

**INFLUENCIA DE LA FASE GASEOSA EN LOS PARAMETROS QUE
INTERVIENEN EN UN PROCESO WAG (WATER ALTERNATING GAS)**



**MAURICIO ROJAS ROJAS
YONEIVER ESCOBAR LIZCANO**

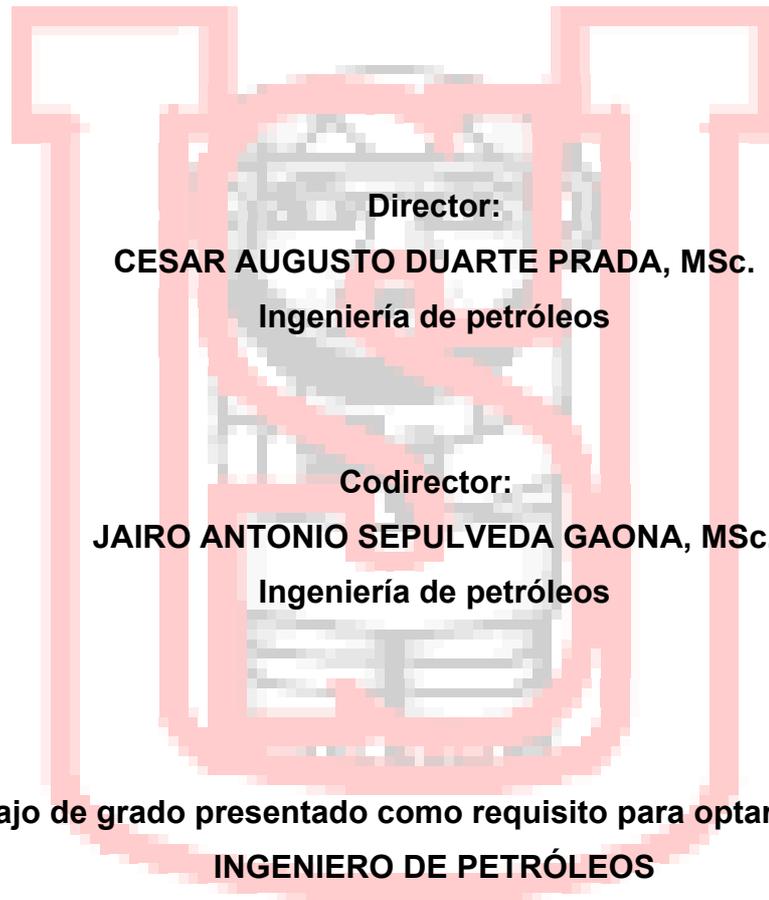
**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2009**

**INFLUENCIA DE LA FASE GASEOSA EN LOS PARAMETROS QUE
INTERVIENEN EN UN PROCESO WAG (WATER ALTERNATING GAS)**

Elaborado por:

MAURICIO ROJAS ROJAS

YONEIVER ESCOBAR LIZCANO



UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA

2009

Nota de aceptación

Jurado

Jurado

Neiva, Abril de 2009

DEDICATORIA

A Dios todo poderoso guía de mi camino, a mis padres Dariela y Pedro por su apoyo incondicional a mis hermanos, familiares y amigos que de una u otra manera han hecho posible la realización de esta meta

MAURICIO

A Dios todo poderoso, que siempre ilumina y protege mi vida colmándola de bendiciones, sin esta ayuda divina, jamás hubiese alcanzado mis objetivos.

A mis padres Isidoro Escobar Jaramillo y Maria Benigna Lizcano Ibarra, quienes con sangre sudor y lagrimas hicieron de mí el primer Ingeniero de Petróleos de mi hermoso pueblo “La Ulloa”.

A Lina Maria Centeno Castro, por ser fuente de mi inspiración y la mujer que todo hombre desearía.

A mis hermanos Milciades, Gerli y Willington, por su apoyo incondicional y por sus consejos.

A mis abuelitos Lourdes Ibarra y Cosme Tovar (q.e.p.d), por sus oraciones y su compañía divina.

A todas las personas que de algún modo siempre se preocuparon por mí y colaboraron directa o indirectamente para este fin.

YONEIVER

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este trabajo expresan sus agradecimientos a:

CESAR AUGUSTO DUERTE PRADA, M.Sc. En Ingeniería de Petróleos, departamento de ingeniería y confiabilidad de la súper intendencia Huila y Tolima de Ecopetrol y director del proyecto, por su apoyo, dedicación y colaboración para el desarrollo del mismo.

JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA, M.Sc. en Ingeniería de Petróleos, coordinador del Grupo de Investigación Comportamiento de Fases (COFA), coordinador Laboratorio de Pruebas Especiales (LAPE) y codirector del proyecto, por su apoyo, dedicación y colaboración para el desarrollo del mismo.

RICARDO PARRA PINZON, Ingeniero Químico y de Petróleos, Profesor titular del programa de Ingeniería de petróleo de la Universidad Surcolombiana de Neiva, amigo y evaluador del proyecto, por su apoyo, dedicación y colaboración para el desarrollo del mismo.

