

# EVALUACIÓN MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LAS CONDICIONES ÓPTIMAS PARA LA INYECCIÓN DE UN PROCESO DE GAS ALTERNADO CON AGUA – WAG.

Cesar Augusto Duarte Prada<sup>1</sup>, Samuel Fernando Muñoz  
Navarro<sup>2</sup>, Vicente Gomez<sup>3</sup>, Alvaro Prada Velazquez<sup>4</sup>

## RESUMEN

En este estudio se realizó el análisis de los parámetros que afectan el proceso WAG como el Volumen Poroso total de gas inyectado, relación agua / gas, y la tasa de inyección de gas, realizando corridas de simulación que permitieron evaluar el efecto sobre la producción incremental de petróleo y fue necesario hacer 15 corridas de simulación en el software ECLIPSE 100, en un modelo estático y dinámico de un patrón de inyección en el campo Tello (Colombia) y finalmente se presenta un rango de valores en los cuales para el caso específico se puede optimizar el proceso WAG.

En el artículo se presenta cuál es el efecto en la producción de petróleo al incrementar la cantidad de gas inyectado, de la relación WAG y el caudal de inyección de gas; se hace una evaluación de la eficiencia del proceso WAG simulado.

**Palabras claves:** Inyección de agua, inyección de gas, recobro mejorado, WAG.

## ABSTRACT

This study analyzes the parameters that affect the Water Alternating Gas process (WAG) such as: % Pore Volume total injected gas, water / gas relation and gas injection rate, by means of simulation runs that made it possible to assess the effect on the incremental oil production and it was necessary to make 15 scenarios simulation runs on ECLIPSE 100 software, in static and dynamic model of an injection pattern in the Tello field (Colombia), and finally presents a range of values in which, for the specific case, can be optimize WAG process.

This paper presents the effect on oil production by increasing: the amount of gas injected, the WAG relation and gas injection flow; besides, it was done an evaluation in the efficiency of the simulated WAG process.

**Keywords:** Water injection, gas injection, enhanced recovery, water alternating gas.

---

<sup>1</sup>Ingeniero de petróleos, Candidato a M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga. Colombia. E- mail: [cesar.duarte@ecopetrol.com.co](mailto:cesar.duarte@ecopetrol.com.co)

<sup>2</sup> M.Sc. Petroleum Engineering. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga. Colombia. E- mail: [samuel@uis.edu.co](mailto:samuel@uis.edu.co)

<sup>3</sup>Ingeniero de petróleos, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga. Colombia.  
E- mail: [vicente.gomez@ecopetrol.com.co](mailto:vicente.gomez@ecopetrol.com.co)

<sup>4</sup>M.Sc. Petroleum Engineering – University of Oklahoma. E- mail: [alvaro.prada@ecopetrol.com.co](mailto:alvaro.prada@ecopetrol.com.co)

## INTRODUCCIÓN

En yacimientos que han sido sometidos a inyección de agua, aún es posible recuperar parte significativa del petróleo remanente mediante la inyección de gas alternada con agua, que consiste en la inyección de baches alternados de agua y gas por ciclos (un ciclo = un bache de agua + un bache de gas), con el objetivo de mejorar el factor de recobro de la inyección de agua o de la inyección de gas miscible o inmisible.

El papel que juega el agua está justificado por el hecho que ésta ayuda a controlar la movilidad y a estabilizar el frente de desplazamiento, reduciendo los efectos de digitación viscosa que presenta el gas.

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

## FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN WAG.

Entre los principales factores que afectan el proceso de inyección WAG se tienen los siguientes:

- La heterogeneidad del yacimiento (estratificación y anisotropía).
- Las propiedades del medio poroso como la mojabilidad, porosidad, permeabilidad, composición mineralógica.
- Propiedades de los fluidos (inyectados y de formación), en cuanto a composición, para poder establecer las condiciones de miscibilidad.
- Parámetros operacionales del proceso WAG que pueden ser manipulados en la operación y que deben ser definidos óptimamente por el desarrollo de simulación, con ayuda de desplazamientos a través de núcleos; éstos son:

- 1 Relación agua / gas,
- 2 Volumen Poroso (VP) total de gas inyectado.
- 3 Tasa de inyección de gas

Dichos parámetros fueron definidos para evaluar porque tienen la particularidad de que operacionalmente están relacionados a las condiciones de inyección de gas o de agua, pueden ser definidos con anticipación por la simulación y se pueden hacer cambios en el transcurso de la implementación del proyecto.

Para realizar el análisis, las corridas de simulación se agruparon según la variable a analizar y de esta manera apreciar la variación de los parámetros WAG (relación WAG, volumen poroso de gas y el caudal de gas).

