de gas vapor con miscibilidad dinámica
- ✓ Inyección de líquido extraído o fluido crítico con miscibilidad dinámica

### 2.2.2 Procedimiento.

**2.2.2.1 Capacidad de flujo (C) y distribución de permeabilidad (k).** Organizar los datos de permeabilidades obtenidos para cada espesor y calcular las capacidades del yacimiento para cada espesor.

$$\Delta C = \frac{(k\Delta h)_i}{\sum k\Delta h} \quad (2.1)$$

$$C_{cum} = \sum \Delta C \quad (2.29)$$

**Tabla 2. 4** Cálculo de las capacidades del yacimiento para cada espesor

| <b>Tabla 2.4</b> |                 |                 |           |             |
|------------------|-----------------|-----------------|-----------|-------------|
| <b>I</b>         | <b>h<br/>Ft</b> | <b>K<br/>mD</b> | <b>ΔC</b> | <b>Ccum</b> |
| 1                | hi              | K1              | C1        | Ccum 1      |
| 2                | h2              | K2              | C2        | Ccum 2      |
| ⋮                | ⋮               | ⋮               | ⋮         | ⋮           |
| N                | hn              | Kn              | Cn        | Ccum n      |

**2.2.2.2 Gráfico de  $C_{cum}$  vs. h.** Realizar el gráfico de  $C_{cum}$  vs. h, y obtener la ecuación representativa de la curva.

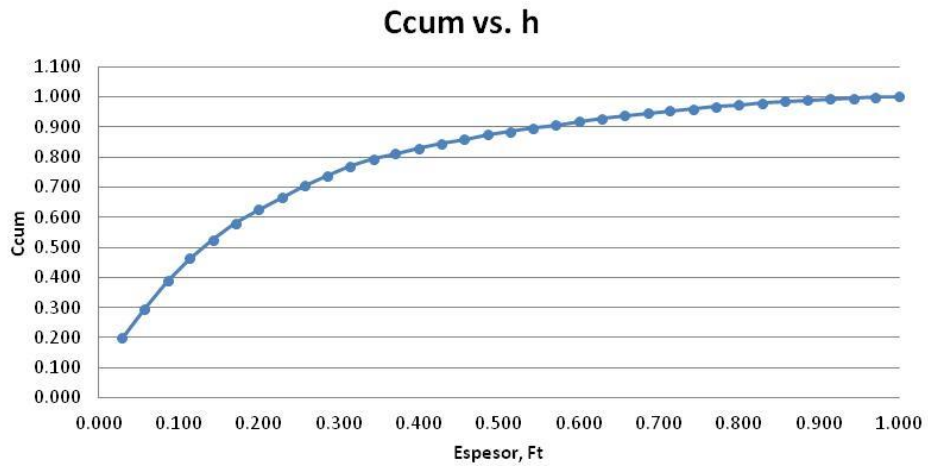


Figura 2. 4 Gráfica de la capacidad acumulada del yacimiento respecto al espesor

### 2.2.2.3 Gráfico de $k_D$ vs. $h$ .

- ✓ Definir nuevos intervalos de espesor y con la ecuación obtenida en el paso anterior, calcular los valores de  $C$  para los nuevos intervalos (Ver Tabla 2. 5).
- ✓ Calcular  $\Delta C$  y permeabilidades adimensionales para cada intervalo.

$$k_D = \frac{\Delta C}{\Delta h} \quad (2.30)$$

- ✓ Graficar  $k_D$  vs.  $h$ , y obtener la ecuación correspondiente a la curva.

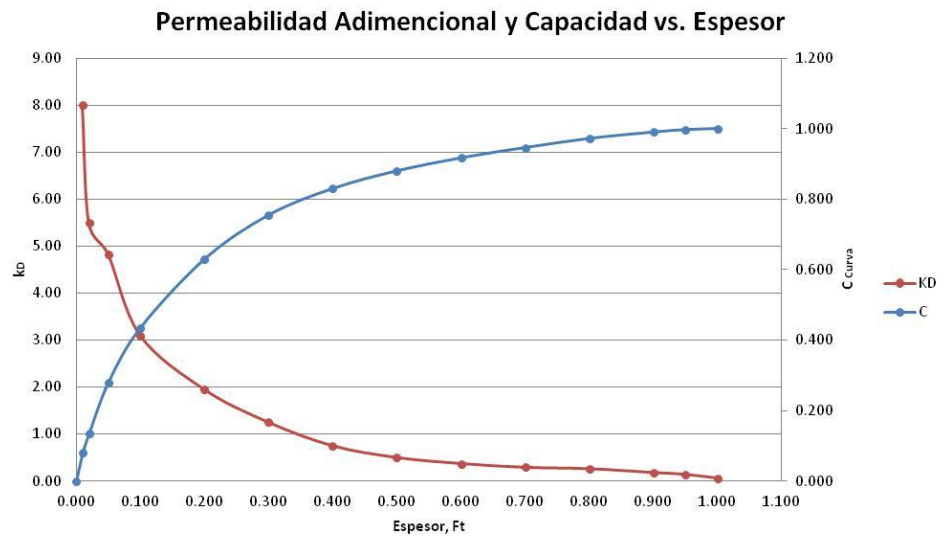


Figura 2. 5 Gráfica de permeabilidad adimensional y capacidad del yacimiento respecto al espesor



✓ Obtener valores nuevos de  $k_D$  con la ecuación de la curva.

**2.2.2.4 Cálculo de  $N_p$ .** Con los valores de  $k_D$  obtenidos con la ecuación de la curva, hallar  $N_p$ .

$$N_p = [k_D h + (1 - C)]/k_D \quad (2.31)$$

**2.2.2.5 Cálculo de la producción de gas equivalente (CF).**

$$F = \frac{k_{rg}}{k_{ro}} * \frac{\mu_o}{\mu_g} * \frac{B_o}{B_g} \quad (2.32)$$

$$CF = C * F \quad (2.33)$$

Dónde:

$k_{rg}/k_{ro}$  = Relación de permeabilidades en el frente de desplazamiento

$\mu_o/\mu_g$  = Relación de viscosidades a la presión de inyección

$B_o/B_g$  = Relación de factores volumétricos a la presión de inyección

**2.2.2.6 Cálculo del GOR.**

$$GOR = \frac{CF}{1-C} + R_S \quad (2.34)$$

Dónde:

CF = Equivalente de la producción de gas

1 - C = Equivalente de la producción de petróleo.

**Tabla 2. 5** Cálculo del GOR

| Tabla 2.5               |          |            |    |                           |   |                         |       |  |  |                          |    |     |
|-------------------------|----------|------------|----|---------------------------|---|-------------------------|-------|--|--|--------------------------|----|-----|
| 1                       | 2        | 3          | 4  | 5                         | 6   | 7                       | 8     | 9                                      | 10   | 11                       | 12 | 13  |
| H <sub>t</sub><br>Curva | Δh<br>Ft | C<br>Curva | ΔC | k <sub>D</sub><br>(4 ÷ 2) | H<br>(h <sub>i</sub> + h <sub>i-n</sub> )/2 | k <sub>D</sub><br>Curva | 1 - C | k <sub>D</sub> h <sub>t</sub><br>7 x 1 | k <sub>D</sub> h <sub>t</sub> + (1 - C)<br>9 + 8 | N <sub>p</sub><br>10 ÷ 7 | CF | GOR |
| 0,00                    |          |            |    |                           |   |                         |       |  |  |                          |    |     |
| 0,01                    |          |            |    |                           |   |                         |       |  |  |                          |    |     |
| 0,02                    |          |            |    |                           |   |                         |       |  |  |                          |    |     |
| ⋮                       | ⋮        | ⋮          | ⋮  | ⋮                         | ⋮   | ⋮                       | ⋮     | ⋮                                      | ⋮  | ⋮                        | ⋮  | ⋮   |
| 0,95                    |          |            |    |                           |   |                         |       |  |  |                          |    |     |
| 1,00                    |          |            |    |                           |   |                         |       |  |  |                          |    |     |

### 3. CAUDAL DE INYECCION Y PRESIONES EN PROCESOS DE INYECCION DE GAS

La información previa de la relación entre el caudal de inyección y la presión de inyección es un elemento útil, y a menudo crítico, al momento de diseñar y analizar cualquier proyecto de recobro mejorado. Es necesario estimar los caudales de inyección y la presión durante la etapa de planeación de cualquier proyecto de recobro de petróleo, con el objetivo de diseñar el equipo de inyección (Bombas, compresores, etc.) correcto, y para predecir la tasa de recobro de aceite.

Adicionalmente, en los yacimientos con bajas permeabilidades es posible que, para lograr el caudal de inyección requerido para que el proyecto sea económicamente viable, se requieran presiones de inyección que excedan la presión de fractura de la formación de interés, lo cual podría resultar en una pobre eficiencia de barrido (areal y vertical), y sustancialmente en una declinación del recobro de aceite. En estos casos, donde existe un grado de incertidumbre alto, se hace necesario realizar inyecciones pilotos, para determinar los caudales de inyección y presiones necesarias para la economía de la operación. Las pruebas pilotos durarán tan solo unos pocos días, por lo tanto deben ser diseñadas y analizadas cuidadosamente, de lo contrario podrían producir resultados engañosos.

Por otro lado, el incremento del caudal de inyección no siempre lleva a una mejora del recobro total. En yacimientos estratificados, los diferentes regímenes de flujo pueden ocurrir en las diferentes capas del yacimiento al mismo tiempo. De acuerdo a esto, en la sección con permeabilidad vertical restringida, un incremento en el caudal de inyección puede incluso disminuir el volumen relativo del gas que entra en la zona de baja permeabilidad. La Figura 3. 1 muestra el recobro de aceite desde dos diferentes capas (una de alta y otra de baja permeabilidad) y el recobro total del yacimiento de estudio<sup>4</sup>. Según esto, los caudales de inyección altos mejoran el recobro en zonas con altas permeabilidades, pero disminuye el recobro en zonas de bajas permeabilidades. Dependiendo de la proporción de las capas de permeabilidades en los yacimientos, puede resultar en una caída del recobro total, sin embargo los resultados de cada yacimiento estratificado puede estar sujeto a la optimización individual de estos parámetros.

El propósito de este capítulo es presentar un método que pueda ser usado para predecir las tasas de inyección y la presión en términos de la información disponible comúnmente para este tipo de proyectos. Las condiciones óptimas de

---

<sup>4</sup> SURGUCHEV, L.M. Screening of WAG injection strategies for heterogeneous Reservoirs. SPE 25075-MS. European Petroleum Conference. Cannes: 1992. p. 3.

inyección existen y pueden ser especificadas por las características del yacimiento.

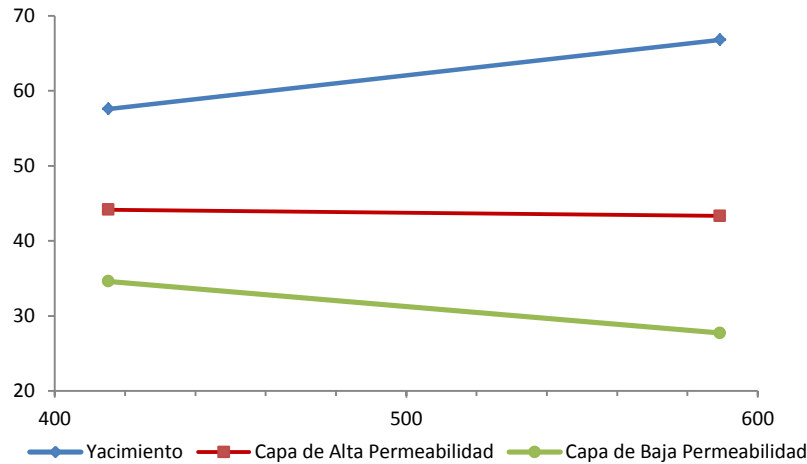


Figura 3. 1 Recobro de aceite a diferentes caudales de inyección<sup>5</sup>

### 3.1 FACTORES QUE AFECTAN EL CAUDAL DE INYECCION

William Cobb<sup>6</sup> afirma que durante los procesos de inyección, el caudal al cual pueden ser inyectados los fluidos depende en gran medida de los siguientes factores:

- ✓ Propiedades físicas de la roca y los fluidos del yacimiento:  $K_o$ ,  $K_w$ ,  $K_{ro}$ ,  $K_{rw}$ ,  $\mu_o$ ,  $\mu_w$ , entre otras expuestas en los capítulos anteriores.
- ✓ Área a ser barrida por el fluido de inyección y banco de petróleo.
- ✓ Movilidad de los fluidos.
- ✓ Geometría del pozo, patrones, espaciamento y radio del pozo.
- ✓ Presión de inyección, presión de producción de los pozos, y presión promedio del yacimiento al inicio de la inyección.
- ✓ Capacidad de inyección disponible en superficie.
- ✓ Índice de inyectividad de la formación.

Algunos de estos factores no pueden ser modificados, otros por el contrario como el patrón de inyección, la presión de inyección, la presión de producción y el factor skin pueden ser seleccionados o alterados para lograr la mejora deseada en el comportamiento de la inyección.

<sup>5</sup> *Ibíd.*, p. 11.

<sup>6</sup> COBB, William M, y SMITH, J. *Waterflooding Notebook*. William M. Cobb & Associates, Inc. Lubbock: 1992. p. 6-1 y 6-2.

### 3.2 INYECTIVIDAD EN PROCESOS DE INYECCION DE GAS

La eficiencia de barrido y también el perfil de control de inyección, se relacionan con la inyectividad de los fluidos (agua y gas en el caso de procesos WAG), y el tamaño de los baches.

En procesos WAG aplicados a yacimientos estratificados se asume que la penetración del agua en las capas con alta permeabilidad se reduce, comparado con la inyección continua de agua. El gas inyectado, siendo la fase más móvil, entrará preferiblemente por las capas de alta permeabilidad y debido a los efectos de las tres fases y de compresibilidad, la inyectividad de agua en la siguiente inyección será menor. Esta reducción también podría ser resultado de una redistribución del perfil de presión cuando el fluido de inyección se cambia de gas a agua y la permeabilidad vertical es limitada.

La relación inyectividad en las capas de alta y baja permeabilidad comunicadas entre sí, depende de las tasas de inyección WAG y del tamaño del ciclo (volumen del bache inyectado en cada ciclo). L.M. Surguchev et al.<sup>7</sup> en su estudio acerca de inyectividad en yacimientos heterogéneos, estudió los cambios en los valores de la relación de inyectividad en ciclos WAG consecutivos de corto tiempo (30 días gas / 60 días agua). La Figura 3. 2 muestra los resultados de este estudio, en el cual la relación de inyectividad inicial de agua y gas para el primer ciclo WAG (relación de 2:1) fue de 0.11 y 0.22 respectivamente.

De acuerdo a la Figura 3. 1, la relación de inyectividad del gas se incrementa en las capas de alta permeabilidad y decrece en las capas de baja permeabilidad un ciclo después del primero. Pero el entrapamiento del gas en las capas de alta permeabilidad al mismo tiempo prevé la penetración del agua en estas capas. En la Figura 3. 2, es posible apreciar la desviación del gas en las capas de baja permeabilidad en la primera mitad del periodo de inyección WAG. Sin embargo, la relación de inyectividad promedio del agua no decrece por debajo del valor inicial (ratas de inyección de 420 m<sup>3</sup>/día), como sí ocurrió a altas ratas de inyección para la misma relación WAG 2:1 (Figura 3. 3). Incrementando la tasa de inyección se elimina la diferencia de inyectividad de agua y gas en las capas de alta y baja permeabilidad al inicio de la inyección WAG, haciendo que el proceso de entrapamiento sea proporcional en ambas capas, resultando en relaciones de inyectividad de agua y gas proporcionales durante todo el proceso WAG.

Por el contrario, un incremento en el bache de gas en cada ciclo y disminuyendo la relación WAG de 2:1 a 1:1 (a la misma tasa de inyección) mejora la rata de

---

<sup>7</sup> SURGUCHEV, L.M. Screening of WAG injection strategies for heterogeneous Reservoirs. SPE 25075-MS. European Petroleum Conference. Cannes: 1992. p. 3.

inyectividad promedio para el agua y el gas en las capas de baja permeabilidad (Figura 3. 4).

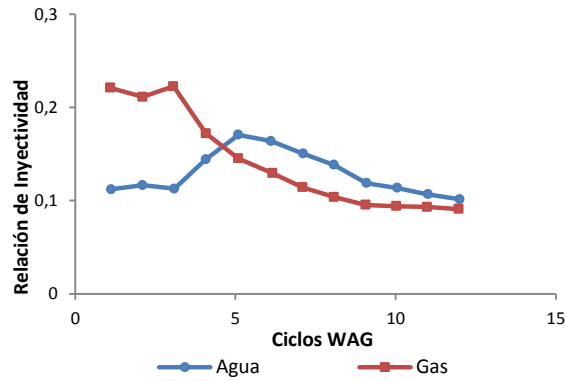


Figura 3. 2 Relación de inyectividad en ciclos WAG (420 m<sup>3</sup>/día)<sup>8</sup>

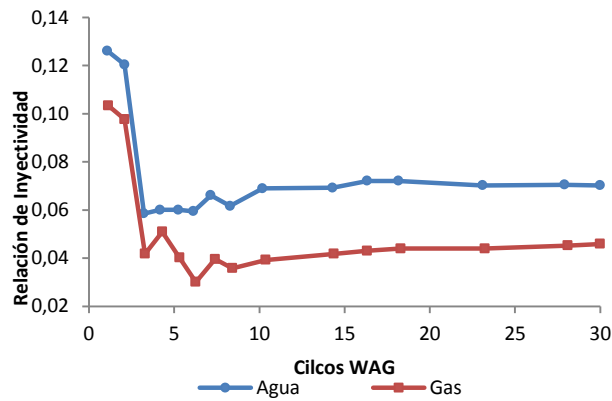


Figura 3. 3 Relación de inyectividad en ciclos WAG (500 m<sup>3</sup>/día)<sup>9</sup>

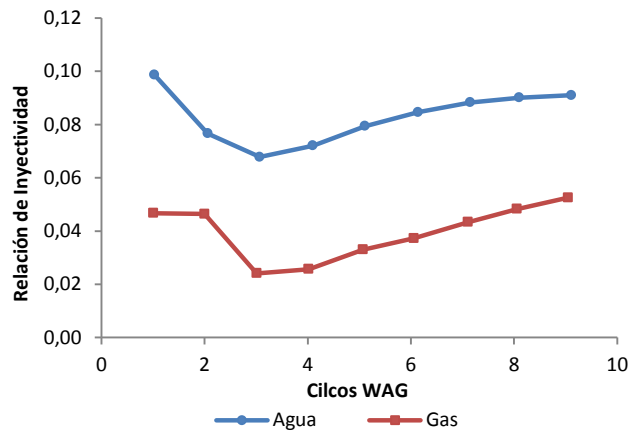


Figura 3. 4 Relación de inyectividad en los ciclos de inyección WAG (500 m<sup>3</sup>/día)<sup>10</sup>

<sup>8</sup> Ibid., p. 10.

<sup>9</sup> Ibid., p. 10.

<sup>10</sup> Ibid., p. 10.

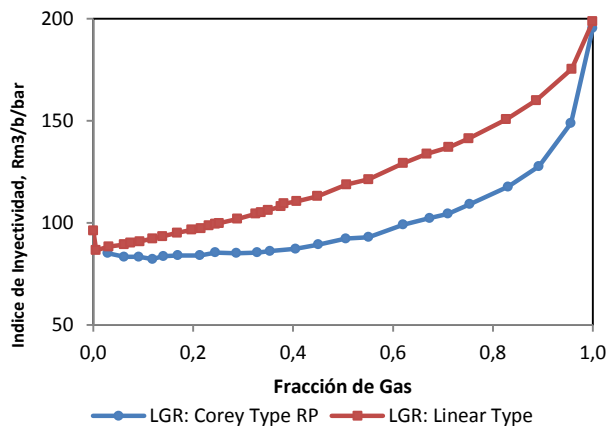
**3.2.1 Índice de Inyectividad.** El índice de inyectividad (I) es una medida directa del comportamiento de la inyección, y puede definirse por la siguiente relación:

$$I = \frac{Q_t}{\Delta P} \quad (3. 1)$$

Donde  $Q_t$  es el caudal total de inyección de gas (agua y gas, para proceso WAG), medidos en volúmenes de yacimiento; y  $\Delta P$  es la diferencia de presión entre la presión de fondo fluvente y la presión de formación.

El índice de inyectividad define el comportamiento del flujo de los fluidos desde el pozo inyector a la formación. Desde el punto de vista operacional es un parámetro importante para asegurar un caudal de inyección lo suficientemente alto para mantener la presión y, en el caso de los procesos miscibles, asegurar la miscibilidad.

Lars Inge Berge et al.<sup>11</sup>, estudió la inyectividad como función de la fracción del gas y determinó la dependencia de ésta a la permeabilidad relativa. La fracción de gas se define como el caudal de gas inyectado dividido por el caudal total de inyección (agua más gas) a condiciones de yacimiento.



**Figura 3. 5** Índice de inyectividad como función de la fracción de gas. Comparación entre dos correlaciones diferentes de permeabilidad relativa (Lineal y Corey exponente igual a 2)<sup>12</sup>

La Figura 3. 5 muestra los resultados de este estudio, en el cual se simuló el índice de inyectividad con fracciones de gas variables desde 0 a 1. Cada punto en la figura corresponde a una condición de simulación. La curva superior está basada en una correlación de permeabilidad relativa del gas lineal y la curva inferior estaba basada en una correlación de permeabilidad de Corey (Exponente

<sup>11</sup> BERGE, Lars Inge. SWAG Injectivity Behavior Based on Siri Field Data. SPE 75126. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa: 2002. p. 2

<sup>12</sup> *Ibid.*, p. 7

igual a 2). Se utilizó la misma correlación de permeabilidad relativa de agua para ambos casos.

Las curvas de inyectividad son notablemente diferentes para ambas correlaciones de permeabilidad relativa. En esencia, las curvas reflejan la forma de las curvas de permeabilidad obtenidas con las correlaciones utilizadas. Por ejemplo, la curva superior es aproximadamente lineal, hasta las fracciones de gas más altas, reflejando la forma lineal del modelo de permeabilidad relativa utilizado.

**3.2.2 Modelo de inyectividad.** La ley de Darcy falla a altas velocidades de flujo, por lo tanto se sugiere un modelo que reemplace o modifique la ley de Darcy para altas velocidades. A continuación se presenta la ecuación de Forchheimer (1901):

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} v + \beta \rho v^2 \quad (3. 2)$$

Donde p es presión, r es la distancia radial desde el pozo, v es la velocidad de flujo,  $\rho$  es la densidad del fluido y  $\beta$  es la constante inercial, que se obtiene por medio de correlaciones empíricas.

El componente “No Darcy” en la ecuación es despreciable a bajas velocidades de flujo y es generalmente omitido en las ecuaciones de flujo de líquidos. Sin embargo, la velocidad del gas es al menos un orden de magnitud más grande que la del petróleo, debido a la baja viscosidad del gas. Por esto, el componente “No Darcy” debe incluirse siempre en las ecuaciones, describiendo el flujo de un gas real a través de un medio poroso.

Basada en la ecuación anterior podemos obtener una expresión para el índice de inyectividad a altas presiones (mayores a 200 bar)<sup>13</sup>:

$$I = \frac{A}{C} \left[ \frac{K_{rw}}{\mu_w} + \frac{K_{rg}}{\mu_g(1+(D/C)q_g)} \right] \quad (3. 3)$$

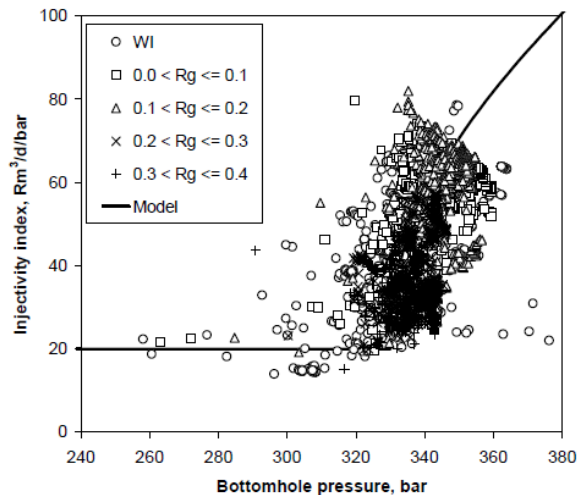
Dónde:  $C = \ln(R_e/R_w) - 0.75 + s$ ; y D es proporcional a la constante  $\beta$  de la ecuación de Forchheimer.

**3.2.3 Factores que afectan la inyectividad.** La Figura 3. 6 permite observar el índice de inyectividad como una función de la presión de fondo para los datos medidos. La figura muestra la forma típica del comportamiento de estas dos variables. Se evidencia un incremento dramático en el índice de inyectividad por encima de la presión de fractura (Aproximadamente 330 bar., para el caso de estudio<sup>14</sup>).

<sup>13</sup> Ibíd., p. 3

<sup>14</sup> Ibíd., p. 3.





**Figura 3. 6** Índice de inyectividad versus presión de fondo (BHP) para un rango de fracción entre 0 y 0.4. La curva es el ejemplo típico del comportamiento de estas variables<sup>15</sup>

Además de la dependencia de la BHP, el índice de inyectividad también puede mostrar una significativa dependencia de la fracción de gas ( $R_g$ ). Esto se ilustra en la Figura 3. 7, realizada para diferentes niveles de BHP (a intervalos estrechos de tal manera que BHP pueda ser considerada aproximadamente constante). La Figura 3. 7 muestra los modelos de índice de inyectividad sin fractura, cercano a la fractura (es decir, la fractura se acerca con el incremento de  $R_g$ ), y fracturado (la fractura no se afecta con el aumento de  $R_g$ ). Cabe resaltar que la forma de la curva sin fractura coincide con la forma de la curva de la Figura 3. 5.

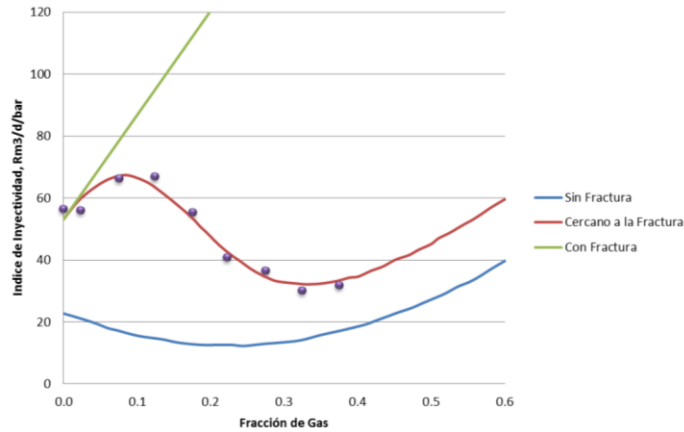
En la curva cercana a la fractura, el índice de inyectividad aumenta para valores pequeños de  $R_g$ , hasta que alcanza su punto máximo y luego decrece con el aumento del  $R_g$ , quedando cercana de la curva de no fracturada. Por otro lado, el incremento del índice de productividad ganado a través de la fractura de la formación es en parte perdido, si la fracción de gas se hace muy grande.

La presión de fondo (BHP) y la fracción de gas son parámetros importantes para asegurar un comportamiento de inyección óptimos, por lo tanto el índice de inyectividad depende en gran medida de ellos.

Los resultados obtenidos por Lars Inge Berge et al.<sup>16</sup>, indican que se necesita cierto grado de fracturamiento antes de que la permeabilidad relativa en las fracturas se vuelva lineal, es decir, antes de obtener un flujo efectivo en las fracturas. Esto podría ser favorable para la inyectividad, sin embargo, a medida que nos acercamos a unas condiciones de flujo favorable en las fracturas, la inyectividad cae a niveles bajos si la fracción de gas se incrementa demasiado.

<sup>15</sup> Ibíd., p. 8.

<sup>16</sup> Ibíd., p. 5.



**Figura 3.7** Índice de inyectividad como función de la fracción de gas. Se usó el modelo lineal de permeabilidad relativa para el modelo de flujo en las fracturas. Los valores de BHP se encuentran entre 340 y 343 bar (presión de fractura aproximadamente 330 bar)<sup>17</sup>

**3.2.4 Eficiencia de Barrido y rata de inyección WAG.** Los resultados de laboratorio y de las simulaciones en el caso del flujo segregado han mostrado que la eficiencia de barrido de un yacimiento puede ser mejoradas mediante la inyección WAG. Para lograr esto, el gas debe suministrado al frente gas/agua a una rata correspondiente al volumen de gas atrapado por el banco de agua en avance. Esto permite reducir la saturación residual de aceite en una sección grande del yacimiento.

La elección de una relación WAG óptima podría mejorar la eficiencia de barrido del proceso. La ecuación para calcular la rata de inyección mínima gas/agua en yacimientos homogéneos fue sugerida en una forma sencilla<sup>18</sup>. Esta puede ser modificada para el caso de recobro terciario con inyección de gas en yacimientos estratificados:

$$\frac{Q_g}{Q_w} = \frac{1}{H} \sum_{i=1}^n h_i \left[ \frac{(1-S_{w,rg}-S_{orm})_i}{(S_{w,rg}-S_{wc}-S_{ww})_i} - \frac{(K_{w,rg})_i}{(K_{g,wr})_i} \times \left(\frac{\mu_g}{\mu_w}\right)_i \times (1 - S_{wc} - S_{orm} + S_{ww}) \right] \quad (3.4)$$

Donde,

$$S_{w,rg} = 1 - S_{gtr} - S_{orm}$$

$$S_{gtr} = S_{gi} / (1 + C^* S_{gi})$$

$Q_g$  = Caudal de gas (bbl/día)

$Q_w$  = Caudal de agua (bbl/día)

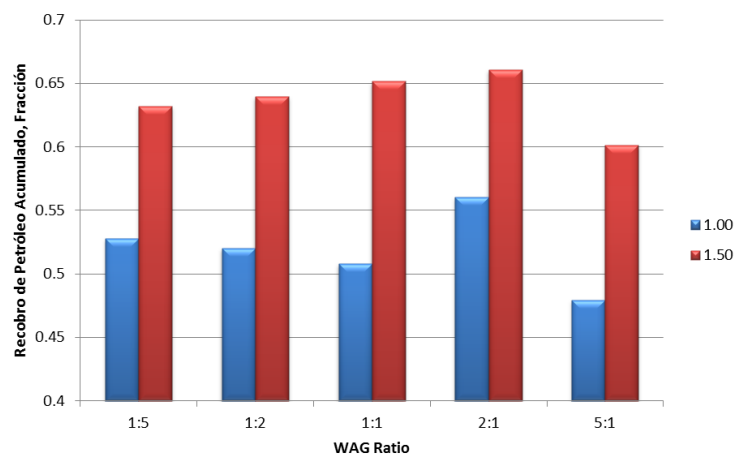
$S_{wc}$  = Saturación crítica de agua (fracción)

<sup>17</sup> *Ibíd.*, p. 8.

<sup>18</sup> DRID, Nabil et al. The Performance of WAG in a Stratified Reservoir, Hassi-Messaoud Field, Algeria. SPE 88482-MS. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. 2004. p. 3.

Esta ecuación se usa para calcular la rata de inyección WAG. En la práctica, un exceso de volumen de gas precede al banco de agua.

**3.2.5 Relación de inyección WAG.** Para estudiar el efecto de la relación de inyección WAG en el recobro de aceite, X. Wu et al.<sup>19</sup>, simuló cinco casos: 5:1, 2:1, 1:1, 1:2 y 1:5. La Figura 3. 8 muestra el recobro acumulado de petróleo a 1.0 PV y 1.5 PV inyectados para diferentes relaciones de inyección WAG. Esto indica que cuando la relación de inyección es 2:1, el recobro de petróleo alcanzado es máximo, comparado con los otros casos.



**Figura 3. 8** Factor de recobro a relaciones de inyección WAG de 1:1, 1:2, 1:5 a PVI = 1.0 y 1.5<sup>20</sup>

Mecánicamente la inyección de agua podría presurizar nuevamente el yacimiento, y el gas inyectado podría disolver el petróleo mejorando la miscibilidad y reduciendo la viscosidad del petróleo. Si la relación de inyección WAG es alta, el comportamiento de la producción podría semejar a una inyección de agua. Si la relación de inyección es muy pequeña, la producción trataría a comportarse similar a la producción durante una inyección de gas, la presión declinaría rápidamente, lo cual conduciría a una irrupción rápida del gas y a una declinación de la rata de producción.

Para el caso de una relación WAG de 2:1, el recobro acumulado de petróleo es aproximadamente del 66% luego de 1.5 PV de solvente inyectado, y esto es mayor que en las inyecciones de agua y de gas miscible por separado.

<sup>19</sup> WU, X., OGBE, D. O., ZHU, T., y KHATANIAR, S. Critical Design Factors and Evaluation of Recovery Performance of Miscible Displacement and WAG Process. SPE 2004-192. Canadian International Petroleum Conference. Calgary: 2004. p.10

<sup>20</sup> Ibid., p. 10.

### 3.3 MOVILIDADES

La movilidad de los fluidos es un indicador de la facilidad con la que el fluido fluirá bajo unas condiciones específicas. La movilidad es definida como la permeabilidad relativa de un fluido a la saturación dada dividida por la viscosidad del fluido. La relación de movilidad,  $M$ , es un indicador de la facilidad con la que el fluido fluirá con relación a otro fluido. Esto es definido como la relación de movilidad del gas con respecto a la movilidad del aceite.

Durante los procesos de desplazamiento con gas, la movilidad del gas puede variar desde prácticamente cero durante periodos de baja saturación de gas, a valores aproximados a infinito durante los periodos de alta saturación de gas.

Los desplazamientos pueden ser optimizados si la movilidad es favorable (menor a 1). La reducción de la relación de movilidades puede obtenerse incrementando la viscosidad del gas o reduciendo la permeabilidad relativa de los fluidos.

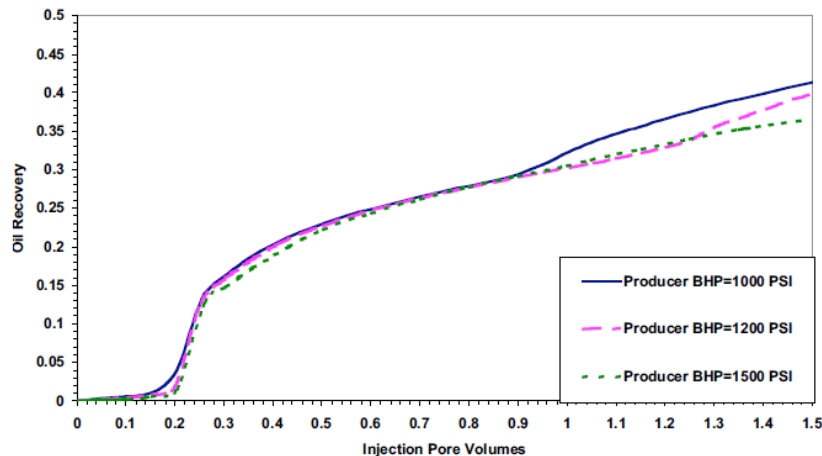
En yacimientos heterogéneos, las características de la permeabilidad relativa tanto vertical como horizontal podrían ser ampliamente variables. Como resultado, el desplazamiento de gas no formará un frente de avance uniforme pero tenderá a formar "dedos" adelante en las capas o áreas que tienen altas relaciones de movilidad. A medida que el desplazamiento progresa, la relación de movilidades continúa incrementándose por el desplazamiento del gas. Como resultado, existe una tendencia decreciente del gas para ingresar a las regiones de baja permeabilidad o de baja saturación de gas. Estos espacios, por lo tanto no son alcanzados por el gas, y poco o nada del petróleo de estas áreas es recuperado.

La reducción de la movilidad de la fase gas puede lograrse mediante la inyección alternada de agua y gas (procesos WAG). Además, en este tipo de casos se espera que la movilidad sea menor comparada con la inyección de gas.

La inyección alta localizada y las altas tasas de producción bajo condiciones adversas de movilidad y heterogeneidad de la roca podrían aumentar la severidad de la canalización del gas y resultar en un desvío del aceite. La posibilidad de crear este efecto adverso frecuentemente puede ser reducido mediante la selección adecuada del número y la ubicación de los pozos inyectoros, y programando los caudales de inyección y producción adecuadas para crear las caídas de presión convenientes para el buen desarrollo del proceso.

### 3.4 PRESION EN PROCESOS MISCIBLES E INMISCIBLES

La presión de fondo es uno de los factores más importantes que afectan el comportamiento de la producción. Para estudiar el efecto de la presión de fondo en el recobro de petróleo, X. Wu et al.<sup>21</sup>, simularon tres casos con 1000, 1200 y 1500 psi. Los resultados mostraron que, para procesos miscibles, la presión de fondo debe ser un poco menor que la presión en el punto de burbuja, para que el recobro de aceite sea máximo. Los resultados (Figura 3. 9) muestran que el recobro acumulado de petróleo es más alto (factor de recobro acumulado de 40%) a una presión de 1000 psi, y luego de 1.5 PV de solvente inyectado. Si la presión de fondo es mucho menor que la presión de burbuja, el rompimiento del gas ocurrirá muy temprano, lo cual lleva a una declinación de la producción.



**Figura 3. 9** Recobro de petróleo para inyecciones miscibles de gas con presión de producción de fondo de 1000, 1200 y 1500 psi<sup>22</sup>

Por otro lado, Manrique E. et al.<sup>23</sup>, en su estudio sobre de 56 proyectos WAG llevados a cabo alrededor del mundo, concluyeron, mediante una gráfica de presión de yacimiento versus presión de inyección (Figura 3. 10), que existe una correlación lineal entre estas variables. De esta grafica se puede observar que los proyectos miscibles necesitan por lo menos una presión de inyección sobre el 40% de la presión del yacimiento, y los requerimientos para IWAG sobre el 20%.

<sup>21</sup> *Ibíd.*, p.10

<sup>22</sup> *Ibíd.*, p. 9.

<sup>23</sup> MANRIQUE, E. et al., Water-Alternating-Gas Flooding in Venezuela: Selection of Candidates Based on Screening Criteria of International Field Experiences. SPE 50645-MS. European Petroleum Conference. The Hague: 1998. p. 3.

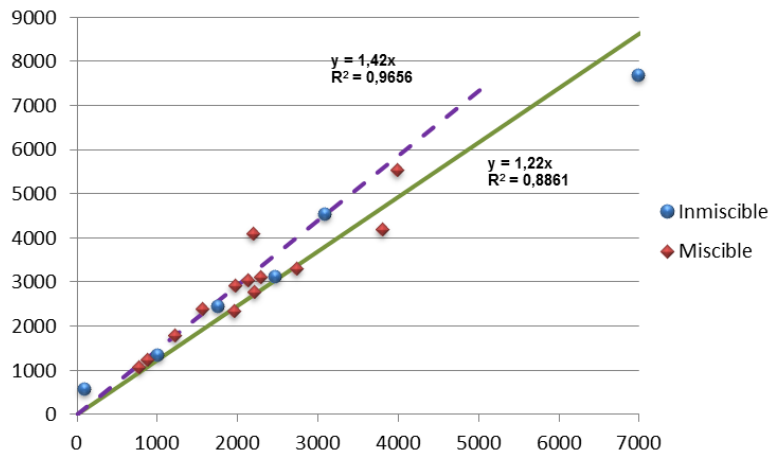


Figura 3. 10 Presión de inyección vs. Presión de yacimiento<sup>24</sup>

Cuando se realiza desplazamientos inmiscibles se debe asegurar que el fluido de inyección no sea miscible con el aceite a las condiciones actuales de presión y temperatura del yacimiento. Durante todo el proceso de inyección (Inyección de gas inmisible o IWAG), la presión debe mantenerse por debajo de la presión mínima de miscibilidad (MMP) del fluido de inyección. Además, para asegurarse que no exista miscibilidad de ningún tipo, la presión siempre deberá ser menor que la presión de miscibilidad por contacto múltiple (MCMP) del fluido de inyección.

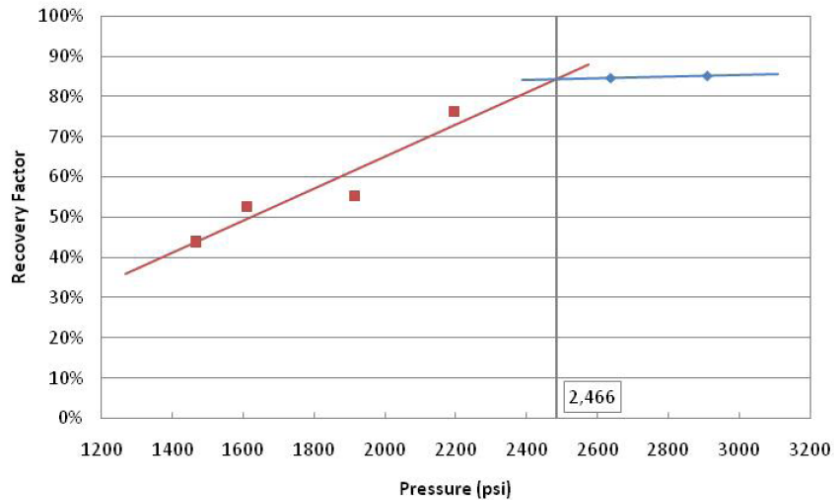
Un drenaje eficiente por desplazamiento inmisible, requiere que la presión de yacimiento se mantenga a consecuencia del equilibrio entre los volúmenes inyectados y producidos. Si la inyección es insuficiente para reemplazar los espacios vacíos que deja el fluido desplazado, la presión, y por ende la producción de petróleo, declinará. Por otro lado, si ocurre una inyección excesiva en relación con tasa de producción, la presurización excesiva podría ocasionar una pérdida del aceite movilizado en las regiones poco productivas del yacimiento, como la capa de gas o por debajo del contacto agua aceite, y en casos extremos, podría ocasionar la fractura de la formación, conduciendo a la pérdida del fluido de inyección a través de las zonas permeables creadas por la fractura.

Se ha encontrado que los proyectos WAG deben ser iniciados con presiones de inyección 24% mayores que la presión del yacimiento a menos que la formación se encuentre a una profundidad mayor a los 8000 ft.

**3.4.1 Presión Mínima de Miscibilidad (MMP).** La mínima presión de miscibilidad (MMP) es un parámetro importante en los procesos que involucran inyección miscible de gas. Se define comúnmente como la máxima presión de curvatura, cuando el recobro de petróleo se grafica versus la presión (Surguchev, LM et al., 1992). En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Figura 3. 11 el recobro de petróleo se incrementa casi linealmente con la presión de inyección

<sup>24</sup> Ibid., p. 9.

hasta que la presión alcanza el MMP, y luego el incremento en el recobro se hace menor a altas presiones.



**Figura 3. 11** Recobro de petróleo vs. Presión<sup>2b</sup>

En la industria se utilizan correlaciones para predecir MMP y estimar las condiciones de miscibilidad con el propósito de proyectar el comportamiento de la inyección. GlasØ desarrolló una ecuación para predecir MMP utilizando los siguientes parámetros: temperatura del yacimiento, peso molecular del  $C_7^+$ , porcentaje molar de metano en el gas de inyección, y el peso molecular de las fracciones intermedias (etano a hexano) en el gas.

Los procesos WAG generalmente se clasifican como inyecciones miscibles cuando la presión es mayor que el MMP, e inmiscibles cuando la presión es menor del MMP (Christensen, J.R. et al., 2001). En los trabajos previos se mostró que si bien el IWAG tuvo un menor incremento del recobro comparado con el WAG, siguió la misma tendencia en las curvas de presión y producción.

<sup>25</sup> JIANG, H. et al. The Study of Timing of Cyclic Injections in Miscible CO<sub>2</sub> WAG. SPE 153792-MS. SPE Western Regional Meeting. Bakersfield: 2012. p. 2.

## **4. HERRAMIENTA PARA LA EVALUACIÓN Y MONITOREO DEL COMPORTAMIENTO DE PROCESOS DE INYECCIÓN DE GAS CONTINUA**

Este capítulo describe el uso de gráficos semi-logarítmicos para analizar el rendimiento de los campos con operaciones de inyección de gas a gran escala.<sup>26</sup> Una de las características más útiles de este enfoque es que sólo requiere datos producción de los pozos. Esta metodología asume que estas operaciones de inyección se han mantenido relativamente estables y ha conservado la presión del yacimiento casi constante. Además, también es posible aplicarlos a varios niveles de estudio: pozo, bloque, área, yacimiento.

La herramienta realizada en Macros (VBA) en Excel permite realizar este análisis gráfico, de manera sencilla y práctica.

Dependiendo la tendencia de la curva, el ingeniero deberá complementar el análisis con su propio conocimiento de la operación histórica del yacimiento. Por ejemplo, algún cambio en la tendencia, o la aparición de dos líneas de tendencia claramente visibles en el gráfico, puede ser indicio de cambios de la vida del yacimiento durante la inyección de gas.

### **4.1 GRÁFICA SEMI-LOGARÍTMICA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO VS. PRODUCCIÓN PETRÓLEO**

Se debe realizar la gráfica semi-logarítmica de la relación gas-petróleo vs. producción de petróleo acumulado en unidades de superficie.

El desarrollo de éste método parte del supuesto de que en el yacimiento existe flujo bifásico (gas/petróleo) en estado estable. Incluye la aplicación de la ley de Darcy, y deja de lado los efectos de la gravedad y presión capilar.

Cuando realice esta gráfica, se podrá notar que algunos datos tienen tendencia lineal, ésta es la tendencia que se necesita para la evaluación del comportamiento. Entonces, debe realizarse nuevamente la gráfica, pero teniendo en cuenta sólo los puntos que tienen una tendencia lineal.

Luego de realizar ésta gráfica, se debe obtener una línea de tendencia, cuya ecuación incorporará las relaciones de permeabilidad relativa del yacimiento.