ERVIN ARANDA ARANDA, Ingeniero de Petróleos, Profesor titular del programa de Ingeniería de petróleo de la Universidad Surcolombiana de Neiva, evaluador del proyecto, por su apoyo, dedicación y colaboración para el desarrollo del mismo.

A nuestros amigos Juan M. Yunda, Jhonatan Collazos, Doris M. Gonzalez, Jaime A. Tovar, Andrea C. Herrera, Julian Molina, Carlos A. Rivera, Eliana Velásquez, Félix A. Serrato, Freddy A. Vásquez Y Edilberto Triana quienes contribuyeron de forma especial en el desarrollo de este proyecto.

A todas las personas que estuvieron involucradas directa o indirectamente con nuestro trabajo.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
1. GENERALIDADES DEL PROCESO WAG	4
1.1. MECANISMOS DE DESPLAZAMII).....	6
1.2. EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO	7
1.2.1. Eficiencia de desplazamiento vertical.....	8
1.2.2. Eficiencia de desplazamiento horizontal.....	9
1.2.3. Eficiencia de desplazamiento microscópica	10
1.3. FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCION WAG	11
1.4. CLASIFICACION DE PROCESOS WAG.....	11
1.4.1. Inyección WAG miscible (MWAG).....	12
1.4.2. Inyección WAG inmisible (IWAG)	13
1.4.3. Inyección WAG híbrida.	14
1.4.4. Otros.....	14
1.5. PROBLEMAS OPERACIONALES	15
1.5.1. Irrupción temprana del gas en los pozos de producción.....	15
1.5.2. Reducción en la Inyectividad.....	16
1.5.3. Corrosión.....	16
1.5.4. Formación de escamas.	17
1.5.5. Formación de hidratos y asfáltenos.....	18
1.5.6. Diferentes temperaturas de las fases inyectadas.	19
1.6. HISTÉRESIS DE PERMEABILIDAD RELATIVA.	19
1.6.1. Revisión sobre entrapamiento.	20
1.6.2. Efecto de la mojabilidad.....	21
1.6.3. Modelos de entrapamiento.	23
1.6.3.1. Modelo de entrapamiento LAND.....	23
1.6.3.2. Modelo de entrapamiento CARLSON.....	25

1.6.3.3. Modelo de atrapamiento de JERAULD.....	26
1.6.4. Modelos empíricos de histéresis.	26
1.6.4.1. Modelo de histéresis de KILLOUGH.....	27
1.6.4.2. Modelo de histéresis de CARLSON.....	28
1.6.4.3. Modelos de histéresis para tres fases.	29
1.6.5. Análisis.	32
1.6.5.1. Coeficiente de atrapamiento de LAND.	33
1.6.5.2. Modelo de histéresis para dos fases.	35
1.6.5.3. Modelo de histéresis para tres fases.	37
2. ANÁLISIS DE LOS PARAMETROS DEL PROCESO WAG DE ACUERDO A LA RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN.....	39
2.1. RELACIÓN WAG.	40
2.1.1. Predicción de la óptima relación WAG mediante el método de Stalkup.	40
2.1.2. Comportamiento de la relación WAG.	45
2.1.2.1 En capas de alta y baja permeabilidad.	46
2.1.2.2 En los proyectos aplicados en campo.	49
2.1.2.3 Con el número de ciclos.	50
2.2. VOLUMEN POROSO.	53
2.3. CAUDAL DE INYECCIÓN DE GAS.	57
3. EXPERIENCIAS DE CAMPO EN PROCESOS DE INYECCIÓN WAG.....	59
3.1. CAMPO KAPARUK RIVER.....	59
3.2. CAMPO SAN ANDRES	61
3.3. CAMPO GULLFAKS	63
3.4. CAMPO CHIHUIDO DE LA SIERRA NEGRA.....	66
3.5. CAMPO COLOMBIANO.....	69
4. SIMULACIÓN.....	76
4.1. AJUSTE HISTÓRICO.	76

4.2. CARACTERÍSTICAS DE LAS SIMULACIONES REALIZADAS.	89
4.3. ANÁLISIS DE LOS PARAMETROS WAG EN LAS SIMULACIONES.	92
4.3.1. Relación WAG	92
4.3.2. Volumen poroso de gas.....	94
4.3.3. Caudal de inyección de gas.....	97
4.3.4. WAG Hibrido.....	99
4.4. SELECCIÓN DE LOS MEJORES RESULTADOS.....	102
5. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN DURANTE LOS CAMBIOS EN LA RELACIÓN WAG, EL VOLUMEN POROSO DE GAS Y EL CAUDAL DE GAS.....	104
5.1. CAMBIOS EN LA RELACIÓN WAG.	104
5.2. CAMBIOS EN EL VOLUMEN POROSO.....	123
5.3. CAMBIOS EN EL CAUDAL DE GAS DE INYECCIÓN.	140
6. CONCLUSIONES	157
7. RECOMENDACIONES	160
BIBLIOGRAFÍA.....	161