La Formación productora del Campo Tello es Monserrate. Actualmente, la producción del Campo Tello es de 7000 barriles diarios de petróleo con 33 pozos productores activos y 9 pozos inyectores (Marzo de 2009). En la tabla 2 se presentan los parámetros del yacimiento y la descripción de los fluidos.

La simulación fue realizada en ECLIPSE 100, tipo Black Oil, porque el tipo de desplazamiento es inmisible que no requiere de simulación composicional, involucra como datos las curvas de permeabilidad relativa agua-petróleo y gas-petróleo, considerando histéresis para los procesos de imbibición y drenaje. La saturación crítica de gas es de 0.15. El modelo estático tiene dimensiones que se presentan en la tabla 1, que comprende en el eje Z los intervalos cañoneados en cada pozo y se divide en 30 celdas en promedio de 6 ft con un neto promedio en pozo de 180 ft.

El modelo se considera como un modelo confinado, porque se ha identificado que existe una falla que delimita el yacimiento por el occidente y por el oriente ya se encuentra el límite por otra discordancia. El área para un proyecto piloto de WAG puede ser alta pero sus propiedades petrofísicas lo hacen viable.

### 1. Relación WAG.

El primer parámetro analizado, fue la relación WAG, en la cual se mantuvo constante el volumen poroso de gas inyectado y el caudal de inyección. En la tabla 3 se indica en color rojo cual es la variación de una corrida a otra. Las variaciones de la relación WAG se hicieron de acuerdo a lo observado en reportes realizados de estudios en proyectos WAG donde se registran datos de relación WAG entre 0.5 y 4.

El análisis se llevó a cabo hasta un tiempo de 13 años después de iniciados los WAG, tomando como variable a comparar el factor de producción incremental (FPI) que fue estandarizado, teniendo en cuenta la producción incremental de cada corrida de simulación dividida por la producción incremental que se obtuvo con la relación WAG de 1.

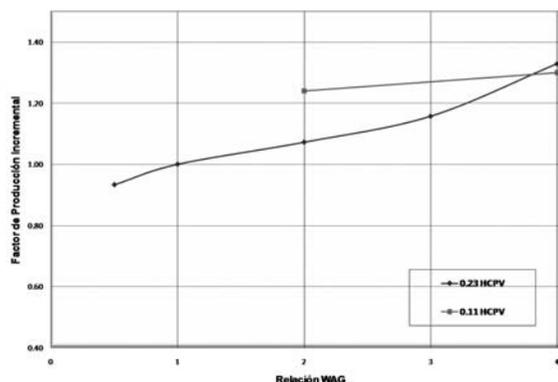
Se observa en la figura 1 cómo, a medida que se incrementa la relación WAG, se mejora la producción incremental en la simulación del área piloto, es claro que con una relación WAG de 0.5 el incremento es muy bajo

**Tabla 1.** Dimensiones del modelo estático

DESCRIPCION	VALOR
Grid	23*101*30
X	50 m
Y	20 m
Z	2 m
Área Modelo	230 Acres
Profundidad	8200 ft
Espesor neto	180 ft

**Tabla 2.** Parámetros del yacimiento.

PARÁMETRO	AREA PILOTO
Presión inicial (psi)	1800
Presión de burbuja (psi)	845
Presión Actual(psi)	950
Temperatura de yacimiento (°F)	165
Pozos productores activos	5
Pozos inyectores activos	2
Aceite Original in Situ (MMBLS)	93,86
Producción acumulada actual (MMBLS)	17,6
Factor recobro %	18,8
Inyección acumulada (MMBLS)	44
Tasa de Inyección (BWPD) (Dos pozos)	19.139
BSW actual (%)	88
WOR (bbl/bbl)	7
GOR(cf/bbl)	140
VRR	0,85
Factor Volumétrico del petróleo	1,077
Gravedad API del crudo	21,5
Viscosidad del crudo a Ty (cp)	14,2
Gravedad del gas	0,742
Sor (Fracción)	0,399
Sw inicial (%)	18
Permeabilidad Promedia (md)	170
Porosidad Promedia (%)	19 - 22.6
Tipo de formación	Arenisca
Espesor neto Prom (ft)	60
Profundidad Prom (ft)	8200

**Figura 1.** Efecto de la relación volumétrica Agua- Gas.

y que con relaciones mayores de 1 se obtienen buenos resultados, se muestra que al variar la relación de 1 a 4 se aumenta el factor de 1 a 1.33. Además al disminuir el volumen poroso a 11,2 %VPHC se observa un mejor comportamiento que el reportado con el volumen poroso de 23 %VPHC, ya que el resultado obtenido con el 11,2 %VPHC y una relación WAG de 2, es muy cercano al obtenido con un 23 %VPHC y una relación WAG 3 (1.3 y 1.33 respectivamente), pero se disminuye el tiempo de operación del proyecto de 13.3 años a 5 años, que es muy importante para la economía y la operatividad del proyecto.