---

<sup>26</sup>WARNER, H.R., D.S., MCGREGOR, DEGOLYER, MACNAUGHTON, LAIEB, K., MORSLI, H., SONATRACH. Analysis of Gasfloods Using Semilog Graphs of Free-Gas Gas/Oil Ratio vs. Cumulative Oil Production. SPE 129301. 2010.



La ecuación será obtenida de la forma:

$$\log(R - R_s) = \frac{bB_o}{E_v V_p} N_p + \log\left(\frac{a\mu_o B_o}{\mu_g B_g}\right) \quad (4.1)$$

Reescribiendo la ecuación:

$$\log R_f = m N_p + n \quad (4.2)$$

Donde  $m$  es la pendiente de la curva y  $n$  el intercepto de la línea recta resultante. La pendiente de la recta,  $m$ , es igual a:

$$m = \frac{bB_o}{E_v V_p} \quad (4.3)$$

Esta pendiente dependerá del PV del yacimiento, la eficiencia de barrido volumétrica, la curva  $krg/kro$ , y la presión promedio del yacimiento, que afecta los factores volumétricos ( $B_o$  y  $B_g$ ).

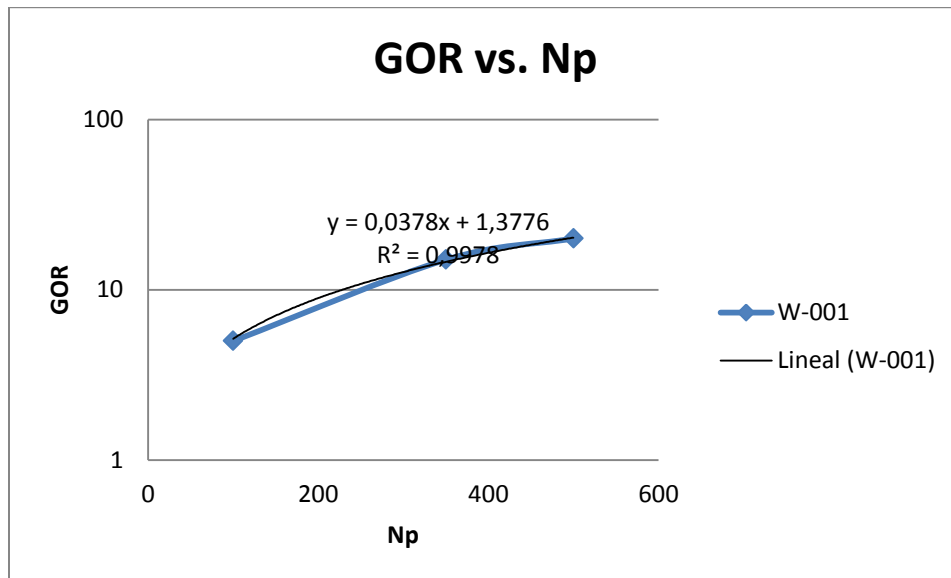


Figura 4. 1 GOR vs. Np basado en volúmenes de gas y aceite a condiciones de superficie

## **4.2 EVALUACIÓN Y PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN**

Si existe linealidad entre  $\log R_f$  y  $N_p$ , entonces, la línea recta se puede utilizar para evaluar el comportamiento histórico del yacimiento bajo la inyección de gas y para predecir el comportamiento futuro.

La pendiente de línea recta puede utilizarse para estimar el volumen desplazado si se conoce la relación de  $krg/kro$ .

Los factores que afectan la intercepción ( $n$ ) son más complejos que los que controlan la pendiente de la línea. Además de  $krg/kro$  y el volumen de barrido, hay otros factores involucrados que son difíciles de cuantificar, pero que también afectan el valor de intercepción.

## **4.3 GRÁFICA SEMI-LOGARÍTMICA RELACIÓN GAS-PETRÓLEO VS. RECOBRO SECUNDARIO PETRÓLEO**

La gráfica del paso 4.1, también puede obtenerse reemplazando el  $N_p$  por el recobro secundario de petróleo en fracción de OOIP. Para obtener el eje horizontal, debe hacerse una suposición sobre parte del volumen de petróleo original In-Situ (OOIP) y del volumen del yacimiento que está siendo afectado por las operaciones de inyección de gas. Así que, cuanto mayor sea la heterogeneidad del yacimiento, mayor será el rango de los posibles volúmenes de OOIP que podrían ser utilizados en la conversión volumétrica de  $N_p$  de superficie a yacimiento. Por esta razón, muchas veces se prefiere trabajar con la gráfica del punto 4.1.

## **4.4 ANÁLISIS DE VARIOS POZOS AL TIEMPO**

La gráfica del punto 4.1 puede realizarse también para más de un pozo, y así poder observar la tendencia lineal de los pozos de un bloque o área patrón. Posiblemente, aunque todos los pozos muestran tendencias lineales, será posible observar algunas diferencias entre ellos. Estas diferencias probablemente pueden deberse a que no hay una disposición simétrica de los pozos productores e inyectores, lo que dio lugar a diferencias considerables en los volúmenes de yacimiento barridos por varias parejas de pozos inyector/productor. También pueden deberse a que algunos de los pozos son más nuevos que otros.

Por otro lado, también se debe tener en cuenta que algunas de las variaciones en las curvas individuales de pozo probablemente son causados por cambios en las operaciones de los pozos individuales o son el resultado de trabajos de workover.

En ciertos campos experimentales, se ha llegado a obtener hasta un 80% de similitud entre las tendencias de algunos pozos. Esto es bastante notable, dadas las variaciones normales de las operaciones de los campos durante el periodo de operación de la inyección de gas, incluyendo las variaciones en el número de pozos activos en cada área del patrón (pozos nuevos o pozos cerrados), y trabajos de workover en muchos de los pozos de producción.

## **5. HERRAMIENTA PARA LA EVALUACIÓN Y MONITOREO DEL COMPORTAMIENTO DE PROCESOS DE INYECCIÓN WAG**

El monitoreo integrado de un proceso de inyección WAG es el único medio para determinar la eficiencia de la inyección, y si podrá lograrse el recobro adicional estimado. La metodología realizada con Macros en Excel permite definir paso a paso las diferentes variables que afectan la eficiencia de la inyección WAG, y facilita la evaluación del proceso mediante la generación e interpretación de gráficas.

Esta metodología hará uso de datos de producción (caudales de inyección y producción, producciones mensuales y acumuladas de gas, petróleo y agua) para la realización de gráficos con los cuales se espera monitorear y evaluar el comportamiento de procesos WAG (Miscibles e Inmiscibles).

El monitoreo de un proceso WAG bien implementado puede permitir una intervención oportuna de ciertos pozos problemáticos, para mejorar la eficiencia de la inyección.

A continuación, se describirá una a una las diferentes hojas de cálculo que conforman la herramienta de evaluación y monitoreo del comportamiento de la inyección WAG. También se explicará cada uno de los botones de comando que existen en las hojas.

Para el caso del patrón de análisis de este proyecto, los datos de producción fueron importados a la herramienta de evaluación y monitoreo desde el software OFM, y cada una de las hojas se alimenta de estos datos. Para realizar la evaluación de un patrón diferente, se recomienda crear reportes similares en OFM o en el software de preferencia, o copiarlos directamente a la plantilla de la metodología.

### **5.1 HOJAS CURVAS DE PRODUCCIÓN Y DECLINACIÓN**

Las curvas de producción pueden ayudar a supervisar el comportamiento natural del yacimiento, y a detectar cambios en el desempeño del mismo y de los pozos.

Como cada pozo productor es sometido a una prueba de producción por un periodo de veinticuatro (24) horas al menos una vez al mes, se puede realizar una evaluación completa y acertada del patrón.

Los caudales de agua, aceite y gas versus tiempo son llamadas curvas de declinación. Una gráfica en coordenadas lineales provee información importante sobre el comportamiento de la producción.

La curva de declinación más común se obtiene graficando los caudales de producción versus tiempo en escala Semi-Logarítmica. Para evitar interpretaciones erróneas de la producción, las gráficas de caudales deben ir acompañadas del GOR.

Una gráfica de producción total del yacimiento o bloque patrón puede ayudar mucho en el monitoreo.

**5.1.1 Curvas de Producción y Declinación del Patrón.** Este primer análisis de la herramienta en Excel permite graficar las curvas de producción y declinación del yacimiento o patrón a evaluar, mediante tres botones ubicados en la parte superior derecha de la hoja “Curvas de Prod y Decl” (Figura 5. 1).

El botón “Graficar Curva de Producción” permite realizar un gráfico de la producción histórica de aceite, agua y gas mensual versus tiempo (Figura 5. 2).

Haciendo clic en el botón “Graficar Curva de Declinación Total – Semi-Log”, se obtiene la curva de declinación histórica del patrón con los caudales de fluido producido total y la relación gas-petróleo (GOR) versus tiempo, en escala Semi-Logarítmica (Figura 5. 3).

El botón “Graficar Curvas de Declinación” permite hacer un gráfico histórico de las tasas de producción de cada uno de los fluidos y la relación gas-petróleo (GOR) versus tiempo, en escala Semi-Logarítmica (Figura 5. 4).

| 1.1 Curvas de Producción y Declinación del Patrón |                               |                             |  |                             |                    |                                |                      |              |                          |         |
|---|-------------------------------|-----------------------------|--|-----------------------------|--------------------|--------------------------------|----------------------|--------------|--------------------------|---------|
| Graficar Curva de Producción                      |                               |                             | Graficar Curva de Declinación Total - Semi-Log |                             |                    | Graficar Curvas de Declinación |                      |              |                          |         |
| Bo  | 1.60048                       |                             | Iy (Rb)  | 585.00000                   |                    | Isc (Rb)                       | 520.000              |              | Zsc                      | 1.00000 |
| Py (Pstia)  | 100.00000                     |                             | Zp   | 0.93200                     |                    | Psc (Pstia)                    | 14.70                |              | i                        | 318     |
| Tiempo  | Producción de Aceite (RB/Mes) | Producción de Agua (RB/Mes) | Producción de Gas (RB/Mes)                     | Producción Total d (RB/Mes) | Qo Prom Mes (RB/d) | Qw Prom Mes (RB/dia)           | Qg Prom Mes (RB/dia) | GOR (Scf/Rb) | Qt Promedio Mes (RB/dia) |         |
| 11  | 15-Jul-85                     | 6320.1654                   | 0  | 632115.355                  | 206.576228         | 0                              | 6103.5431            | 17657.5654   | 6125.74933               |         |
| 12  | 15-Aug-85                     | 1445.04224                  | 0  | 544338.072                  | 545983.114         | 456.296848                     | 0                    | 175300.4452  | 23147.7201               |         |
| 13  | 15-Sep-85                     | 28123.63456                 | 0  | 813534.239                  | 816367.334         | 571.449304                     | 0                    | 270395.8639  | 17441.6634               |         |
| 14  | 15-Oct-85                     | 45131.93952                 | 0  | 1283783.186                 | 12842695           | 1435.878632                    | 0                    | 471002.5743  | 172633.8546              |         |
| 15  | 15-Nov-85                     | 22754.02416                 | 0  | 7455581.057                 | 7478335.081        | 758.461472                     | 0                    | 249670.3311  | 198354.0831              |         |
| 16  | 15-Dic-85                     | 50443.92864                 | 0  | 11951456.23                 | 12047900.16        | 1627.224021                    | 0                    | 367785.8334  | 143600.4367              |         |
| 17  | 15-Jan-86                     | 68693.86368                 | 0  | 12625143.24                 | 1263732.41         | 2147.84416                     | 0                    | 414346.5059  | 116244.4151              |         |
| 18  | 15-Feb-86                     | 36235.68544                 | 0  | 8613626.423                 | 8649322.308        | 1236.276766                    | 0                    | 308103.8128  | 143222.2538              |         |
| 19  | 15-Mar-86                     | 42572.768                   | 0  | 1006183.13                  | 10103755.9         | 1373.307869                    | 0                    | 324040.217   | 142181.1934              |         |
| 20  | 15-Abr-86                     | 45900.8592                  | 0  | 1170794.95                  | 11753845.05        | 1530.018695                    | 0                    | 330441.9038  | 137705.9158              |         |
| 21  | 15-May-86                     | 42827.24432                 | 0  | 10815506.26                 | 10858333.5         | 1381.518331                    | 0                    | 347344.8231  | 151762.6479              |         |
| 22  | 15-Jun-86                     | 63454.23056                 | 0  | 14436815.61                 | 14560269.94        | 2115.146354                    | 0                    | 483404.2581  | 137734.3505              |         |
| 23  | 15-Jul-86                     | 47815.88048                 | 0  | 10829410.36                 | 1087026.14         | 1535.396661                    | 0                    | 350600.8305  | 137541.549               |         |
| 24  | 15-Aug-86                     | 46020.20192                 | 0  | 1180011.75                  | 11236031.96        | 1484.525224                    | 0                    | 361225.1539  | 146622.6236              |         |
| 25  | 15-Sep-86                     | 28036.80912                 | 0  | 5710544.807                 | 5739583.616        | 934.6323056                    | 0                    | 191236.8433  | 123294.0046              |         |
| 26  | 15-Oct-86                     | 25431.62712                 | 0  | 6332084.567                 | 6357436.395        | 620.3740384                    | 0                    | 204617.1861  | 150220.4534              |         |
| 27  | 15-Nov-86                     | 41586.87232                 | 0  | 11684040.28                 | 11725627.15        | 1386.223742                    | 0                    | 330441.9038  | 169720.4808              |         |
| 28  | 15-Dic-86                     | 81408.4152                  | 0  | 26236378.43                 | 23207786.05        | 2626.083588                    | 0                    | 746354.3259  | 171256.8792              |         |
| 29  | 15-Jan-87                     | 67303.96888                 | 0  | 1570516.33                  | 15818426.8         | 2190.040895                    | 0                    | 637456.1645  | 175343.1468              |         |
| 30  | 15-Feb-87                     | 58211.46                    | 0  | 1201451.51                  | 12036132.97        | 1364.837286                    | 0                    | 430262.3111  | 163863.1105              |         |
| 31  | 15-Mar-87                     | 55833.50304                 | 0  | 5815013.36                  | 5867013.47         | 1736.57081                     | 0                    | 504652.7969  | 163822.0176              |         |
| 32  | 15-Abr-87                     | 32032.62496                 | 0  | 3233573.665                 | 3255672.49         | 1069.780832                    | 0                    | 310759.8602  | 175044.8633              |         |
| 33  | 15-May-87                     | 63423.41852                 | 0  | 2406292.34                  | 24152705.18        | 2831.078692                    | 0                    | 775571.8658  | 173852.1374              |         |
| 34  | 15-Jun-87                     | 67636.4536                  | 0  | 24576531.21                 | 24658127.66        | 2117.887222                    | 0                    | 818068.7444  | 181371.7119              |         |
| 35  | 15-Jul-87                     | 52820.6444                  | 0  | 1681250.27                  | 16863070.91        | 1703.887013                    | 0                    | 541837.7398  | 191619.4663              |         |
| 36  | 15-Aug-87                     | 57042.70788                 | 0  | 18427795.29                 | 18464638           | 1640.187061                    | 0                    | 534955.0869  | 194631.1402              |         |
| 37  | 15-Sep-87                     | 68861.48224                 | 0  | 22887956.64                 | 22966918.12        | 2238.72141                     | 0                    | 762291.313   | 195823.153               |         |
| 38  | 15-Oct-87                     | 83210.3288                  | 0  | 27795744.64                 | 27878865.77        | 2681.316564                    | 0                    | 891750.765   | 207152.501               |         |
| 39  | 15-Nov-87                     | 32013.37568                 | 0  | 44327108.04                 | 44419121.41        | 3087.117658                    | 0                    | 1476713.448  | 238251.6707              |         |
| 40  | 15-Dic-87                     | 102862.8896                 | 0  | 43372843.9                  | 43372843.9         | 3322.036312                    | 0                    | 1397091.427  | 252144.593               |         |

Figura 5. 1 Hoja "Curvas de Prod y Decl"

## Curvas de Producción del Patrón Evaluado

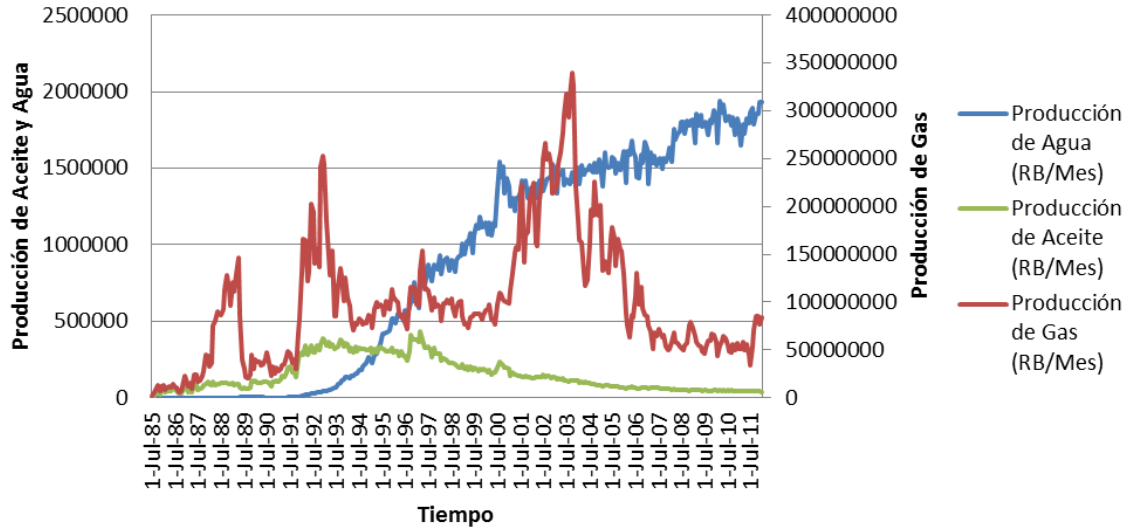


Figura 5. 2 Curvas de producción del patrón evaluado

## Curva de Declinación Total Semi-Log

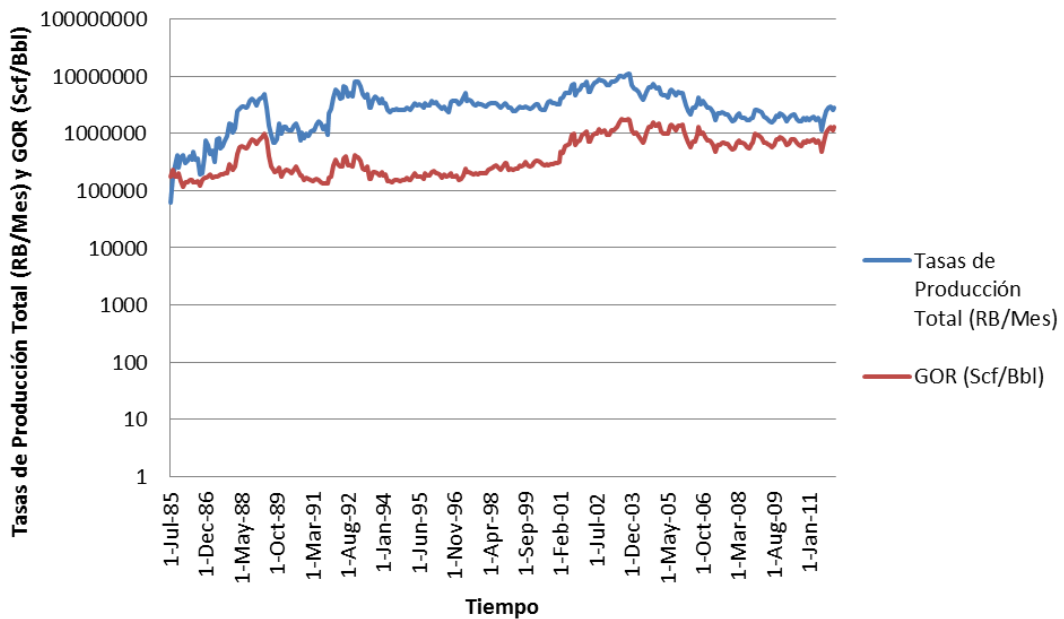


Figura 5. 3 Curva de declinación total Semi-Log

### Curva de Declinación del Patrón Semi-Log

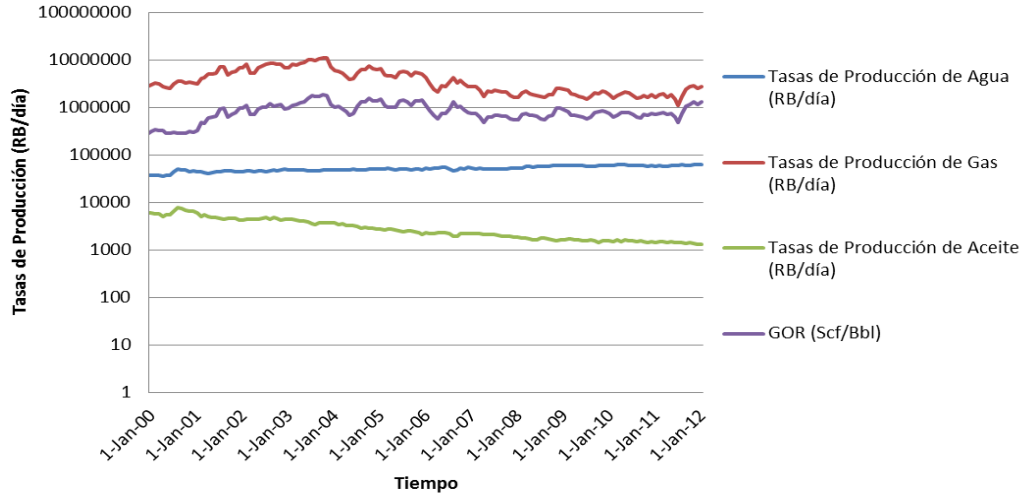


Figura 5. 4 Curva de declinación del patrón Semi-Log

**5.1.2 Curvas de Declinación por Pozo.** La hoja “Curva de Decl” permite graficar las curvas de cada uno de los pozos del bloque patrón o yacimiento a evaluar, mediante cuatro botones ubicados en la parte superior derecha de la hoja (Figura 5. 5). Es posible seleccionar el pozo productor que desee evaluar de la lista desplegable ubicada en la parte superior izquierda de la hoja.

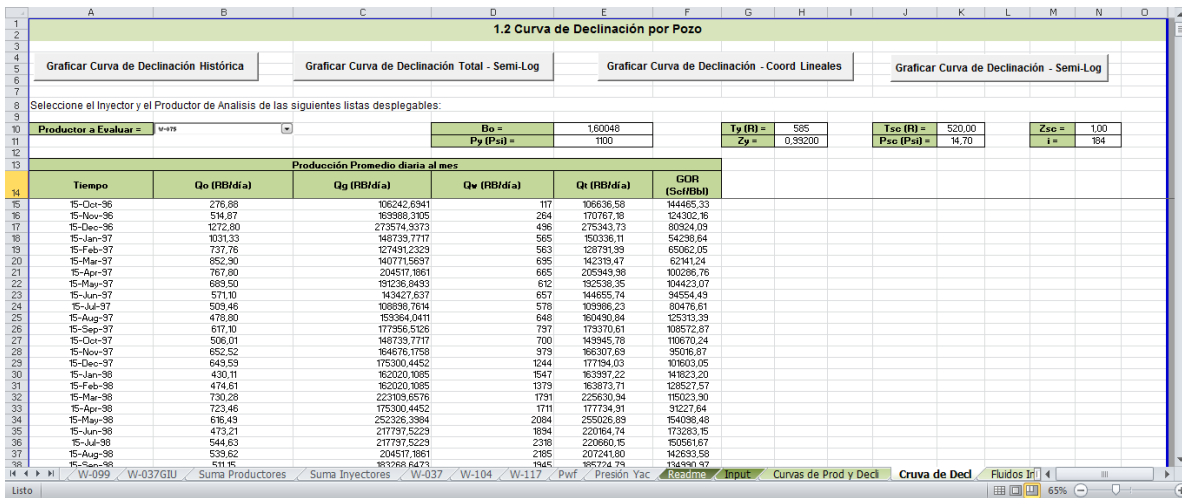


Figura 5. 5 Hoja "Curva de Decl"

A continuación se describen las funciones de cada uno de los cuatro botones de la hoja.

- ✓ Graficar Curva de Declinación Histórica: Permite graficar las tasas de producción diaria de cada uno de los fluidos del pozo productor seleccionado (Figura 5. 6).

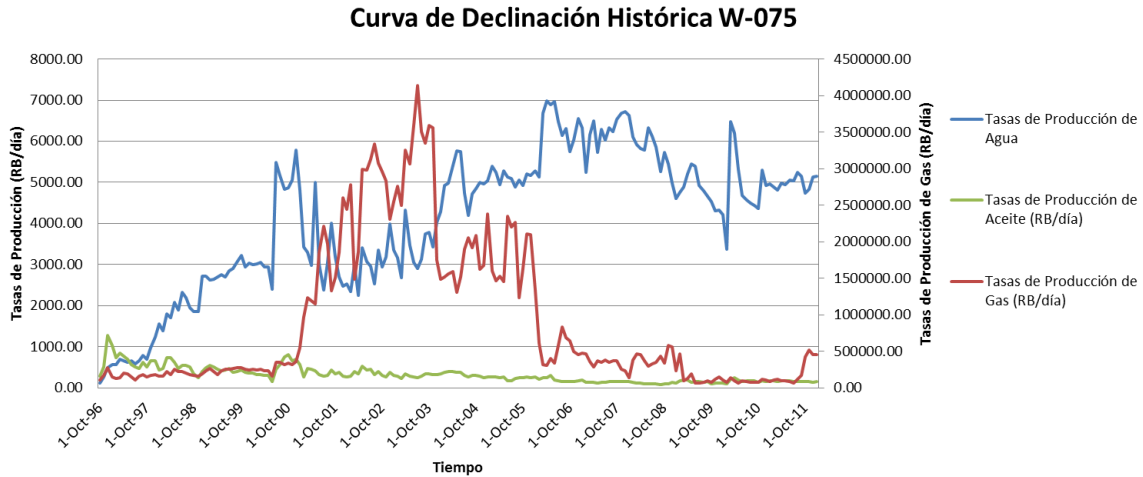


Figura 5. 6 Curva de Declinación Histórica del pozo seleccionado

- ✓ Graficar Curva de Declinación Total – Semi-Log: Grafica las tasas de producción total de fluido del pozo seleccionado (Figura 5. 7).

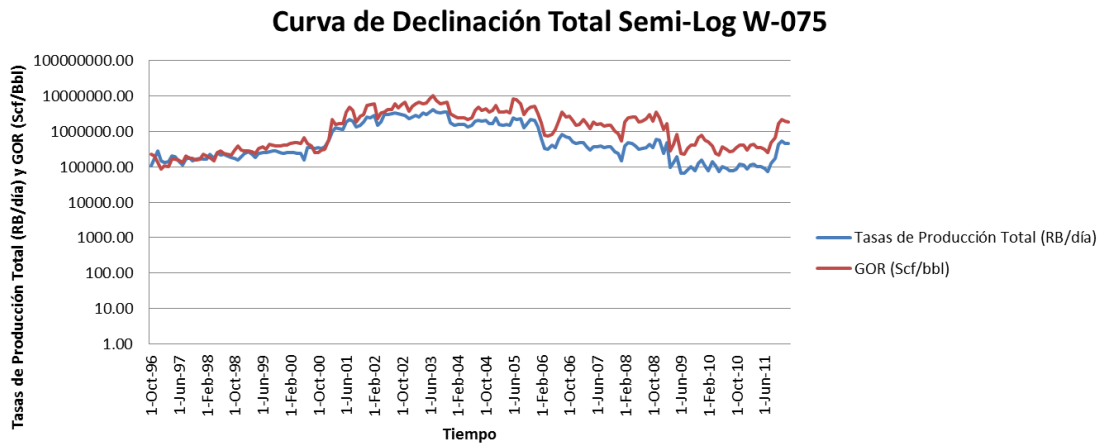
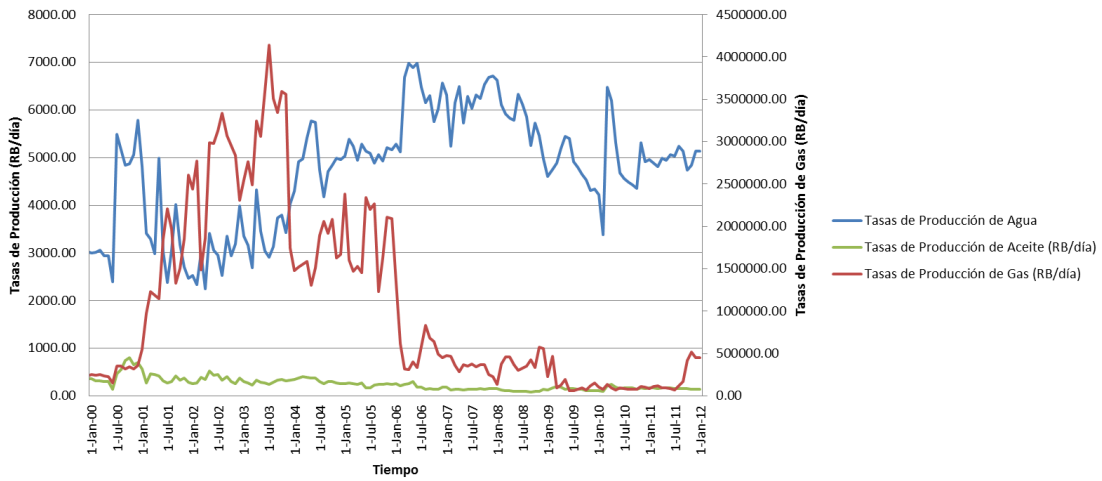


Figura 5. 7 Curva de Declinación Total Semi-Log del pozo seleccionado

- ✓ Graficar Curva de Declinación – Coord Lineales: Realiza un gráfico de la curva de declinación por pozo desde el inicio de la inyección WAG. Para el caso del patrón elegido, la inyección dio inicio en el año 2001 (Figura 5. 8).



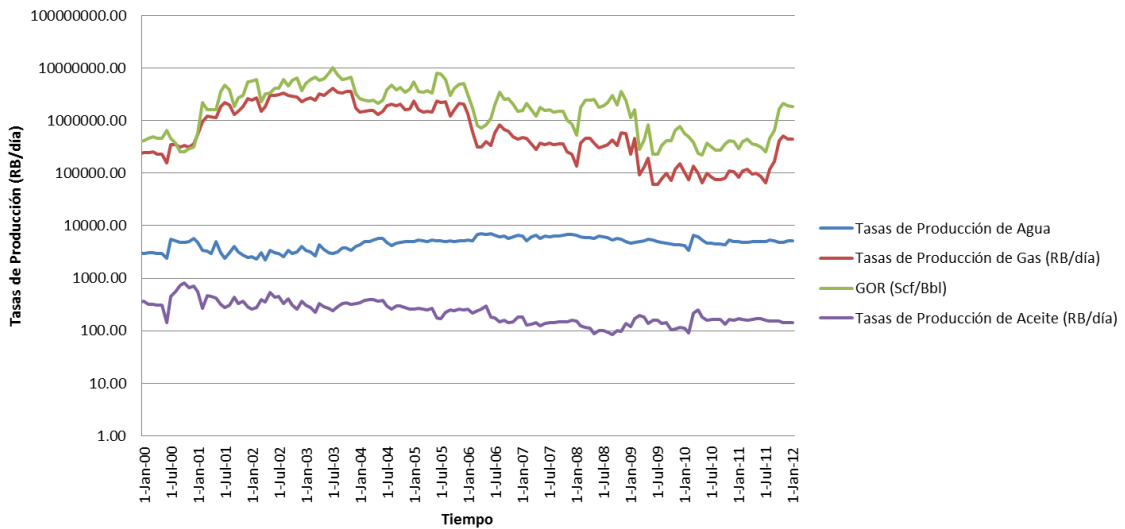
**Curva de Declinación Desde el Inicio de la Inyección WAG W-075**



**Figura 5. 8** Curva de Declinación desde el inicio de la inyección WAG para el pozo seleccionado

- ✓ Graficar Curva de Declinación – Semi-Log: Con este botón se puede realizar un gráfico semi-logarítmico de las tasas de inyección y el GOR para el pozo seleccionado (Figura 5. 9).

**Curva de Declinación Semi-Log W-075**



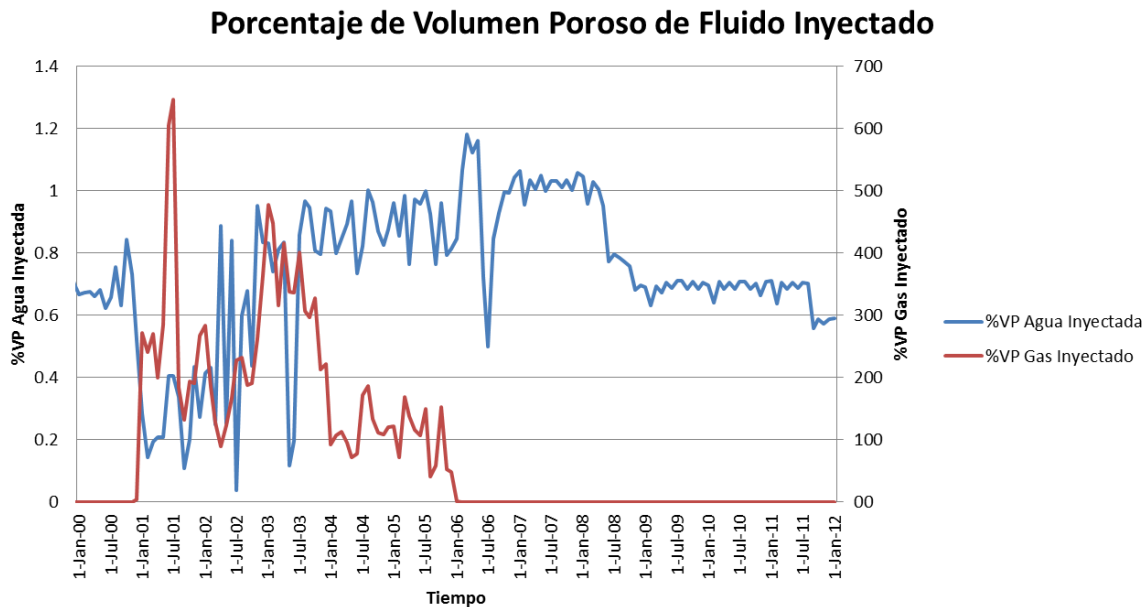
**Figura 5. 9** Curva de Declinación Semi-Log para el pozo seleccionado

## 5.2 HOJA FLUIDOS INYECTADOS DURANTE LOS CICLOS WAG

La hoja "Fluidos Inyectados" (Figura 5. 10) permite monitorear el comportamiento del volumen poroso de fluidos inyectados durante el proceso WAG en el bloque patrón, haciendo clic en el botón "Graficar %HCPV Inyectados". La Figura 5. 11, es un ejemplo de la gráfica de porcentaje de volumen poroso de hidrocarburos inyectado.

| 2 Fluidos Inyectados durante los ciclos WAG |                    |                    |           |             |         |
|---|--------------------|--------------------|-----------|-------------|---------|
| Graficar %HCPV Inyectados                   |                    |                    |           |             |         |
| DOIP (MRB) =                                | 83,4               |                    |           |             |         |
| Bo  | 1,60048            | Ty (R)=            | 585,00000 | Tsc (R)=    | 520,00  |
| Py (Psi) =                                  | 1100,00000         | Zy =               | 0,93200   | Psc (Psi)=  | 14,70   |
|   |                    |                    |           | Zsc=        | 1,00000 |
|   |                    |                    |           | i=          | 254     |
| Tiempc                                      | Agua Inyectada (R) | Gas Inyectado (RB) | %HCPV Ga  | %HCPV Ag    |         |
| 15-Oct-90                                   | 16793              | 0                  | 0,0       | 0,020123496 |         |
| 15-Nov-90                                   | 73692              | 0                  | 0,0       | 0,086593952 |         |
| 15-Dec-90                                   | 80416              | 0                  | 0,0       | 0,036422062 |         |
| 15-Jan-91                                   | 73143              | 0                  | 0,0       | 0,087701439 |         |
| 15-Feb-91                                   | 77400              | 0                  | 0,0       | 0,032805755 |         |
| 15-Mar-91                                   | 103140             | 0                  | 0,0       | 0,123669065 |         |
| 15-Apr-91                                   | 161850             | 0                  | 0,0       | 0,194064748 |         |
| 15-May-91                                   | 167922             | 0                  | 0,0       | 0,225326139 |         |
| 15-Jun-91                                   | 170607             | 0                  | 0,0       | 0,204564748 |         |
| 15-Jul-91                                   | 63145              | 0                  | 0,0       | 0,106688469 |         |
| 15-Aug-91                                   | 153408             | 0                  | 0,0       | 0,191136631 |         |
| 15-Sep-91                                   | 165629             | 0                  | 0,0       | 0,222576739 |         |
| 15-Oct-91                                   | 19740              | 0                  | 0,0       | 0,023669065 |         |
| 15-Nov-91                                   | 136110             | 0                  | 0,0       | 0,163201439 |         |
| 15-Dec-91                                   | 166806             | 0                  | 0,0       | 0,22396801  |         |
| 15-Jan-92                                   | 179910             | 0                  | 0,0       | 0,215719424 |         |
| 15-Feb-92                                   | 154916             | 0                  | 0,0       | 0,185752398 |         |
| 15-Mar-92                                   | 139221             | 0                  | 0,0       | 0,166931655 |         |
| 15-Apr-92                                   | 6824               | 0                  | 0,0       | 0,010580336 |         |
| 15-May-92                                   | 17028              | 0                  | 0,0       | 0,020417266 |         |
| 15-Jun-92                                   | 34576              | 0                  | 0,0       | 0,041458034 |         |
| 15-Jul-92                                   | 131192             | 0                  | 0,0       | 0,157304556 |         |
| 15-Aug-92                                   | 60564              | 0                  | 0,0       | 0,072618705 |         |
| 15-Sep-92                                   | 42574              | 0                  | 0,0       | 0,051047962 |         |
| 15-Dec-92                                   | 2764               | 0                  | 0,0       | 0,003314149 |         |
| 15-Jan-93                                   | 56259              | 0                  | 0,0       | 0,067456835 |         |
| 15-Feb-93                                   | 56115              | 0                  | 0,0       | 0,067284173 |         |

Figura 5. 10 Hoja "Fluidos Inyectados"



**Figura 5. 11** Porcentaje de Volumen Poroso de Fluido Inyectado

### 5.3 HOJA MONITOREO DE LA PRESIÓN DE INYECCIÓN, CAUDAL DE INYECCIÓN, PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE E INYECTIVIDAD.

Es importante mantener un monitoreo constante de la presión de inyección del yacimiento y del caudal de inyección mensual de cada uno de los pozos inyectoros, en especial del bloque o área patrón en el que se piense implementar un proceso de recobro, como es el caso de una inyección WAG.

Realizando una gráfica de presión de fondo fluyente y caudal total de inyección, se puede verificar la influencia del fluido inyectado en la presión de cada uno de los pozos productores.

Esta metodología permite seleccionar un productor y un inyector de su preferencia, para monitorear la interacción entre ambos pozos. Así mismo, permite monitorear las presiones y caudales de inyección del pozo seleccionado para análisis (Figura 5. 12).

Haciendo clic en cada uno de los tres botones de la parte superior derecha de la pantalla, se generaran las gráficas mencionadas anteriormente. Las Figuras 5.13, 5.14 y 5.15, muestran ejemplos del comportamiento de un productor y un inyector del caso de estudio.

| 3. Monitoreo de la Presión de Inyección, Caudal de Inyección, Presión de Fondo Fluyente E Inyección |                       |              |                                |                                    |                                   |              |                                 |         |         |            |        |      |      |
|---|-----------------------|--------------|--------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|--------------|---------------------------------|---------|---------|------------|--------|------|------|
| Graficar Pwf y Qti  |                       |              | Graficar Caudales de Inyección |                                    |                                   |              | Graficar Presiones de Inyección |         |         |            |        |      |      |
| Selección el inyector y el Productor de Analisis de las siguientes listas desplegables:             |                       |              |                                |                                    |                                   |              |                                 |         |         |            |        |      |      |
| Inyector a Evaluar =  | Productor a Evaluar = |              |                                |                                    |                                   | No           | 1.60048                         | Ty (D): | 555,000 | Tcc (D):   | 520,00 | Zcc: | 1,00 |
|   |                       |              |                                |                                    |                                   | P (Psi) =    | 1000,0                          | Zp:     | 0,33200 | Pcc (Psi): | 14,10  | ip:  | 33   |
| Datos de Inyección  |                       |              |                                |                                    |                                   | Datos de Pwf |                                 |         |         |            |        |      |      |
| Tiempo  | Qwi (DB/Mes)          | Qgi (DB/Mes) | Qti (DB/Mes)                   | Presión de Inyección de Agua (Psi) | Presión de Inyección de Gas (Psi) | Tiempo       | PWF                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Oct-30   | 16188,00              | 0,00         | 16188,00                       | 15200,00                           | 0,00                              | 15-Jun-00    | 596                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Nov-30   | 13832,00              | 0,00         | 13832,00                       | 15100,00                           | 0,00                              | 15-Jul-00    | 615                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Dic-30   | 80416,00              | 0,00         | 80416,00                       | 1555,00                            | 0,00                              | 15-Mar-00    | 615                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Jan-31   | 73432,00              | 0,00         | 73432,00                       | 1576,00                            | 0,00                              | 15-Ago-00    | 658                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Feb-31   | 77400,00              | 0,00         | 77400,00                       | 1666,00                            | 0,00                              | 15-May-00    | 621                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Mar-31   | 103140,00             | 0,00         | 103140,00                      | 1656,00                            | 0,00                              | 15-Jun-00    | 663                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Abr-31   | 16188,00              | 0,00         | 16188,00                       | 1635,00                            | 0,00                              | 15-Jul-00    | 652                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-May-31   | 187322,00             | 0,00         | 187322,00                      | 1883,00                            | 0,00                              | 15-Ago-00    | 616                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Jun-31   | 17067,00              | 0,00         | 17067,00                       | 1910,00                            | 0,00                              | 15-Sep-00    | 472                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Jul-31   | 8345,00               | 0,00         | 8345,00                        | 1920,00                            | 0,00                              | 15-Oct-00    | 412                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Ago-31   | 153408,00             | 0,00         | 153408,00                      | 1976,00                            | 0,00                              | 15-Nov-00    | 821                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Sep-31   | 105625,00             | 0,00         | 105625,00                      | 2010,00                            | 0,00                              | 15-Dic-00    | 713                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Oct-31   | 18740,00              | 0,00         | 18740,00                       | 1940,00                            | 0,00                              | 15-Jan-01    | 592                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Nov-31   | 156110,00             | 0,00         | 156110,00                      | 1960,00                            | 0,00                              | 15-Feb-01    | 624                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Dic-31   | 106609,00             | 0,00         | 106609,00                      | 1946,00                            | 0,00                              | 15-Mar-01    | 536                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Jan-32   | 173910,00             | 0,00         | 173910,00                      | 1965,00                            | 0,00                              | 15-Abr-01    | 501                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Feb-32   | 154918,00             | 0,00         | 154918,00                      | 1930,00                            | 0,00                              | 15-May-01    | 517                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Mar-32   | 133221,00             | 0,00         | 133221,00                      | 1920,00                            | 0,00                              | 15-Jun-01    | 604                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Abr-32   | 8824,00               | 0,00         | 8824,00                        | 1763,00                            | 0,00                              | 15-Jul-01    | 663                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-May-32   | 17028,00              | 0,00         | 17028,00                       | 1783,00                            | 0,00                              | 15-Ago-01    | 611                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Jun-32   | 34576,00              | 0,00         | 34576,00                       | 1776,00                            | 0,00                              | 15-Sep-01    | 596                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Jul-32   | 13182,00              | 0,00         | 13182,00                       | 1709,00                            | 0,00                              | 15-Oct-01    | 563                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Ago-32   | 60564,00              | 0,00         | 60564,00                       | 1666,00                            | 0,00                              | 15-Nov-01    | 585                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Sep-32   | 42714,00              | 0,00         | 42714,00                       | 1695,00                            | 0,00                              | 15-Dic-01    | 386                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Oct-32   | 2764,00               | 0,00         | 2764,00                        | 1755,00                            | 0,00                              | 15-Jan-02    | 386                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Nov-32   | 56259,00              | 0,00         | 56259,00                       | 1626,00                            | 0,00                              | 15-Feb-02    | 381                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Dic-32   | 56115,00              | 0,00         | 56115,00                       | 2110,00                            | 0,00                              | 15-Mar-02    | 367                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Jan-33   | 5004,00               | 0,00         | 5004,00                        | 1930,00                            | 0,00                              | 15-May-02    | 367                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Feb-33   | 2360,00               | 0,00         | 2360,00                        | 1625,00                            | 0,00                              | 15-Jun-02    | 280                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Mar-33   | 181391,00             | 0,00         | 181391,00                      | 1960,00                            | 0,00                              | 15-Jul-02    | 280                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Abr-33   | 137085,00             | 0,00         | 137085,00                      | 1716,00                            | 0,00                              | 15-Ago-02    | 338                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-May-33   | 144088,00             | 0,00         | 144088,00                      | 1769,00                            | 0,00                              | 15-Oct-02    | 280                             |         |         |            |        |      |      |
| 15-Jun-33   | 123862,00             | 0,00         | 123862,00                      | 1733,00                            | 0,00                              | 15-Nov-02    | 322                             |         |         |            |        |      |      |

Figura 5. 12 Hoja "Monitoreo P Iny"

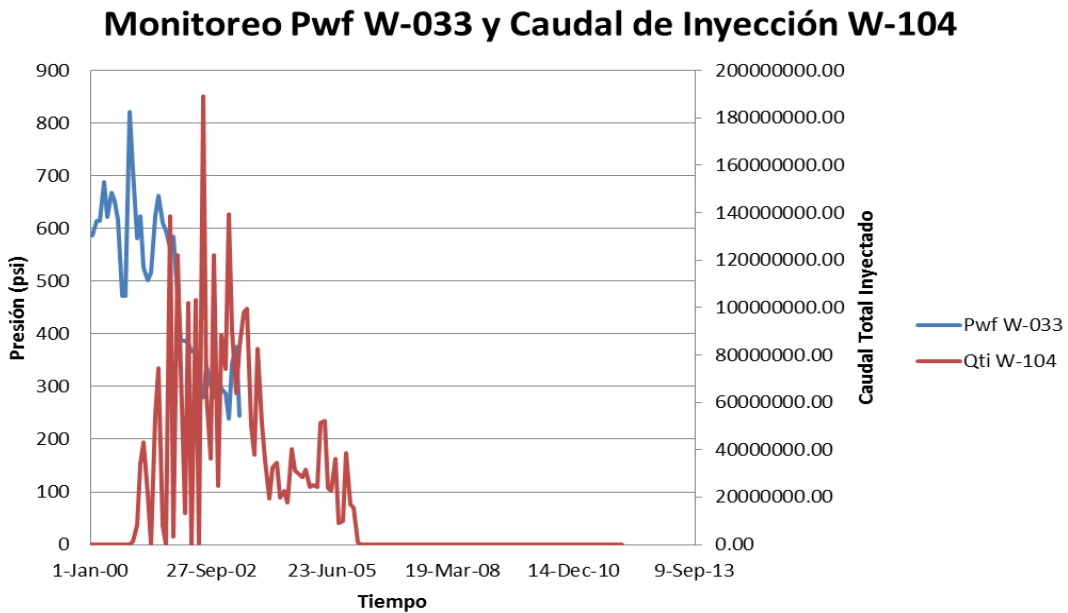
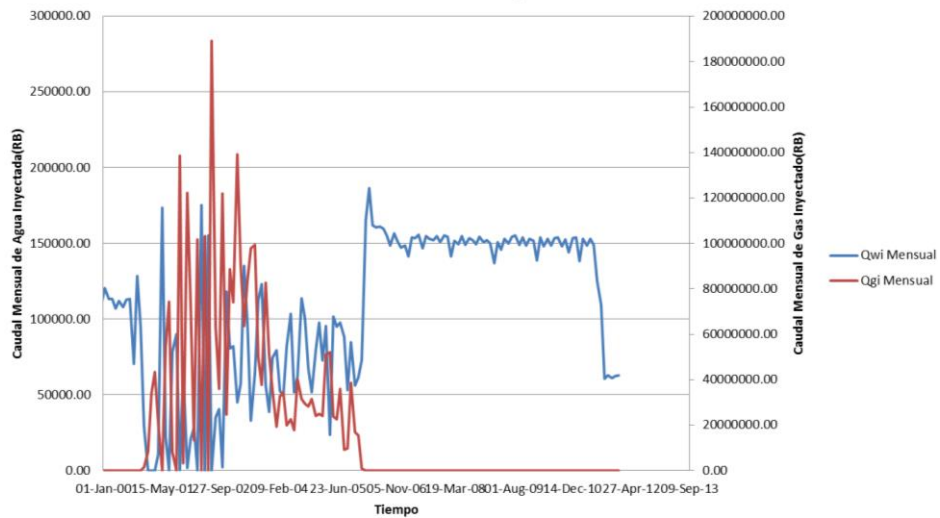


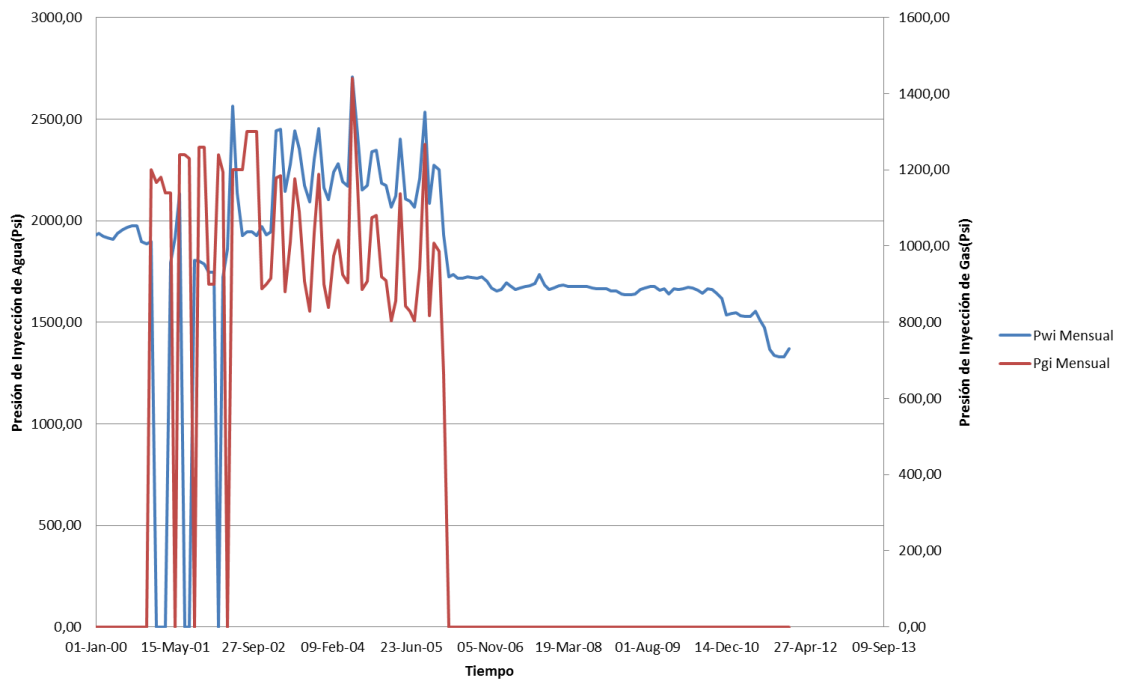
Figura 5. 13 Monitoreo de Pwf y Caudal de Inyección

**Monitoreo de los Caudales de Inyección Mensual W-104**



**Figura 5. 14** Monitoreo de los Caudales de Inyección de Agua y Gas Mensual

**Monitoreo de la Presión de Inyección Mensual W-104**



**Figura 5. 15** Monitoreo de la Presión de Inyección Mensual

## 5.4 HOJA GRÁFICO DE HALL

Hall originalmente propuso este método para analizar cuantitativamente el comportamiento de los pozos de inyección de agua. Este método requiere datos de presión promedio del yacimiento, la presión de inyección en el fondo del pozo y la tasa de inyección acumulada.

$$\int_0^t (P_w - P_e) dt = \frac{W_i}{A} \quad (5.1)$$

$$\int_0^t (P_w - P_e) dt \cong \sum \Delta p \times \Delta t \quad (5.2)$$

Dónde,

$P_w$  = presión de inyección

$P_e$  = presión estática del yacimiento

$\Delta t$  = número de días de inyección en el mes,

$\Delta p$  = Diferencia de presiones ( $P_w - P_e$ ).

$A$  = Constante =  $0.00707kh/(\mu^*[\ln(re/rw)-0.75+S])$

En esta metodología, propone la realización de un gráfico de Hall adaptado para la inyección de agua y gas, con la intención de hallar variaciones en las presiones y volumen de fluido inyectado, que permitan comprender el comportamiento del patrón o bloque de análisis durante el proceso WAG:

$$\int_0^t (P_i - P_e) dt = \frac{W_i + G_i}{A} \quad (5.3)$$

$$\int_0^t (P_i - P_e) dt \cong \sum \Delta p \times \Delta t \quad (5.4)$$

Para realizar un gráfico de Hall, se debe graficar la diferencia de presiones en el eje Y, y el volumen de inyección (Agua y Gas a esas presiones) en el eje X.

Un cambio en la pendiente de la curva indica un cambio en el rendimiento de la inyección. Es decir, que si se realiza una inyección de gas a alta presión (por encima de la presión estática del yacimiento) por periodos de tiempo prolongado, estos cambios se verán reflejados en el comportamiento de la curva, la cual tenderá a mantener una pendiente baja. Al iniciar la inyección del bache de agua a baja presión, la pendiente de la curva aumentará (Figura 5. 16).

Por lo tanto, es posible monitorear el comportamiento de los cambios de presión y volumen de inyección durante los ciclos de inyección alternada de agua y gas, mediante este gráfico, como se muestra en la Figura 5. 16. Para el caso inyector W-104, la inyección de gas se realizó a alta presión, y por periodos de tiempo largos, lo que se refleja en tendencia relativamente estable durante ese tiempo (pendiente baja). Al terminar la inyección, la inyección de agua se prolonga por largos periodos de tiempo, lo que hace que la pendiente de la curva aumente.

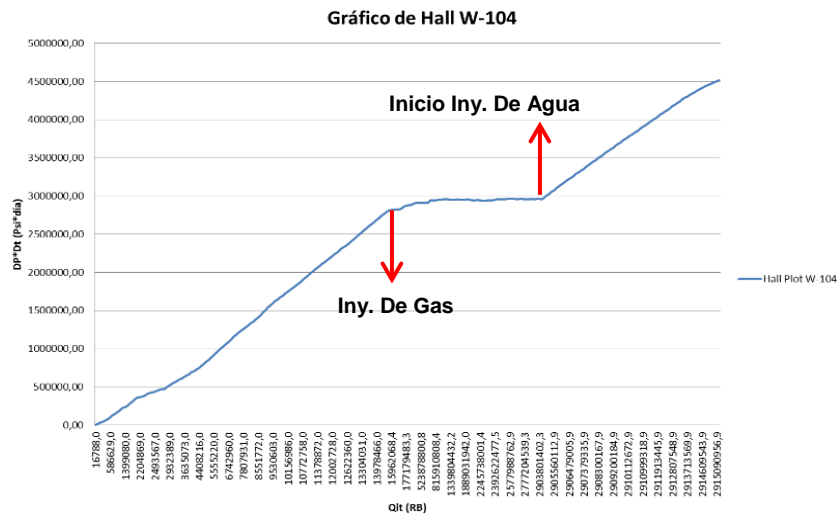


Figura 5. 16 Gráfico de Hall para el pozo Inyector W-104

## 5.5 HOJA EVALUACIÓN DE LA INYECTIVIDAD DEL PATRÓN

La hoja "Inyectividad" permite establecer una relación entre la inyección acumulada mensual de fluidos, y la producción acumulada mensual de petróleo (I/P) (Figura 5. 17). Haciendo clic en el botón "Graficar Inyectividad del Patrón", se podrá observar el comportamiento de la relación de inyectividad (I/P).

| 5. Evaluación de la eficiencia de la Inyectividad del Patrón |                                     |   |                            |                                 |                                   |                                     |
|--|-------------------------------------|---|----------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|
| Graficar Inyectividad del Patrón                             |                                     | Graficar Producción de Aceite y Caudal mensual de Gas |                            |                                 | Graficar Producción Mensual y Qgi |                                     |
| I =  | 319                                 | Py (Psi) =  | 1100.00000                 | Psc (Psi) =                     | 14.70                             |                                     |
| Bo =   | 1.60048                             | Ty (R) =  | 585.00000                  | Zsc =                           | 1.00000                           |                                     |
| Tsc (R) =  | 520.00                              | Zy =  | 0.99200                    |                                 |                                   |                                     |
| Tempo  | Producción de Petróleo Mensual (RB) | Agua Inyectada Mensual (RB)                           | Gas Inyectado Mensual (RB) | Volumen total Inyectado Mensual | Inyectividad (I/P)                | Producción de Aceite Acumulada (RB) |
| 15-Jul-85  | 6390.72                             | 0.00  | 0                          | 0.00                            | 0.0000                            | 6390.72                             |
| 15-Aug-85  | 14145.04                            | 0.00  | 0                          | 0.00                            | 0.0000                            | 20535.76                            |
| 15-Sep-85  | 28123.63                            | 0.00  | 0                          | 0.00                            | 0.0000                            | 48659.39                            |
| 15-Oct-85  | 45131.94                            | 0.00  | 0                          | 0.00                            | 0.0000                            | 93791.33                            |
| 15-Nov-85  | 22754.02                            | 0.00  | 0                          | 0.00                            | 0.0000                            | 116545.35                           |
| 15-Dec-85  | 50443.93                            | 0.00  | 0                          | 0.00                            | 0.0000                            | 166989.28                           |
| 15-Jan-86  | 66583.17                            | 0.00  | 0                          | 0.00                            | 0.0000                            | 233572.45                           |
| 15-Feb-86  | 36295.69                            | 0.00  | 0                          | 0.00                            | 0.0000                            | 269868.14                           |
| 15-Mar-86  | 42572.77                            | 0.00  | 0                          | 0.00                            | 0.0000                            | 312440.90                           |
| 15-Apr-86  | 45900.17                            | 0.00  | 0                          | 0.00                            | 0.0000                            | 358341.07                           |
| 15-May-86  | 42827.24                            | 0.00  | 0                          | 0.00                            | 0.0000                            | 401168.31                           |
| 15-Jun-86  | 63454.23                            | 0.00  | 0                          | 0.00                            | 0.0000                            | 464622.54                           |
| 15-Jul-86  | 47615.88                            | 0.00  | 0                          | 0.00                            | 0.0000                            | 512238.43                           |
| 15-Aug-86  | 46020.20                            | 0.00  | 0                          | 0.00                            | 0.0000                            | 558258.63                           |
| 15-Sep-86  | 28038.81                            | 0.00  | 0                          | 0.00                            | 0.0000                            | 586297.44                           |
| 15-Oct-86  | 25431.63                            | 0.00  | 0                          | 0.00                            | 0.0000                            | 611729.06                           |
| 15-Nov-86  | 41586.87                            | 0.00  | 0                          | 0.00                            | 0.0000                            | 653315.94                           |

Figura 5. 17 Hoja "Inyectividad"

Si la curva de relación de inyectividad (I/P) (Figura 5. 18) aumenta, puede representar un aumento en el volumen de fluidos inyectados en el patrón o en su defecto, una disminución en la producción de petróleo. Por eso, una gráfica de producción de petróleo mensual, y gas inyectado mensual podría ser útil para evitar caer en una interpretación errónea del gráfico de Inyectividad (Figura 5. 19 y Figura 5. 20).

### Eficiencia de la Inyección - Relación de Inyectividad (I/P)

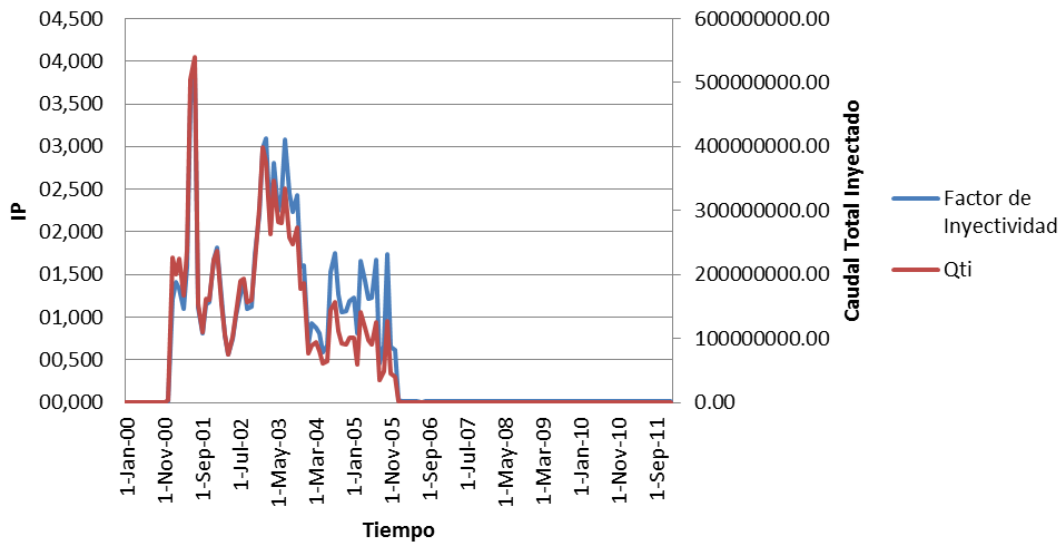


Figura 5. 18 Eficiencia de la Inyección - Relación de Inyectividad (I/P) del Patrón



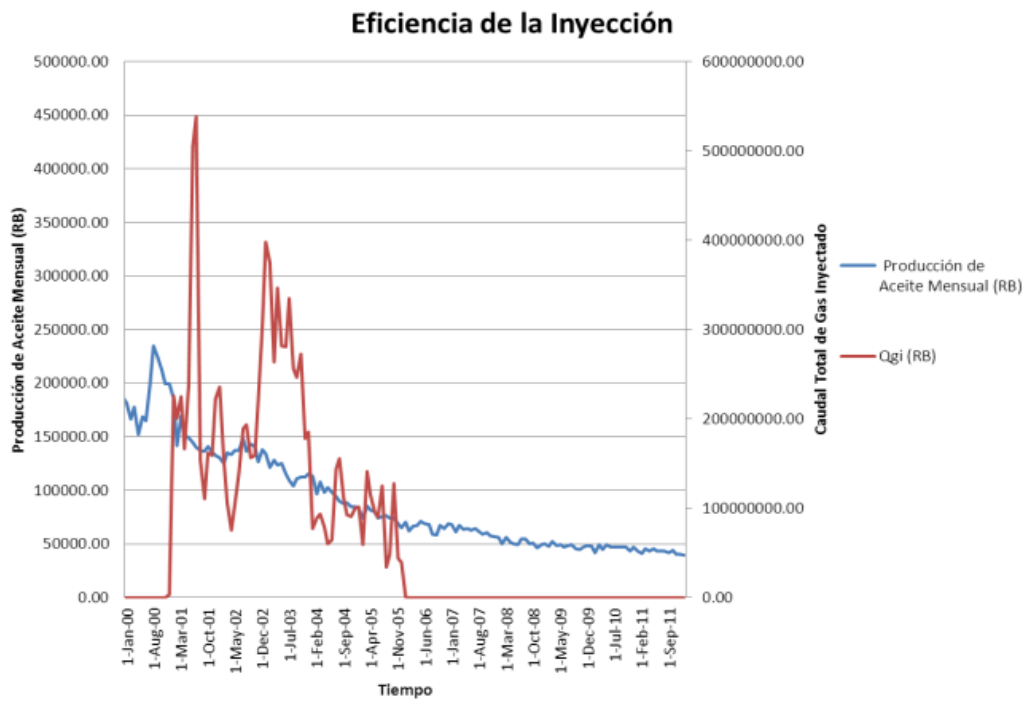


Figura 5. 19 Eficiencia de la Inyección - Producción de aceite mensual y Caudal de gas inyectado vs. Tiempo

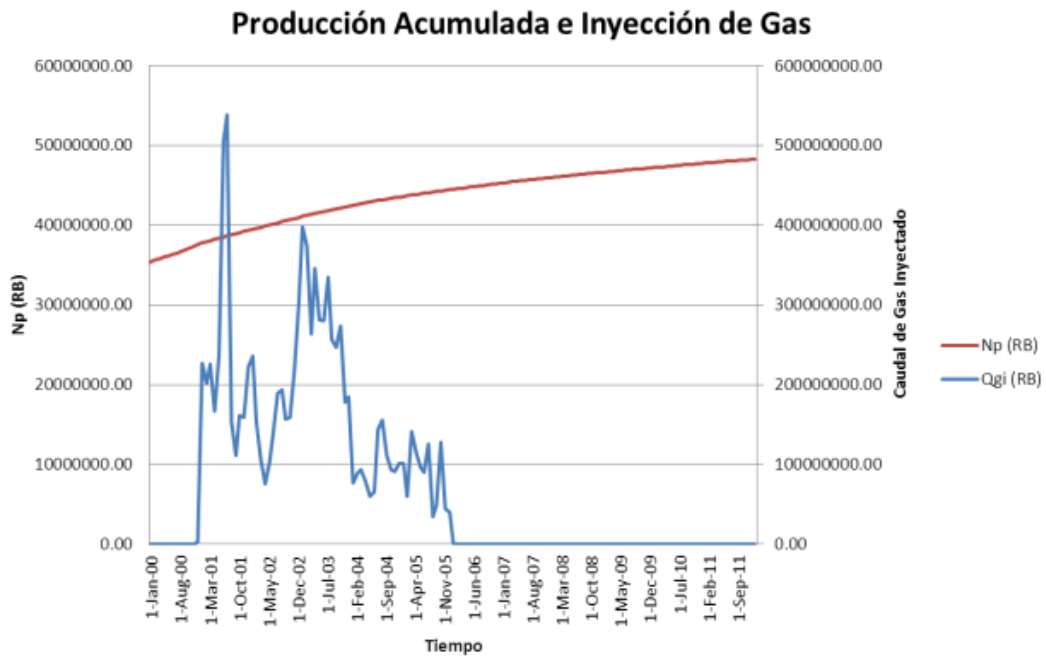


Figura 5. 20 Producción Acumulada e Inyección total de gas

## 5.6 HOJA CÁLCULO Y MONITOREO DEL VRR

La relación de reemplazamiento del espacio poroso (VRR: Voidage Replacement Ratio) es un indicador de la sustitución del volumen de aceite, gas y agua producida por los fluidos inyectados. El VRR es la relación entre el volumen poroso de hidrocarburos inyectado con respecto al volumen poroso de hidrocarburos producido.

$$VRR = \frac{HCPV \text{ Inyectado}}{HCPV \text{ Producido}} \quad (5.5)$$

Donde,

HCPV Inyectado = Volumen Poroso De Hidrocarburo Inyectado

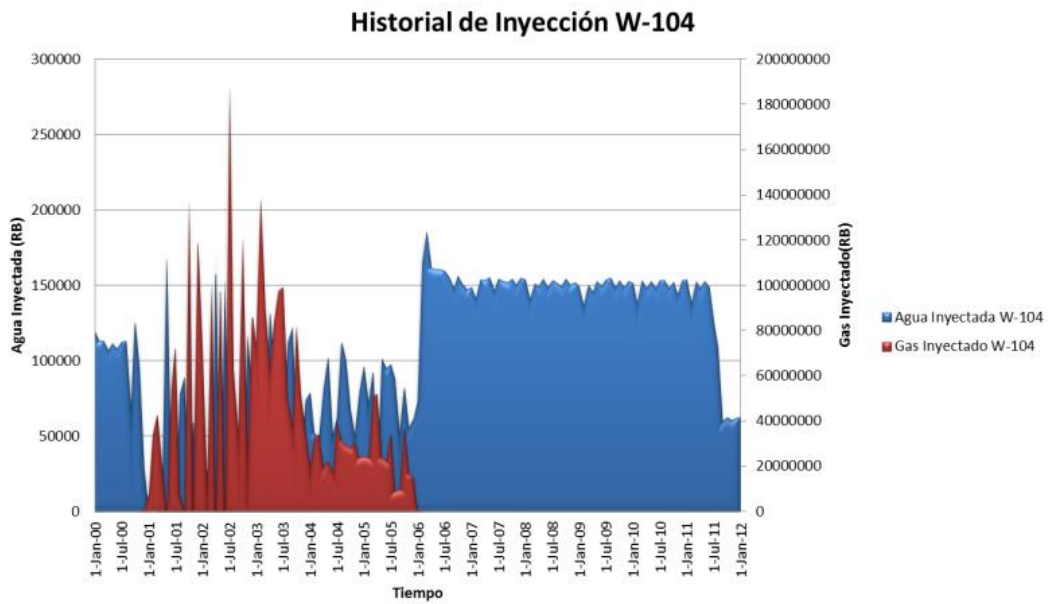
HCPV Producido = Volumen Poroso De Hidrocarburo Producido.

Se recomienda primero realizar una gráfica del historial de inyección del patrón, para visualizar los ciclos de inyección de agua y gas en cada uno de los pozos.

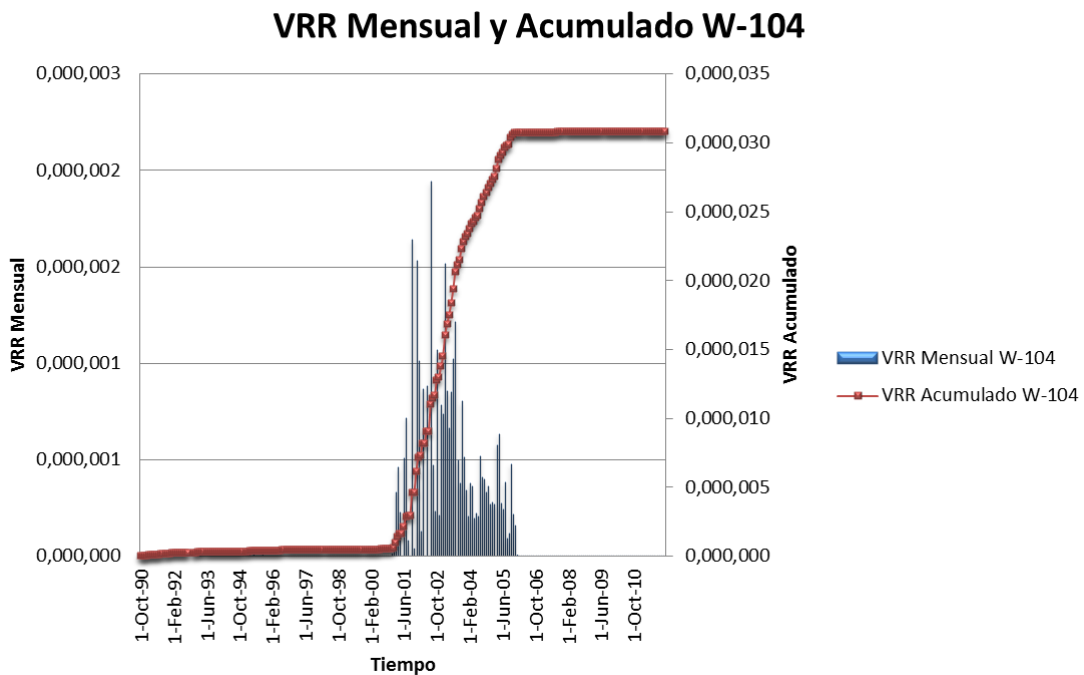
La hoja "Monitoreo VRR" (Figura 5. 21), permite calcular el VRR a partir de los datos de producción, y realizar las dos gráficas mencionadas anteriormente para el inyector que se seleccionó en la lista desplegable (Figura 5. 22 y Figura 5. 23).

| 6. Cálculo y Monitoreo de la Relación de Reemplazamiento del Espacio Poroso (VRR) - Voidage Replacement Ratio |                            |                             |                            |                             |                               |                |                |             |              |  |
|---|----------------------------|-----------------------------|----------------------------|-----------------------------|-------------------------------|----------------|----------------|-------------|--------------|--|
| Graficar Historial de Inyección   |                            |                             |                            |                             | Graficar VRR vs. Tiempo       |                |                |             |              |  |
| Seleccione el pozo a evaluar de la siguiente lista desplegable:   |                            |                             |                            |                             |                               |                |                |             |              |  |
| Inyector a Evaluar =  | v-027                      | i =                         | 57                         | Py (Psi) =                  | 1100.00000                    | Zy =           | 0.99200        | Psc (Psi) = | 14.70        |  |
| OPIP (MRB) =  | 83.4                       | Bo =                        | 1.600490                   | Ty (R) =                    | 585.00000                     | Tsc (R) =      | 520.00         | Zsc =       | 1.0000       |  |
| Tiempo  | Gas Inyectado Mensual (RB) | Agua Inyectada Mensual (RB) | Gas Producido Mensual (RB) | Agua Producida Mensual (RB) | Aceite Producido Mensual (RB) | %HCPV Inyectad | %HCPV Producid | VRR Mensual | VRR Acumulad |  |
| 13 15-Dec-00  | 254982.4658                | 0                           | 1891119.955                | 6                           | 6390.72                       | 0.305734371    | 2.275200       | 0.134377    | 0.134377     |  |
| 14 15-Jan-01  | 1048176385.19              | 0                           | 5444938.072                | 0                           | 14145.04                      | 125.6791198    | 6.545663       | 19.200365   | 19.334741    |  |
| 15 15-Feb-01  | 66337938.19                | 0                           | 8136534.299                | 0                           | 28123.63                      | 79.54189231    | 9.788569       | 8.126007    | 27.460748    |  |
| 16 15-Mar-01  | 69246331.94                | 0                           | 12897863.06                | 0                           | 45131.94                      | 83.02917498    | 15.519179      | 5.350101    | 32.810849    |  |
| 17 15-Apr-01  | 31737348.79                | 0                           | 7455581.057                | 0                           | 22754.02                      | 38.05437505    | 8.966829       | 4.243906    | 37.054755    |  |
| 18 15-May-01  | 0                          | 0                           | 11997456.23                | 0                           | 50443.93                      | 0              | 14.445923      | 0.000000    | 37.054755    |  |
| 19 15-Jun-01  | 108569409.1                | 0                           | 12826149.24                | 0                           | 66583.17                      | 130.1791476    | 15.458912      | 8.420977    | 45.475732    |  |
| 20 15-Jul-01  | 195058930.3                | 0                           | 8613626.423                | 0                           | 36295.69                      | 233.8036094    | 10.371609      | 22.550368   | 68.026101    |  |
| 21 15-Aug-01  | 21970999.14                | 0                           | 10061183.13                | 0                           | 42572.77                      | 26.34411167    | 12.114815      | 2.174537    | 70.200638    |  |
| 22 15-Nov-01  | 116367622.8                | 0                           | 11707944.89                | 0                           | 45900.17                      | 139.5295238    | 14.083339      | 9.900388    | 80.101025    |  |
| 23 15-Dec-01  | 14911162.11                | 0                           | 10815506.26                | 0                           | 42827.24                      | 17.87909126    | 13.019585      | 1.373246    | 81.474271    |  |
| 24 15-Jan-02  | 46303222.15                | 0                           | 14496815.61                | 0                           | 63454.23                      | 55.51945102    | 17.468357      | 3.180107    | 84.654379    |  |
| 25 15-Feb-02  | 75729792.34                | 0                           | 10839410.86                | 0                           | 47615.88                      | 90.80310832    | 13.053989      | 6.955966    | 91.610345    |  |
| 26 15-Mar-02  | 18592.47146                | 0                           | 11190011.75                | 0                           | 46020.20                      | 0.022293131    | 13.472460      | 0.001655    | 91.612000    |  |
| 27 15-Apr-02  | 75100304.38                | 0                           | 5710544.807                | 0                           | 28038.81                      | 90.04832659    | 6.880796       | 13.086906   | 104.698906   |  |
| 28 15-Jun-02  | 131443461.1                | 0                           | 6332064.567                | 0                           | 25431.63                      | 157.6060685    | 7.622897       | 20.675350   | 125.374256   |  |
| 29 15-Aug-02  | 35469123.42                | 0                           | 11684040.28                | 0                           | 41586.87                      | 42.52892496    | 14.059505      | 3.024923    | 128.399179   |  |
| 30 15-Sep-02  | 4239034.94                 | 0                           | 23126378.83                | 0                           | 81408.42                      | 50.8263926     | 27.827083      | 1.826578    | 130.225757   |  |
| 31 15-Oct-02  | 2478110.830                | 0                           | 1976516.83                 | 0                           | 6706.07                       | 2.911244093    | 29.781109      | 0.419141    | 130.644908   |  |

Figura 5. 21 Hoja "Monitoreo VRR"



**Figura 5. 22** Historial de Inyección de cada Inyector



**Figura 5. 23** VRR mensual y acumulado para cada Inyector

## 5.7 HOJA EVALUACIÓN DE LA RUPTURA DEL FRENTE DE INYECCIÓN MISCIBLE (MWAG)

En caso de estar implementando un proceso WAG Miscible (MWAG), es necesario evaluar si se ha presentado ruptura en el frente de avance miscible. El análisis planteado en esta metodología para evaluar la ruptura en el frente de avance, puede realizarse siempre y cuando se cuenten con datos de cromatografía, y que los gases inyectados y producidos tengan composiciones diferentes.

Este análisis, mide la relación de  $C_1$  a  $C_3$ , ( $C_1/C_3$ ), del gas producido, y la compara con esta misma relación del gas Inyectado en el patrón.

Si por ejemplo, para un patrón de inyección determinado, el gas de formación (composición típica: 80%  $C_1$  y 3.2%  $C_3$ ) tiene una relación nominal  $C_1/C_3$  de 25, y el gas inyectado durante el MWAG tiene una relación  $C_1/C_3$  de 1.5 (35%  $C_1$ , 23%  $C_3$ ). Por lo tanto, cuando se produzca la ruptura del frente de miscible, habrá una marcada disminución en la relación  $C_1/C_3$ .

Una regla de oro típica utilizada comúnmente es que el gas producido con una relación  $C_1/C_3$  de 18 o menos, contiene suficientes cantidades significativas de  $C_3$  para que pueda ser considerado como un indicio de la respuesta del proceso de recobro MWAG y la ruptura del frente de MI.

Cuando la relación  $C_1/C_3$  es graficada versus tiempo, se pueden evidenciar tendencias claras de los pozos en un patrón.

Se recomienda tomar muestras del gas producido cada tres meses en los pozos del patrón para comprobar la relación  $C_1/C_3$ , y poder llevar a cabo el respectivo análisis.

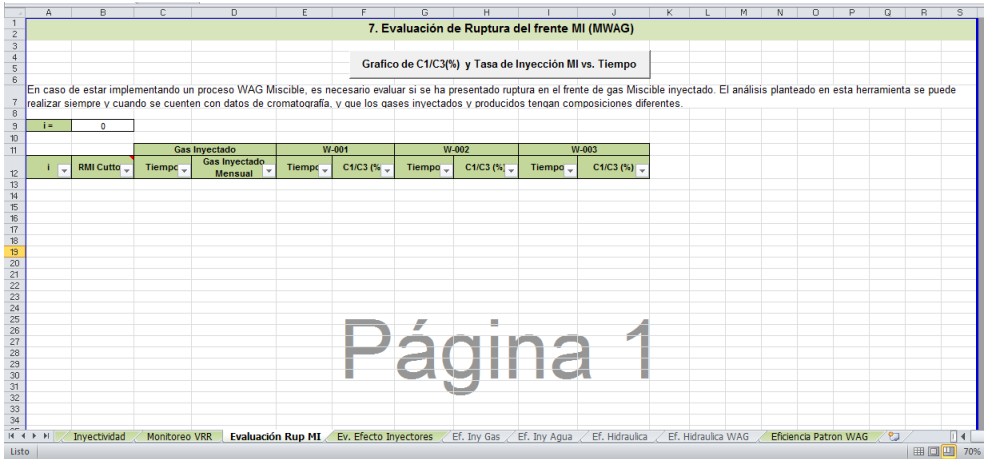


Figura 5. 24 Hoja "Evaluación Rup MI"

## 5.8 HOJA EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LOS INYECTORES EN LOS PRODUCTORES

La hoja "Ev. Efecto Inyectores" permite evaluar el efecto que tienen los inyectores en cada uno de los productores, y de este modo determinar cuál o cuáles inyectores afectan al productor seleccionado. Utilizando gráficas de producción e inyección, se puede ver el efecto de cada uno de los inyectores en el productor seleccionado.

El productor podrá ser seleccionado de la lista desplegable ubicada en la parte superior izquierda de la pantalla.

Haciendo clic en el botón "Graficar Efecto de los Inyectores en Productor", podrá visualizar este comportamiento.

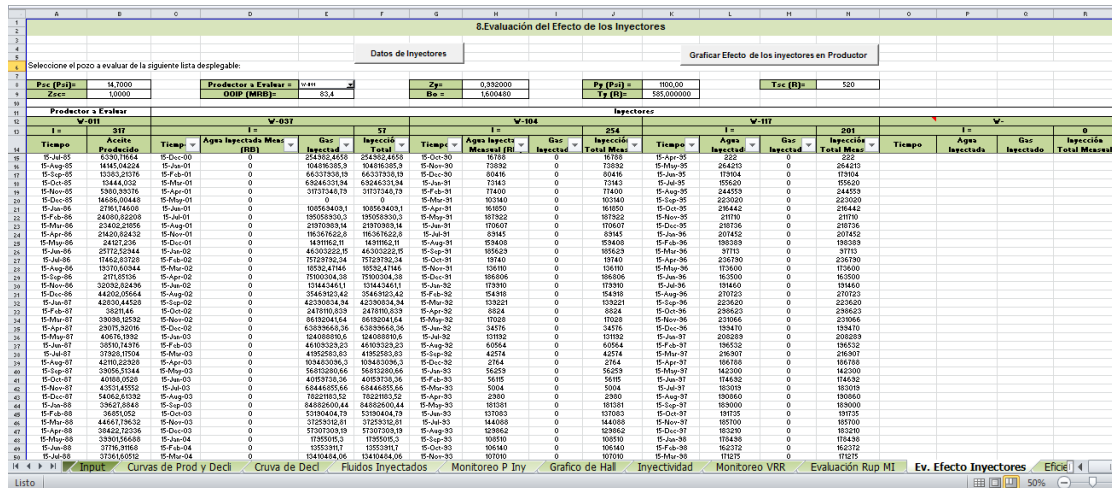


Figura 5. 25 Hoja "Ev. Efecto Inyectores"

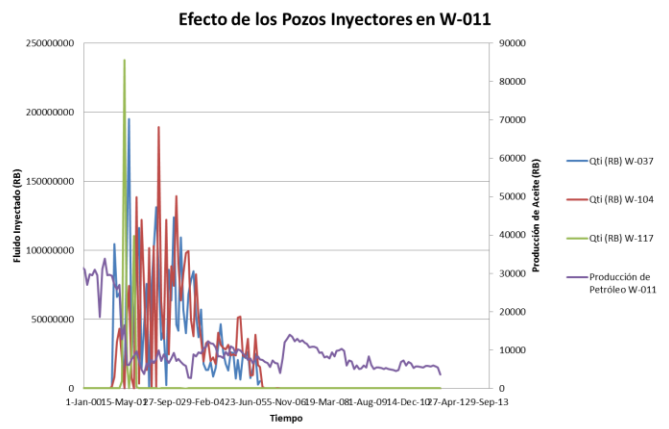


Figura 5. 26 Efecto de los Inyectores en cada uno de los pozos productores

## 5.9 HOJA EFICIENCIA PATRÓN WAG Y EFICIENCIA HIDRÁULICA

La hoja "Eficiencia Patrón WAG", permite evaluar qué tan eficiente fue la inyección WAG realizada en el patrón de análisis (Figura 5. 27).

Mediante el cálculo y el análisis gráfico de la Eficiencia Hidráulica (Caudal diario de petróleo producido promedio del mes y Caudal diario de fluidos inyectados promedio del mes), se podrá evaluar la relación entre la cantidad de petróleo producido al día y la cantidad de fluidos que se inyectan al pozo durante ese mismo día.

| 9. Eficiencia Patrón WAG          |              |                        |              |                                    |           |             |                   |                                 |                       |             |                       |                                 |          |  |
|-----------------------------------|--------------|------------------------|--------------|------------------------------------|-----------|-------------|-------------------|---------------------------------|-----------------------|-------------|-----------------------|---------------------------------|----------|--|
| Eficiencia de la Inyección de Gas |              |                        |              | Eficiencia de la Inyección de Agua |           |             |                   | Histórico Eficiencia Hidráulica |                       |             |                       | Eficiencia Hidraulica desde WAG |          |  |
| OOIP (MRB) =                      | 83.4         |                        |              | x =                                | 319       |             |                   | y =                             | 254                   |             |                       | Inicio WAG =                    | 1-Jan-00 |  |
| Bo                                | 1.60048      |                        |              | Ty (R)=                            | 585.00000 |             |                   | Tse (R)=                        | 520.00                |             |                       | Zse=                            | 1.00000  |  |
| Py (Psi) =                        | 1100.00000   |                        |              | Zy=                                | 0.93200   |             |                   | Pse (Psi)=                      | 14.70                 |             |                       |                                 |          |  |
| Tiempo                            | Qwi (RB/día) | Qwi Acumulada (RB/día) | Qgi (RB/día) | Qgi Acumulada (RB/día)             | Tiempo    | Qg (RB/día) | Qg Acumulada (RB) | Qw (RB/día)                     | Qw Acumulada (RB/día) | Qo (RB/día) | Qo Acumulada (RB/día) | Eficiencia Hidraulica           |          |  |
| 13                                | 15-Oct-30    | 1339.00                | 0            | 0                                  | 15-Jul-85 | 61089.5431  | 61089.5431        | 0                               | 0                     | 128.81      | 128.81                |                                 |          |  |
| 14                                | 15-Nov-30    | 2639.00                | 4038.00      | 0                                  | 0         | *****       | 175300.4452       | 236389.3943                     | 0                     | 0           | 285.1                 | 413.31                          |          |  |
| 15                                | 15-Dic-30    | 2872.00                | 6910.00      | 0                                  | 0         | *****       | 210316.8639       | 507305.8642                     | 0                     | 0           | 505.73                | 919.04                          |          |  |
| 16                                | 15-Jan-31    | 2709.00                | 9619.00      | 0                                  | 0         | 15-oct-85   | 417002.5743       | 924311.4385                     | 0                     | 0           | 309.85                | 1509.29                         |          |  |
| 17                                | 15-Feb-31    | 3036.00                | 12715.00     | 0                                  | 0         | *****       | 243670.3311       | 1173881.77                      | 0                     | 0           | 473.9                 | 2383.19                         |          |  |
| 18                                | 15-Mar-31    | 3820.00                | 16535.00     | 0                                  | 0         | 15-dic-85   | 387785.8334       | 1561787.603                     | 0                     | 0           | 1016.71               | 3399.9                          |          |  |
| 19                                | 15-Abr-31    | 5395.00                | 21930.00     | 0                                  | 0         | *****       | 414346.6263       | 1976114.11                      | 0                     | 0           | 1342                  | 4741.9                          |          |  |
| 20                                | 15-May-31    | 6062.00                | 27992.00     | 0                                  | 0         | 15-feb-86   | 308103.8128       | 2284217.323                     | 0                     | 0           | 809.93                | 5551.83                         |          |  |
| 21                                | 15-Jun-31    | 5883.00                | 33875.00     | 0                                  | 0         | *****       | 324040.217        | 2608258.14                      | 0                     | 0           | 858.06                | 6409.89                         |          |  |
| 22                                | 15-Jul-31    | 4245.00                | 38120.00     | 0                                  | 0         | 15-abr-86   | 339441.3008       | 299700.04                       | 0                     | 0           | 355.97                | 7365.86                         |          |  |
| 23                                | 15-Aug-31    | 5904.00                | 44024.00     | 0                                  | 0         | *****       | 347944.8231       | 3346644.864                     | 0                     | 0           | 863.19                | 8229.05                         |          |  |
| 24                                | 15-Sep-31    | 6401.00                | 50425.00     | 0                                  | 0         | 15-jun-86   | 483404.2581       | 3830049.122                     | 0                     | 0           | 1321.57               | 9550.62                         |          |  |
| 25                                | 15-Oct-31    | 1574.00                | 52399.00     | 0                                  | 0         | 15-Jul-86   | 350600.8905       | 4180650.012                     | 0                     | 0           | 353.71                | 10510.33                        |          |  |
| 26                                | 15-Nov-31    | 5235.00                | 57634.00     | 0                                  | 0         | *****       | 361225.8339       | 4541875.852                     | 0                     | 0           | 827.55                | 11437.88                        |          |  |
| 27                                | 15-Dic-31    | 6028.00                | 63662.00     | 0                                  | 0         | *****       | 191236.8433       | 4733112.021                     | 0                     | 0           | 583.97                | 12021.85                        |          |  |
| 28                                | 15-Jan-32    | 5937.00                | 69657.00     | 0                                  | 0         | 15-oct-86   | 204517.1861       | 4937629.207                     | 0                     | 0           | 512.58                | 12534.43                        |          |  |
| 29                                | 15-Feb-32    | 5342.00                | 74999.00     | 0                                  | 0         | *****       | 339441.3008       | 5326071.308                     | 0                     | 0           | 866.13                | 13400.56                        |          |  |
| 30                                | 15-Mar-32    | 4491.00                | 79490.00     | 0                                  | 0         | 15-dic-86   | 746354.3259       | 6074426.034                     | 0                     | 0           | 1640.81               | 15041.37                        |          |  |
| 31                                | 15-Abr-32    | 1103.00                | 80593.00     | 0                                  | 0         | *****       | 637456.1645       | 6711882.199                     | 0                     | 0           | 1368.74               | 16410.11                        |          |  |
| 32                                | 15-May-32    | 1548.00                | 82141.00     | 0                                  | 0         | 15-feb-87   | 430282.911        | 7142165.11                      | 0                     | 0           | 652.88                | 17262.79                        |          |  |
| 33                                | 15-Jun-32    | 2161.00                | 84302.00     | 0                                  | 0         | *****       | 504852.7869       | 7646817.307                     | 0                     | 0           | 1122.52               | 18385.91                        |          |  |
| 34                                | 15-Jul-32    | 4232.00                | 88534.00     | 0                                  | 0         | 15-abr-87   | 310759.8802       | 7957577.787                     | 0                     | 0           | 668.4                 | 19053.71                        |          |  |
| 35                                | 15-Aug-32    | 2884.00                | 91418.00     | 0                                  | 0         | *****       | 775571.6668       | 8733143.454                     | 0                     | 0           | 1681.42               | 20735.13                        |          |  |
| 36                                | 15-Sep-32    | 3041.00                | 94459.00     | 0                                  | 0         | 15-jun-87   | 818086.1444       | 9551216.396                     | 0                     | 0           | 1938.17               | 22433.3                         |          |  |
| 37                                | 15-Oct-32    | 6910.00                | 95150.00     | 0                                  | 0         | 15-Jul-87   | 541837.7398       | 10093095.94                     | 0                     | 0           | 1064.61               | 23437.91                        |          |  |
| 38                                | 15-Jan-33    | 2361.00                | 98111.00     | 0                                  | 0         | *****       | 534953.0869       | 10688015.02                     | 0                     | 0           | 1143.71               | 24647.62                        |          |  |
| 39                                | 15-Feb-33    | 3741.00                | 101852.00    | 0                                  | 0         | *****       | 762231.33         | 11450306.35                     | 0                     | 0           | 1436.27               | 26083.89                        |          |  |
| 40                                | 15-Mar-33    | 834.00                 | 102686.00    | 0                                  | 0         | 15-oct-87   | 897750.785        | 12348057.12                     | 0                     | 0           | 1875.32               | 27759.21                        |          |  |
| 41                                | 15-Abr-33    | 596.00                 | 103282.00    | 0                                  | 0         | *****       | 1476773.448       | 13824830.57                     | 0                     | 0           | 1328.87               | 29688.06                        |          |  |
| 42                                | 15-May-33    | 5881.00                | 109163.00    | 0                                  | 0         | 15-Jul-87   | 1379091.427       | 15223921.99                     | 0                     | 0           | 2075.65               | 31763.73                        |          |  |

Figura 5. 27 Hoja "Eficiencia Patrón WAG"

Dos de los cuatro botones ubicados en la parte superior de la pantalla permiten graficar los volúmenes inyectados y producidos de agua y gas en gráficos individuales. Los otros dos botones, permiten graficar el comportamiento histórico de la eficiencia hidráulica del patrón, y el comportamiento de la eficiencia durante la inyección WAG. Las siguientes figuras muestran las gráficas mencionadas (Figura 5. 28, Figura 5. 29, Figura 5. 30 y Figura 5. 31).