Al aumentar la relación volumétrica agua-gas, se aumenta la producción incremental de petróleo, pero es necesario tener en cuenta que se incrementa el tiempo de inyección. En la simulación con un volumen de 11.2 %VPHC el tiempo de inyección del WAG es la mitad, pasa de 16.6 a 8.3 años, siendo esto una ventaja significativa en consumo de gas, reducción de gastos operacionales, retorno de capital por producción, entre otras ventajas.

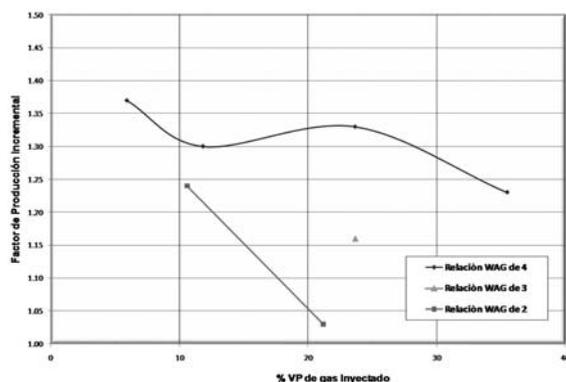
## 2. Volumen poroso de gas.

El segundo parámetro a analizar fue el volumen poroso de gas inyectado; se mantuvo constante la relación WAG y el caudal de inyección. En la tabla 3 de color azul están señalados los cambios en el volumen poroso total de inyección de gas, se muestra cual es la variación de una corrida a otra. La variación del volumen poroso se realizó según el rango observado en la aplicación de los proyectos WAG en campo y para las corridas de simulación se usaron los valores de 5.91, 11.2, 23.2 y 35 %VPHC.

Nombre de la simulación en ECLIPSE	Relación WAG	Volumen Poroso Inyectado (%VP)				Caudal de Gas MMSCF/D	Petróleo Incremental (STB)	Duración de los Ciclos WAG (años)	Factor de producción incremental	Eficiencia del WAG BF / %VP gas inyectado
		Por Bache		Agua						
		Total	Gas	Gas	Agua					
basic_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1	0,5	23,5	2,37	1,2	3	1.187.510	5	0,93	50.532	
2_1	1	23,5	2,37	2,4	3	1.273.050	6,7	1,00	54.172	
3_1	2	23,5	2,37	4,8	3	1.365.130	10	1,07	58.091	
4_1	3	23,5	2,37	7,2	3	1.473.440	13,3	1,16	62.700	
5_1	4	23,5	2,37	9,6	3	1.692.510	16,7	1,33	72.022	
6_1	4	5,91	0,59	2,4	3	1.741.300	4,2	1,37	294.636	
7_1	4	11,2	1,18	4,8	3	1.653.820	8,3	1,30	147.663	
9_1	4	35,48	3,55	14,4	3	1.564.000	25	1,23	44.081	
11_1	4	23,54	2,35	9,6	2,5	1.370.650	17,8	1,08	58.226	
12_1	4	23,54	2,35	9,6	2	1.220.790	18,9	0,96	51.860	
13_1	4	23,54	2,35	9,6	1,5	951.910	20,8	0,75	40.438	
14_1	4	23,54	2,35	9,6	1	607.300	24,4	0,48	25.799	
111	2,3	10,59	1,06	2,4	3	1.580.020	5	1,24	149.199	
112	2,3	21,18	2,12	4,8	3	1.313.610	10	1,03	62.021	
113	2,3	10,59	1,06	2,4	1,5	1.197.720	6,7	0,94	113.099	
114	2,6	11,65	Hibrido 1		2	1.354.700	7	1,06	116.283	
116	2,6	8,99	Hibrido 2		2	1.319.500	5,4	1,04	146.774	
117	2,3	7,06	0,7	1,6	1,5	1.260.430	4,4	0,99	178.531	

Tabla 3. Resultados obtenidos por efecto de la variación de los parámetros WAG.

En la figura 2, se puede concluir que con una relación WAG de 4 y tasa de inyección de 3 MMSCF/D, la inyección de una cantidad extra de gas no incrementa significativamente la producción de petróleo, ya que el incremento de producción con un volumen poroso de gas de 23% VPHC fue mayor al incremento de producción cuando se inyectó un 35% VPHC.