### Eficiencia de la Inyección de Gas

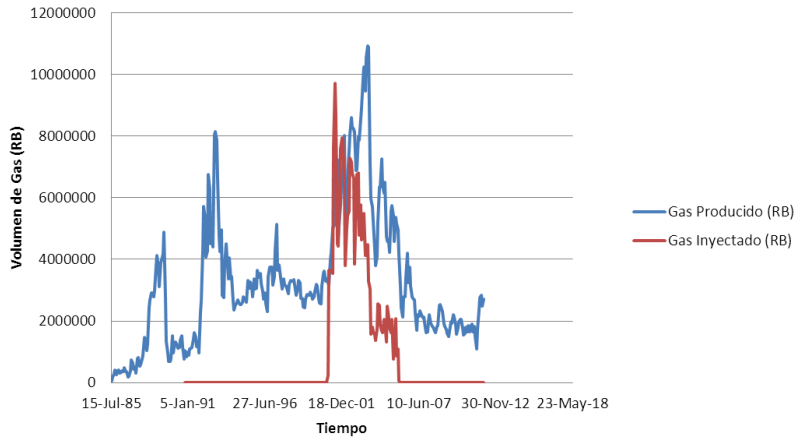


Figura 5. 28 Eficiencia de la Inyección de Gas

### Eficiencia de la Inyección de Agua

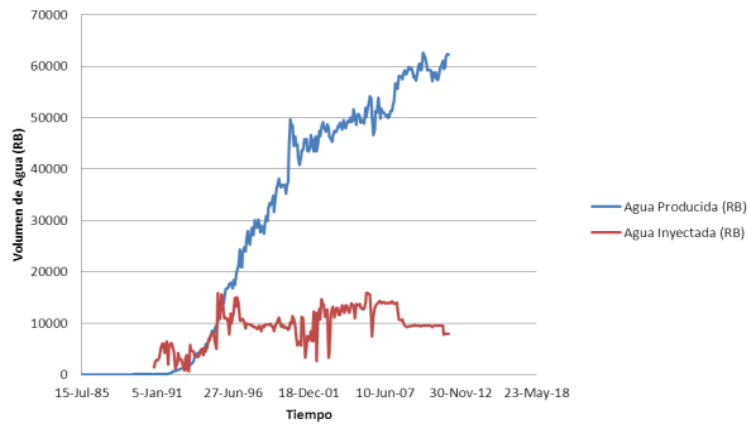
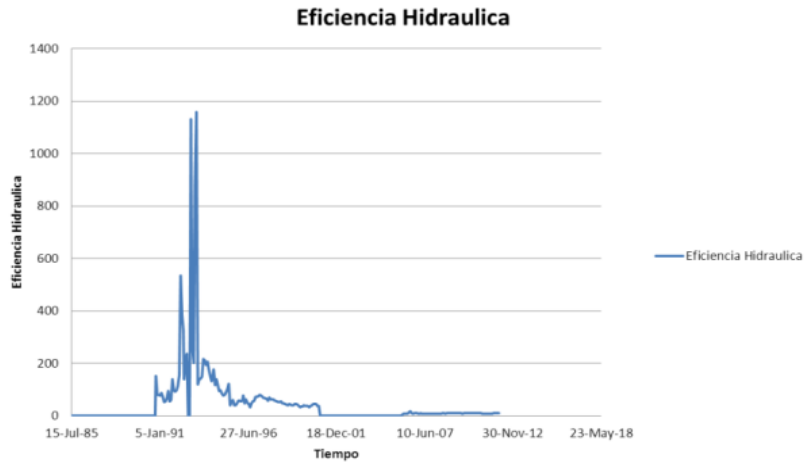


Figura 5. 29 Eficiencia de la Inyección de Agua



**Figura 5. 30** Histórico Eficiencia Hidráulica



**Figura 5. 31** Eficiencia Hidráulica desde el inicio de la Inyección WAG



## 6. ANÁLISIS DEL PATRÓN DE INYECCIÓN

Para la implementación de las metodologías propuestas de evaluación del comportamiento (Monitoreo y Control) de la inyección gas (Inyección Continua y WAG), se utilizaron datos de producción de un campo colombiano en el que se realizó una inyección WAG por un periodo de aproximadamente cinco años. A este patrón lo llamaremos "Pilot-01".

La inyección WAG de "Pilot-01" dio inicio en el año 2001, y antes de esto se inyectaba agua como recobro secundario. La inyección alternada de agua y gas se prolongó hasta el 2006, y luego de esto, se continuó con inyección de agua convencional. En la Tabla 6. 1 se muestran los pozos productores e inyectores del piloto, y en la Figura 6. 1 se ilustra la ubicación de cada uno de ellos.

**Tabla 6. 1** Pozos del Patrón "Pilot-01"

| <b>Pozos</b> | <b>Tipo</b>         |
|--------------|---------------------|
| W-037        | Inyector Gas        |
| W-104        | Inyector Agua y Gas |
| W-117        | Inyector Agua y Gas |
| W-011        | Productor           |
| W-033        | Productor           |
| W-040        | Productor           |
| W-042        | Productor           |
| W-074        | Productor           |
| W-075        | Productor           |
| W-078        | Productor           |
| W-090        | Productor           |
| W-099        | Productor           |

"Pilot-01" tuvo tres pozos inyectores, de los cuales dos (W-104 y W-117) iniciaron como pozos inyectores de agua, y durante la inyección WAG, inyectaron agua y gas alternadamente. Sin embargo, el pozo W-117 inyectó gas por un periodo de tiempo muy corto, y continuó inyectando agua durante todo el proceso WAG. Tras la finalización de la inyección WAG, W-117 y W-104 continuaron inyectando agua.

El pozo W-037 sólo inyectó gas durante el periodo de tiempo que duró la inyección alternada de agua y gas, y al finalizar no continuó inyectando agua como los otros.

Este patrón tuvo nueve pozos productores, y a lo largo de este capítulo se estudiara el desempeño histórico de estos pozos y el efecto (positivo o no) que tuvo la inyección WAG en su producción.

Durante este capítulo se hará uso de la metodología propuesta en el capítulo anterior para la evaluación WAG de “Pilot-01”. De acuerdo a esto, el primer paso es ingresar la información correspondiente en la hoja “Input”.

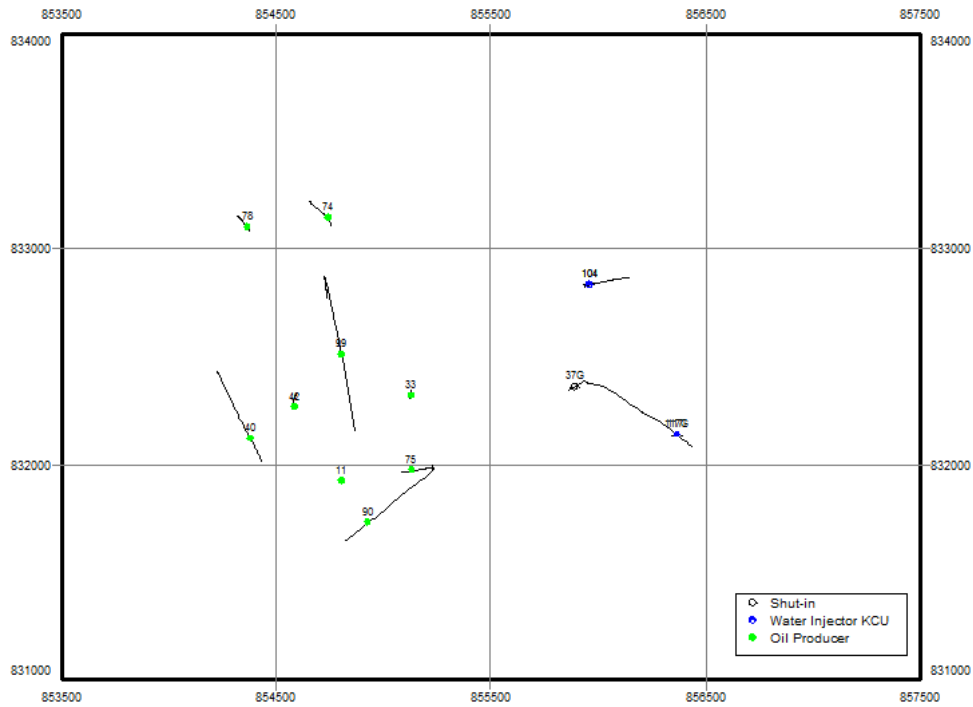


Figura 6. 1 Mapa de ubicación de los pozos del patrón


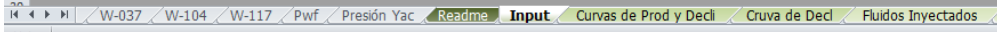
|    | A  | B | C                 | D       | E      | F                  | G     | H                 | I                   |          |
|----|--|---|-------------------|---------|--------|--------------------|-------|-------------------|---------------------|----------|
| 1  |  <b>EVALUACION Y MONITOREO DEL COMPORTAMIENTO DE PROCESOS WAG - DATOS DE INICIO</b> |   |                   |         |        |                    |       |                   |                     |          |
| 2  |  |   |                   |         |        |                    |       |                   |                     |          |
| 3  |  |   |                   |         |        |                    |       |                   |                     |          |
| 4  |  |   |                   |         |        |                    |       |                   |                     |          |
| 5  |  |   |                   |         |        |                    |       |                   |                     |          |
| 6  | <b>1. Datos de Entrada</b>   |   |                   |         |        |                    |       |                   |                     |          |
| 7  |  |   |                   |         |        |                    |       |                   |                     |          |
| 8  |  |   |                   |         |        |                    |       |                   |                     |          |
| 9  |  |   | <b>Bo =</b>       | 1,60048 | RB/STB |                    |       | <b>Bw =</b>       | 1,00                | RB/STB   |
| 10 |  |   | <b>Py =</b>       | 1100    | Psia   |                    |       | <b>Psc (Psi)=</b> | 14,70               | Psia     |
| 11 |  |   | <b>Ty =</b>       | 585     | R      |                    |       | <b>Tsc (R)=</b>   | 520,00              | R        |
| 12 |  |   | <b>Zy =</b>       | 0,99200 |        |                    |       | <b>Zsc=</b>       | 1,00                |          |
| 13 |  |   | <b>OOIP =</b>     | 83,4    | MRB    |                    |       |                   |                     |          |
| 14 |  |   |                   |         |        |                    |       |                   |                     |          |
| 15 | <b>2. Pozos Inyectores y Pozos Productores del Patrón</b>  |   |                   |         |        |                    |       |                   |                     |          |
| 16 |  |   |                   |         |        |                    |       |                   |                     |          |
| 17 |  |   | <b>Inyectores</b> |         |        | <b>Productores</b> |       |                   | <b>Inicio WAG =</b> | 1-Jan-00 |
| 18 |  |   | 1                 | W-037   |        | 1                  | W-011 |                   |                     |          |
| 19 |  |   | 2                 | W-104   |        | 2                  | W-033 |                   |                     |          |
| 20 |  |   | 3                 | W-117   |        | 3                  | W-040 |                   |                     |          |
| 21 |  |   |                   |         |        | 4                  | W-042 |                   |                     |          |
| 22 |  |   |                   |         |        | 5                  | W-074 |                   |                     |          |
| 23 |  |   |                   |         |        | 6                  | W-075 |                   |                     |          |
| 24 |  |   |                   |         |        | 7                  | W-078 |                   |                     |          |
| 25 |  |   |                   |         |        | 8                  | W-090 |                   |                     |          |
| 26 |  |   |                   |         |        | 9                  | W-099 |                   |                     |          |
| 27 |  |   |                   |         |        |                    |       |                   |                     |          |
| 28 |  |   |                   |         |        |                    |       |                   |                     |          |
| 29 |  |   |                   |         |        |                    |       |                   |                     |          |
| 30 |    |   |                   |         |        |                    |       |                   |                     |          |

Figura 6. 2 Hoja "Input" con la información requerida del patrón de análisis

Luego de ingresar los datos necesarios (factores volumétricos, condiciones de yacimiento, nombres de los pozos inyectoros y productores del patrón, etc), se procede a dar inicio al análisis usando la herramienta diseñada.

## 6.1 HOJA CURVAS DE PRODUCCIÓN Y DECLINACIÓN DEL PATRÓN

El análisis de las curvas de producción y declinación del patrón de evaluación, se realizó los botones de comando ubicados en la hoja "Curvas de Prod y Decli".

La Figura 6. 3 muestra el histórico de la producción del patrón de análisis. Allí es posible visualizar el momento en que comenzó la inyección alternada de agua y gas, ya que la producción de gas aumenta deliberadamente aproximadamente en el 2001. La inyección alternada de gas termina cuando la producción de gas decrece aproximadamente a finales de 2006.

También es importante resaltar que antes de iniciar la inyección WAG, la producción de petróleo estaba decreciendo rápido. Y durante la inyección WAG se mantuvo relativamente estable los cinco años. También se puede observar que luego de la inyección WAG, continúa la inyección de agua para tratar de mantener la producción estable.

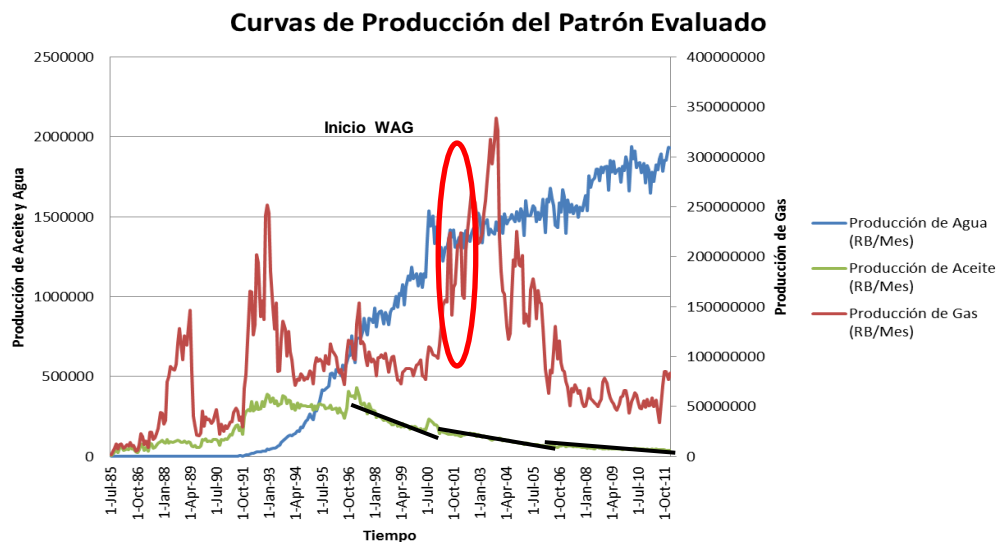


Figura 6. 3 Curva de producción "Pilot-01"

En la Figura 6. 4 se puede ver con mayor detalle el comportamiento histórico de la producción de petróleo de este piloto. En el 2001 se logra una mejoría en la pendiente producción de petróleo, haciendo que la producción no decrezca tan

rápido. En la Figura 6. 5, se observa al detalle el comportamiento de la producción durante y después de la inyección WAG. Allí se observa que, si bien luego de la inyección WAG se logra estabilizar un poco la producción, con la inyección de agua posterior al WAG, la producción logra estabilizarse por completo con una pendiente casi horizontal.

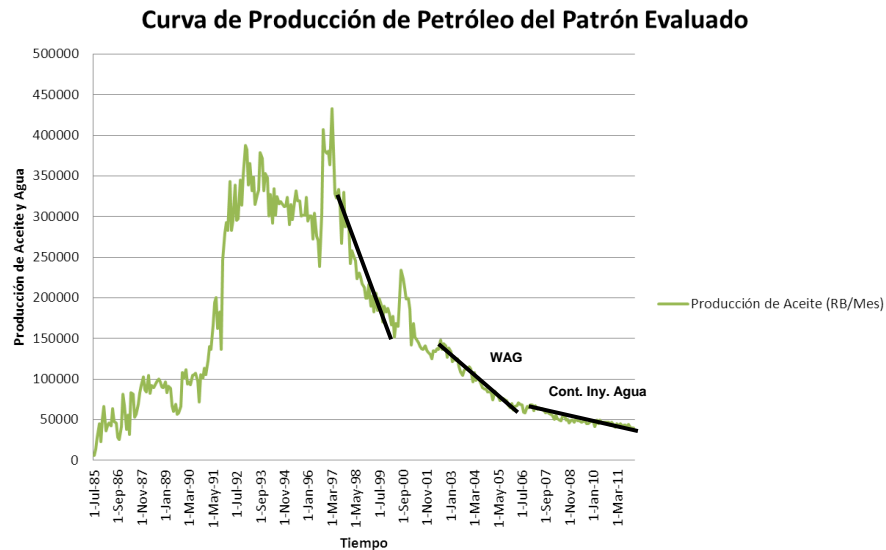


Figura 6. 4 Curva de producción de petróleo de "Pilot-01"

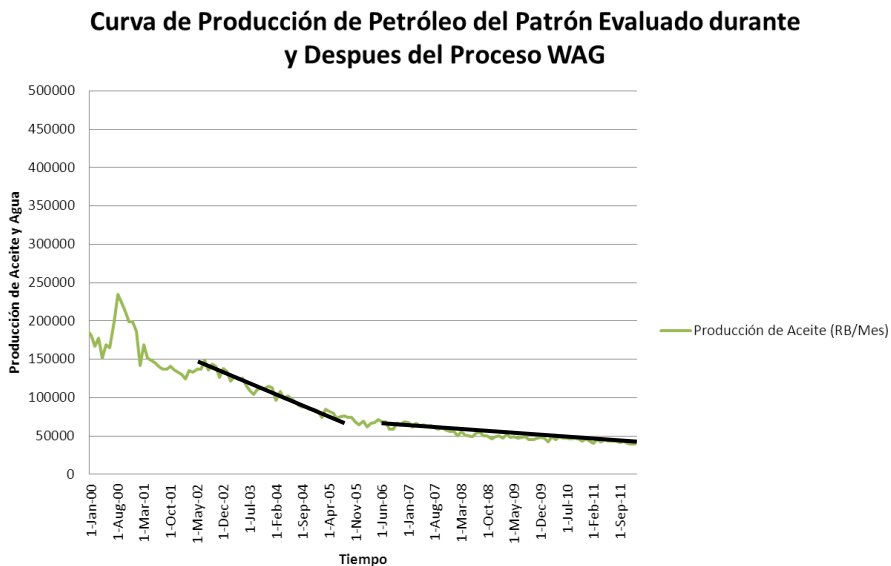


Figura 6. 5 Curva de producción de petróleo de "Pilot-01" durante y después del proceso WAG

La Figura 6. 6, muestra la curva de declinación y el GOR para "Pilot-01" en escala semi-logarítmica, donde se puede observar que la tasa de producción total del

patrón presenta un aumento considerable durante el proceso WAG, sin embargo se visualiza que este aumento se debe en gran parte al aumento del GOR. El GOR en esta gráfica y la gráfica de la producción de petróleo mensual, ayuda a interpretar y evaluar de forma correcta el comportamiento del patrón.

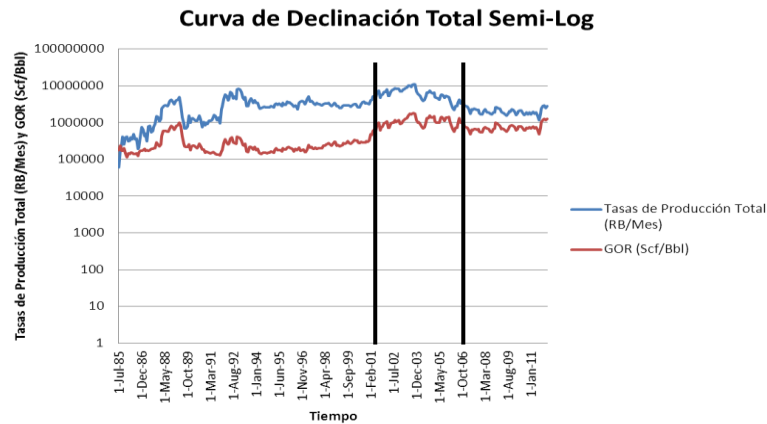


Figura 6. 6 Curva de declinación total en escala Semi-Log de "Pilot-01"

En la Figura 6. 7, se observa las tasas de producción de cada uno de los fluidos, donde se confirma que el aumento en las tasas de producción del patrón durante el proceso WAG se debe en gran parte al aumento de la producción de gas, mientras que la producción tiende a mantener una curva de declinación con una pendiente baja.

De este análisis gráfico se puede concluir que si bien el proceso WAG no aumento la producción de petróleo mensual en el patrón, sí logró reducir la pendiente de la curva de declinación de petróleo, lo que significa que de alguna manera, el barrido realizado con la inyección alternada de agua y gas fue efectivo. Más adelante se analizaran a fondo cada uno de los productores para determinar por qué el proceso WAG no fue del todo eficiente en el patrón "Pilot-01".

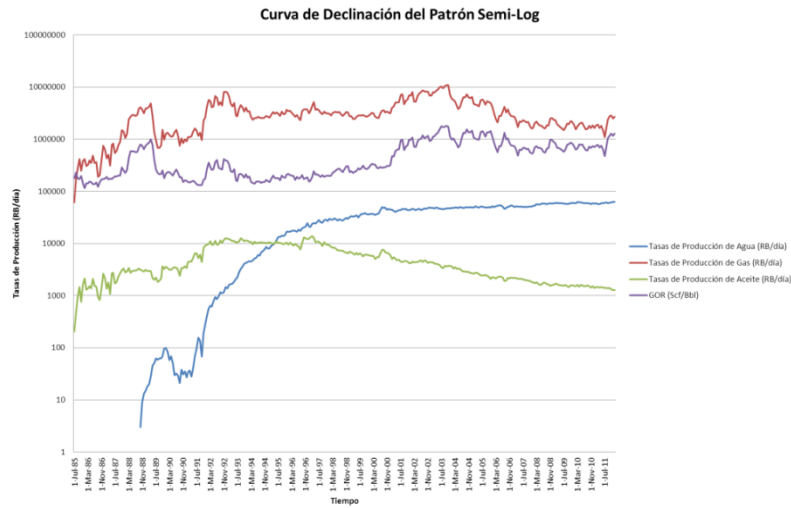


Figura 6. 7 Curva de declinación en escala Semi-Logarítmica de "Pilot-01"

## 6.2 HOJA FLUIDOS INYECTADOS

En el análisis gráfico correspondiente a los fluidos inyectados en el patrón, se puede observar que durante los años de inyección de WAG nunca se dejó de inyectar agua. Como se expuso al inicio de este capítulo, el pozo W-117 inyectó gas por un lapso corto, y continuó con inyección de agua convencional (waterflooding), mientras que el pozo W-037, ubicado a unos pies de distancia del W-117, inyectó gas durante todos los años de proceso WAG. Estos dos comportamientos se ven reflejados en la Figura 6. 8.

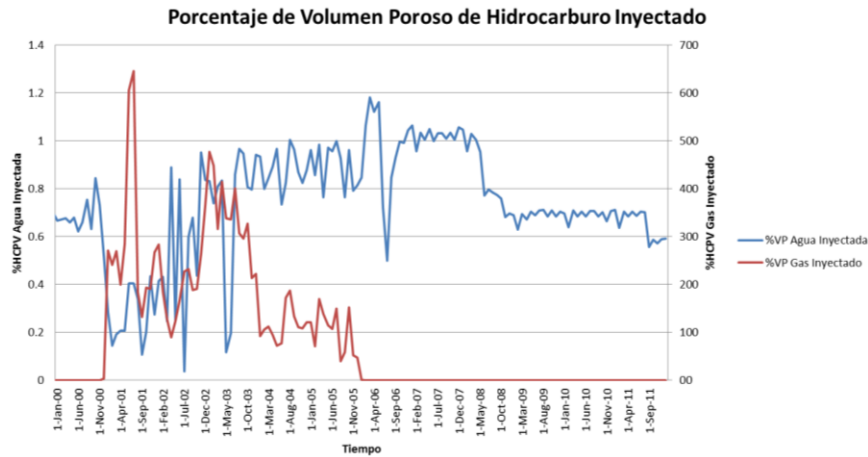


Figura 6. 8 Porcentaje de volumen de hidorcarburo inyectado de agua y gas

## 6.3 HOJA MONITOREO DE LA PRESIÓN DE INYECCIÓN, CAUDAL DE INYECCIÓN Y PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE

### 6.3.1 Monitoreo de la Presión de Fondo Fluyente y Caudal de Inyección.

Debido a que para el "Pilot-01" no se cuentan con los suficientes datos de presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) para todo el periodo de inyección WAG de los productores, se realizarán las gráficas de  $P_{wf}$  y caudal total inyectado sólo para los pozos que tengan mayor cantidad de información (W-074, W-075, W-90 y W-099).

La Figura 6. 9 permite observar que existe cierta relación entre el caudal inyectado por el pozo W-037 y la  $P_{wf}$  del pozo W-074. El comportamiento de ambas curvas tiene picos muy similares. La Figura 6. 10 muestra que el pozo W-074 se encuentra relacionado con W-104.

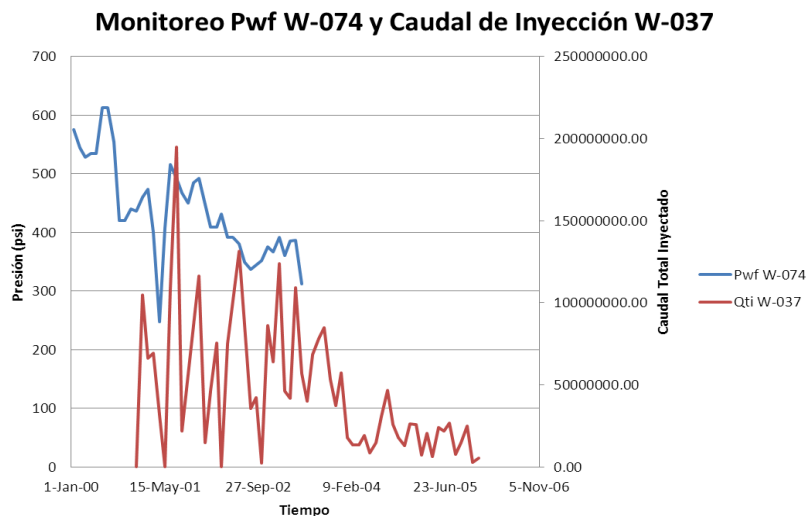


Figura 6. 9 Monitoreo de  $P_{wf}$  del pozo productor W-074 y el caudal de inyección W-037

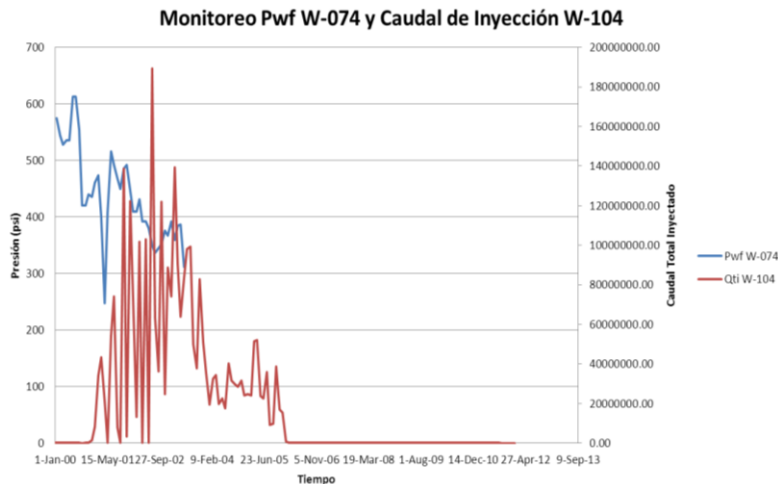


Figura 6. 10 Monitoreo de  $P_{wf}$  del pozo W-104 y el caudal de inyección de W-104

Realizando las mismas gráficas para el pozo productor W-075 (Figura 6. 11 y Figura 6. 12), se observa que ambos inyectores afectan su Pwf.

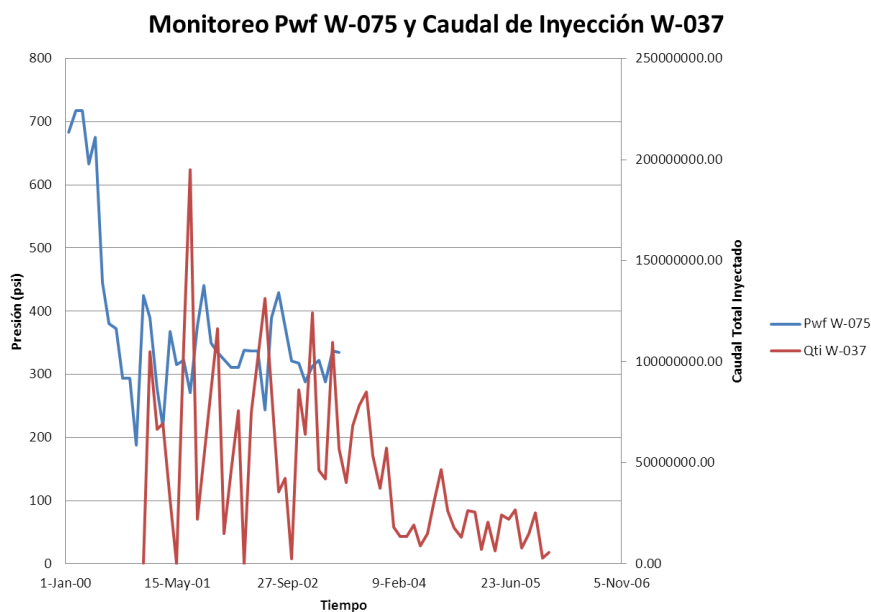


Figura 6. 11 Monitoreo de  $P_{wf}$  del pozo W-075 y el caudal de inyección de W-037

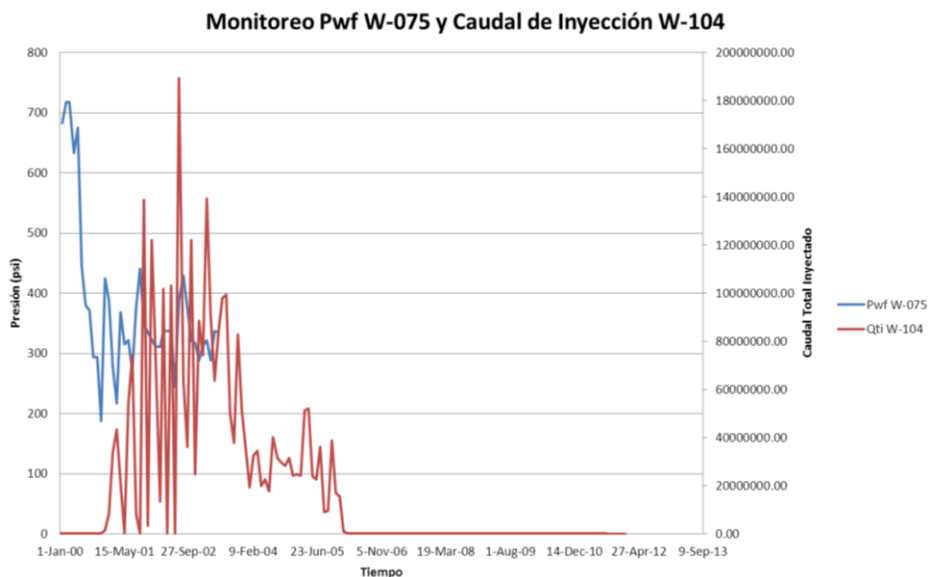


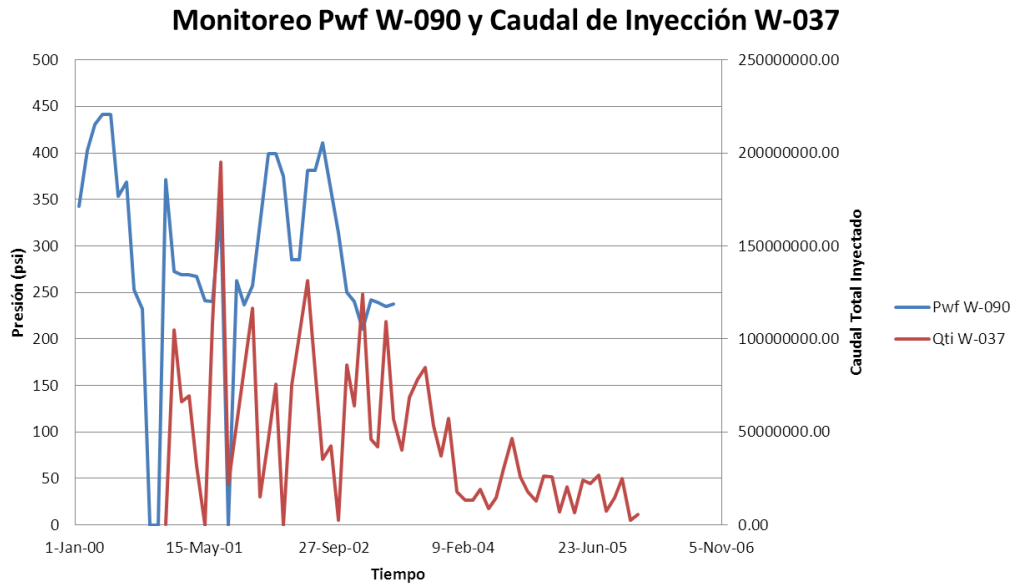
Figura 6. 12 Monitoreo de  $P_{wf}$  del pozo W-075 y el caudal de inyección de W-104

El mismo análisis para el productor W-090 dio como resultado que existe una relación entre éste y los dos inyectores (Figura 6. 13 y Figura 6. 14).

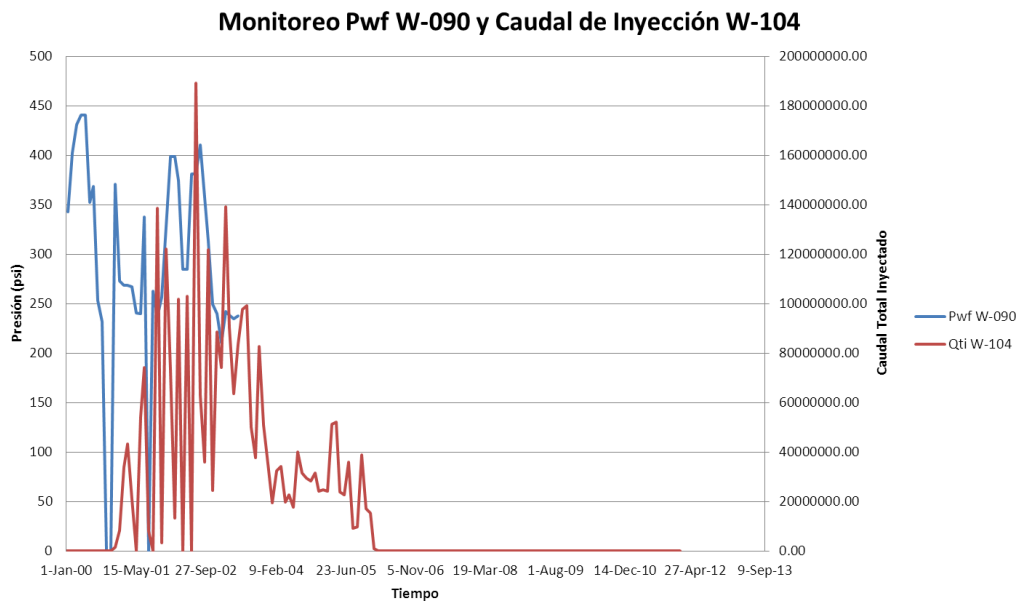


Sin embargo, la relación de W-090 con W-037 es mucho más marcada, pues cuando el caudal de inyección aumenta demasiado, la  $P_{wf}$  del productor también aumenta.

Este análisis para el productor W-099, mostró un comportamiento similar al descrito por W-090 (Figura 6. 15 y Figura 6. 16).

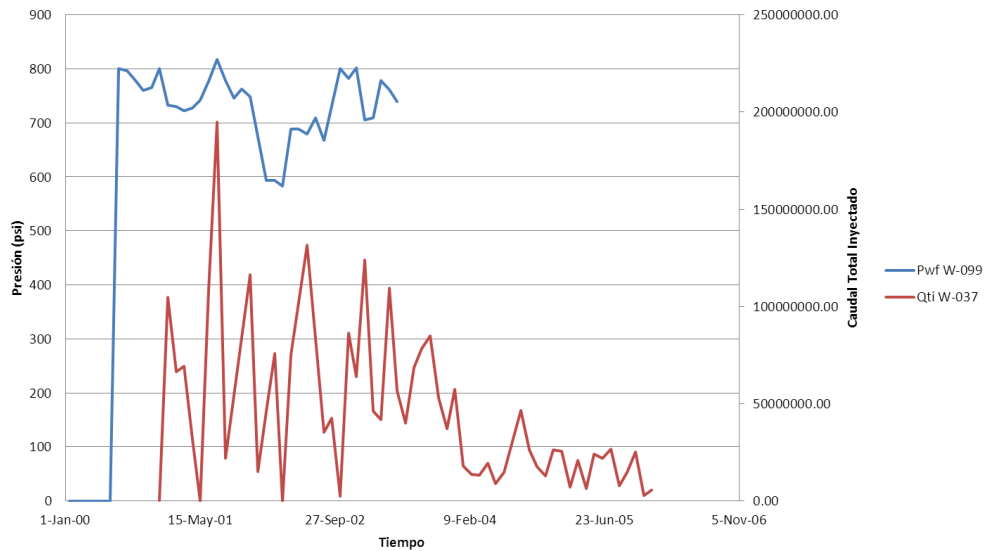


**Figura 6. 13** Monitoreo de  $P_{wf}$  del pozo productor W-090 y el caudal de inyección del inyector W-037



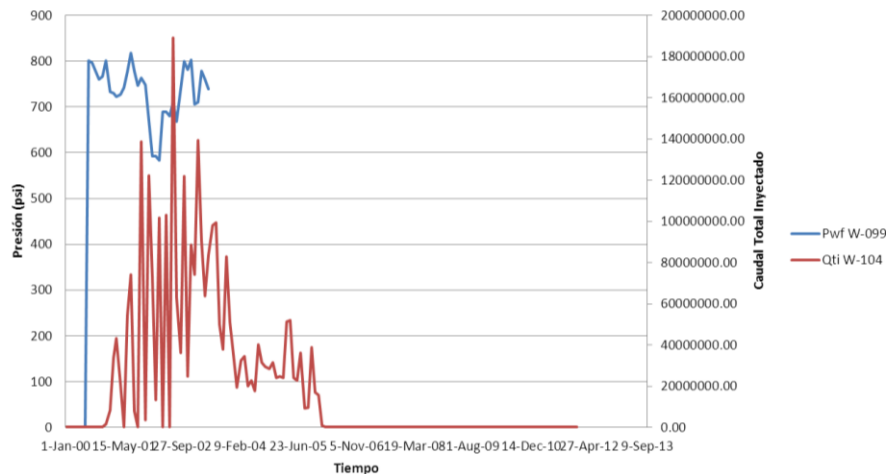
**Figura 6. 14** Monitoreo de  $P_{wf}$  del pozo W-090 y el caudal de inyección de W-104

**Monitoreo Pwf W-099 y Caudal de Inyección W-037**



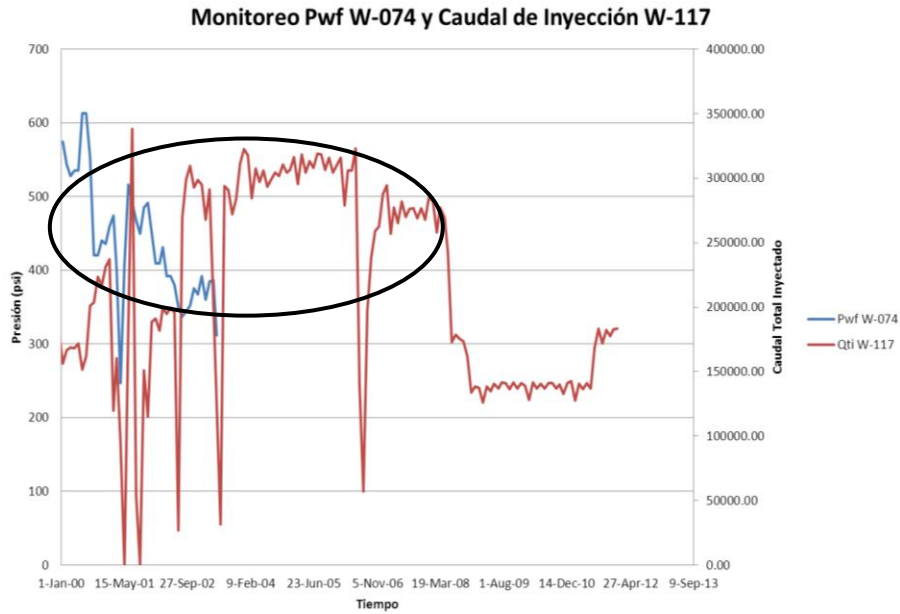
**Figura 6. 15** Monitoreo de  $P_{wf}$  del pozo productor W-099 y el caudal de inyección de W-037

**Monitoreo Pwf W-099 y Caudal de Inyección W-104**

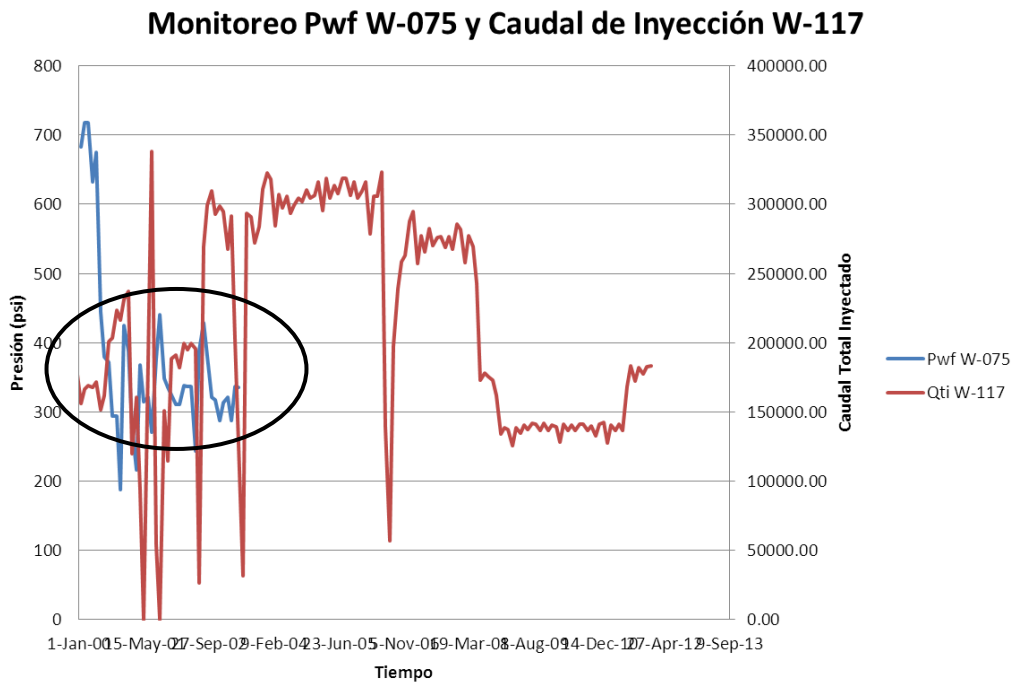


**Figura 6. 16** Monitoreo de  $P_{wf}$  del pozo W-099 y el caudal de inyección de W-104

El efecto del inyector W-117 en estos productores debe estudiarse aparte, pues este pozo tuvo un comportamiento inusual, como se expuso al inicio de este capítulo, así que su influencia en cada uno de estos cuatro pozos se evaluó por separado. Como W-117 durante el proceso WAG inyectó mayormente agua, entonces en lugar de analizar las presiones de fondo fluyente de los productores con respecto al caudal total de inyección de W-117, se analizaran las presiones con el caudal de agua inyectada (Figuras 6.17, 6.18, 6.19 y 6.20). Realizando este ejercicio se pudo evidenciar también la interacción entre este inyector y los cuatro productores. Esto demostró que aunque existe una marcada relación entre W-117 y W-075, W-090 y W-099, su interacción con W-074 no es significativa.

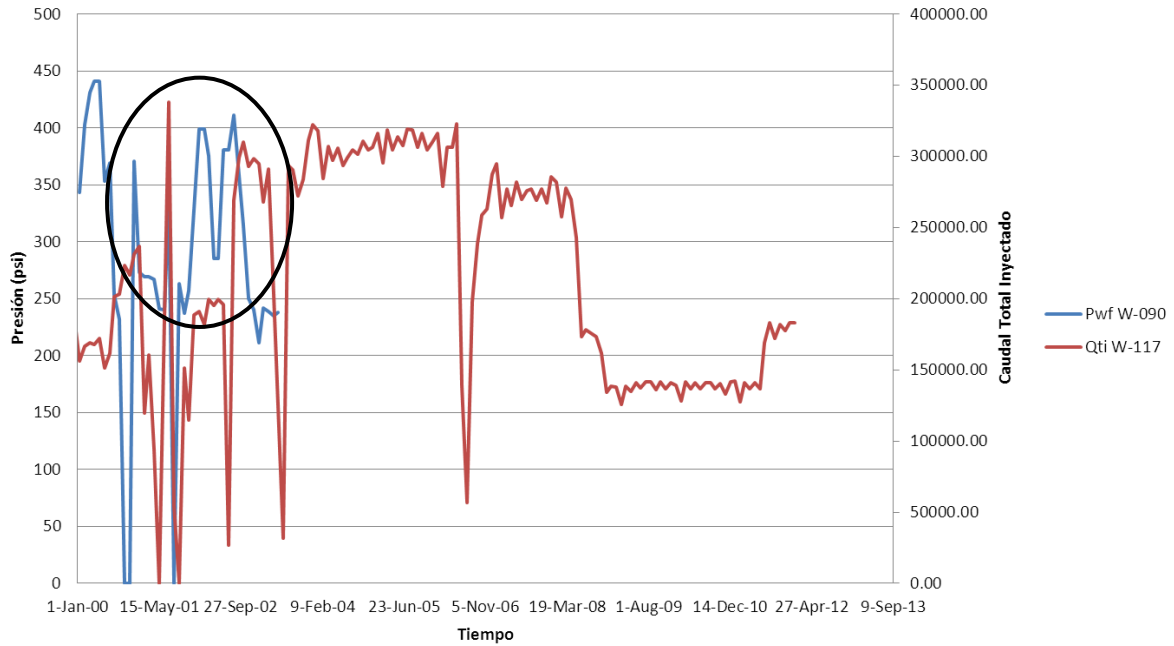


**Figura 6. 17** Monitoreo de  $P_{wf}$  de W-074 y caudal de agua inyectada de W-017



**Figura 6. 18** Monitoreo de  $P_{wf}$  de W-075 y caudal de agua inyectada de W-117

**Monitoreo Pwf W-090 y Caudal de Inyección W-117**



**Figura 6. 19** Monitoreo de  $P_{wf}$  de W-090 y caudal de agua inyectada de W-117

**Monitoreo Pwf W-099 y Caudal de Inyección W-117**



**Figura 6. 20** Monitoreo de  $P_{wf}$  de W-099 y caudal de agua inyectada de W-117

**6.3.2 Monitoreo de la Presión de Inyección.** Se realizó el análisis gráfico de las presiones de inyección para los pozos W-037, W-104 y W-117 (Figuras 6. 21, 6.22

y 6.23). Correlacionando estas graficas con las gráficas del numeral anterior, se concluyó que cada vez que hay una caída de presión de inyección en estos pozos, esto se ve reflejado en la  $P_{wf}$  de los pozos productores con los que se determinó que existía alguna interacción. También se evidenció que existe una interacción más marcada entre W-117 y los pozos W-075, W-090 y W-099, en comparación con W-74.

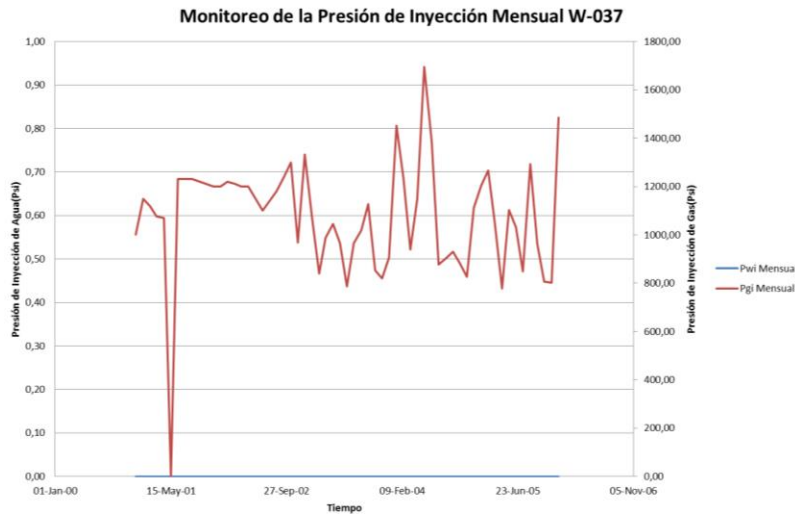


Figura 6. 21 Monitoreo de la presión de inyección de gas de W-037

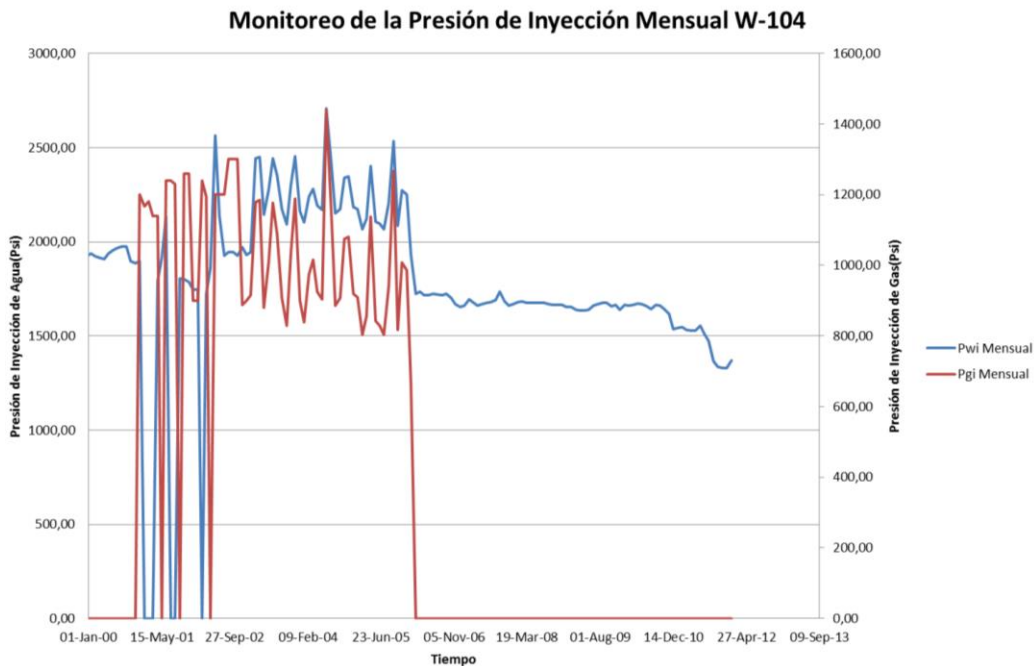
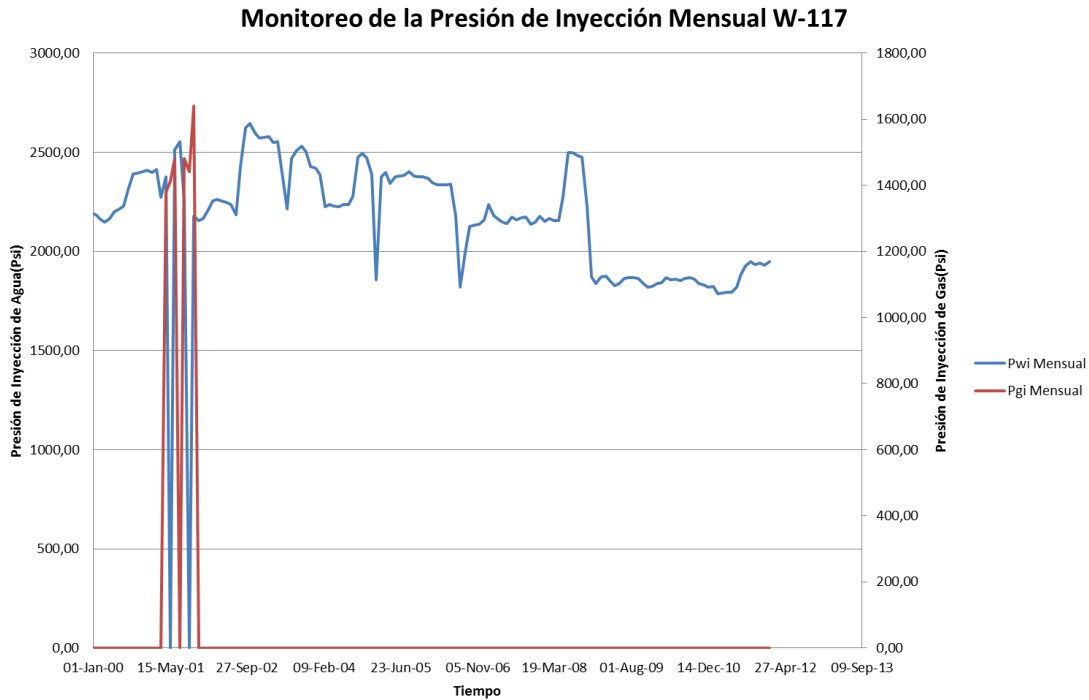


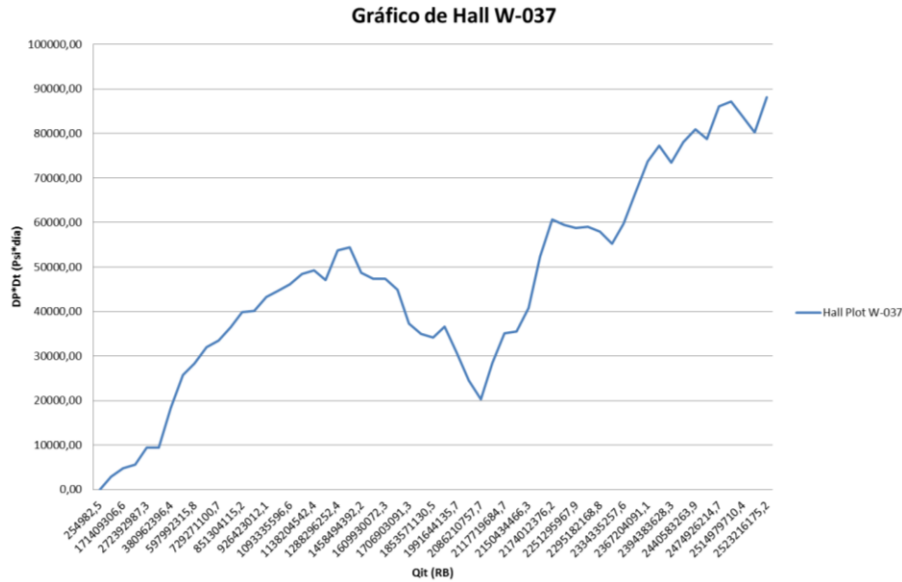
Figura 6. 22 Monitoreo de la presión de inyección de agua y gas de W-104



## 6.4 HOJA GRÁFICO DE HALL

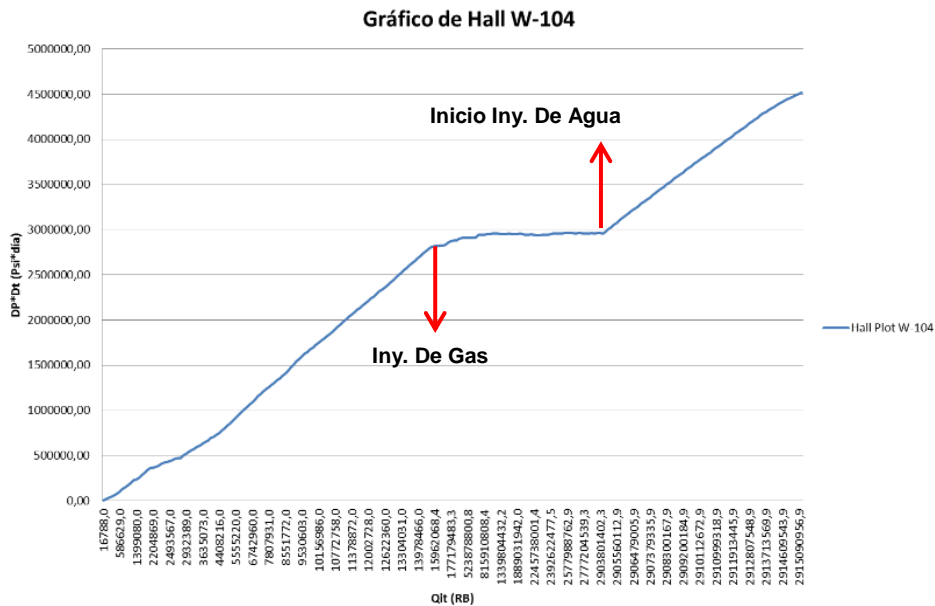
El siguiente paso es realizar el gráfico de Hall para los inyectores. La Figura 6. 24 muestra el grafico de Hall para el inyector W-037.

Debido a que W-037 mayormente se ha inyectado gas, no se observan cambios significativos en la pendiente de la curva. Sin embargo, en ciertos periodos de tiempo, la inyección se realizó a presiones muy bajas y con  $\Delta t$  muy grandes (27 a 31 días generalmente), por lo que es posible observar caídas en la curva.



**Figura 6. 24** Gráfico de Hall para el pozo W-037

En la Figura 6. 25 muestra el grafico de Hall para el pozo W-104, aquí se puede apreciar que este pozo realizó inyecciones alternadas de agua y gas, gracias a las variaciones en las pendientes. Durante la inyección de gas, la pendiente se mantiene casi horizontal, y al finalizar esta inyección, se inicia la inyección de agua, reflejado en un aumento brusco de la pendiente.



**Figura 6. 25** Gráfico de Hall para el pozo W-104

Para el caso particular del inyector W-117, al finalizar la inyección de agua inicial, se inició la inyección de gas por un periodo de tiempo muy corto, seguida de una inyección continua de agua, lo que hace que el comportamiento del gráfico de Hall se mantenga con una pendiente alta casi todo el tiempo. Esto explica, la marcada influencia de W-117 en algunos de los pozos productores analizados a lo largo de este capítulo.

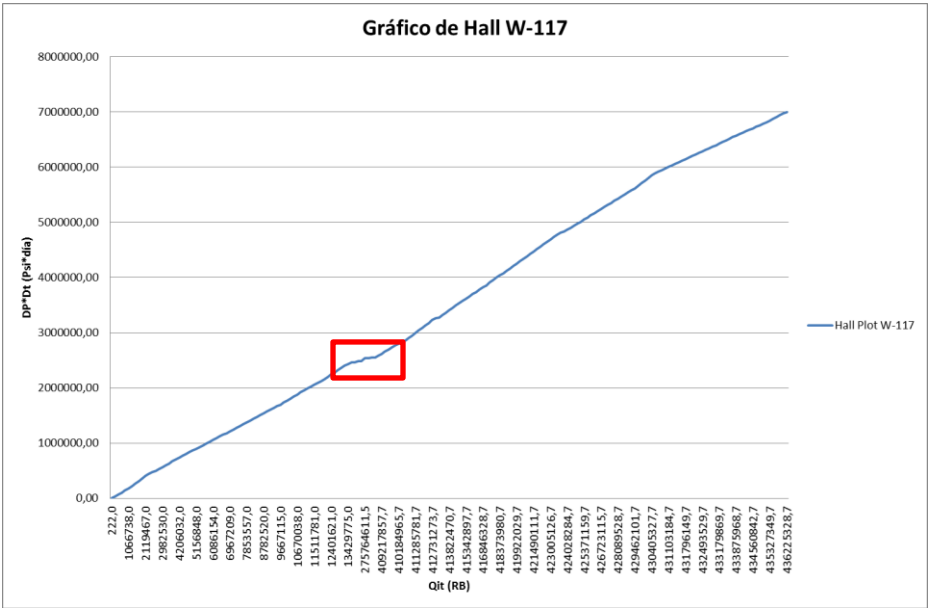


Figura 6. 26 Gráfico de Hall para el pozo W-117

### 6.5 HOJA EVALUACIÓN DE LA INYECTIVIDAD DEL PATRÓN

La Figura 6. 27 muestra la eficiencia de inyectividad del patrón acompañada del caudal de inyección. Allí se puede ver un aumento en la curva de eficiencia de inyectividad, que se aleja de la curva de caudal de inyección. Sin embargo, en la Figura 6. 28 y Figura 6. 29 es posible notar que el aumento de la curva de eficiencia de inyectividad se debe a la declinación de la curva de producción de petróleo.



### Eficiencia de la Inyección - Relación de Inyectividad (I/P)

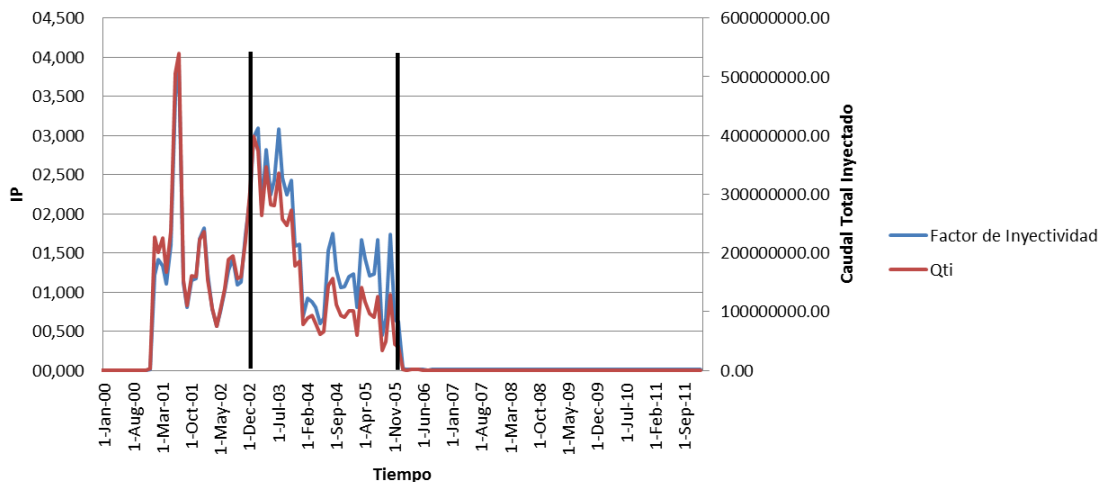


Figura 6. 27 Eficiencia de la inyección - Relación de inyectividad (I/P) para "Pilot-01"

### Eficiencia de la Inyección

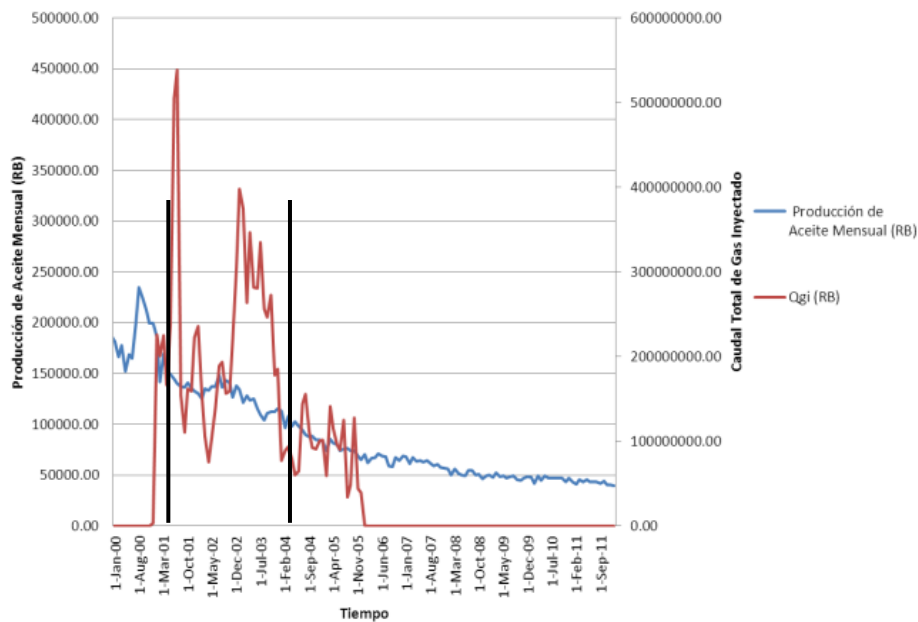


Figura 6. 28 Eficiencia de la Inyección - Producción de aceite mensual y caudal total inyectado para "Pilot-01"

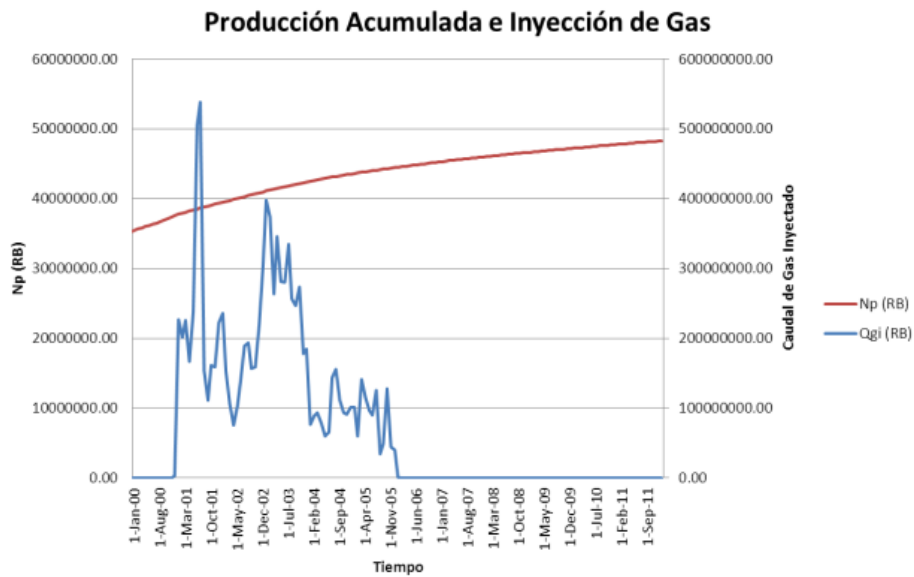


Figura 6. 29 Producción acumulada e inyección de gas para "Pilot-01"

## 6.6 HOJA CÁLCULO Y MONITOREO DEL VRR

Las Figuras 6.30, 6.31 y 6.32 muestran el historial de inyección de cada uno de los tres pozos. En estas figuras es posible visualizar el inicio y el final de la inyección de gas en cada uno de ellos. Esto ayuda a tener una idea de la cantidad de fluidos que fueron inyectados al patrón por parte cada pozo.



h

Figura 6. 30 Historial de inyección del pozo W-104

### Historial de Inyección W-037

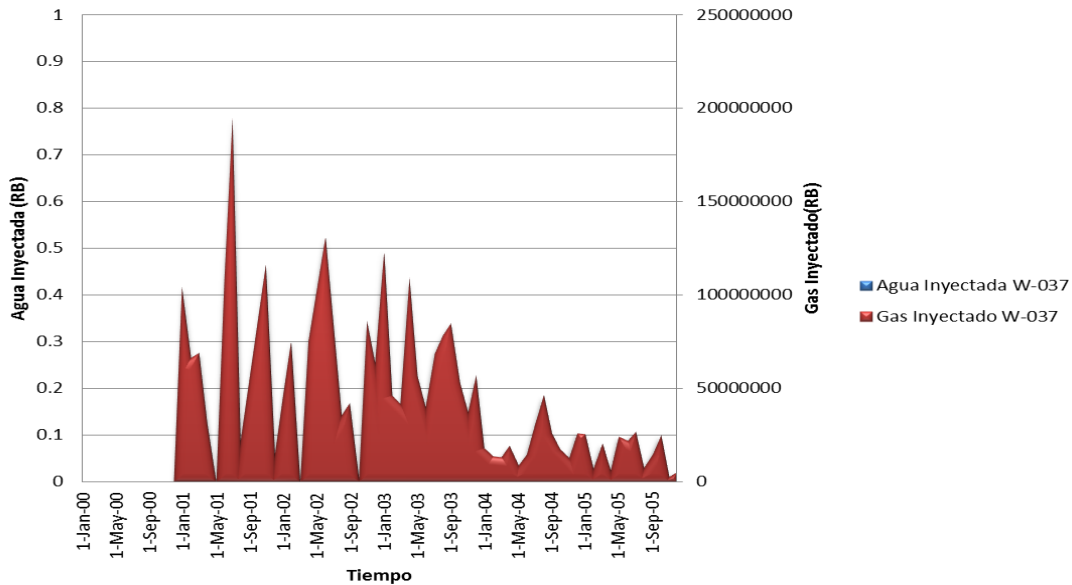


Figura 6. 31 Historial de inyección del pozo W-037

### Historial de Inyección W-117

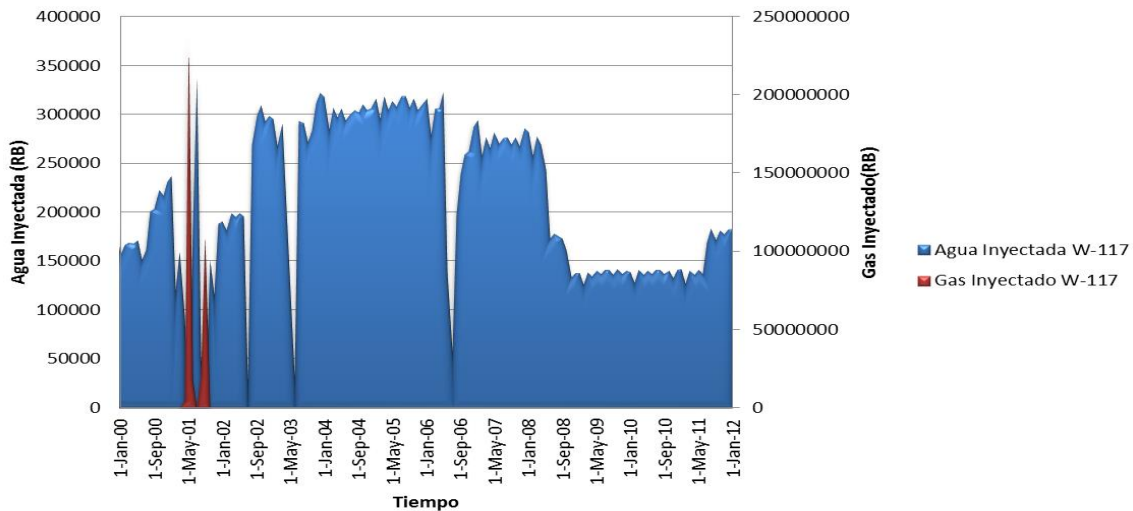


Figura 6. 32 Historial de inyección del pozo W-117

Luego de esto, se procede a analizar el VRR (Voidage replacement ratio) para estos pozos. Un VRR ideal es igual o cercano a uno, lo que representaría un barrido volumétrico eficiente. Graficar el VRR a través del tiempo es de gran ayuda para verificar si ha sido suficiente el fluido inyectado o no, y si la inyección ha sido eficiente en el campo o bloque patrón.

De los datos de VRR obtenidos para los tres inyectores evaluados, muy pocos fueron cercanos a uno, puesto el volumen de gas producido es muy grande en

comparación con el volumen de fluidos inyectados. Por eso, aunque la producción de aceite se mantuvo baja, el VRR siempre tuvo valores inferiores a uno. Pero es posible notar que los valores más altos de VRR se registraron durante el proceso de inyección WAG para los tres inyectoros.

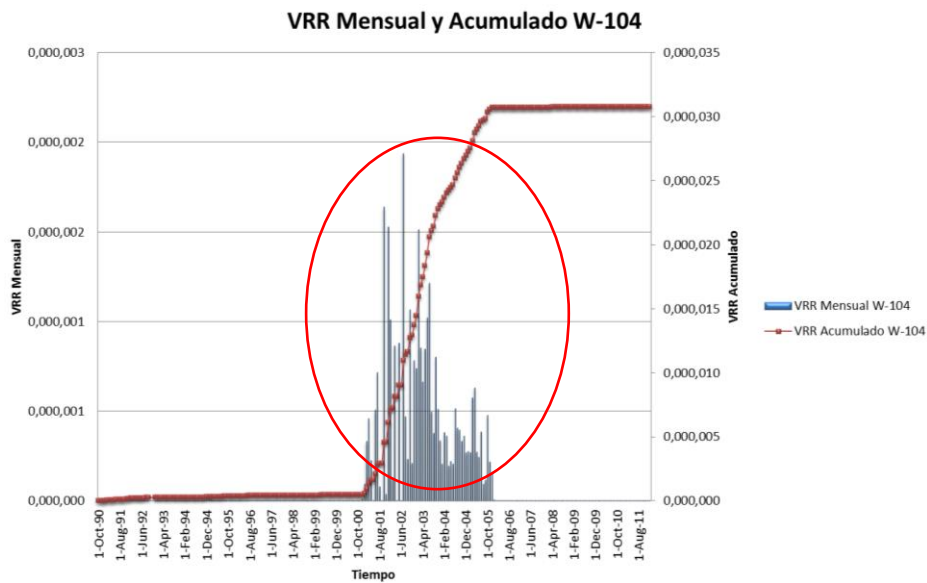


Figura 6. 33 VRR mensual y acumulado para W-104

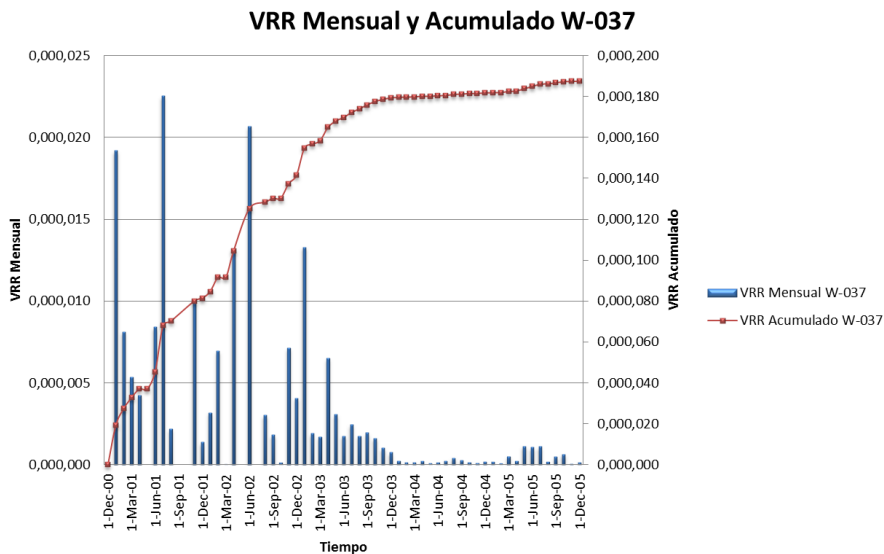


Figura 6. 34 VRR mensual y acumulado para W-037

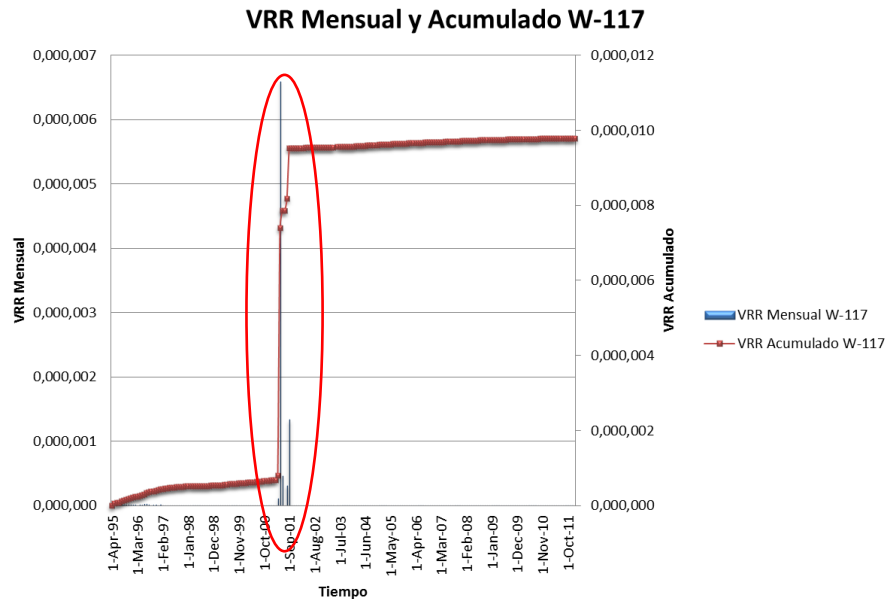


Figura 6. 35 VRR mensual y acumulado para W-117

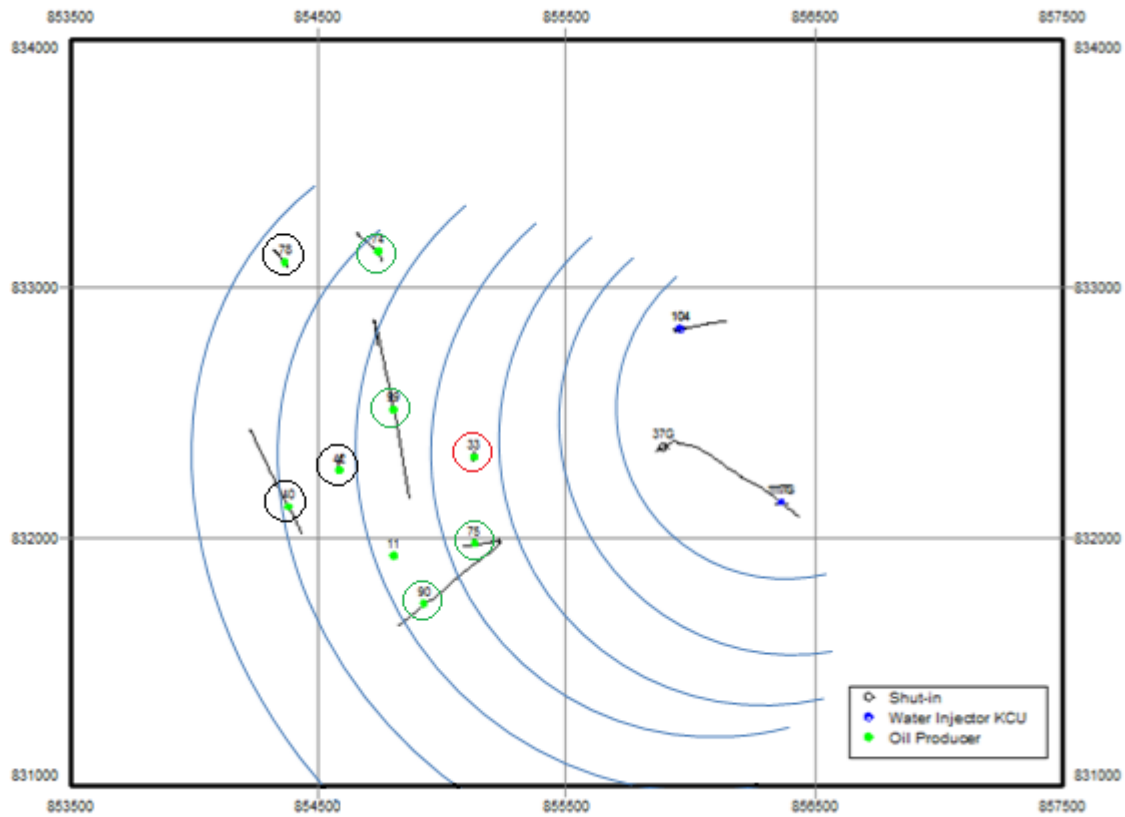
## 6.7 HOJA EVALUACIÓN DEL EFECTO DE LOS INYECTORES EN LOS PRODUCTORES

Esta parte de la metodología permite evaluar el efecto de los pozos inyectores en cada uno de los productores.

Luego de realizar gráficas para cada uno de los nueve productores respecto a los tres inyectores, y tras analizar el comportamiento individual de cada inyector respecto a un productor, se llegó a la conclusión de que sólo cuatro de los pozos productores tuvieron una respuesta eficiente a la inyección de gas: W-074, W-075, W-090 y W-099. Y en cuatro de los productores, W-078, W-033, W-040 y 042, la inyección pareció no haber tenido el efecto esperado.

De acuerdo al análisis realizado en la Figura 6. 36, se puede inferir que la respuesta de W-040, W-042 y W-078 no fue satisfactoria debido a que se encuentran bastante alejados del frente de inyección, sin embargo, se esperaba que la respuesta de W-033 fuera mejor, debido precisamente a su ubicación con respecto a los inyectores y a los demás productores. Con la información obtenida para la realización de este proyecto, es imposible conocer o dar una teoría acerca de la causa del comportamiento de W-033, sin embargo se puede sospechar de la existencia de interferencia con alguno de los pozos cercanos (W-075), o la presencia de una falla.

En las figuras siguientes, se mostrarán los análisis gráficos más significativos obtenidos para los pozos productores mencionados anteriormente.



**Figura 6. 36** Esquema supuesto del frente de avance de la inyección WAG

La Figuras 6.37 y 6.38 nos muestran la relación entre W-074 y los inyectoros W-037 y W-104, respectivamente. Aquí es posible observar que la producción de petróleo de este pozo aumentó significativamente durante los primeros años de inyección WAG, siguiendo un patrón similar a la inyección total de estos dos pozos. Con la Figura 6. 39, se logró demostrar la poca influencia que tuvo W-117 en el comportamiento de este productor.

### Efecto de los Pozos Inyectores en W-074

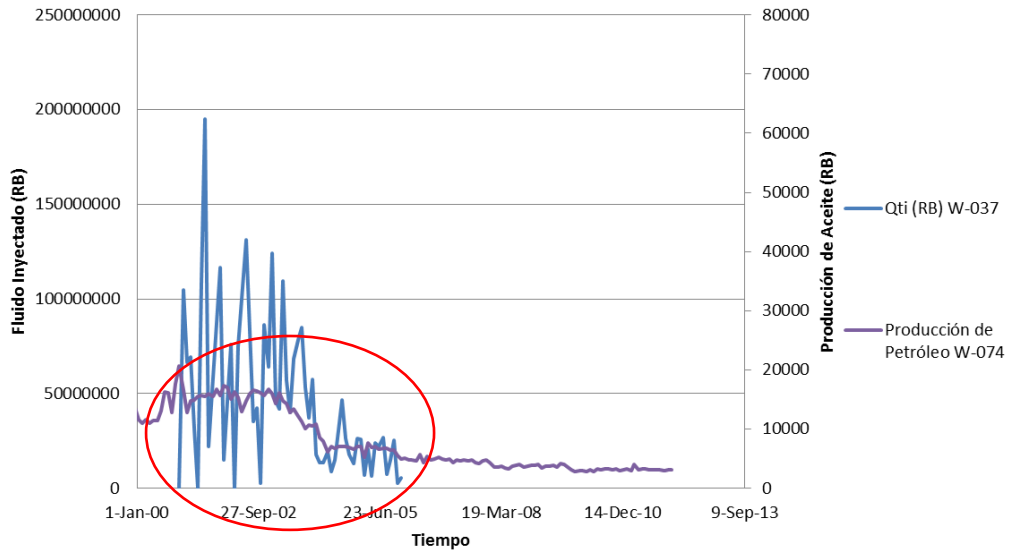


Figura 6. 37 Efecto de W-037 en W-074

### Efecto de los Pozos Inyectores en W-074

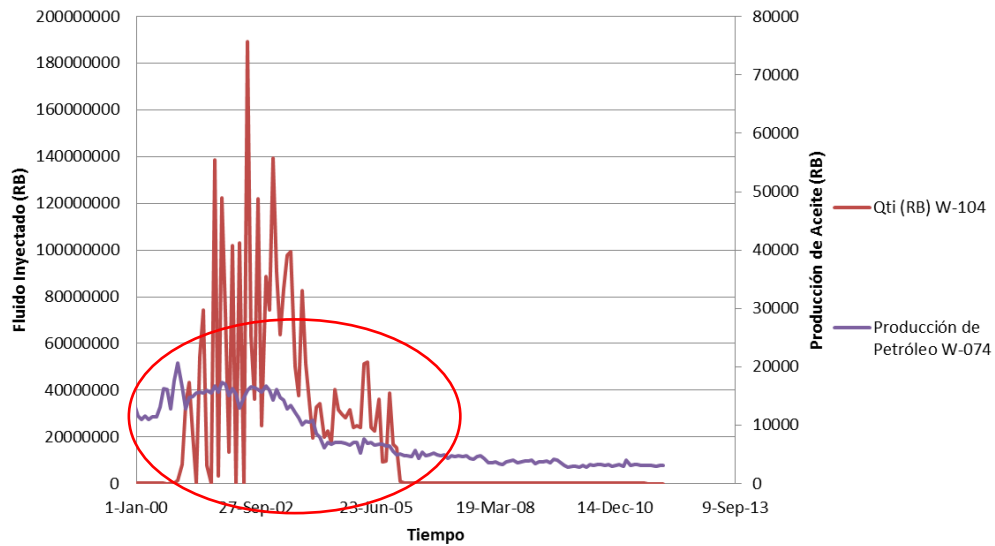
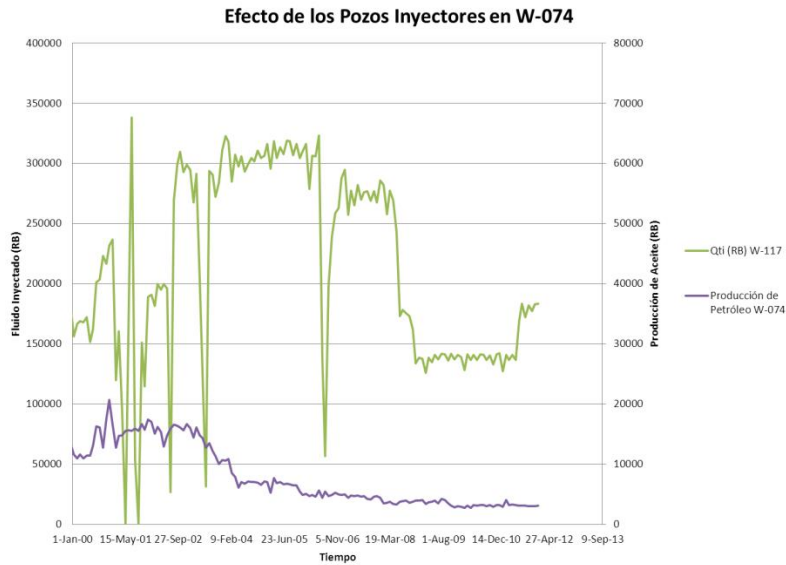
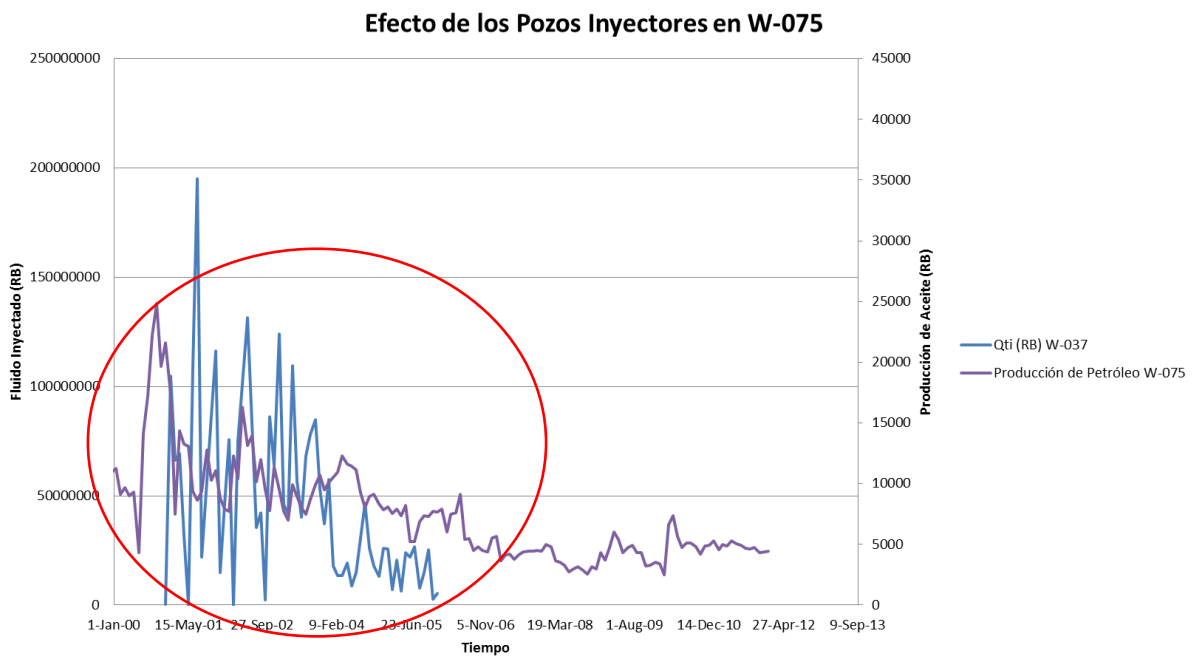


Figura 6. 38 Efecto de W-104 en W-074



**Figura 6. 39** Efecto de W-117 en W-074

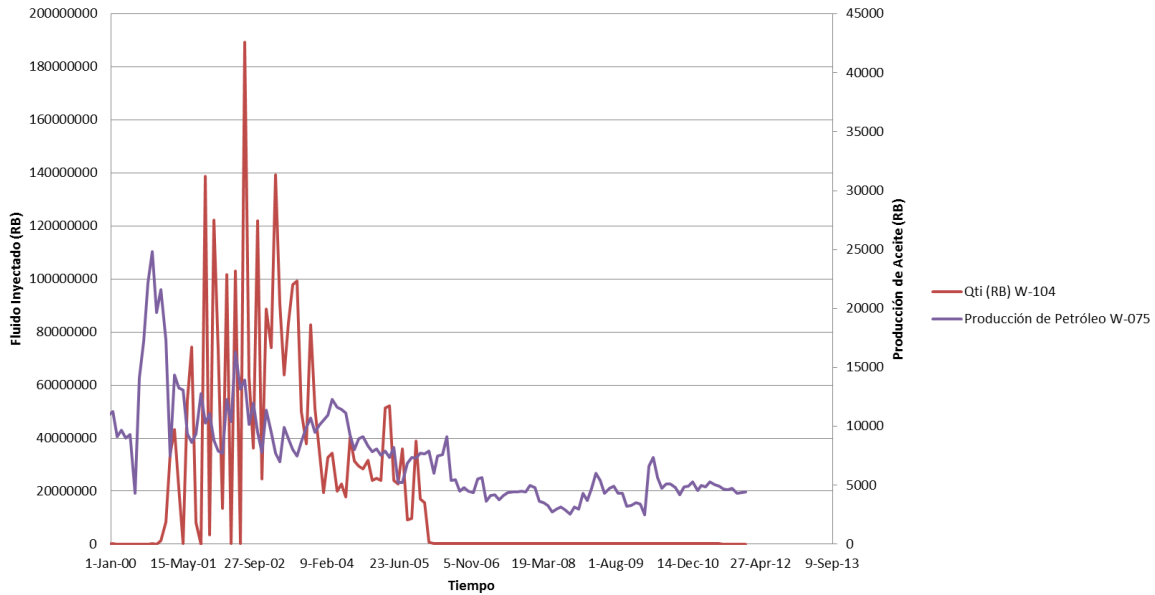
Las Figuras 6.40, 6.41 y 6.42 nos muestran la relación entre W-075 y los tres inyectores. De acuerdo a esto, se puede asegurar que el pozo W-075 respondió a los tres inyectores de manera satisfactoria. Al finalizar la inyección WAG, la producción se mantuvo estable gracias a la inyección continua realizada en W-117.