**Figura 2.** Efecto del Volumen poroso total del gas inyectado.

Los mejores resultados se obtienen al disminuir el volumen poroso a rangos entre 5.91% VPHC a 11.83% VPHC (FPI de 1.37 y 1.3 respectivamente). Aunque el resultado obtenido con un volumen poroso de 23% VPHC se encuentre dentro de estos valores (1.33), la diferencia es mínima al compararse con los valores obtenidos con el volumen poroso de 11.83% VPHC, además el tiempo para la implementación del proceso WAG pasa de 8.3 a 16.7 años.

Un comportamiento similar se observa cuando se baja la relación WAG a 2,3 indicando que al disminuir el volumen poroso se logra un mayor incremento en la producción de petróleo. Si la tendencia de esta línea se mantiene, se puede afirmar que al disminuir el volumen poroso a un valor de 5.91 % VPHC se tendría un FPI más alto en producción cercano al 1.4 aproximadamente, y este incremento estaría en un valor cercano al obtenido con la relación WAG de 4 y con un volumen poroso de 11.83 % VPHC. Y al incrementar la relación WAG y mantener el volumen poroso constante se mejora el recobro de petróleo, al igual que lo observado en la figura 1. Este volumen poroso concuerda con lo dicho en estudios ya realizados en los que mencionan, que para un desplazamiento inmisible (IWAG) se emplea un menor volumen poroso de gas, que en un desplazamiento miscible (MWAG) y que a medida que se incrementa la relación WAG se mejora el recobro.

El cambio en el % VPHC de gas inyectado es más sensible para relaciones WAG menores, se puede deducir de la figura 2 que al aumentar el % VPHC de gas inyectado se reduce la eficiencia del proceso, en una relación WAG baja existe mayor cantidad de gas en el ciclo, el control de movilidad es menor y por esto es menos eficiente, adicionalmente si se aumenta el porcentaje de volumen de gas inyectado se tiene más gas en el yacimiento y se presentan canales preferenciales de flujo al gas, segregación gravitacional, mayor saturación de gas y otros fenómenos que hacen incrementar la permeabilidad relativa al gas y la saturación crítica de gas que permite que fluya fácilmente y deje petróleo móvil atrapado.

Si se realiza una proyección de las líneas en la figura 2 de las tres relaciones WAG se puede ver que convergen a un rango entre 5 y 7 % VPHC para obtener los mejores resultados.

En resumen, la tendencia es que al aumentar el VP de gas a inyectar, la producción incremental de petróleo es menor. Para el caso específico de piloto del campo Tello se puede recomendar un volumen poroso de gas que esté entre 6 y 11% VPHC.

### 3. Caudal de inyección de gas.

El tercer parámetro a analizar es el caudal de gas a inyectar; se mantuvo constante la relación WAG y el volumen poroso. En la tabla 3 y de color verde, se muestra cual es la variación de una corrida de simulación a otra.

Para seleccionar el rango de variación de los caudales de inyección, se tuvo en cuenta primero, la disponibilidad de gas para llevar a cabo este proyecto que está entre 2 y 3 MMSCF/D, y luego qué caudal de gas es equivalente al caudal actual de agua que se tienen en los pozos inyectoros (T\_49I y T\_61) a condiciones de fondo que son 3.7 y 3 MMSCF/D respectivamente.

La figura 3 muestra que independientemente del volumen poroso y la relación WAG empleada se obtendrá mejores resultados al incrementar el caudal de inyección de gas, pero teniendo en cuenta que los caudales utilizados fueron menores e iguales al escalado del caudal de inyección de agua actual, equivalente a 3 MMSCF/D. En este momento toma gran peso el caudal de disponibilidad de gas para el proyecto, pero no se evaluaron caudales superiores en caso de que la disponibilidad de gas aumente.

Al observar los caudales de inyección de gas empleados en las simulaciones realizadas, se puede decir que los menores incrementos en la producción se obtienen

con caudales menores a 1.5 MMSCF/D y el mayor incremento en la producción siempre se obtiene cuando se utiliza un caudal grande en este caso 3.7 y 3 MMSCF/D, para los pozos I-1 e I-2, respectivamente.

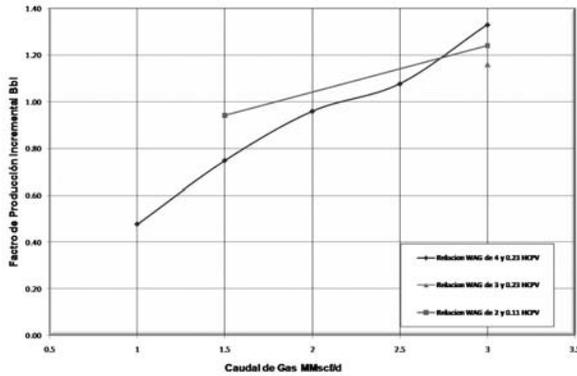


Figura 3. Efecto del caudal de inyección de gas.