**Figura 6. 40** Efecto de W-037 en W-075

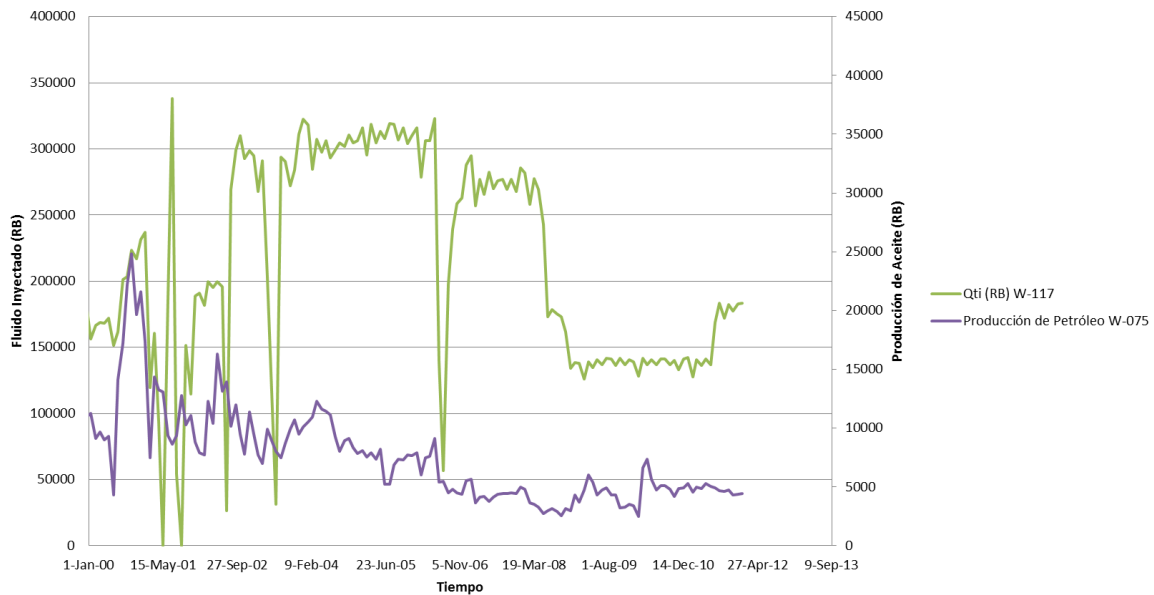


**Efecto de los Pozos Inyectores en W-075**



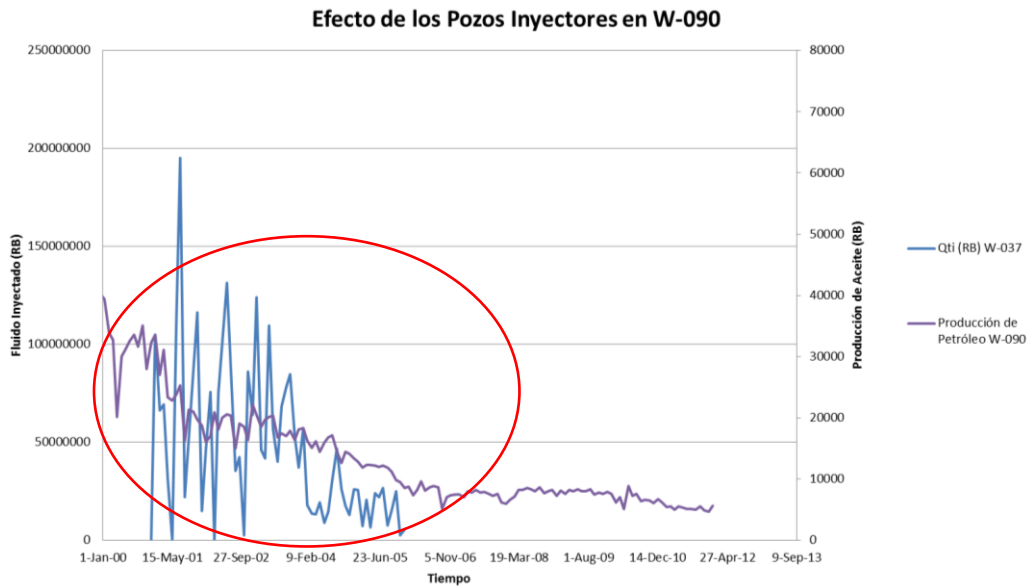
**Figura 6. 41 Efecto de W-104 en W-075**

**Efecto de los Pozos Inyectores en W-075**

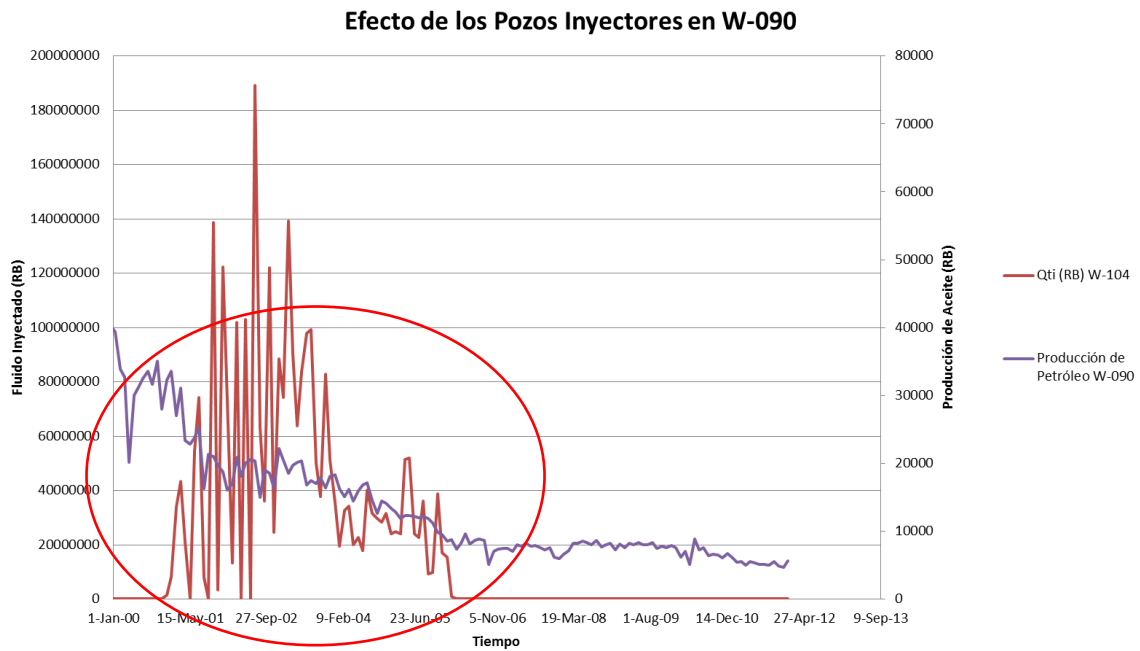


**Figura 6. 42 Efecto de W-117 en W-075**

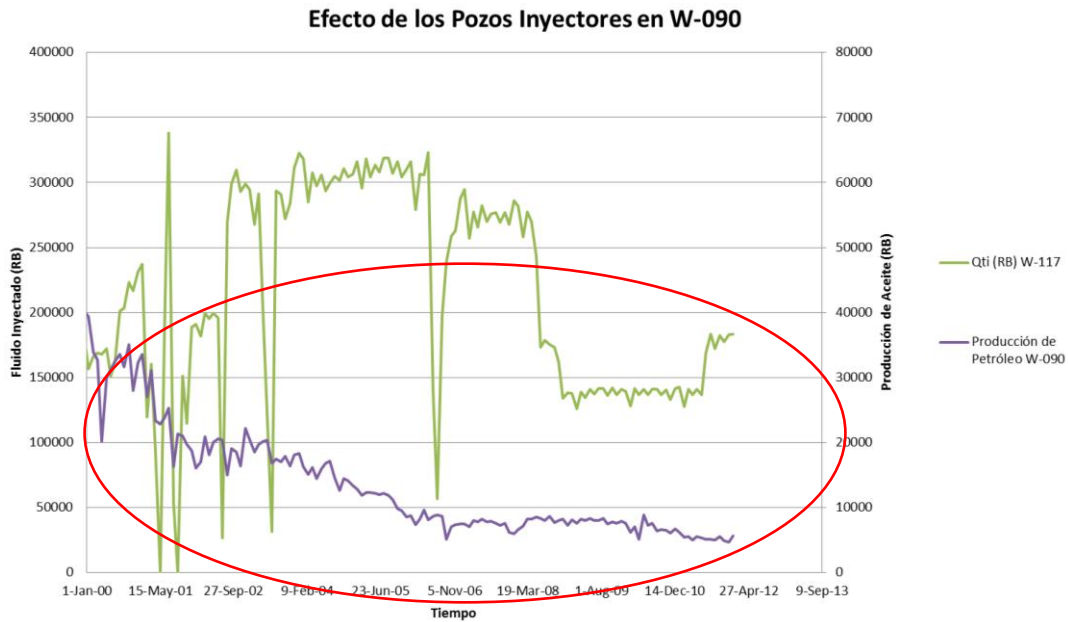
Las Figuras 6.43, 6.44 y 6.45 permiten observar el efecto de los tres inyectores en W-090, que presenta un comportamiento muy similar a W-075. La curva de producción de W-075 y W-090 es algo similar debido en gran parte a su ubicación cercana, y a la proximidad con los tres inyectores. Sin embargo, la producción de W-090 durante todo el proceso WAG y después de este fue mucho mayor a la registrada por W-075, tal vez debido al efecto de la inyección continua de agua de W-117.



**Figura 6. 43** Efecto de W-037 en W-090

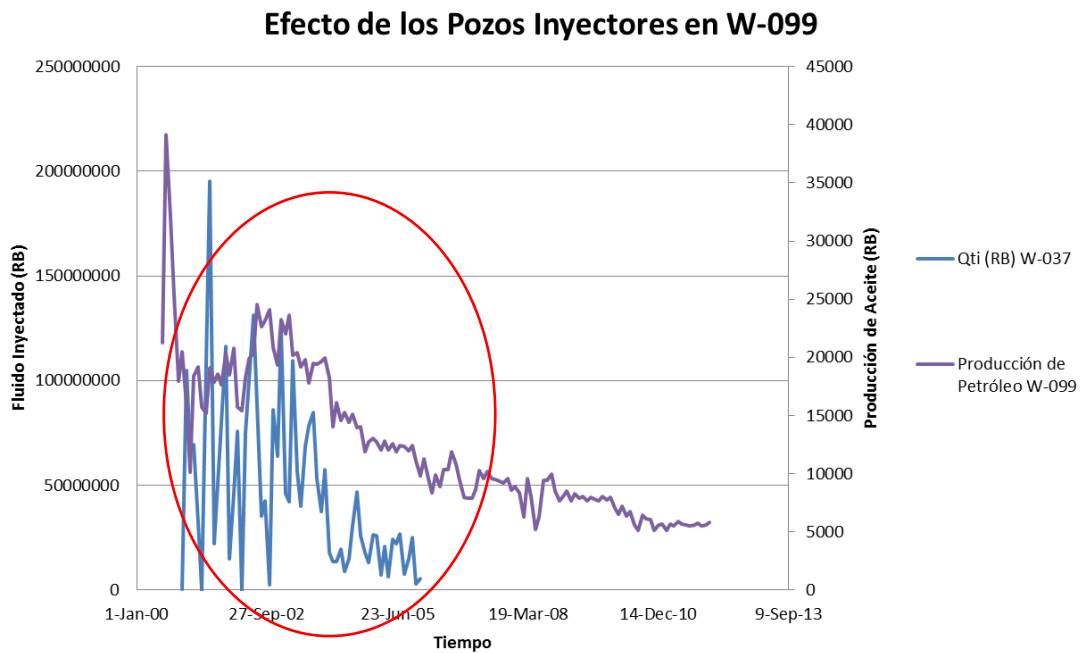


**Figura 6. 44** Efecto de W-104 en W-090



**Figura 6. 45** Efecto de W-117 en W-090

Las Figuras 6.46, 6.47 y 6.48 muestran la respuesta de W-099 a la inyección WAG. Como en los casos anteriores, este pozo mostro un comportamiento positivo a la inyección.



**Figura 6. 46** Efecto de W-037 en W-090

### Efecto de los Pozos Inyectores en W-099

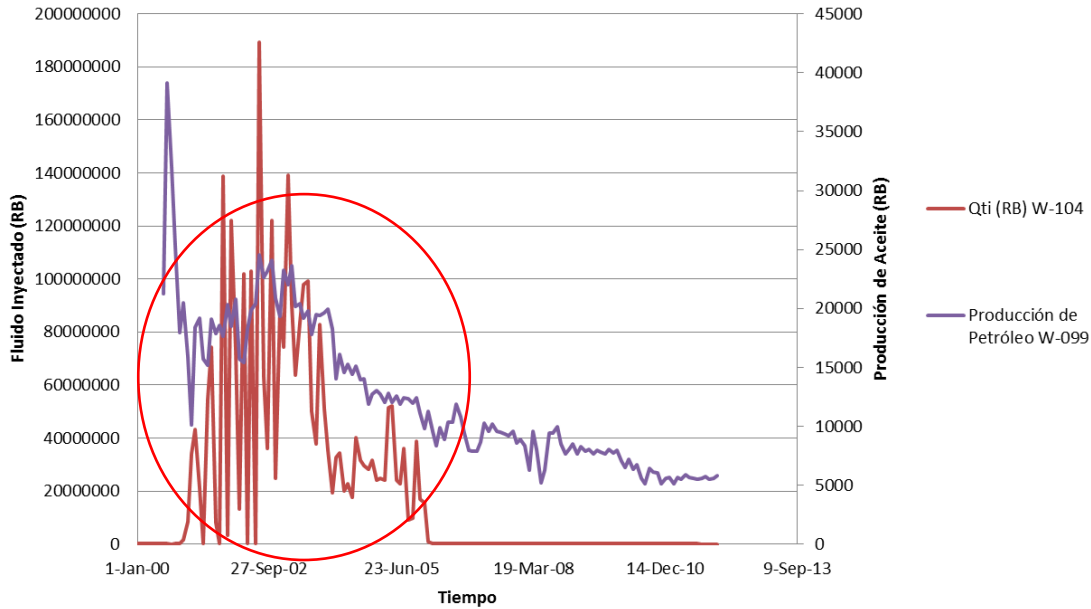


Figura 6. 47 Efecto de W-104 en W-099

### Efecto de los Pozos Inyectores en W-099

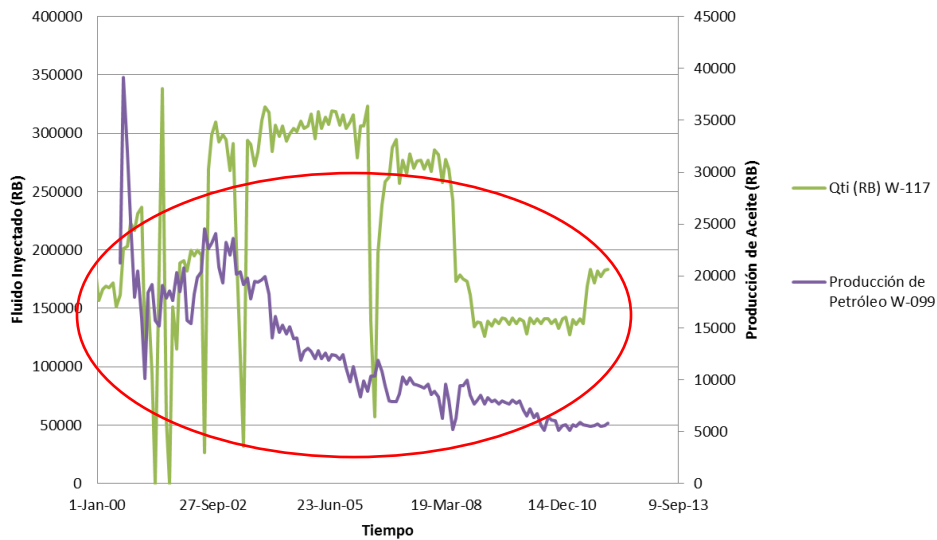


Figura 6. 48 Efecto de W-117 en W-099

Las siguientes figuras (Figura 6. 49, Figura 6. 50, Figura 6. 51 y Figura 6. 52), muestran el caudal total inyectado por W-037, W-104 y W-117 y el comportamiento de la producción de los pozos que presentaron una baja eficiencia. Como se puede observar, la inyección WAG pareció no tener mayor influencia en el comportamiento de los pozos W-040, W-042 y W-078, especialmente en este último. Sin embargo, el caso de W-033 es bastante extraño, ya que por su ubicación debió presentar una mejor respuesta a la

inyección, pero su producción se mantuvo entre los 1300 y los 7000 RB, con una producción promedio de aproximadamente 4000 RB (Figura 6. 51).

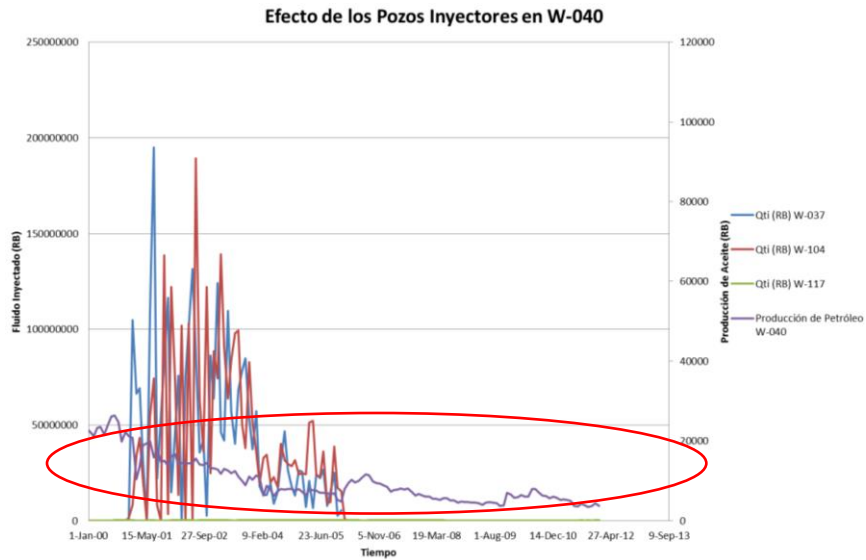


Figura 6. 49 Efecto de los inyectores en W-040

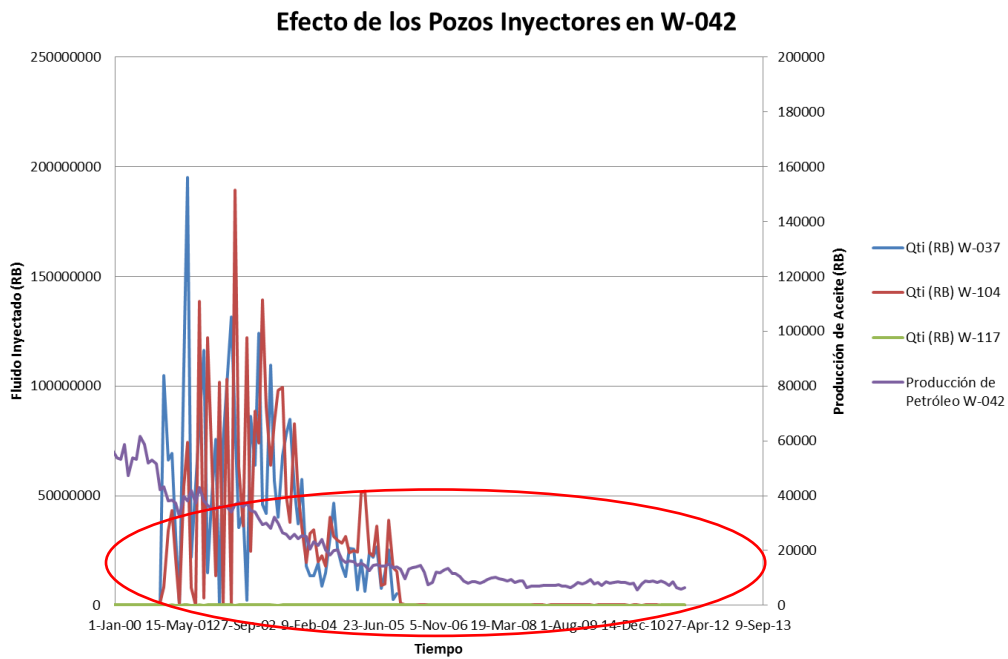


Figura 6. 50 Efecto de los inyectores en W-042

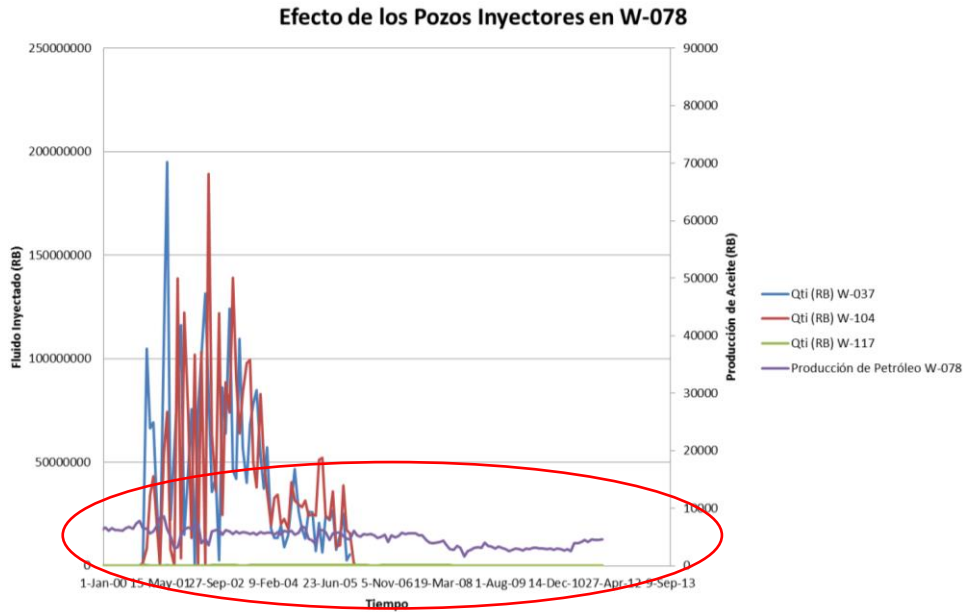


Figura 6. 51 Efecto de los inyectores en W-078

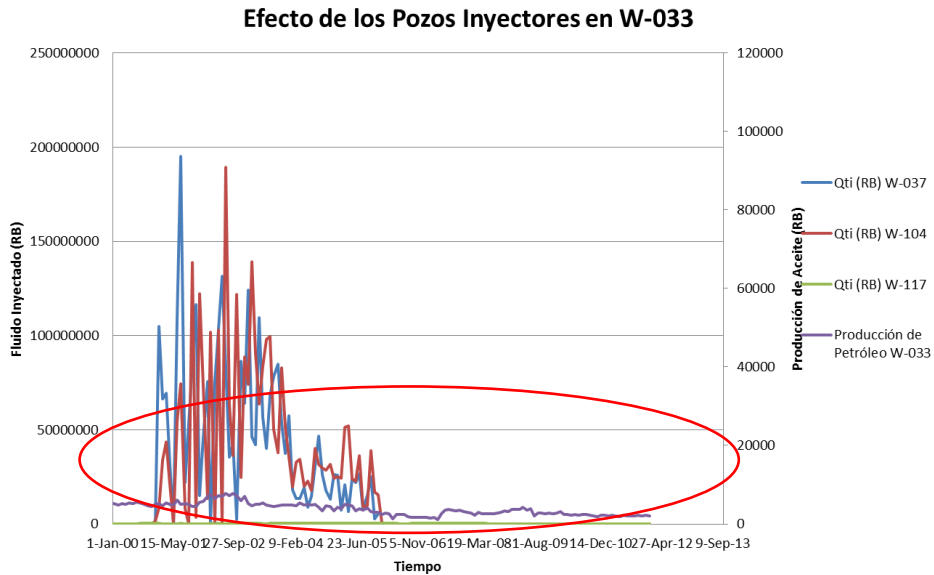
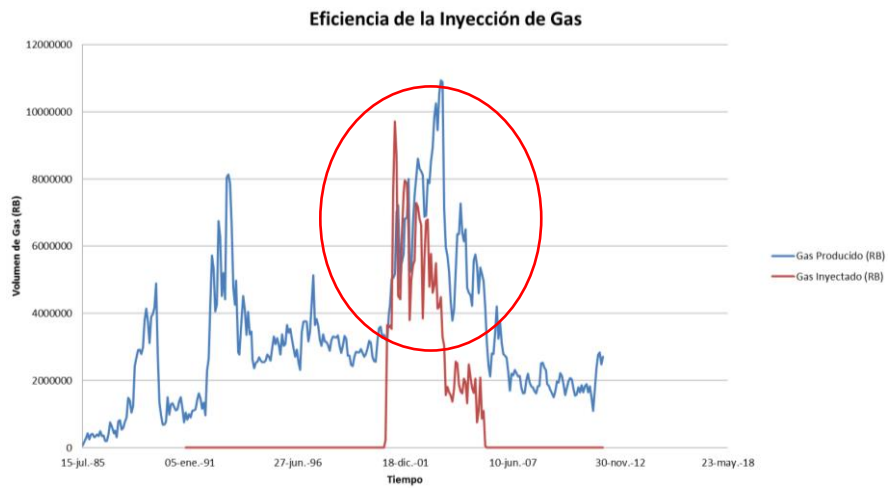


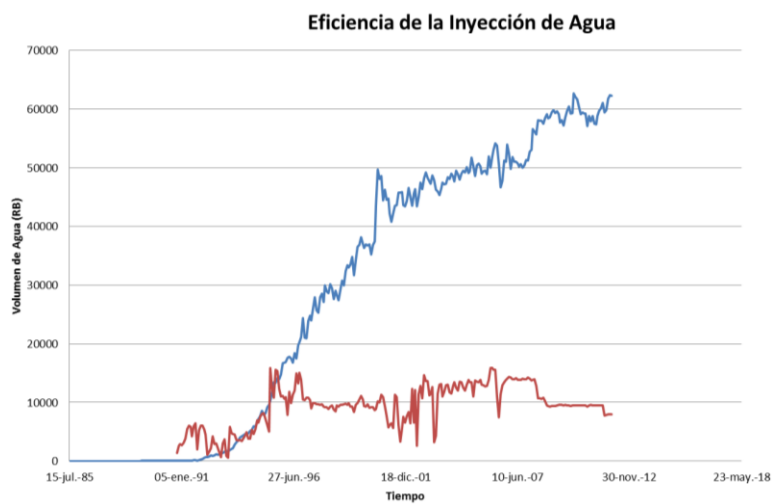
Figura 6. 52 Efecto de los inyectores en W-033

## 6.8 HOJA EFICIENCIA DEL PATRÓN WAG

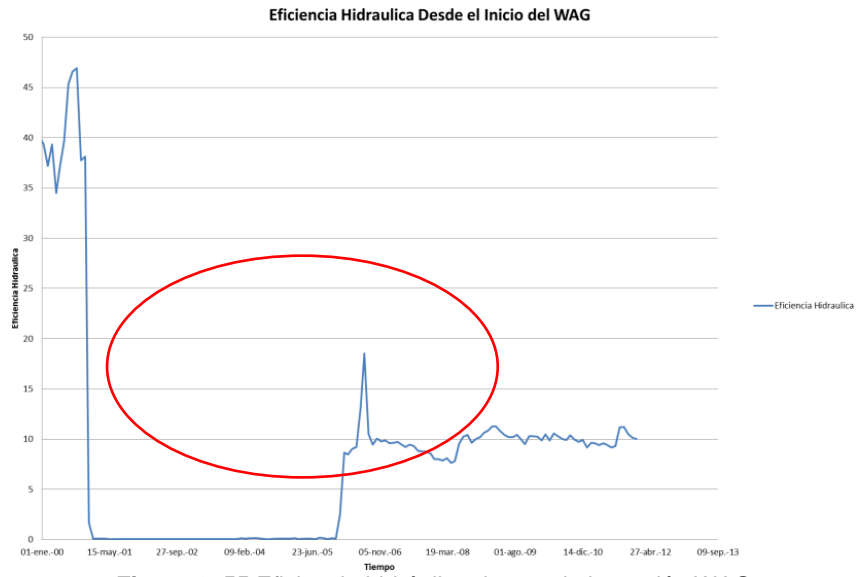
Por último, el análisis de la eficiencia hidráulica del patrón permite ver el comportamiento histórico de los fluidos inyectados y producidos en el patrón. Como era de esperarse, la eficiencia hidráulica durante el proceso de inyección WAG fue baja, debido a que se inyectaban grandes cantidades de gas por día, y la producción se mantuvo baja pues no fue eficiente en todos los pozos del patrón.



**Figura 6. 53** Eficiencia de la inyección de gas



**Figura 6. 54** Eficiencia de la inyección de agua



**Figura 6. 55** Eficiencia hidráulica durante la inyección WAG



## 7. CONCLUSIONES

- ✓ La metodología técnica propuesta durante este trabajado de grado presenta un esquema de pasos que son de ayuda al momento de realizar una evaluación del comportamiento de la inyección de gas e inyección WAG. Esta metodología se apoya en una herramienta diseñada en Excel (Macros Visual Basic for Applications) para la realización de los cálculos y las gráficas necesarias, poniendo en práctica cada uno de los pasos y ayudando al correspondiente análisis de datos de producción del patrón o yacimiento a evaluar.
- ✓ Las principales ventajas de esta herramienta son: fácil manejo de grandes cantidades de información; el ingeniero puede escoger un nivel de evaluación de acuerdo a las necesidades, ya que puede ser utilizada a nivel Campo, Patrón, zona o pozo; al ser una herramienta gráfica es más fácil hacer el análisis de los datos.
- ✓ La debilidad de la herramienta es que se requiere de una organización específica de los datos de pozos y demás información de entrada para su correcta ejecución.
- ✓ El objetivo de realizar un buen monitoreo y evaluación del comportamiento de la inyección (Gasflooding y WAG) es corregir errores de interpretación que se presenten durante la implementación, y sobretodo tener la oportunidad de intervenir a tiempo los pozos problemáticos o que presentan una respuesta inferior a la esperada. De esta manera se optimiza la recuperación mejorada de petróleo, y los recursos y el tiempo de inyección.
- ✓ Mediante la identificación de algunas de las variables que afectan el comportamiento de la inyección de gas (Gasflooding y WAG), se logró comprender el efecto de cada una de ellas, siendo esto de gran utilidad para el diseño y puesta en marcha de la metodología propuesta para la evaluación de la inyección.
- ✓ De acuerdo al análisis gráfico realizado al patrón “Pilot-01”, se puede concluir que si se hubiera realizado una distribución adecuada de los pozos inyectoros con relación a los productores, la eficiencia del patrón habría sido tan exitosa como lo fue la eficiencia individual de los pozos W-074, W-075, W-090 y W-099.
- ✓ El bajo desempeño de cuatro de los pozos productores de “Pilot-01”, hace que la eficiencia de la inyección WAG en todo el patrón no sea la esperada, sin embargo es notable el efecto del aumento de la producción en los productores W-074, W-075, W-090 y W-099. Gran parte del éxito del proceso WAG en los

productores W-090 y W-075 se debe no sólo a su proximidad con los inyectores, sino a la inyección casi continua de gas y agua de los pozos W-037 y W-117, respectivamente.

## 8. RECOMENDACIONES

- ✓ Para la realización de una correcta evaluación del comportamiento de inyección, es necesario contar con los suficientes datos de producción y presiones del patrón.
- ✓ Si se realiza una inyección de gas miscible, se aconseja hacer pruebas de cromatografía de los gases inyectados y producidos, para facilitar la evaluación y determinación del momento en que ocurre la ruptura del frente de inyección miscible.
- ✓ Para desplazamientos miscibles, la literatura recomienda tomar muestras del gas producido cada tres meses en los pozos del patrón para comprobar la relación C1/C3, y poder llevar a cabo el respectivo análisis.
- ✓ Es importante mantener un monitoreo constante de la presión de inyección del yacimiento y del caudal de inyección de cada uno de los pozos, en especial del bloque o área patrón en el que se piense implementar un proceso de recobro, como es el caso de una inyección WAG.
- ✓ Antes de utilizar la herramienta propuesta, es importante leer la hoja "Readme" para facilitar la realización de las gráficas de análisis y de las acciones a seguir.
- ✓ Cuando se desee ejecutar alguna de las gráficas de las herramientas para Gasflooding y WAG, se aconseja seleccionar una celda fuera de la tabla de datos de la hoja, para así evitar que la macro programada realice gráficos erróneos y poco significativos.
- ✓ Para evitar confusiones, es preferible que las pestañas con los datos de los pozos productores e inyectores sean llamados de la misma forma en que fueron nombrados en la pestaña "Input".
- ✓ Ingresar los datos de los pozos en el mismo orden que se tiene en el ejemplo del piloto evaluado, para que las macros que llaman los valores ingresados se ejecuten de forma exitosa.

## BIBLIOGRAFIA

BERGE, Lars Inge. SWAG Injectivity Behavior Based on Siri Field Data. Society of Petroleum Engineers. Document ID: 75126. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa: 2002.

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

COBB, William M, y SMITH, J. Waterflooding Notebook. William M. Cobb & Associates, Inc. Lubbock: 1992.

COLE, F.W. Reservoir Engineering Manual. Gulf Publishing Co. Houston. 1969.

CULLICK, A.S., LU, H.S., JONES, L.G., y COHEN, M.F., WAG May Improve Gas-Condensate Recovery. Society of Petroleum Engineers. Document ID: 19114. SPE Gas Technology Symposium. 1989.

CULLICK, A.S., LU, H.S., JONES, L.G., y COHEN, M.F., WAG Process Promises Improved Recovery in Cycling Gas Condensate Reservoir: Part 1 – Prototype Reservoir Simulation Studies. Society of Petroleum Engineers. Document ID: 19113. SPE Gas Technology Symposium. Texas. 1989.

DRID, Nabil et al. The Performance of WAG in a Stratified Reservoir, Hassi-Messaoud Field, Algeria. Society of Petroleum Engineers. Document ID: 88482-MS. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. 2004.

GLOVER, PAUL. Formation Evaluation MSc Course Notes.

JIANG, H. et al. The Study of Timing of Cyclic Injections in Miscible CO<sub>2</sub> WAG. Society of Petroleum Engineers. Document ID: 153792-MS. SPE Western Regional Meeting. Bakersfield: 2012.

JIMÉNEZ DÍAS, Robinson. Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Procesos de Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG) Mediante Analogías. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Universidad Industrial de Santander. 2005.

LARSEN, J.A, and SKAUGE, A. Methodology for Numerical Simulation with Cycle Dependent Relative Permeabilities. Volume 3, Number 2. Society of Petroleum Engineers. Document ID: 38456-PA. June 1998.

LEVERETT, M.C Y LEWIS, W.B. Steady Flow of Gas-oil-water Mixtures through Unconsolidated Sands. Published in Petroleum Transactions. AIME. Volume 142, 1941.

Ma, T.D., ARCO ALASKA INC. YOUNGREN, G.K., ARCO E&P TECHNOLOGY. Performance of Immiscible Water-Alternating-Gas (IWAG) Injection at Kuparuk River Unit, North Slope, Alaska. Society of Petroleum Engineers. Document. ID: 28602-MS. 1994.

MANRIQUE, E., Water-Alternating-Gas Flooding in Venezuela: Selection of Candidates Based on Screening Criteria of International Field Experiences. Society of Petroleum Engineers. Document ID: 50645-MS. European Petroleum Conference. The Hague: 1998.

OILFIELD REVIEW, SUMMER 2007. Fundamentals of wettability.

PANDA, Manmath, y NOTTHINGHAM, Derek, Systematic Surveillance Techniques for a Large Miscible WAG Flood. Society of Petroleum Engineers. Document ID: 127563. 2011.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda edición. Facultad de Ingeniería. Universidad de Zulia. 2001.

SANCHEZ, N. "Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects". Society of Petroleum Engineers. Document ID: 53714. Abril 1999.

STALKUP Jr., Fred I. Miscible Displacement. Volumen 8 de Monograph (Society of Petroleum Engineers of AIME), Volumen 8 de Henry L. Doherty Series, Volumen 8 de Monograph / Society of petroleum engineers. Society of Petroleum Engineers. Texas. 1983.

STILES, W. E. Use of Permeability Distribution in Waterflood Calculations. Trans. AIME. 1949.

SUGAI, K., NISHIKIORI, N., An Integrated Approach to Reservoir Performance Monitoring and Analysis. Society of Petroleum Engineers. Document ID: 100995. SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference. Australia.2006

SURGUCHEV, L.M. Screening of WAG injection strategies for heterogeneous Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. Document ID: 25075-MS. European Petroleum Conference. Cannes: 1992.

TERRADO, M., YUDONO, S., y THAKUR, G., Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles Into Practice. Society of Petroleum Engineers. Document ID: 102200. SPE Annual Technical Conference. 2006.

WARNER, H.R., D.S., MCGREGOR, DEGOLYER, MACNAUGHTON, LAIEB, K., MORSLI, H., SONATRACH. Analysis of Gasfloods Using Semilog Graphs of Free-Gas Gas/Oil Ratio vs. Cumulative Oil Production. Society of Petroleum Engineers. Document ID: 129301. 2010.

WEGENER, D.C., HARPOLE, K.J., Determination of Relative Permeability and Trapped Gas Saturation for Predictions of WAG Performance in the South Cowden  $CO_2$  Flood. Society of Petroleum Engineers. Document ID: 35429. 1996.

WU, X., OGBE, D. O., ZHU, T., y KHATANIAR, S. Critical Design Factors and Evaluation of Recovery Performance of Miscible Displacement and WAG Process. SPE 2004-192. Canadian International Petroleum Conference. Calgary: 2004.

# ANEXOS

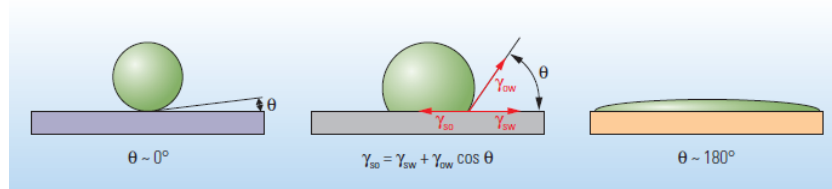
## ANEXO A. REVISIÓN DE LAS PROPIEDADES DE LA ROCA Y EL FLUJO DE FLUIDOS

A la hora de hacer el estudio de algún yacimiento es imprescindible tener en cuenta todas las características y propiedades de la roca y de los fluidos que se encuentran presentes en el espacio poroso; así como también es fundamental el estudio de las interacciones roca-fluido. Para diseñar, implementar y manejar un proceso de inyección de gas es importante conocer y entender de antemano dichas propiedades e interacciones.

### MOJABILIDAD

**Definición.** La mojabilidad es la habilidad de la fase de un fluido para adherirse preferencialmente a una superficie sólida, en presencia de otra segunda fase inmisible.

La mojabilidad controla la capacidad relativa de flujo de los fluidos del yacimiento. Una gota de un fluido preferentemente mojante va a desplazar a otro fluido dispersándose por la superficie; por el contrario un fluido no-mojante formará gotas, disminuyendo su contacto con la superficie del sólido. El equilibrio de fuerzas resultante de la interacción de las tensiones interfaciales, creará un ángulo de contacto  $\theta$  entre los fluidos y la superficie<sup>27</sup>.



**Figura 1** Mojabilidades. Izquierda: Gota de petróleo (verde) en una superficie sólida mojada por agua (azul). Derecha: roca mojada por petróleo. Centro: con mojabilidad intermedia.<sup>28</sup>

El ángulo de contacto  $\theta$  proporciona una medida inversa de la mojabilidad (Figura 1). La siguiente consideración de equilibrio, conocida como la ecuación de Young (1805) permite calcularlo:

$$\gamma_{lg} \cos \theta = \gamma_{sg} - \gamma_{sl} \quad (1)$$

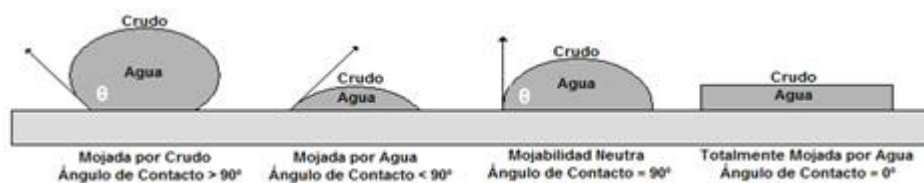
<sup>27</sup> OILFIELD REVIEW, SUMMER 2007. Fundamentals of wettability. p. 44.

<sup>28</sup> Ibíd., p. 44.



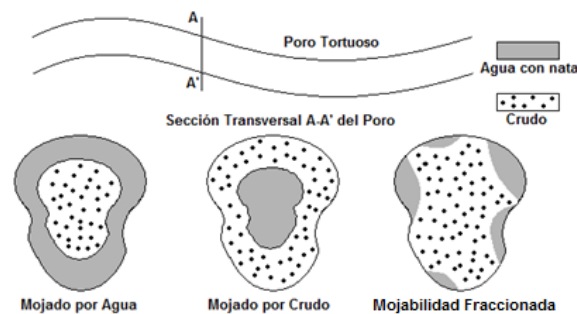
Por naturaleza, el grado de mojabilidad de los fluidos presentes en un yacimiento es: Gas < Aceite < Agua. La Figura 2 muestra una serie de distintas condiciones de mojabilidad para un sistema agua – petróleo – sólido.

Los conceptos de mojabilidad y de localización del petróleo y el agua connata en los poros largos pueden ser ilustrados con un simple diagrama. Considerando los poros “largos” en la Figura 3, la cual contiene agua y petróleo juntos, se observa que para un yacimiento con mojabilidad mixta, los poros largos tienden a ser mojados por aceite, y los poros pequeños tienden a ser mojados por agua<sup>29</sup>.



**Figura 2** Ángulo de contacto para varias propiedades mojantes<sup>30</sup>

Hay que tener en cuenta que la mojabilidad no es indicador del estado de saturación de la roca, sino que determina cuál es la preferencia del sólido a ser mojado por cierto fluido. Por lo tanto una superficie mojable por agua puede encontrarse en contacto con hidrocarburos gaseoso o líquido.



**Figura 3** Mojabilidad en los poros largos. Vista plana, sección transversal, y distribución de fluidos en un poro hipotético mojado por agua, petróleo y con mojabilidad fraccionada<sup>31</sup>

En la medición de las propiedades de flujo multifásico, se ha encontrado que los cambios en la dirección de la saturación (historial de saturación) afectan las propiedades medidas. Si las mediciones se realizan en un núcleo incrementando la saturación de la fase mojante, se conoce como imbibición. Por el contrario, cuando la saturación de la fase mojante disminuye durante una prueba, se conoce como de drenaje. Se obtienen diferentes curvas de presión capilar y permeabilidad

<sup>29</sup> COBB, William M, y SMITH, J. Waterflooding Notebook. William M. Cobb & Associates, Inc. Lubbock: 1992. p. 2-1.

<sup>30</sup> GLOVER, PAUL. Formation Evaluation MSc Course Notes.

<sup>31</sup> COBB, William M, y SMITH, J. Waterflooding Notebook. William M. Cobb & Associates, Inc. Lubbock: 1992. p. 2-2

relativa dependiendo de los cambios en la dirección de la saturación usados en el laboratorio para hacer las mediciones<sup>32</sup>.

**Importancia.** La mojabilidad no es un parámetro que se utiliza directamente en el cálculo del rendimiento de los procesos de inyección, pero puede tener un impacto significativo sobre parámetros como la permeabilidad relativa, la saturación de agua connata, la saturación de aceite residual y la presión capilar, los cuales afectan directamente el rendimiento de un proceso de inyección.

Además, el rendimiento de un proceso de inyección se controla en gran medida por la mojabilidad. A continuación, se muestran algunas razones de esto:

- a. La mojabilidad de un sistema roca/fluidos es un factor determinante para el control de la ubicación, el flujo y distribución de fluidos en un yacimiento. Algunos procesos de inyección de gas natural han demostrado ser eficientes en yacimientos fuertemente mojados por aceite, como el caso del campo Bahrain (cerca del golfo pérsico), donde se decidió inyectar gas y no agua, por simple conveniencia, sin tomar en cuenta la influencia de la mojabilidad en el buen desempeño del proyecto. Cuando comprendieron los efectos de la mojabilidad, se dieron cuenta que, por suerte, la decisión de inyectar gas fue acertada, de lo contrario habrían causado daños irreversibles a la formación.

Por otro lado, el frente de inyección de gas o el banco de petróleo pueden desplazar el agua si es móvil, generando nuevamente una variación de flujo sobre la base de las preferencias de mojabilidad. Además, si existen asfáltenos presentes en el petróleo, el contacto con el gas natural inyectado alterará la condición de equilibrio y podría conducir a la precipitación de los asfáltenos, lo cual podría modificar la mojabilidad de las superficies de los poros.

Durante una inyección WAG, los cambios en la saturación son cíclicos. La fase no mojante (gas) es dejada atrás (“by-paseada”) por la fase mojante (generalmente agua), quedando atrapada en un estado inmóvil y discontinuo. El incremento del volumen de la fase atrapada reduce la permeabilidad relativa del fluido inyectado posteriormente. Una predicción real del comportamiento del yacimiento requiere un correcto tratamiento de los efectos de las tres fases en el yacimiento y un historial de saturación para los procesos de drenaje e imbibición<sup>33</sup>.

El proceso de entrampamiento del gas juega un papel importante en la movilización y desplazamiento del petróleo residual por la inyección de agua en

---

<sup>32</sup> Ibíd. p. 2-2.

<sup>33</sup> JIMÉNEZ DÍAZ, Robinson. Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Procesos de Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG) Mediante Analogías. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Universidad Industrial de Santander. 2005. p. 45.

un proceso WAG. El grado de reducción de la saturación de aceite y la correspondiente saturación de gas entrampada, dependen de la saturación de gas inicial antes de la inyección de agua y de las características de mojabilidad de la roca<sup>34</sup>.

Algunos procesos de recuperación de petróleo apuntan a alterar la preferencia de la mojabilidad de la formación para ser más mojable por petróleo o bien reducir la tensión interfacial existente entre los fluidos, reduciendo de ese modo las fuerzas de mojabilidad.

- b. La mojabilidad afecta la presión capilar y los datos de permeabilidad relativa usados para describir un sistema particular de inyección. Por lo tanto, es necesario conocer la mojabilidad del yacimiento<sup>35</sup>.

**Determinación.** Históricamente se creía que todos los yacimientos de petróleo eran fuertemente mojados por agua, principalmente porque muchas de las rocas sedimentarias son fuertemente mojadas por agua, y también porque la mayoría de los yacimientos se depositaron en ambientes acuosos, en los que el petróleo migró más tarde. Esto suponía que el agua connata podría evitar que el aceite tocara la superficie de las rocas<sup>36</sup>. Existen varios métodos para determinar la mojabilidad de la roca del yacimiento, entre ellos tenemos:

a. Métodos Cuantitativos:

- ✓ Ángulo de Contacto.
- ✓ Método de Amott-Havey: Se trata de la medición de la cantidad de fluidos que de manera espontánea y por la fuerza son imbebidos por la muestra de roca. No tiene validez como una medida absoluta, sino que es estándar en la industria para comparar la mojabilidad de varios núcleos. Su principal desventaja es que toma demasiado tiempo.

b. Métodos Cualitativos:

- ✓ Análisis de pruebas de presión capilar.
- ✓ Análisis pruebas de permeabilidad relativa.
- ✓ Pruebas de imbibición espontánea.
- ✓ Pruebas de adhesión.

Hoy en día se están buscando nuevas técnicas que sean eficaces y que aminoren el tiempo experimental de determinación de las propiedades de la roca-fluido, como la mojabilidad. La resonancia magnética nuclear (RMN) es una de estas técnicas con la que se puede determinar de manera confiable y en menor tiempo

---

<sup>34</sup> *Ibíd.*, p. 46.

<sup>35</sup> COBB, William M, y SMITH, J. Waterflooding Notebook. William M. Cobb & Associates, Inc. Lubbock: 1992. p. 2-3.

<sup>36</sup> *Ibíd.* p. 2-4

todo lo relacionado con la mojabilidad de la roca, a través de las curvas de distribución T2, que dan una relación de la cantidad de petróleo o agua que está en contacto con la superficie porosa, por lo tanto son sensibles a la mojabilidad de la muestra.

**Factores que afectan la mojabilidad del yacimiento.** Las fuerzas de mojabilidad llevan a una condición de equilibrio entre al menos tres sustancias: un sólido y dos fluidos. Las composiciones y las condiciones de las tres sustancias inciden en la preferencia de la mojabilidad, por lo tanto debemos considerar los componentes del petróleo, la química de la salmuera, y la superficie mineral, así como también la temperatura, la presión y el historial de saturación del sistema.

La composición del petróleo es clave para modificar la mojabilidad de una superficie naturalmente mojada por agua, porque cualquier componente que altere la mojabilidad se encuentra en la fase aceite. Estos son los compuestos polares de las resinas y los asfáltenos, que en ambos casos combinan las características hidrofílicas e hidrofóbicas. La composición del petróleo determina la solubilidad de los componentes polares. Un petróleo crudo, que es un solvente pobre para sus propios surfactantes, poseerá mayor propensión a modificar la mojabilidad, que un petróleo que es un solvente bueno<sup>37</sup>.

Para que los componentes del petróleo alteren la mojabilidad, la fase aceite debe desplazar la salmuera de la superficie. Cuando dos interfases (sólido-agua y agua-petróleo) se encuentran próximas entre sí, la fuerza neta que actúa para mantenerlas separadas o acercarlas se conoce como presión de separación. Una presión de separación positiva mantiene las interfases separadas, y una negativa entre las interfases es atractiva. La composición del petróleo crudo, el pH y la composición de la salmuera inciden en la presión de separación. Cuando la película de agua que recubre la superficie de la roca se desestabiliza, los componentes polares del petróleo crudo se adhieren a la superficie y la hacen más mojada por aceite<sup>38</sup>.

Otra influencia sobre la preferencia de la mojabilidad de una superficie es su historial de saturación. En una formación petrolífera, la mojabilidad puede variar con la profundidad, teniendo una mayor preferencia de la mojabilidad por agua cerca de la base de la zona de transición, y una mayor preferencia a la mojabilidad por petróleo cerca del tope<sup>39</sup>.

A medida que se explota un yacimiento, el agotamiento de la presión puede modificar la composición del petróleo, desplazando el punto de precipitación de asfáltenos, lo cual puede conducir a su depositación en el yacimiento. Esto

---

<sup>37</sup> OILFIELD REVIEW, SUMMER 2007. Fundamentals of wettability. p. 47.

<sup>38</sup> *Ibíd.* p. 48.

<sup>39</sup> *Ibíd.* p. 48.

también puede ocurrir debido a la declinación de la presión o la temperatura de la formación lo que, además de la condensación de asfáltenos, puede traducirse en la formación de parafinas, la condensación de gas, o la formación de un casquete de gas. Todos estos procesos afectan la distribución de la mojabilidad en una formación<sup>40</sup>.

## **PRESIÓN CAPILAR**

La presión capilar es la diferencia de presión que existe en la interface de dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja la roca del yacimiento. Para un sistema agua-petróleo está dada por:

$$P_C = P_o - P_w \quad (2)$$

Y para un sistema gas-petróleo:

$$P_C = P_g - P_o \quad (3)$$

### **Factores que afectan la presión capilar**

- ✓ Tamaño y distribución de los poros.
- ✓ Consolidación de la roca.
- ✓ Diferencia de densidad de los fluidos.
- ✓ Humectabilidad.
- ✓ Temperatura.
- ✓ Tensión interfacial.

### **Importancia**

- ✓ A partir de valores de presión capilar se puede predecir la saturación inicial de los fluidos presentes en el yacimiento.
- ✓ Los valores de presión capilar son necesarios para describir el comportamiento de la inyección: presiones de desplazamiento.
- ✓ Las fuerzas capilares influyen en el movimiento de un frente de inyección de agua y gas.

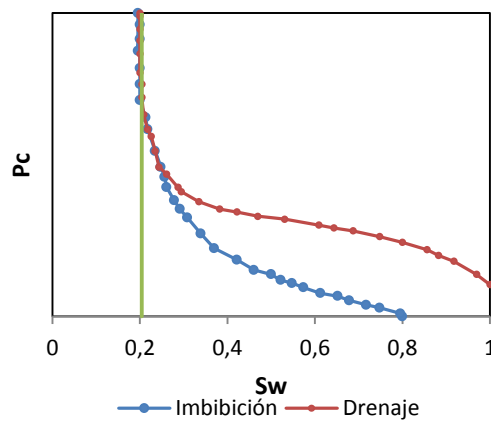
**Características de una curva de presión capilar.** La Figura 4, muestra las características típicas de una curva de presión capilar. Se observa que:

- ✓ Si la saturación de la fase mojante disminuye, aumenta la presión capilar.

---

<sup>40</sup> Ibíd. p. 49.

- ✓ Se requiere cierta presión capilar denominada presión de umbral o presión mínima de desplazamiento, para que la fase mojante sea desplazada por la fase no mojante.
- ✓ La pendiente de la curva durante el drenaje es una buena medida cualitativa del rango de distribución del tamaño de los poros: a mayor pendiente de la curva de presión capilar, mayor es la heterogeneidad en los tamaños del poro.
- ✓ La saturación de la fase mojante a la cual la presión capilar aumenta sin cambios de saturación, se denomina saturación irreducible de la fase mojante.
- ✓ Las curvas de presión capilar muestran el fenómeno de histéresis, es decir, dependen de la historia del proceso de saturación. Los términos imbibición y drenaje se aplican en la dirección del cambio de saturación: el primero se refiere al proceso que origina un aumento de saturación de la fase mojante y el segundo, al que ocasiona una disminución de saturación de la fase mojante<sup>41</sup>.



**Figura 4** Curva de presión capilar

**Fuente de datos.** Desafortunadamente, los datos de presión capilar no están disponibles para la mayoría de los yacimientos, especialmente los viejos. Las únicas fuentes confiables son las mediciones de laboratorio hechas con muestras de núcleos del yacimiento. Rara vez se realizan estas mediciones debido al tiempo y el costo de obtener muestras inalteradas y realizar las pruebas necesarias. Las pruebas de laboratorio más comunes son:

- ✓ Método de restauración del estado (diagrama poroso), o restored state method.
- ✓ Método de la centrífuga.
- ✓ Método de inyección de mercurio.
- ✓ Algunos laboratorios también hacen mediciones utilizando sistemas aire-salmuera o aire-mercurio.

<sup>41</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda edición. Facultad de Ingeniería. Universidad de Zulia. 2001. p. 42.

Luego los datos resultantes son convertidos a condiciones actuales del yacimiento. Cuando es necesario, se utiliza la llamada “Función-J” para hallar diferentes valores de presión capilar.

La función J de Leverett se utiliza para hallar valores de  $P_c$ . El método sirve para correlacionar e interpolar presiones capilares medidas en campos o pruebas de laboratorio. La función J puede ser considerada como una presión capilar adimensional que se relaciona con la presión capilar actual, como se muestra<sup>42</sup>:

$$J(S_w) = 0,217 \frac{P_c}{\sigma \cos \theta_c} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (4)$$

Dónde:

$P_c$  = Presión capilar [*Psi*]

$\sigma$  = Tensión interfacial [*dina/cm*]

$\theta_c$  = Ángulo de contacto

$k$  = Permeabilidad [*mD*]

$\phi$  = Porosidad

## PERMEABILIDAD RELATIVA

**Definición.** La permeabilidad de una roca de un yacimiento es la facultad que posee ésta para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados. Los factores que afectan la permeabilidad son los mismos que afectan la porosidad efectiva: La presión de sobrecarga, el tamaño, la empaquetadura y la forma de los granos, la distribución de los mismos de acuerdo con el tamaño y el grado de cementación y consolidación. Los diferentes términos de permeabilidad que existen, son:

- ✓ **Permeabilidad al aire:** Es la medida rutinaria de permeabilidad en una muestra de núcleo. Ésta medición se realiza usando un gas, como el nitrógeno o el gas natural, y no suele tener en cuenta el efecto Klinkenberg. La permeabilidad al aire frecuentemente se usa como una estimación de la permeabilidad absoluta, sin embargo, a menos que las correcciones Klinkenberg se lleven a cabo, la permeabilidad al aire puede exagerar la permeabilidad absoluta por un factor de 1.5 o más<sup>43</sup>.
- ✓ **Permeabilidad absoluta:** Es la conductividad de fluidos de una roca o material poroso cuando está saturado completamente por un solo fluido.

<sup>42</sup> COBB, William M, y SMITH, J. Waterflooding Notebook. William M. Cobb & Associates, Inc. Lubbock: 1992. p. 2-12.

<sup>43</sup> *Ibíd.*, p. 2-18.

- ✓ **Permeabilidad Efectiva:** Es la permeabilidad de una roca a un fluido en particular, cuando la saturación de éste es menor al 100%, es decir cuando la roca se encuentra saturada con dos o más fluidos. Se representa por la siguiente ecuación, donde el subíndice  $f$  indica el tipo de fluido.

$$k_f = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P} \quad (5)$$

- ✓ **Permeabilidad Relativa:** Es la razón entre la permeabilidad efectiva y una permeabilidad base.

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} ; k_{rw} = \frac{k_w}{k} ; k_{rg} = \frac{k_g}{k} \quad (6)$$

Se pueden utilizar tres bases diferentes, dependiendo del uso de los cálculos:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} ; k_{ro} = \frac{k_o}{(k)_{S_o=100\%}} ; k_{ro} = \frac{k_o}{(k_o)_{S_o=1-S_{wc}}} \quad (7)$$

Donde,  $S_{wc}$  es la saturación de agua connata.

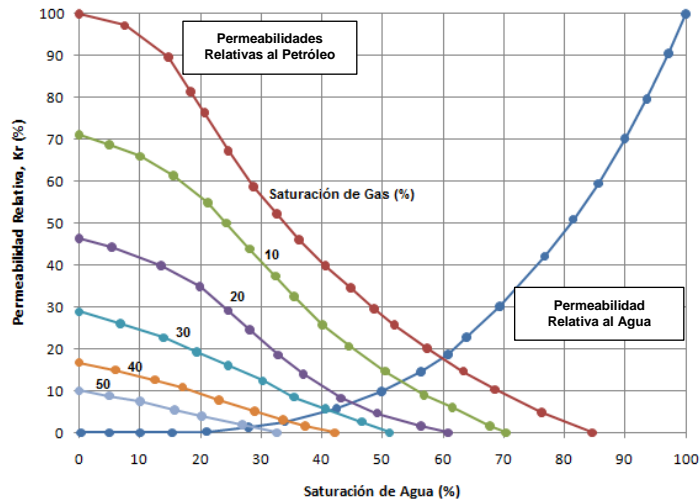
La elección de la permeabilidad de base no es crítica en sí misma, siempre y cuando se aplique sistemáticamente. La conversión de una base a otra es una cuestión de simple aritmética. Sin embargo, experimentalmente la permeabilidad de base suele ser elegida como la medida al comienzo de un experimento. Por ejemplo, un experimento puede empezar por medir la permeabilidad al petróleo en presencia de una saturación de agua irreducible en el núcleo. El agua se inyecta en el núcleo, y las permeabilidades del petróleo y del agua se miden mientras esta última reemplaza el aceite dentro del núcleo. La permeabilidad de base escogida, suele ser la permeabilidad inicial de petróleo en  $S_{wi}$ <sup>44</sup>.

Además de la saturación, la permeabilidad relativa depende de la distribución y geometría de los poros, la humectabilidad, la heterogeneidad de la roca y el tipo de fluido. El efecto de la presencia del gas y del agua sobre la permeabilidad relativa fue estudiado por Leverett y Lewis y se presenta en la Figura 5<sup>45</sup>, donde se pueden observar los cambios en la curva de permeabilidad relativa del petróleo al variar la saturación de gas.

<sup>44</sup> GLOVER, Paul. Formation Evaluation MSc Course Notes. p. 104

<sup>45</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda edición. Facultad de Ingeniería. Universidad de Zulia. 2001. p. 52.





**Figura 5** Curvas de permeabilidades relativas en un sistema petróleo-agua-gas para arenas no consolidadas (según Leverett y Lewis)<sup>46</sup>

**Características típicas de una curva de permeabilidad relativa.** De acuerdo a la Figura 6, podemos concluir que:

- ✓ Se necesita una cierta saturación de la fase mojanante para que ésta comience a fluir, denominada saturación crítica de la fase mojanante,  $S_{cm}$  ( $0 < S_{cm} < 30\%$ ). De igual manera, se necesita una cierta saturación de la fase no mojanante para que comience a fluir, denominada saturación crítica o de equilibrio de la fase no mojanante  $S_{cnm}$  ( $0 < S_{cnm} < 15\%$ )<sup>47</sup>.
- ✓ Una variación de saturación tiene por efecto disponer más poros o canales al flujo de la fase cuya saturación aumentó y disminuir el número de poros permisibles al paso de la otra fase.
- ✓ La permeabilidad relativa de la fase mojanante se caracteriza por una rápida declinación para pequeñas disminuciones en los valores de saturaciones a valores altos de saturación de la fase mojanante.
- ✓ La permeabilidad relativa de la fase no mojanante aumenta rápidamente para pequeños incrementos de saturación de dicha fase por encima de la saturación de equilibrio.
- ✓ La suma de las permeabilidades relativas ( $K_{ro} + K_{rw}$ ) o ( $K_{ro} + K_{rg}$ ) representan la interacción mutua entre las fases, lo cual hace disminuir la suma de las permeabilidades relativa a un valor menor de la unidad, para la mayoría de los valores de saturación.
- ✓ En la producción de petróleo, el agua y el petróleo fluirán a saturaciones que estarán entre los dos puntos finales<sup>48</sup>.

<sup>46</sup> LEVERETT, M.C Y LEWIS, W.B. Steady Flow of Gas-oil-water Mixtures through Unconsolidated Sands. Published in Petroleum Transactions. AIME. Volume 142, 1941. p. 107-117.

<sup>47</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda edición. Facultad de Ingeniería. Universidad de Zulia. 2001. p. 50

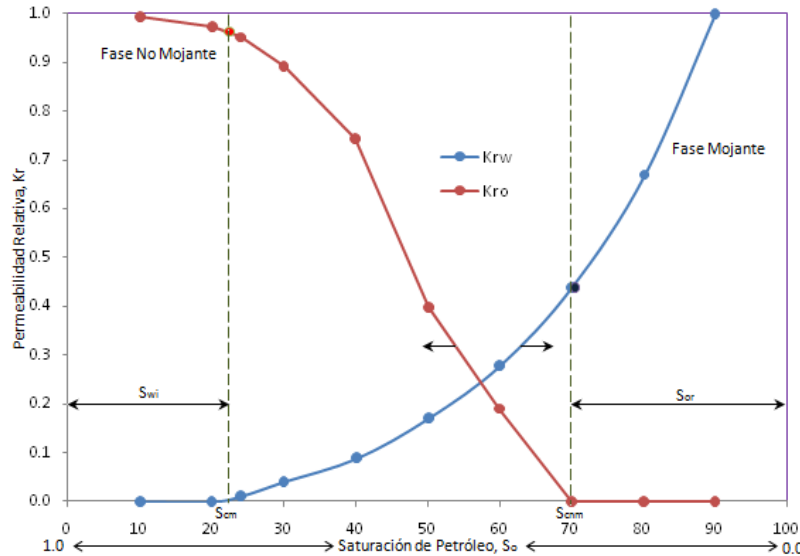
<sup>48</sup> Ibíd., p. 51.

- ✓ El punto de cruce entre las dos curvas en general no ocurre en  $S_w$  iguales a 50%, por lo que se tiene que:

Si en  $S_w = 50\%$ :

$$K_{rw} < K_{ro} = \text{Agua es la fase Mojante}$$

$$K_{rw} > K_{ro} = \text{Petróleo es la fase Mojante}$$



**Figura 6** Curvas típicas de permeabilidad relativa al agua y el petróleo. Donde se pueden determinar parámetros como  $S_{wc}$  y  $S_{oc}$  e identificar la fase mojante de la roca<sup>49</sup>

**Comportamiento de la permeabilidad relativa en procesos WAG.** En una inyección WAG las propiedades de los fluidos y el yacimiento, las condiciones de miscibilidad, la técnica de inyección y los parámetros WAG, juegan un papel importante a la hora de realizar un “screening” acertado.

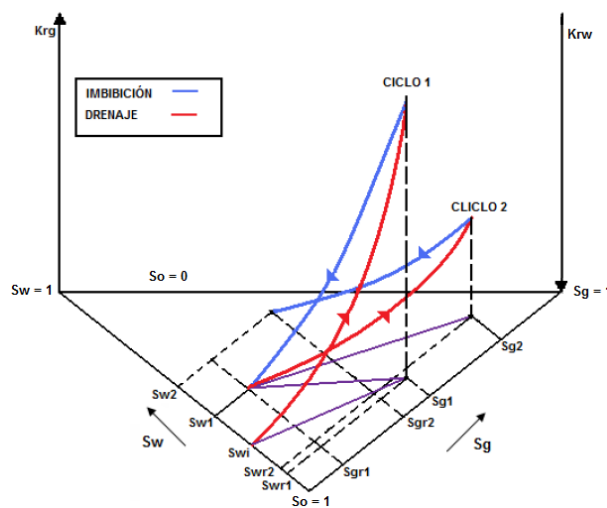
Como ya se había mencionado, los cambios de saturación en un proceso WAG son cíclicos, la Figura 7 muestra un diagrama de tres fases que indica el desempeño de dos ciclos de inyección de agua y gas en un proceso WAG, y el comportamiento de la permeabilidad relativa del gas durante estos. Los procesos de drenaje están representados por la línea roja y los de imbibición por la línea azul, para los dos ciclos descritos.

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  $S_{wr1}$ . Luego, comienza 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 en este punto la reducción en la permeabilidad relativa al

<sup>49</sup> *Ibíd.*, p. 50.

gas  $K_{rg}$  durante este nuevo ciclo. Después, al iniciar 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>50</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>51</sup>.



**Figura 7** Comportamiento de las permeabilidades relativas y las saturaciones en un proceso WAG<sup>52</sup>

La Figura 8 muestra el impacto del gas atrapado en las permeabilidades relativas de petróleo y agua. La permeabilidad relativa del petróleo se mantuvo igual independientemente de que el gas atrapado estuviera presente o no, por lo tanto es función sólo de la saturación de petróleo. Por otro lado, la permeabilidad relativa del agua disminuyó significativamente con la presencia del gas atrapado, indicando su dependencia de ambas saturaciones (gas y agua)<sup>53</sup>.

El gas atrapado generalmente tiende a reducir la saturación de petróleo residual luego de la inyección de agua ( $S_{orw}$ ) en yacimientos de mojabilidad mixta, como el caso del campo Kuparuk, en Alaska. La baja  $S_{orw}$  en presencia del gas atrapado sugiere un aumento en el recobro de petróleo por IWAG (Proceso de gas inmiscible)<sup>54</sup>.

<sup>50</sup> JIMÉNEZ DÍAZ, Robinson. Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Procesos de Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG) Mediante Analogías. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Universidad Industrial de Santander. 2005. p. 46.

<sup>51</sup> *Ibíd.*, p. 46.

<sup>52</sup> *Ibíd.*, p. 47.

<sup>53</sup> *Ibíd.*, p. 416.

<sup>54</sup> *Ibíd.*, p. 416.

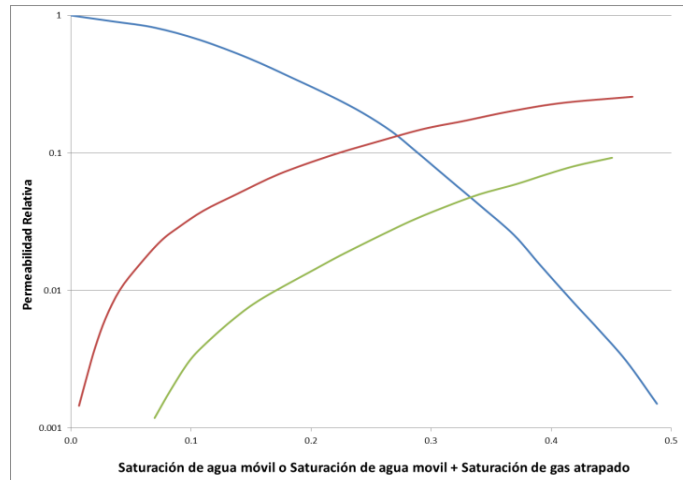


Figura 8 Efectos del gas atrapado en las permeabilidades relativas<sup>55</sup>

Larsen y Skauge<sup>56</sup> muestran una nueva aproximación especialmente diseñada para procesos WAG, dada por un modelo de histéresis para tres fases que toma en cuenta la reducción de movilidad del gas en presencia del agua móvil (flujo de tres fases). Ya que especialmente cerca de los pozos de inyección (área de tres fases) la mojabilidad del gas debe ser modelada diferente, con respecto a otras partes del yacimiento (áreas de dos fases). La Figura 7 muestra un modelo de histéresis de gas para tres fases diseñado con el algoritmo propuesto por Larsen y Skauge.

La saturación de petróleo se encuentra dependiendo de la saturación de gas atrapado. Para las situaciones de tres fases se usa una relación lineal entre la saturación de petróleo residual y la saturación de gas atrapado. Una constante  $\alpha$  (dada a la entrada para la simulación del proceso) describe la dependencia de la saturación de petróleo residual ( $S_{or}$ ) con la saturación de gas atrapado.

$$S_{or} = S_{orw} - \alpha S_{gr} \quad (8)$$

Donde  $S_{orw}$  es la saturación de petróleo residual luego de la inyección de agua y  $S_{or}$  es la saturación de petróleo residual para el modelo de tres fases.

De lo anterior, se puede concluir que el modelo para el fenómeno de histéresis para las permeabilidades relativas en dos fases no tiene ninguna influencia en el comportamiento del proceso WAG, o en la ruptura del recobro de petróleo. Y por otro lado, el modelo de histéresis trifásico predice la ruptura más tardía,

<sup>55</sup> Ma, T.D., ARCO ALASKA INC. YOUNGREN, G.K., ARCO E&P TECHNOLOGY. Performance of Immiscible Water-Alternating-Gas (IWAG) Injection at Kuparuk River Unit, North Slope, Alaska. Society of Petroleum Engineers. Document. ID: 28602-MS. 1994. p. 421.

<sup>56</sup> LARSEN, J.A, and SKAUGE, A. Methodology for Numerical Simulation with Cycle Dependent Relative Permeabilities. Volume 3, Number 2. Society of Petroleum Engineers. Document ID: 38456-PA. June 1998.

comparado con las descripciones convencionales de las permeabilidades relativas para dos fases.

**Importancia.** La permeabilidad relativa indica la habilidad relativa del petróleo y del agua a fluir simultáneamente en medios porosos. Estos datos expresan los efectos de la mojabilidad, la saturación de los fluidos, el historial de saturación, la geometría del pozo, y la distribución de fluidos en el comportamiento de un yacimiento.

Conforme a esto, esta es probablemente la más importante propiedad de flujo que afecta el comportamiento de la inyección de gas. Cuando se usa  $(K_o)_{Swir}$  como una permeabilidad base, los rangos de permeabilidad relativa del petróleo y del agua oscilan entre 0.0 y 1.0 cuando se grafican versus la saturación de agua. Esta escala permite una comparación fácil de un grupo de permeabilidades relativas versus otro grupo de diferentes muestras de núcleo. La comparación puede ser por una simple superposición<sup>57</sup>.

**Fuente de datos.** Las medidas de laboratorio en muestras de núcleos representativos que poseen la mojabilidad apropiada del yacimiento son la fuente de datos más importante. Las pruebas se realizan por el desplazamiento de una fase con otra (pruebas de estado inestable) o el flujo simultáneo de dos fases (pruebas de estado estable). La permeabilidad efectiva medida de esta manera en un rango de saturaciones de fluido, permite construir las curvas de permeabilidad relativa.

**Tabla 1** Pruebas de permeabilidad relativas más comunes

| Tipo                         | Modelo           | $S_w$          | $S_o$     | $S_g$     |
|------------------------------|------------------|----------------|-----------|-----------|
| Imbibición Petróleo/Salmuera | Estado estable   | Aumenta        | Decrece   | $S_g = 0$ |
| Drenaje Petróleo/Salmuera    | Estado estable   | Decrece        | Aumenta   | $S_g = 0$ |
| Imbibición Petróleo/Salmuera | Estado Inestable | Aumenta        | Decrece   | $S_g = 0$ |
| Drenaje Petróleo/Salmuera    | Estado Inestable | Decrece        | Aumenta   | $S_g = 0$ |
| Drenaje Gas/Salmuera         | Estado Inestable | Decrece        | $S_o = 0$ | Aumenta   |
| Imbibición Gas/Salmuera      | Estado Inestable | Aumenta        | $S_o = 0$ | Decrece   |
| Drenaje Gas/Petróleo         | Estado Inestable | $S_w = 0$      | Decrece   | Aumenta   |
| Imbibición Gas/Petróleo      | Estado Inestable | $S_w = 0$      | Aumenta   | Decrece   |
| Drenaje Gas/Petróleo         | Estado Inestable | $S_w = S_{wi}$ | Decrece   | Aumenta   |
| Imbibición Gas/Petróleo      | Estado Inestable | $S_w = S_{wi}$ | Aumenta   | Decrece   |

Sin embargo, hay que destacar que estas curvas no sólo son función de la saturación, sino que también depende de la distribución de fluidos. Así, los datos

<sup>57</sup> COBB, William M, y SMITH, J. Waterflooding Notebook. William M. Cobb & Associates, Inc. Lubbock: 1992. p. 2-19.

obtenidos pueden ser influenciados por el *historial de saturación* y la *velocidad de flujo*. La elección del método de prueba debe hacerse teniendo en cuenta el historial de saturación del yacimiento, y las propiedades del sistema roca-fluido. Las características de mojabilidad son particularmente importantes. Los núcleos de prueba pueden ser de características similares al estado del yacimiento, o deben considerarse las características de mojabilidad para que los datos puedan ser evaluados correctamente.

Hay por lo menos diez variaciones habituales de estas pruebas de laboratorio, y cada una puede hacerse en condiciones de yacimiento con los fluidos presentes a presión de confinamiento, presión del fluido y temperatura.

Las pruebas de permeabilidad relativa más comunes están relacionadas en la Tabla 1<sup>58</sup>.

**Permeabilidad relativa Petróleo-Salmuera.** Es la prueba más solicitada. Se trata de simular el desplazamiento de petróleo por un aumento del contacto agua-aceite o por la inyección de agua. Se puede elegir entre el modelo de estado estable o inestable, y cada uno tiene sus ventajas y limitaciones. En términos generales, la prueba de estado inestable es la que menos tiempo conlleva, pero pueden presentarse distribuciones de saturación desiguales (end Effects). Las velocidades de desplazamiento pueden modificarse para adaptarse a las características de la mojabilidad hasta cierto punto, y al modelo de razón de flujo del yacimiento.

Las pruebas de estado estable se pueden configurar para evitar los efectos finales, pero se requiere mucho más tiempo del necesario para alcanzar el equilibrio en cada relación de flujo petróleo/salmuera elegida<sup>59</sup>.

**Permeabilidad relativa Gas-Salmuera.** En la Tabla 2 se muestran los datos de permeabilidad relativas gas-salmuera. Las pruebas en estado inestable son más comunes debido a las dificultades del manejo de la inyección de gas durante largos períodos en las pruebas de estado estable. En consecuencia, sólo se estudiarán las pruebas de estado inestable gas-salmuera.

Los modelos cíclicos de drenaje, es decir, gas desplazando salmuera, son modelos de inyección de gas en una zona saturada con salmuera, que generan las curvas de permeabilidad relativa, y lo que es más importante aún, la permeabilidad del gas a la saturación irreducible de salmuera. Los modelos cíclicos de imbibición mueven el contacto gas-agua en la zona de gas. Las pruebas de imbibición no pueden ser usadas para obtener las curvas de permeabilidad relativa completas, pero proporcionan la permeabilidad de la

---

<sup>58</sup> GLOVER, Paul. Formation Evaluation MSc Course Notes. p. 124.

<sup>59</sup> *Ibíd.*, p. 124.

salmuera a la saturación de gas atrapado y la actual saturación de gas atrapado en sí.

Una curva típica de drenaje gas-salmuera y los datos de imbibición se muestran en la Figura 9. Donde la permeabilidad del petróleo a  $S_w = 1$  es igual a 165 mD, y la porosidad es 23.2%<sup>60</sup>.

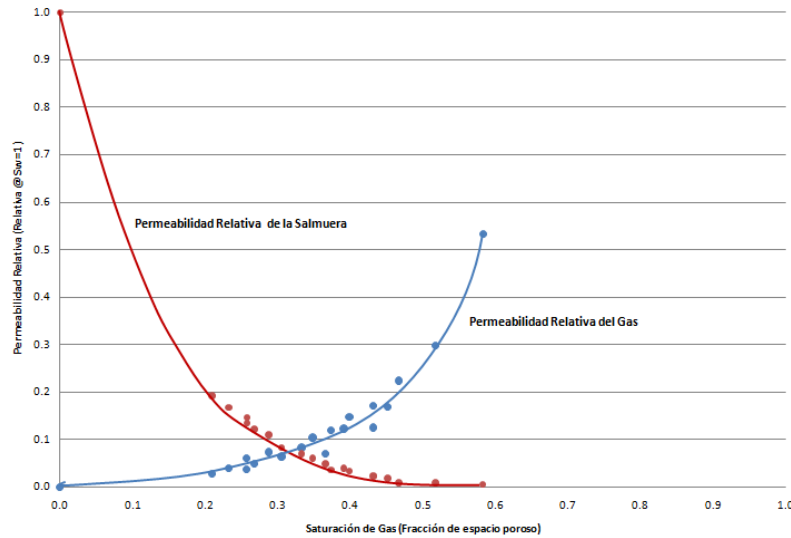


Figura 9 Permeabilidad relativa gas-agua en estado estable

Tabla 2 Permeabilidades relativas gas-salmuera<sup>61</sup>

| Plug Code | KL, mD | Drenaje                    |                           |                           |                      |                      | Imbibición                |                           |                      |                      |
|-----------|--------|----------------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------|----------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------|----------------------|
|           |        | $K_{ew}$ at $S_w=100$ % mD | $K_{eo}$ at $S_{wi}$ , mD | $K_{ro}$ at $S_{wi}$ , mD | $S_w$ at End of Test | $S_g$ at End of Test | $K_{ew}$ at $S_{gi}$ , mD | $K_{rw}$ at $S_{gi}$ , mD | $S_g$ at End of Test | $S_w$ at End of Test |
| 3         | 12.8   | 4.3                        | 5.2                       | 1.21                      | 0.38                 | 0.62                 | 0.21                      | 0.05                      | 0.53                 | 0.47                 |
| 15        | 411    | 165                        | 87                        | 0.53                      | 0.42                 | 0.58                 | 1.48                      | 0.01                      | 0.19                 | 0.81                 |
| 12        | 103    | 50                         | 44                        | 0.88                      | 0.21                 | 0.79                 | 1.05                      | 0.02                      | 0.48                 | 0.52                 |

La prueba de drenaje se realiza mediante flujo de gas (saturado con vapor de agua para asegurar que el gas no evapore la salmuera) en un núcleo saturado con salmuera. Se registra el incremento de la producción de gas y salmuera, y la presión diferencial. Las curvas de permeabilidad relativa pueden ser calculadas usando el análisis JBN.

Los datos de imbibición se obtienen mediante el registro de la presión diferencial a través del núcleo mientras la salmuera fluye en el núcleo de prueba inicialmente a  $S = S_{wi} + S_g$ . A medida que la fase de gas inicialmente dominante es reemplazada por más agua viscosa, la presión diferencial se incrementa rápidamente al

<sup>60</sup> Ibid., p. 126.

<sup>61</sup> Ibid., p. 127.

máximo. Luego cae lentamente mientras que el gas se disuelve en la salmuera fluyente. Esta disolución es inevitable hasta cierto punto, pero puede ser reducida equilibrando la inyección de salmuera con el gas a presión antes de la inyección. Cabe señalar que la salmuera inyectada no desplazara completamente el gas, y siempre permanecerá una saturación de gas atrapado. Se registra la máxima presión diferencial y se usa para calcular  $K_{rw}$  a la saturación residual de gas (gas atrapado). Los valores de  $K_{rw}$  a la saturación de gas residual pueden ser sorpresivamente bajos, frecuentemente desde 0.2 a 0.1.

Es interesante tener en cuenta la situación del yacimiento, pues en el yacimiento el agua migra a la zona de gas a medida que disminuye la presión, pero a diferencia de las pruebas del núcleo, la saturación de gas no necesariamente declina, y tiende a mantenerse alta o a aumentar ligeramente, ya que el gas atrapado se expande cuando la presión cae. Éste mantenimiento o incremento de la saturación de gas, tiende a mantener bajos los valores de  $K_{rw}$  o a reducirlo aún más. Éste escenario opera en muchos yacimientos, incluso si algo del gas migra hacia arriba<sup>62</sup>.

**Permeabilidad relativa Gas-Petróleo.** Las pruebas en estado estable pueden realizarse tanto en modo de drenaje como imbibición. El modo de drenaje (gas desplazando petróleo) el gas avanza dentro de la zona de petróleo. Los ciclos de imbibición proporcionan datos de una zona de petróleo avanzando en una capa de gas, pero sólo pueden ser obtenidos los puntos finales de la permeabilidad y la saturación de gas atrapado. Esto vale la pena considerando que los mecanismos que ocurren mientras un yacimiento de petróleo ha sido depletado a una presión por debajo su punto de burbuja<sup>63</sup>. El proceso por el cual ocurre es representado en las Figuras 10, 11 y 12.

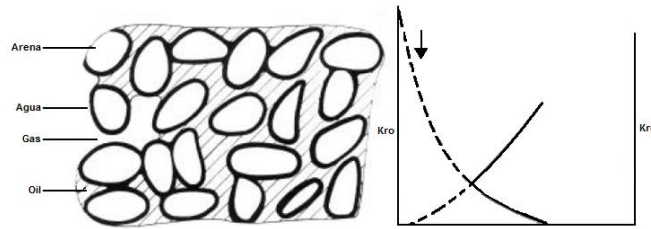
Inicialmente la Figura 10 muestra al gas en forma de burbujas inmóviles, que reducen significativamente el valor de  $K_{ro}$ . En la Figura 11 la presión cae aún más, y la saturación del gas se incrementa. Con el tiempo, las burbujas se conectan y dan lugar a una permeabilidad del gas importante. La saturación a la cual el gas se convierte en móvil es denominada Saturación Crítica de Gas.  $K_{rg}$  rápidamente se incrementa y  $K_{ro}$  decrece de nuevo. La razón de flujo relativo del petróleo se reduce de nuevo por la baja viscosidad y la alta movilidad del gas. La Figura 12 muestra que eventualmente las gotas de petróleo se convierten en discontinuas y sólo se produce gas.

---

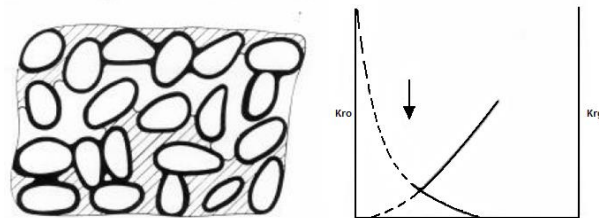
<sup>62</sup> *Ibíd.*, p. 127.

<sup>63</sup> *Ibíd.*, p. 127.

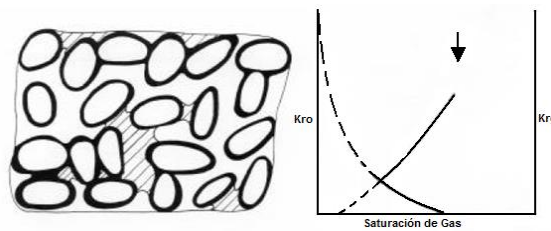




**Figura 10** Microsaturación y curva de permeabilidad relativa en procesos de inyección de gas para un sistema mojado por agua: Estado Inicial



**Figura 11** Microsaturación y curva de permeabilidad relativa en procesos de inyección de gas para un sistema mojado por gas: Irrupción de gas<sup>64</sup>



**Figura 12** Microsaturación y curva de permeabilidad relativa en procesos de inyección de gas para un sistema mojado por agua a la saturación irreducible de petróleo ( $S_{or}$ )<sup>65</sup>

Las pruebas de laboratorio para determinar la permeabilidad relativa gas-petróleo se llevan a cabo de manera similar a las pruebas gas-salmuera. Si es necesario, las pruebas se pueden realizar con la presencia de agua con nata, pero esto requiere que los núcleos saturados con salmuera sean inundados a una saturación de agua inicial con petróleo antes de la inyección de gas. Los méritos relativos de las pruebas con o sin agua con nata no han sido investigados a fondo. Se puede argumentar que el agua con nata sería inmóvil ya que esto ha sido hallado en algunos experimentos. Sin embargo, cuando el agua con nata está presente se ha notado que  $K_{rg}$  tiende a ser más cóncava que cuando no lo está.

La situación es bastante compleja, pero es posible que pueda verse afectada por las características de mojabilidad de la roca<sup>66</sup>. Los efectos se muestran en las Figuras 13 y 14.

<sup>64</sup> *Ibíd.*, p. 128.

<sup>65</sup> *Ibíd.*, p. 128.

<sup>66</sup> *Ibíd.*, p. 130.

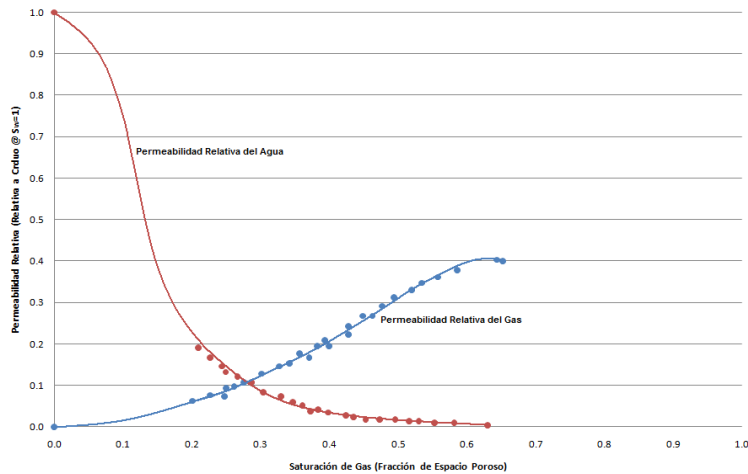


Figura 13 Permeabilidad relativas gas-agua en estado inestable para un núcleo con  $S_w = 0$

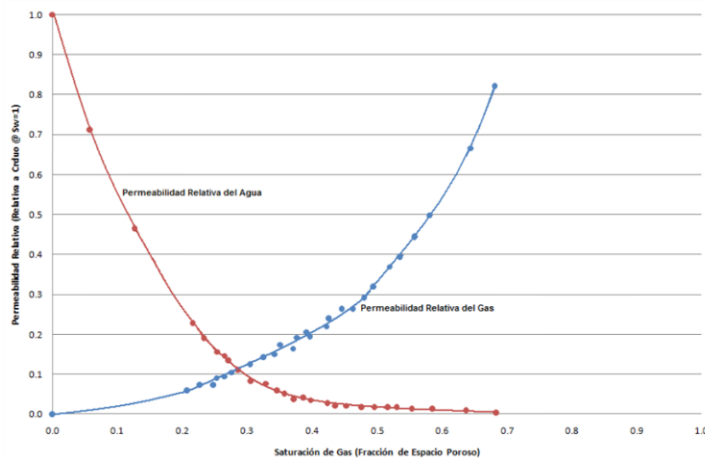


Figura 14 Permeabilidad relativa gas-agua con estado inestable para un núcleo con  $S_w = S_{wi}$

## Efectos de las variables del yacimiento

**Historial de saturación.** La Figura 15 muestra el efecto del historial de saturación en un grupo de datos de permeabilidad relativa. Cabe resaltar que la dirección del flujo no tiene efecto alguno sobre el comportamiento del flujo de la fase mojada. Sin embargo, existe una diferencia significativa entre las curvas para los procesos de drenaje e imbibición de la fase no mojada. Esto apunta nuevamente a la necesidad de conocer la mojabilidad de la roca del yacimiento.

De esta forma, para el caso de una inyección de agua en un sistema mojado por agua, se elegirían los datos de imbibición, mientras que los datos de drenaje serían útiles para predecir el comportamiento de un yacimiento mojado por aceite<sup>67</sup>.

<sup>67</sup> COBB, William M, y SMITH, J. Waterflooding Notebook. William M. Cobb & Associates, Inc. Lubbock: 1992. p. 2-20.

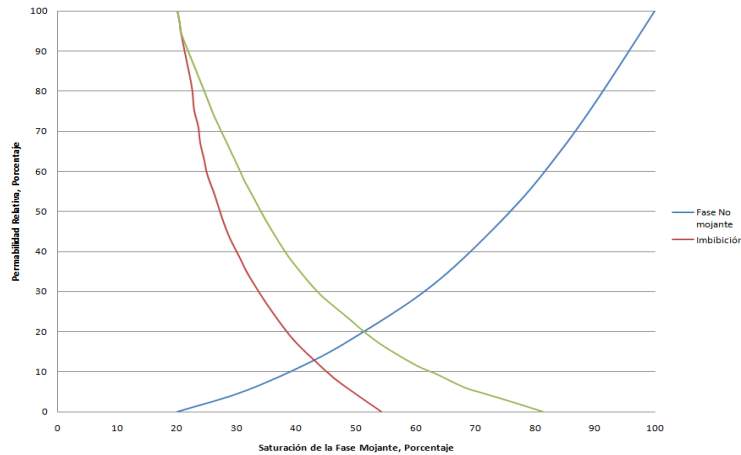


Figura 15 Efecto de la saturación en los datos de permeabilidad relativa<sup>68</sup>

**Mojabilidad.** La mojabilidad afecta la distribución de los fluidos en el interior de la roca y, en consecuencia, tiene efectos importantes en los datos de permeabilidad relativa. La Figura 16 compara los datos para sistemas mojados por agua y por petróleo.