**4. Sensibilidad de variables.**

En la figura 4 y la tabla 4, se puede observar como al incrementar el valor de la variable (Horizontal) en las condiciones descritas, (Para mantener la misma escala el %VPHC se dividió por 10), para los casos de incremento de la relación WAG y el caudal de inyección de gas tiene una mayor pendiente lo que indica que tienen mayor sensibilidad al aumentar la variable. Caso contrario sucede con el VPHC de gas inyectado que al aumentar se disminuye la producción incremental; por lo tanto es más eficiente un WAG para %VPHC gas bajos pero tiene una pendiente menos inclinada a esta variable comparada con la relación y el caudal de inyección de gas.

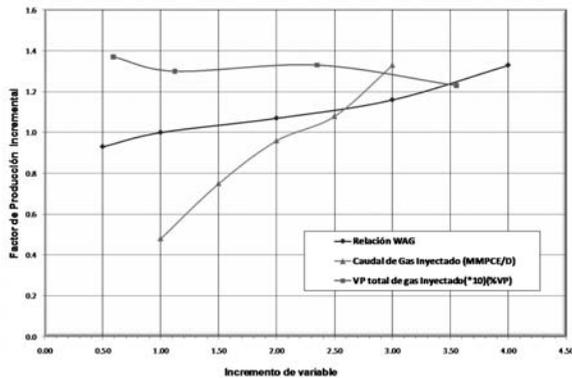


Figura 4. Evaluación de la sensibilidad de los parámetros WAG.

	Relación WAG		Caudal de inyección de gas		VP inyectado de gas	
			MMSCF/D		*10 (%VP)	
1	0,50	0,93	1,00	0,48	0,59	1,37
2	1,00	1,00	1,50	0,75	1,12	1,30
3	2,00	1,07	2,00	0,96	2,35	1,33
4	3,00	1,16	2,50	1,08	3,55	1,23
5	4,00	1,33	3,00	1,33		

Tabla 4. Evaluación de la sensibilidad de los parámetros WAG.

Con este análisis se puede deducir que para el %VPHC de gas lo más importante es evaluar la disponibilidad de gas en el tiempo, pero una inyección de gas adicional después del 6%VPHC no brinda un beneficio significativo y se puede estar recirculando fluido que disminuye la eficiencia del proceso.

La relación WAG mayor a 2 y una tasa mayor a 2.5 MMSCF/D brinda condiciones que mejoran la eficiencia del proceso.

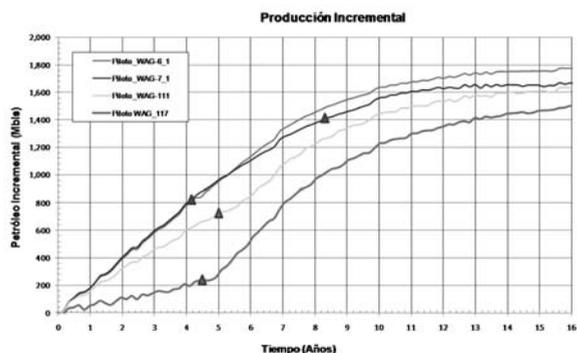
La simulación del proceso WAG para el campo Tello es menos sensible al %VPHC de gas inyectado y que a la relación WAG y a el caudal de inyección de gas.

**5. Eficiencia del proceso WAG.**

En cuanto a eficiencia del proceso WAG para las simulaciones realizadas, se tomaron tres frentes de evaluación:

- Tiempo de inyección: mientras menor sea el tiempo presenta ventajas económicas en cuanto a inversiones y retorno del capital.
- El factor de producción incremental evaluado durante los análisis y permite mantener diferencias en la producción incremental
- Producción /inyección, un factor que permite relacionar cuantos barriles de petróleo se producen dividido por el % VPHC de gas inyectado.

En la tabla 3, de color violeta fueron seleccionadas las corridas de simulación que cumplieron como mínimo con dos de los tres indicadores de eficiencia descritos anteriormente y se encuentran graficados en la figura 5, para poder visualizar las diferencias en producción incremental, siendo más eficiente en el siguiente orden:



**Figura 5.** Corridas de simulación WAG con mayor eficiencia del proceso.

Simulación WAG 6\_1: con relación WAG de 4, 5,91 %VPHC, y caudal de inyección de gas de 3 y 3,7 MMSCF/D

Simulación WAG 7\_1: con relación WAG de 4, 11.2 %VPHC, y caudal de inyección de gas de 3 y 3,7 MMSCF/D

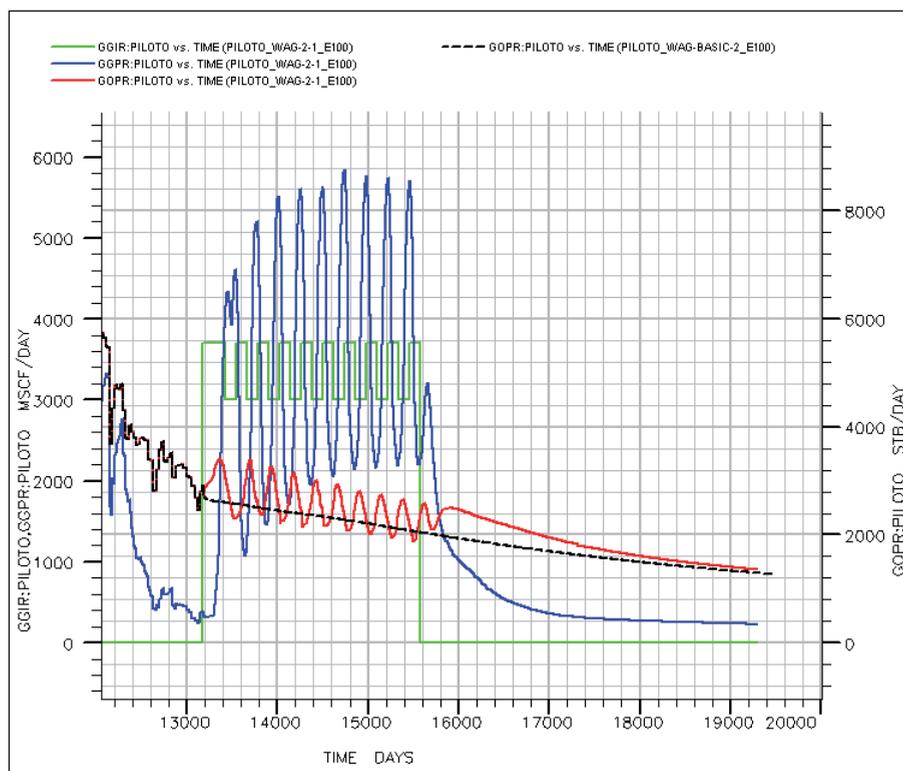
Simulación WAG 117: con relación WAG de 2.3, 7.06 %VPHC, y caudal de inyección de gas de 1.5 y 1.8 MMSCF/D

Simulación WAG 111: con relación WAG de 2.3, 10.59 %VPHC, y caudal de inyección de gas de 3 y 3,7 MMSCF/D

## 6. Evaluación del control de producción de gas.

En las figuras 6 y 7, se presenta de color azul la producción de gas, de color verde la inyección de gas, de color rojo la producción de petróleo y la línea punteada señala la curva básica de petróleo.

Se puede apreciar que para la relación volumétrica de 1 el caudal de inyección para el T-60 es de 3 MMSCF/D y por el T-49 es de 3.7 MMSCF/D; sin embargo, ya en el segundo ciclo se presenta irrupción de gas en los pozos productores a un caudal de 4.2 MMSCF/D que sigue incrementando hasta un valor promedio de 5.53 MMSCF/D, siendo evidente que con esta producción de gas mayor a la inyectada no se tienen condiciones de buen control de la movilidad del gas. La producción de petróleo tiene un mejor comportamiento que la relación WAG 0.5, pero también cuando se inyecta el bache de gas la producción de petróleo llega a valores menores a la curva básica de petróleo.