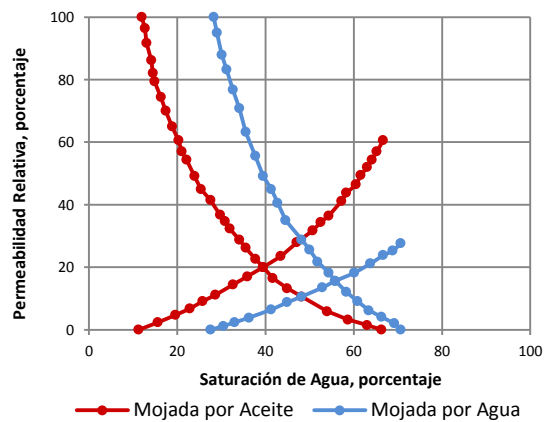


Figura 16 Efecto de la mojabilidad en los datos de permeabilidad relativa<sup>69</sup>

Existen diferencias bastante significativas entre las curvas mojadas por agua y por petróleo.

- ✓ La saturación de agua a la cual la permeabilidad del petróleo y del agua son iguales (intersección de las dos curvas) generalmente es mayor al 50% para sistemas mojados por agua, e inferior al 50% en sistemas mojados por aceite.
- ✓ La saturación de agua connata generalmente es mayor al 20% en sistemas mojados por agua, y para sistemas mojados por petróleo, suele ser menos al 15%.

<sup>68</sup> Ibíd., p. 2-21.

<sup>69</sup> Ibíd., p. 2-22.

- ✓ La permeabilidad relativa del agua a la máxima saturación de agua (saturación residual de petróleo) es menor a 0.3 para sistemas mojados por agua pero mayor a 0.5 para sistemas mojados por petróleo.

Estas observaciones pueden no ser verdaderas para rocas con mojabilidad intermedia. Adicionalmente, para valores de permeabilidad altos ( $(K_o)_{Swir} > 100\text{md}$ ), estos resultados pueden ser falsos. Por ejemplo, rocas mojadas por agua con largas gargantas porosas (altas permeabilidades) algunas veces exhiben saturaciones de agua connata mejores del 10 al 14%. Sin embargo, la figura anterior indica la forma y la magnitud de las curvas de permeabilidad relativa y puede proporcionar un indicador de la preferencia de mojabilidad de un yacimiento para niveles moderados a bajos de permeabilidad ( $(K_o)_{Swir} < 100\text{md}$ )<sup>70</sup>.

**Curva promedio de permeabilidad relativa.** Existen varios métodos para obtener curvas promedio de permeabilidad relativa. Tres de los más comunes son:

- ✓ **Promedio simple:** Se aplica principalmente para curvas de  $k_w/k_o$  o  $k_g/k_o$ .
  - Seleccionan valores de  $k_w/k_o$ , o  $k_g/k_o$  y se leen de cada curva los respectivos valores de  $S_w$  o  $S_g$ . O viceversa, es decir, se seleccionan las saturaciones  $S_w$  o  $S_g$  y se leen las razones de permeabilidades  $k_w/k_o$ ; o  $k_g/k_o$ .
  - Se calcula el promedio aritmético o geométrico de  $S_w$  o  $S_g$  o viceversa.
  - Se construye el gráfico de  $k_w/k_o$  o  $k_g/k_o$ , en función del valor promedio de  $S_w$  o  $S_g$ .
  - Se dibuja una curva suave a partir de los datos.

Este es un buen procedimiento solamente si la saturación promedio de agua inicial del núcleo es igual a la saturación de agua connata en el yacimiento.

- ✓ **Normalizando la saturación:** La saturación se redefine de tal forma que varíe entre 0 y 1. La saturación normalizada en un sistema agua-petróleo se define por:

$$S_{wD} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \quad (9)$$

Donde si  $S_w = S_{wi}$ ,  $S_{wD} = 0$  y si  $S_w = 1 - S_{or}$ ,  $S_{wD} = 1$

En un sistema gas-petróleo, se define por:

$$S_{oD} = \frac{S_o - S_{or}}{S_{oi} - S_{or}} = \frac{S_{oi} - S_g - S_{or}}{S_{oi} - S_{or}} \quad (10)$$

---

<sup>70</sup> Ibíd., p. 2-23.

Donde para  $S_g = 0$ ,  $S_{oD} = 1$ ; y para  $S_o = S_{or}$ ,  $S_{oD} = 0$  y  $S_{gD} = 1 - S_{oD}$ .

Este método requiere el valor de  $S_{or}$  que es difícil de determinar. Este valor se puede extrapolar, pero está sujeto a errores considerables, en especial en sistemas gas-petróleo. Por lo tanto, este método sólo se recomienda cuando se puede determinar  $S_{or}$  independientemente, como por ejemplo por medio de pruebas de presión capilar usando una centrífuga.

- ✓ **Correlacionando con la saturación de agua connata:** Este método tiene la ventaja de que se pueden determinar curvas promedio para cualquier saturación de agua connata<sup>71</sup>:
  - a. Se seleccionan de las curvas valores de  $k_w/k_o$  o  $k_g/k_o$  y se leen los respectivos valores de  $S_w$  y  $S_g$ .
  - b. Se construye el gráfico de  $S_w$  o  $S_g$ , para una dada  $k_w/k_o$  o  $k_g/k_o$  en función de la saturación de agua connata de cada muestra.
  - c. Se trazan líneas rectas a través de los datos para cada  $k_w/k_o$  o  $k_g/k_o$ .
  - d. Se determina la saturación promedio de agua para el yacimiento o zona de interés y se leen  $S_w$  o  $S_g$  para cada  $k_w/k_o$  o  $k_g/k_o$ .
  - e. Se representa  $k_w/k_o$  versus  $S_w$ , o  $k_g/k_o$  versus  $S_g$  y se traza una curva suave a través de los datos<sup>72</sup>.

**Permeabilidades relativas a tres fases.** Tiene poca aplicación en desplazamientos inmiscibles puesto que existen pocas regiones en el yacimiento donde ocurre el flujo simultáneo de las tres fases. Suele estimarse de la siguiente forma: La permeabilidad relativa al agua se obtiene de un sistema de dos fases de las curvas agua-petróleo y la del gas de un sistema gas-petróleo. La permeabilidad relativa al petróleo se puede calcular por la ecuación de Stone<sup>73</sup>:

$$k_{ro} = (k_{row} + k_{rw})(k_{rog} + k_{rg}) - (k_{rw} + k_{rg}) \quad (11)$$

Donde  $K_{row}$  es la permeabilidad relativa al petróleo en un sistema agua-petróleo y  $K_{rog}$  es la permeabilidad relativa al petróleo en un sistema gas-petróleo.

---

<sup>71</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda edición. Facultad de Ingeniería. Universidad de Zulia. 2001. p. 54 y 55.

<sup>72</sup> *Ibíd.*, p. 55.

<sup>73</sup> *Ibíd.*, p. 55.

## ANEXO B. MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO

Los procesos de desplazamiento, tanto 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. 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. Cabe recordar que el factor de recobro,  $F_R$ , es función de ambas eficiencias:

$$F_R = E_V * E_D \quad (12)$$

Aproximadamente cerca del 80% de los casos de campo en que se ha realizado la inyección WAG como método de recobro mejorado corresponden a WAG miscible (MWAG), mientras que el 20% restante corresponde a WAG inmisible (IWAG).

### DESPLAZAMIENTO INMISCIBLE

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 forma de las curvas de permeabilidades relativas (mencionadas en el capítulo anterior) es un indicador de qué tanto fluido debe ser inyectado para reducir la saturación de petróleo en la región de la formación barrida. El estudio de los procesos de desplazamiento inmisible (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.

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 petróleo y el fluido inyectado. Los efectos de la tensión interfacial pueden demostrarse en una gráfica de saturación de aceite residual contra número capilar (Figura 17), el cual se define de la siguiente manera:

$$NC = \frac{V \cdot \mu_o}{\sigma_o/w} \quad (13)$$

Donde V es la Velocidad Darcy en el frente de desplazamiento,  $\mu_o$  es viscosidad del aceite,  $\sigma_o/w$  es la IFT entre el petróleo y el agua, en este caso.

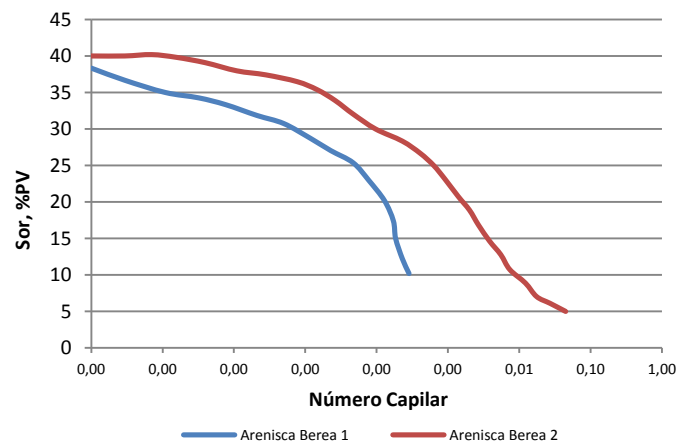


Figura 17 Dependencia de saturación residual de petróleo,  $S_{or}$ , respecto al Número Capilar, N. C.

El número capilar es una medida aproximada de la relación de fuerzas viscosas a las fuerzas capilares. La Figura 17 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  $S_{or}$  a su valor mínimo siendo en este punto donde se presenta el mayor recobro de petróleo<sup>74</sup>. En el caso de un proceso de desplazamiento inmiscible, esto es diferente ya que la IFT entre los fluidos genera un aumento en las fuerzas capilares y como consecuencia el petróleo queda atrapado detrás del frente de desplazamiento, lo que hace que la  $S_{or}$  tenga un valor relativamente alto.

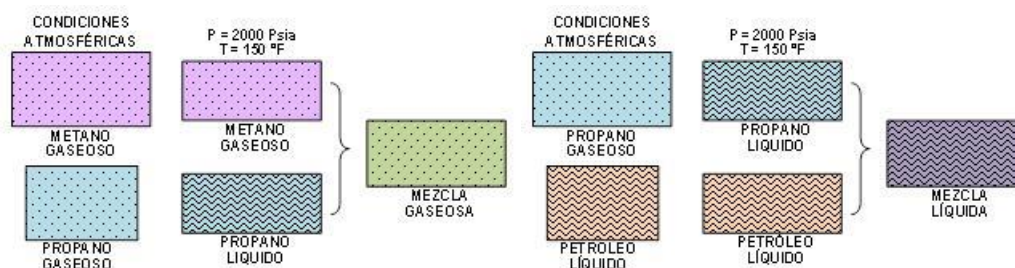
Analizando la ecuación  $NC = \frac{V \cdot \mu_o}{\sigma_o/w}$ , se nota que para aumentar el N.C. se puede: aumentar la velocidad del frente de desplazamiento o reducir la tensión interfacial entre el agua y el petróleo. La primera opción es poco factible de implementar tanto técnica como económicamente, ya que se requeriría aumentar la tasa de

<sup>74</sup> STALKUP Jr., Fred I. Miscible Displacement. Volumen 8 de Monograph (Society of Petroleum Engineers of AIME), Volumen 8 de Henry L. Doherty Series, Volumen 8 de Monograph / Society of petroleum engineers. Society of Petroleum Engineers. Texas. 1983.

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 (en pruebas en corazones), aunque cuando el área varía (en el 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 petróleo 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 petróleo detrás del frente de desplazamiento sean despreciables.

## DESPLAZAMIENTOS MISCIBLES

Dos fluidos son miscibles si al ser combinados en cualquier proporción, todas sus mezclas forman una sola fase homogénea, puesto que no existirá IFT entre ellos y, por ende, la saturación residual de petróleo tenderá a cero en la zona barrida si el desplazamiento es de este tipo. Se explicará el fenómeno de miscibilidad mediante los siguientes ejemplos:



**Figura 18** Desplazamiento miscible. Figura 18.a Miscibilidad de metano y propano (GLP) a condiciones de yacimiento. Figura 18.b Miscibilidad de propano (GLP) y petróleo a condiciones de yacimiento<sup>75</sup>

- ✓ **Metano/Petróleo:** el metano aparece como gas y el petróleo como líquido a condiciones atmosféricas de presión y temperatura. 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 queda disuelto dentro del petróleo a esas elevadas condiciones, sin embargo los dos materiales son considerados

<sup>75</sup> JIMÉNEZ DÍAZ, Robinson. Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Procesos de Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG) Mediante Analogías. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Universidad Industrial de Santander. 2005. p. 13.



inmiscibles, ya que no se mezclan en todas sus proporciones a 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 y 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. En la Figura 18.a 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 (Figura 18.b).

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 o GLP y otros solventes, la que provee las bases sobre las cuales trabaja el proceso de desplazamiento miscible en sus tres variantes.

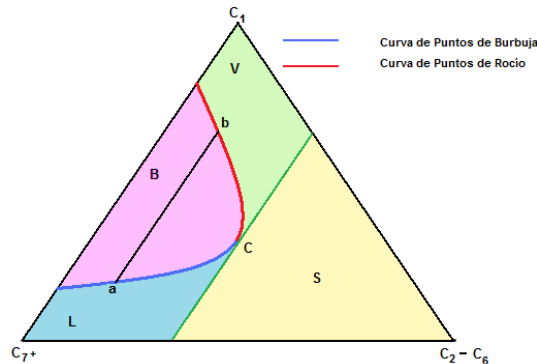
La miscibilidad puede describirse representando mezclas de hidrocarburos como una combinación de tres componentes cada uno de los cuales surge de la formación de grupos de hidrocarburos cuyas propiedades termodinámicas sean similares. Tales grupos son:

- ✓ 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,  $C_7^{+76}$ .

Una vez elegidos los tres componentes, se puede hacer un diagrama ternario (Figura 19), donde cada vértice representa a uno de los grupos de componentes elegidos y cada lado corresponde al 0% del componente representado por el vértice opuesto. Para ciertas condiciones de P y T, se pueden trazar las curvas de los límites de la región bifásica, B, es decir, la curva de los puntos de burbuja y la de los puntos de rocío.

---

<sup>76</sup> Ibid., p. 14.



**Figura 19** Representación de las diferentes zonas de estado de fases en el diagrama triangular, para una presión y temperatura dadas<sup>77</sup>

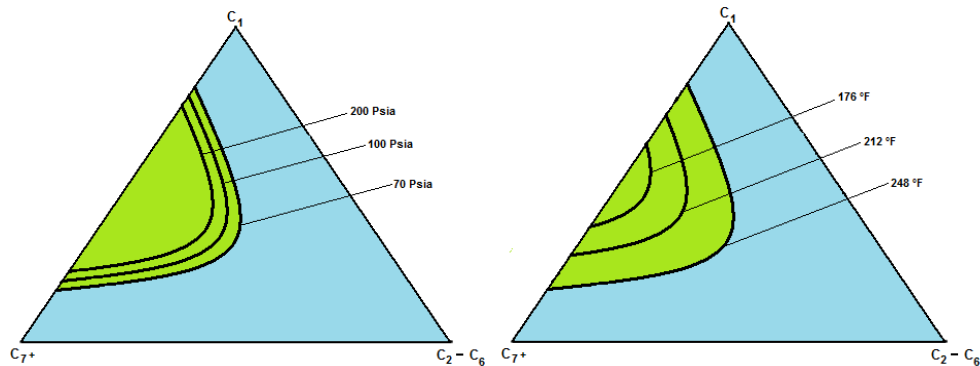
La composición correspondiente al punto  $C$ , es aquella de la mezcla de los tres componentes (o pseudocomponentes) para la cual la temperatura y la presión dadas son la temperatura y la presión críticas. Para cualquier líquido saturado,  $a$ , corresponde un vapor saturado,  $b$ , con el que está en 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 línea 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>78</sup>.

La Figura 20.a muestra como el tamaño de la región bifásica varía con la presión a temperatura constante, mientras que la Figura 20.b 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>77</sup> *Ibíd.*, p. 15.

<sup>78</sup> *Ibíd.*, p. 17.



**Figura 20** Variación de la región bifásica con respecto a la presión y temperatura. Figura 20.a. Variación del tamaño de la región bifásica con la presión a T constante. Figura 20.b. Variación del tamaño de la región bifásica con la presión a P constante<sup>79</sup>

Existen tres tipos de mecanismos de desplazamiento miscible los cuales son muy conocidos:

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

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.

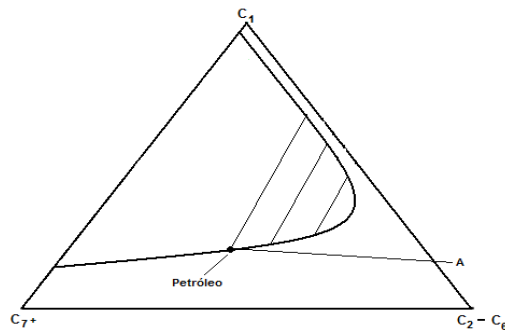
**Desplazamiento miscible al primer contacto.** El método más simple y directo para obtener desplazamientos miscibles es inyectar un solvente que se mezcle completamente con el petróleo en todas las proporciones, de tal manera que sus mezclas se encuentren en una sola fase. El propano, el butano o mezclas de GLP son hidrocarburos de peso molecular intermedio utilizados como solventes en desplazamientos en que se desarrolla miscibilidad al primer contacto<sup>80</sup>.

El solvente en este caso es representado por el pseudocomponente  $C_2-C_6$  (GLP). Todas las mezclas de GLP y petróleo en este diagrama caen completamente en la

<sup>79</sup> *Ibíd.*, p. 18 y 19.

<sup>80</sup> STALKUP Jr., Fred I. Miscible Displacement. Volumen 8 de Monograph (Society of Petroleum Engineers of AIME), Volumen 8 de Henry L. Doherty Series, Volumen 8 de Monograph / Society of petroleum engineers. Society of Petroleum Engineers. Texas. 1983.

región de una sola fase. De hecho, para el comportamiento de fases representado en la Figura 21, el GLP 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/GLP) y la tangente a la curva del límite de fases que pasa a través de la composición de petróleo. Este diagrama triangular representa la miscibilidad al primer contacto entre el petróleo 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 petróleo en su parte anterior y con el gas de desplazamiento en su parte posterior<sup>81</sup>.



**Figura 21** Diagrama ternario para representar la miscibilidad al primer contacto<sup>82</sup>

En años anteriores, los solventes de este tipo de desplazamiento utilizados en las prácticas de campo 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 petróleo del yacimiento y a su vez el gas de inyección desplaza al solvente y también al petróleo.

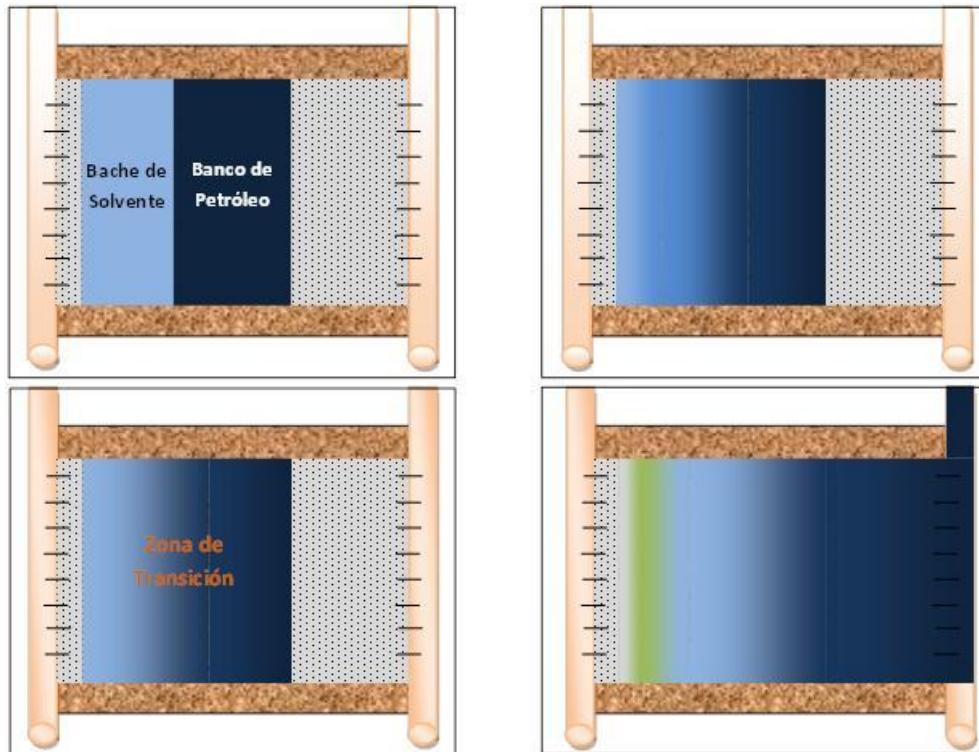
La Figura 22 se pretende dar una explicación secuencial esquemática de lo que ocurre en el yacimiento durante un proceso de desplazamiento miscible al primer contacto. En la Figura 22.a se muestra la inyección del bache solvente, el cual será miscible al primer contacto con el banco de petróleo. En la Figura 22.b comienza el desplazamiento miscible formándose gradualmente la zona de transición miscible entre el solvente y el petróleo, que finalmente se aprecia en la Figura 22.c. La Figura 22.d corresponde a la inyección del gas desplazante, el cual a su vez es 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). Para configurar lo que eventualmente sería

<sup>81</sup> JIMÉNEZ DÍAZ, Robinson. Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Procesos de Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG) Mediante Analogías. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Universidad Industrial de Santander. 2005. p. 21.

<sup>82</sup> *Ibíd.*, p. 20.

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 GLP 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 (máxima presión a la cual existe equilibrio entre vapor y líquido) de la mezcla resultante entre el solvente y el gas de desplazamiento<sup>83</sup>.



**Figura 22** Esquema secuencial de lo que ocurre en el yacimiento durante el desplazamiento miscible al primer contacto<sup>84</sup>

A continuación se presentan algunos criterios de “screening” para el desplazamiento miscible al primer contacto:

- ✓ El petróleo debe tener 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

<sup>83</sup> *Ibíd.*, p. 24.

<sup>84</sup> *Ibíd.*, p. 22 y 23

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.
- ✓ 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.

**Desplazamiento 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 cuente.

La primera variante se conoce como “mecanismo de enriquecimiento del fluido del yacimiento” (empuje con gas enriquecido) y se utiliza en petróleos pobres y 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<sup>85</sup>.

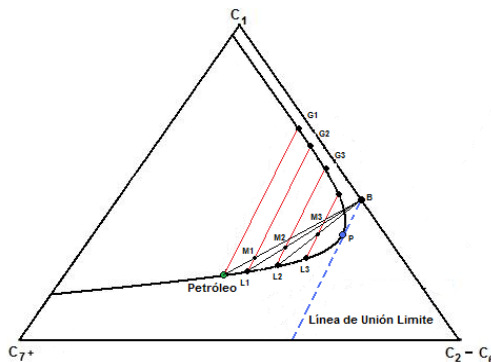
**Empuje con gas enriquecido.** Cuando se desplaza petróleo de yacimiento con un gas rico en hidrocarburos de peso molecular intermedio ( $C_2-C_6$ ), éstos se condensan dentro del fluido del yacimiento formándose una región de líquido enriquecido que, a condiciones apropiadas, es miscible con el gas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

---

<sup>85</sup> Ibíd., p. 25.

Este proceso se ilustra mediante un diagrama ternario en la Figura 23. Asíumase que el gas de composición *B*, se inyecta al yacimiento para desplazar el petróleo. 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 petróleo 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.

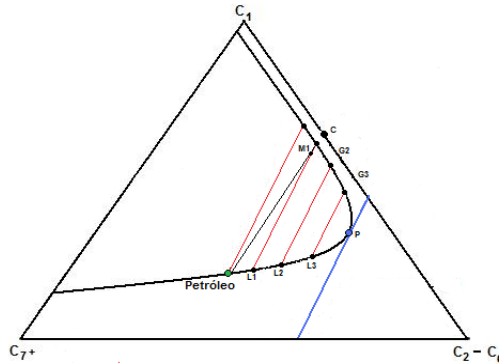
Este proceso se repite secuencialmente creándose una zona de transición con las composiciones de los líquidos *L1*, *L2*, *L3*,..., cada vez más ricos en intermedios, y que van variando a lo largo de la línea de puntos de burbuja hasta alcanzar el punto crítico *P*, donde el fluido del yacimiento es 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.



**Figura 23** Diagrama ternario para representar el empuje con gas enriquecido

Si el gas inyectado contiene una concentración en hidrocarburos intermedios menor que la presente en el punto *B*, el petróleo no será enriquecido totalmente hasta el punto de alcanzar la miscibilidad. Por ejemplo, en la Figura 24 el gas del punto *C*, producto de extrapolar la línea de unión *L1-G1*, sólo produce enriquecimiento del petróleo 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<sup>86</sup>.

<sup>86</sup> *Ibíd.*, p. 28 y 29.



**Figura 24** Diagrama ternario cuando el gas de composición C cae a la izquierda de la prolongación de la línea de unión del punto crítico

Para que la miscibilidad dinámica se presente en este proceso, la composición del petróleo 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 petróleo y la temperatura del yacimiento.

A continuación, algunos criterios de “screening” para el empuje miscible con gas enriquecido:

- ✓ 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 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.
- ✓ 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

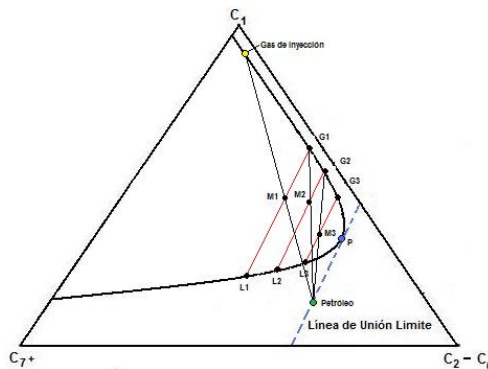


sistema roca / fluido; pero un valor del 25% del volumen poroso se tiene como referencia mínima.

**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 del petróleo dentro del gas inyectado para crear una zona de transición miscible<sup>87</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 25 En este diagrama se representa un petróleo 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 petróleo 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 petróleo sin desplazar por efecto de las fuerzas capilares.



**Figura 25** Diagrama ternario para representar el empuje con gas vaporizante<sup>88</sup>

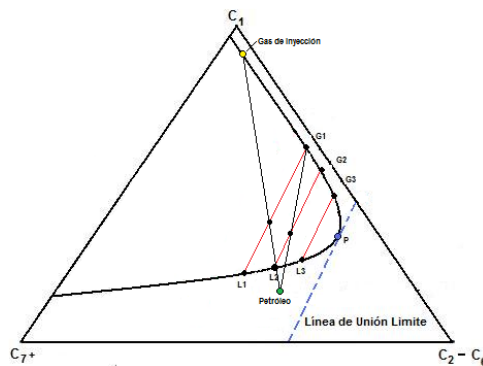
En este proceso encaminado a alcanzar la miscibilidad de manera dinámica, el gas inyectado contacta el petróleo en el yacimiento formando una mezcla de composición *M1* en la región de dos fases, con dos fluidos en equilibrio cuyas composiciones son *G1* y *L1*. La fase rica en líquido, *L1* queda detrás 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 petróleo “fresco” y nuevamente

<sup>87</sup> *Ibíd.*, p. 31.

<sup>88</sup> *Ibíd.*, p. 32.

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 petróleo del yacimiento.

Mientras que la composición el petróleo del yacimiento caiga sobre o a la derecha de la línea de miscibilidad máxima (la del punto crítico), se puede alcanzar la miscibilidad por esta vía. Por el contrario, si la composición del petróleo llegara a caer al lado izquierdo de la mencionada línea de unión, como el caso representado en la Figura 26, 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 petróleo. En la Figura 26 si el petróleo fuese desplazado, el gas de inyección sólo sería enriquecido hasta una composición del gas en equilibrio  $G2$ , pero superada esta composición no podría ser enriquecido puesto cualquier contacto posterior entre el petróleo del yacimiento y el gas  $G2$  produciría solo mezclas que pasan por la línea de unión en  $G2$ <sup>89</sup>.



**Figura 26** Diagrama ternario cuando el petróleo cae a la izquierda de la prolongación de la línea de unión del punto crítico

Otro hecho que puede verse en estos diagramas es que a medida que disminuye la concentración de hidrocarburos intermedios en el petróleo 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 petróleo caiga nuevamente al lado derecho del gráfico. Infortunadamente, para la gran mayoría de petróleos la presión de miscibilidad con gases como el  $C_1$  o el gas natural, es muy alta para las condiciones promedio del yacimiento.

<sup>89</sup> *Ibíd.*, p. 33.

Es importante resaltar que para que pueda existir miscibilidad dinámica se requiere que el gas inyectado sea más móvil que el petróleo del yacimiento, y 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 petróleo caen sobre los lados opuestos de las líneas de unión, se podrá desarrollar la miscibilidad dinámica. Esta limitante obliga a los petróleos 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 petróleos 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 petróleo, 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 petróleos 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 petróleos con la misma concentración de hidrocarburos intermedios, exhibirá una mayor presión de miscibilidad el que tenga mayores concentraciones de livianos, como el etano<sup>90</sup>.

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

- ✓ El petróleo 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.
- ✓ 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.

---

<sup>90</sup> *Ibid.*, p. 33.

## ANEXO C. PATRONES DE FLUJO Y EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL

Un factor predominante que controla las operaciones de inyección es la localización de los pozos inyectoros con respecto a los productores y a los límites del yacimiento.

El barrido de una invasión se define como la fracción del volumen total en el patrón de invasión que es barrido o contactado por el fluido inyectado a un determinado tiempo. Si el barrido es horizontal, esta fracción se define como *eficiencia de barrido areal*,  $E_A$ , y si es vertical, como *eficiencia de barrido vertical*,  $E_V$ , y siempre se interpretará como la eficiencia a la ruptura, a menos que indique lo contrario.

### RELACIÓN DE MOVILIDAD

La movilidad es la facilidad con la que un fluido se desplaza dentro del yacimiento, está definida en términos de la permeabilidad relativa y de la viscosidad.

La relación de movilidad,  $M$ , para la inyección WAG, se describe de la siguiente forma:

$$M = \frac{K_{rg}/\mu_g}{K_{ro}/\mu_o} \quad (14)$$

Dónde:

$k_{rg}$  = Permeabilidad relativa del gas inyectado

$\mu_g$  = Viscosidad del gas inyectado

$k_{ro}$  = Permeabilidad relativa del aceite

$\mu_o$  = Viscosidad del aceite

Si se obtiene una relación de movilidad desfavorable,  $M \gg 1$ , lo más probable es que el gas inyectado va a crear canales de flujo o se presentará el fenómeno de digitación, causando una ruptura temprana del frente de gas en los pozos productores y en consecuencia una disminución en la eficiencia de barrido en la inyección.<sup>91</sup>

**Inyección WAG desplazando aceite.** En el proceso WAG, el agua aumenta el recobro actuando como agente de desvío por entrar preferentemente en canales de alta permeabilidad y desviar el gas inyectado a estratos de menor permeabilidad a través de la imbibición y debido a la movilidad favorable del agua,

---

<sup>91</sup> CHRISTENSEN, J. et al. Op. Cit., p. 98

y por preferentemente barrer la parte inferior del yacimiento que no es barrido por el gas.<sup>92</sup>

La Figura 27 es una simulación que compara la fracción del gas condensado remanente en una inyección de 1 HCPV en dos casos: inyección continua de gas e inyección WAG para un modelo de capas horizontales de diferente espesor y permeabilidad (1, 10 y 100 mD), en esta figura se ilustra el barrido superior alcanzado con inyección WAG. Casi el 90% de la capa superior es barrido por el gas seco en la inyección WAG comparado con el 80% en la inyección continua de gas. En ambos casos, el barrido es menos eficiente en la segunda capa por la anulación del gas. La canalización del gas a través de los estratos de alta permeabilidad es predominante en el caso de la inyección de gas, pero se reduce en la inyección WAG. Aunque el gas seco evita casi por completo el estrato de baja permeabilidad (1 mD) desde el estrato de 100 mD. Un desplazamiento de agua estable se produce en el estrato inferior y, en consecuencia, la recuperación desde el estrato de 1 mD se mejora significativamente.

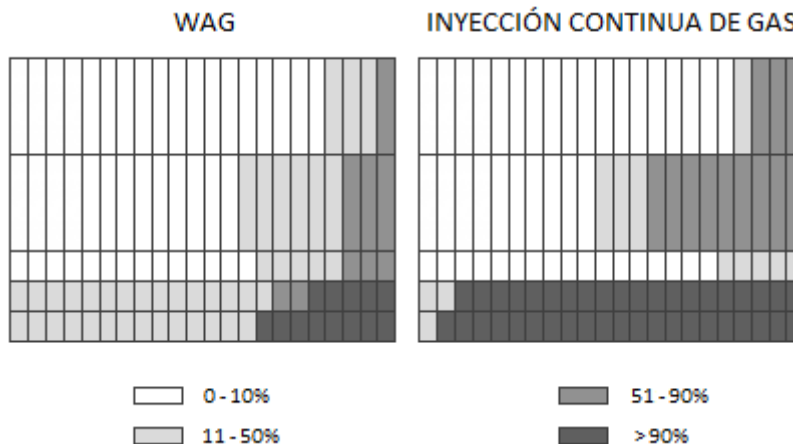


Figura 27 Gas original condensado remanente a 1 HCPV inyectado<sup>93</sup>

**Relación de movilidad después de la ruptura.** En el momento de la ruptura del patrón de flujo, la zona de aceite ya no está presente. Por lo tanto, el concepto de fluido desplazante y fluido desplazado tiende a perder su significado. Después de la ruptura, el agua y gas inyectados tienden a arrastrar el aceite.

Luego, de la ruptura en un patrón de flujo, las saturaciones promedio del agua y del gas comienzan a aumentar. Todas las publicaciones indican que desde que  $\bar{S}_w$  y  $\bar{S}_g$  aumentan,  $k_{rw}$  y  $k_{rg}$  aumentan y como resultado, la relación de movilidad aumenta. El incremento del valor antes de la relación de movilidad no es consistente con el valor de antes de la ruptura del agua y el gas. Después de la

<sup>92</sup> CULLICK, A.S., LU, H.S., JONES, L.G., y COHEN, M.F., WAG May Improve Gas-Condensate Recovery. SPE 19114. SPE Gas Technology Symposium. 1989. p. 1.

<sup>93</sup> *Ibid.*, p. 3.

ruptura, la definición de relación de movilidad cambia; el banco de aceite se ha producido. En consecuencia, el valor de  $M$  después de la ruptura de los frentes de agua y gas debe utilizarse con precaución.<sup>94</sup>

**Aceite desplazando gas.** Cuando existe una saturación de gas libre antes del inicio de la inyección WAG, se presenta una situación como la que es descrita en la Figura 28. En esta se presenta una distribución de saturación entre un pozo inyector y uno productor antes del llenado de gas.

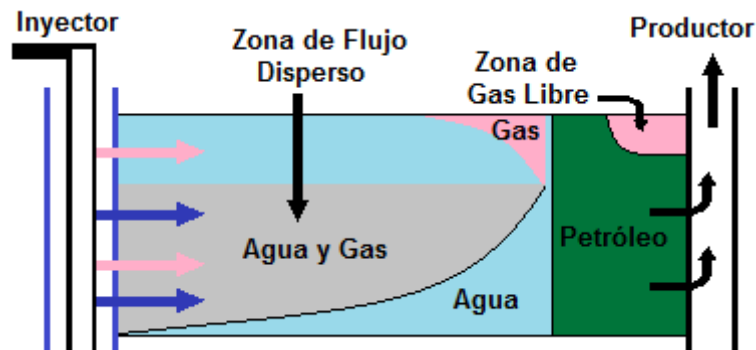


Figura 28 Efecto de la relación de movilidad en un proceso WAG<sup>95</sup>

Además de la relación de movilidad,  $M$ , anteriormente mencionada, hay otra consideración de  $M$ : el banco de aceite desplaza todo (o una parte significativa) del gas libre. Por lo tanto, una alternativa de relación de movilidad entre el aceite y el gas es<sup>96</sup>:

$$M = \frac{k_{ro}/\mu_o}{k_{rgl}/\mu_{gl}} \quad (15)$$

Dónde:

$k_{ro}$  = Permeabilidad relativa del aceite

$\mu_o$  = Viscosidad del aceite

$k_{rgl}$  = Permeabilidad relativa del gas libre

$\mu_{gl}$  = Viscosidad del gas libre

<sup>94</sup> William M. y SMITH, J. Waterflooding Notebook. William M. Cobb & Associates, Inc. Lubbock: 1992. p. 5-5.

<sup>95</sup> Tomada y modificada de: SANCHEZ, N. Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects. SPE 53714. Abril 1999.

<sup>96</sup> William M. y SMITH, J. Waterflooding Notebook. William M. Cobb & Associates, Inc. Lubbock: 1992. p. 5-6.

## EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL

La eficiencia de barrido areal,  $E_A$ , se define como la fracción del área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de inyección, es decir:

$$E_A = \frac{\text{Área Horizontal Invasada}}{\text{Área Horizontal Invasible}} \quad (16)$$

La Figura 29 también permite definirla y muestra la posición del frente de invasión en sucesivos periodos hasta la ruptura, para un arreglo de 5 pozos.

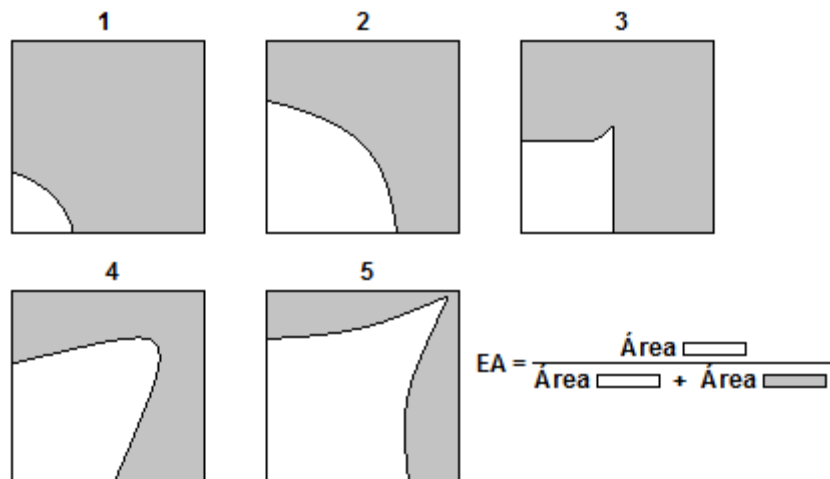
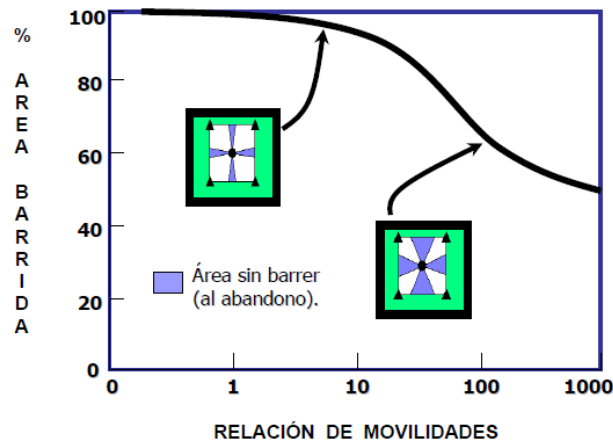


Figura 29 Ubicación del frente de inundación durante diferentes momentos en un patrón de cinco puntos<sup>97</sup>

**Causas y efectos.** Entre los factores que afectan la eficiencia de barrido areal, tenemos cuatro que son importantes:

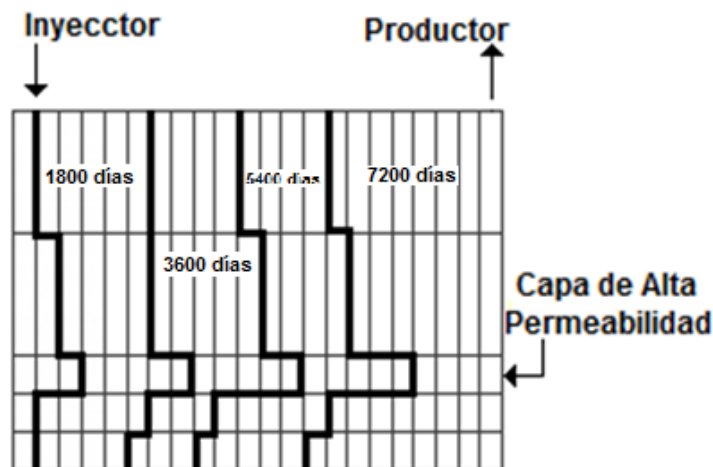
**Relación de movilidad.** Una disminución de la relación de movilidad causa que la eficiencia de barrido se incremente. La Figura 30 muestra el efecto de la relación de movilidades sobre el área conectada para un patrón de inyección de cinco puntos. En esta figura, el momento de abandono se definió a condiciones de WOR = 20:1 y GOR = 25000, y una fracción de aceite producido de 0.05.

<sup>97</sup> *Ibíd.*, p. 5-22.



**Figura 30** Efecto de la relación de movilidad sobre el área contactada para un patrón de inyección de cinco puntos<sup>98</sup>

**Permeabilidad direccional.** Si las tendencias de permeabilidad direccional pueden ser identificadas, los pozos inyector y productores se pueden organizar para tomar ventaja de las tendencias para mejorar la eficiencia de barrido areal. La figura 4.5 muestra que para una simulación de inyección WAG con un modelo de capas horizontales de diferente espesor y permeabilidad (1, 10 y 100 mD) a una distancia de 1870 pies de pozo inyector a pozo productor y un patrón invertido de cinco puntos, el frente de agua está todavía a 340 pies de distancia del pozo productor a una inyección de 1 HCPV y no se ha producido agua. Su movimiento lento es el resultado de un barrido efectivo, baja permeabilidad relativa al agua y alta viscosidad del aceite.



**Figura 31** Ubicación del frente de agua para un modelo de capas horizontales de tres permeabilidades<sup>99</sup>

<sup>98</sup> CAUDLE, B. y DYES, A., Improving Miscible Displacement by Gas-Water Injection. Trans. AIME. 1958.

<sup>99</sup> CULLICK, A.S., LU, H.S., JONES, L.G., y COHEN, M.F., WAG May Improve Gas-Condensate Recovery. SPE 19114. SPE Gas Technology Symposium. 1989. p. 3.



**Patrón de pozos.** 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 puntos, aunque también ha sido frecuente el de nueve puntos invertido.<sup>100</sup>

**Distribución de presión entre pozos inyectores y productores.** Puede ser posible maximizar el barrido areal a través de un manejo cuidadoso de la distribución de presión.

## EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL DESPUÉS DE LA RUPTURA

Si después de la ruptura se continúa con el proceso de inyección, el valor máximo de la eficiencia de barrido areal será el obtenido en el momento de la ruptura, el valor de este barrido irá disminuyendo. Las relaciones de producción agua-aceite (WOR) y gas-aceite (GOR) aumentarán rápidamente después de la ruptura. El aumento de la eficiencia de barrido areal más allá de la ruptura será una función de la cantidad de agua y gas que sea inyectada dentro del sistema, por lo cual, es necesario planificar una inyección WAG que conozca la relación entre estas variables.<sup>101</sup>

## SELECCIÓN DEL PATRÓN DE INYECCIÓN

De acuerdo con William Cobb<sup>102</sup>, la elección del patrón de inyección es una de las decisiones más importantes que un ingeniero puede tomar cuando debe hacer la planificación de una inundación. Esta decisión debe ser coherente con el patrón de pozos existente, la geología del yacimiento, la inyección y producción y los objetivos de producción. La economía de la mayoría de las inyecciones determinará que el patrón de inundación sea consistente con los pozos existentes o un mínimo de perforación pueda ser requerido. Esto automáticamente elimina algunos patrones de flujo a considerar. Sin embargo, la mayoría de los patrones de desarrollo ofrecen varias posibilidades de arreglos de pozos inyectores-productores. Un patrón de desarrollo cuadrado, por ejemplo, permite el uso de cinco puntos, sesgada a cuatro puntos, nueve puntos normal o invertido, o unidad

---

<sup>100</sup> JIMÉNEZ DÍAZ, Robinson. Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Procesos de Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG) Mediante Analogías. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Universidad Industrial de Santander. 2005. p. 68.

<sup>101</sup> William M. y SMITH, J. Waterflooding Notebook. William M. Cobb & Associates, Inc. Lubbock: 1992. p. 5-28.

<sup>102</sup> *Ibíd.*, p. 5-46.

de línea o unidad periférica. La decisión en esta situación será dictada principalmente por las características del yacimiento.

La capacidad relativa de inyección-producción de un yacimiento dictará a menudo el patrón. Si un campo contiene heterogeneidades significativas como fracturas o tendencias de permeabilidad, por regla general será el factor determinante en la elección del patrón; es esencial que en este tipo de situaciones se evite que los pozos inyectoros adyacentes y productores se coloquen a lo largo de una línea paralela a la dirección de máxima permeabilidad u orientación de la fractura. Esto hará que la ruptura de agua sea prematura y resulte en un muy bajo barrido areal.

En resumen, un buen patrón de inyección debe cumplir con los siguientes criterios:

- ✓ Proporcionar suficiente capacidad de inyección para obtener tasas de producción de aceite deseadas.
- ✓ Maximizar el recobro de aceite con un mínimo de producción de agua y gas.
- ✓ Tomar ventaja de no uniformidades en el yacimiento como fracturas, tendencias de permeabilidad, buzamiento, etc.
- ✓ Ser compatible con el patrón de pozos existente y requerir un mínimo de nuevos pozos.
- ✓ Ser compatible con operaciones de inyección de otros operadores de áreas adyacentes.
- ✓ Permitir que el llenado de gas ocurra en un plazo razonable.