**Figura 6.** Simulación con relación WAG 1.

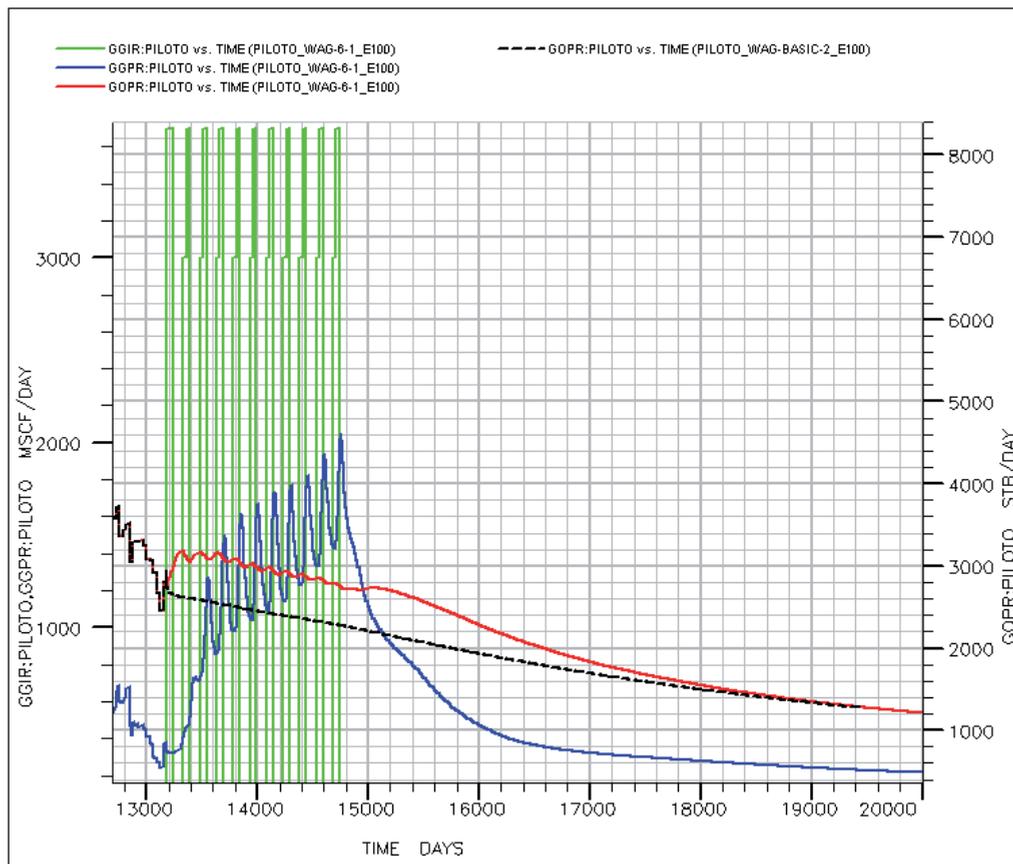


Figura 7. Simulación con relación WAG 4.

En la figura 7, se puede ver el comportamiento de la producción e inyección de gas para el caso de incrementar al 5.91 %VPHC de gas a inyectar con una relación de 4 y un caudal de 3 y 3.7 MMPCSE/D en los pozos inyectoros, a diferencia del anterior en cada ciclo se tiene sólo una novena parte de gas en el ciclo, y se puede apreciar un buen control de la movilidad del gas porque sólo se produce en promedio 1.5 MMSCF/D, y se mantiene un rango casi constante de producción incremental de 600 STB/D durante más de 6 años.

En la tabla 5, se presenta un índice que relaciona el caudal de producción e inyección de gas (FPIG), el cual puede dar un indicativo del control de producción de gas cuando varía la relación volumétrica gas agua y el % VP de gas inyectado total.

Al disminuir el valor del FPIG que relaciona la producción dividido por la inyección indica que hay una menor producción de gas, un mejor control de la movilidad del gas al pozo productor. Se puede concluir que al aumentar la relación volumétrica WAG se puede controlar la producción de gas y se ve reflejado en la disminución del factor en la última columna de la tabla

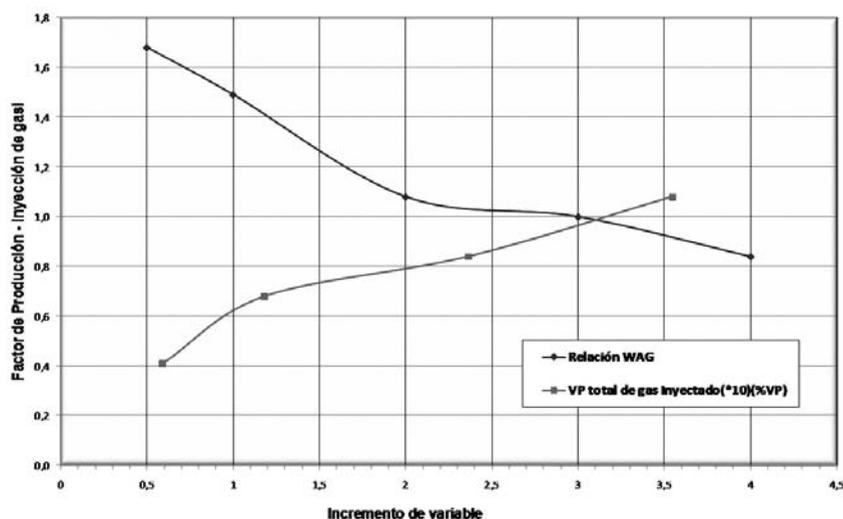
5, pasando de 1.68 a 0.84 al aumentar la relación de 0.5 a 4.

Si se mantiene la relación volumétrica de 4 y se disminuye el % VP de gas inyectado se obtiene un mejor control de la producción de gas, el valor que relaciona la producción e inyección los valores disminuyen de 1.08 a 0.48, a lo que se refiere es que es necesario reducir el tamaño del bache de gas por ende el volumen total de gas inyectado, que permite una reducción en la producción de gas.

En la figura 8, se puede apreciar que con el incremento de la relación WAG (Curva azul) se puede disminuir el FPIG, hasta 0.84, pero con la reducción del volumen poroso de inyección de gas (Curva roja) se obtienen mejores resultados y se puede llegar a un valor de 0,41; lo que significa que tanto el incremento de la relación WAG como la disminución del %VP de gas inyectado permiten un mejor control de la movilidad ya que reduce la producción de gas y directamente también requiere de menor consumo de gas y menor tiempo de compresión en cuanto la operación se refiere, optimizando la economía del proyecto.

**Tabla 5.** Análisis de la producción e inyección de gas.

Nombre de la simulación en ECLIPSE	Relación WAG	% VP gas inyectado	Caudal de Gas inyectado MMSCF/D	Caudal de Gas producido MMSCF/D	Relación Producción / Inyección de gas.
PILOTO_WAG –1	0.5	23.65	3.7	6.2	1.68
PILOTO_WAG – 2 – 1	1	23.65	3.7	5.5	1.49
PILOTO_WAG – 3 – 1	2	23.65	3.7	4	1.08
PILOTO_WAG – 4 – 1	3	23.65	3.7	3.7	1.00
PILOTO_WAG – 5 – 1	4	23.65	3.7	3.1	0.84
PILOTO_WAG – 6-1	4	5.91	3.7	1.5	0.41
PILOTO_WAG – 7-1	4	11.83	3.7	2.5	0.68
PILOTO_WAG – 5 – 1	4	23.65	3.7	3.1	0.84
PILOTO_WAG – 9-1	4	35.48	3.7	4	1.08

**Figura 8.** Evaluación del FPIG (Factor de producción e inyección de gas).

## CONCLUSIONES

- Al aumentar la relación volumétrica, lo que indica que se aumenta el tamaño del bache de agua necesario para el control de la movilidad del gas, se aumenta también la producción incremental de petróleo.
- En cuanto a la cantidad total de gas inyectado (VP gas) en todos los ciclos, el efecto es inverso; a menor cantidad de gas el proceso es más eficiente siendo el más eficiente a 5.91 VP de gas. Se puede decir que a mayor volumen de gas inyectado no se presentan las condiciones de control de movilidad y adicionalmente el yacimiento obtienen la saturación crítica de gas lo cual permite que fluya fácilmente al pozo productor reduciendo así los efectos benéficos del proceso WAG.
- La tasa de inyección de gas es directamente proporcional a la producción de petróleo, se observa que a mayor caudal de gas inyectado mayor es la producción de petróleo. Es de destacar que esta es una variable limitada a la disponibilidad de gas y a las condiciones del sistema de compresión, por tal motivo se debe realizar el correspondiente análisis para las condiciones reales.

- La simulación del proceso WAG para el campo Tello es más sensible al caudal de inyección de gas y levemente sensible a la relación WAG y al %VPHC de gas total inyectado.
- Tanto el incremento de la relación WAG como la disminución del %VP de gas inyectado permiten un mejor control de la movilidad ya que reduce la producción de gas y directamente también requiere de menor consumo de gas y menor tiempo de compresión en cuanto la operación se refiere, optimizando la economía del proyecto.

## REFERENCIAS

1. Al-Shuraiqi H.S, A.H. Muggeridge, SPE “Laboratory Investigation of First Contact Miscible WAG Displacement: The Effects of WAG Ratio and Flow Rate” SPE 84894. October del 2003.
2. D.D. Jackson, G.L. Andrews and E.L. Claridge. “Optimum WAG Ratio vs. Rock Wettability in CO<sub>2</sub> Flooding”. SPE 14303. 60TH annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. Las Vegas, NV. September 22-25 1985.
3. R. Juanes, M.J. Blunt, SPE “Impact of Viscous Fingering on the Prediction of Optimum WAG Ratio”. SPE 99721. Abril del 2006.
4. Surguchev, L. Y Krakstad, O. S. “Optimum Water Alternate Gas Injection Schemes for Stratified Reservoirs”. SPE 24646. Octubre 1992

*Fecha de recepción: Septiembre de 2009*

*Fecha de aceptación: Noviembre de 2009*