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Relación WAG y volumen poroso total, empleados en las diferentes aplicaciones de campo.	39
Tabla 2. Inyección WAG a diferentes relaciones WAG.	45
Tabla 3. Historial de inyección del pozo 1 y la relación WAG por ciclo.	69
Tabla 4. Historial de inyección del pozo 2 y la relación WAG por ciclo.	70
Tabla 5. Historial de inyección del pozo 3 y la relación WAG por ciclo.	70
Tabla 6. Historial de inyección del pozo 4 y la relación WAG por ciclo.	71
Tabla 7. Corridas de simulación campo Colombia.	72
Tabla 8. Pozos del área piloto.	79
Tabla 9. Simulaciones realizadas campo Tello.	89
Tabla 10. Inyección WAG a diferentes relaciones WAG.	92
Tabla 11. Inyección WAG a diferente volumen poroso.	95
Tabla 12. Inyección WAG con diferentes caudales de gas.	97
Tabla 13. WAG hibrido 1, corrida de simulación piloto_WAG-114.	99
Tabla 14. WAG hibrido 2, corrida de simulación piloto_WAG-116.	100

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema del proceso WAG.....	5
Figura 2. Aplicación del proceso WAG en campo según el mecanismo de desplazamiento.....	12
Figura 3. Parámetros requeridos para la evaluación del modelo de histéresis del entrapamiento y de la permeabilidad relativa.....	24
Figura 4. Extrapolación geométrica de la permeabilidad relativa y de la saturación de entrapamiento durante un proceso de inhibición, como lo propuso CARLSON.....	25
Figura 5. Curvas de permeabilidad relativa en un ciclo drenaje - inhibición, calculado por el modelo de histéresis de CARLSON para dos fases.	29
Figura 6. Componentes requeridos para el modelo de histéresis para tres fases.	31
Figura 7. Curvas de permeabilidad relativa del gas mostrando el calculo con el modelo de histéresis para tres fases.	32
Figura 8. Comparación de la permeabilidad relativa del gas para diferentes desplazamientos de tres fases con la permeabilidad relativa del gas en dos fases para un experimento de drenaje aceite - gas.	33
Figura 9. Coeficiente de entrapamiento de LAND calculado para datos de dos fases, con diferentes pares de fluidos (agua (W), gas (G), aceite (O)) y una permeabilidad de la roca de (200, 800, 1000 md).....	35
Figura 10. Permeabilidad relativa del aceite en un experimento aceite – agua, mostrando la irreversibilidad de la curva de imbibición.	36
Figura 11. Grafica dispersa del modelo de histéresis de KILLOUGH para dos fases en un proceso de imbibición.....	36
Figura 12. Grafica dispersa del modelo de histéresis de CARLSON para tres fases en un proceso de imbibición (camino 4).....	37

Figura 13. Grafica dispersa de la permeabilidad relativa predicha por el modelo de histéresis de WAG de tres fases para un proceso de imbibición (camino 4).	38
Figura 14. Flujo fraccional de agua en función de la saturación de agua para diferentes valores de la fracción másica del solvente. $X = 0,0.2, \dots, 1$	42
Figura 15. Método de Stalkup para la predicción de la óptima relación WAG en flujo secundario.....	43
Figura 16. Método de Stalkup para la predicción de la óptima relación WAG en flujo terciario.....	44
Figura 17. Columna estratigráfica del grupo Brent (mar del norte).	47
Figura 18. Recobro de aceite a diferentes ciclos y relaciones WAG en una capa de baja permeabilidad.....	48
Figura 19. Recobro de aceite a diferentes ciclos y relaciones WAG en una capa de alta permeabilidad.....	48
Figura 20. Recobro de aceite a diferentes relaciones WAG.	49
Figura 21. Aplicación del proceso WAG en campo según la relación WAG empleada.	50
Figura 22. Recobro de aceite en función del número de ciclos y de la relación WAG para un gas seco enriquecido con 65% de solvente.	51
Figura 23. Recobro de aceite en función del número de ciclos y de la relación WAG para un gas seco enriquecido con 85% de solvente.	51
Figura 24. Recobro de aceite en función del número de ciclos y de la relación WAG.	52
Figura 25. Volumen poroso empleado en los proyectos WAG aplicados en campo.	53
Figura 26. Recobro incremental como función del tamaño de bache del solvente para el rango de cantidades de agua de preinyección.	56
Figura 27. Los datos de los pozos de prueba y los ciclos de inyección ayudan a determinar las iteraciones por pozo.	60
Figura 28. Producción de gas, aceite y gas de inyección en al campo San Andrés.	62

Figura 29. Agua y gas de inyección en el pozo A-11.....	65
Figura 30. Datos de producción del pozo A-14.....	65
Figura 31. % del volumen poroso por ciclo en Chihuido de la Sierra Negra.	68
Figura 32. Caudal de aceite Vs. Tiempo pozo Shsn-217.....	68
Figura 33. Historial de producción de aceite.....	73
Figura 34. Producción incremental total del proyecto WAG.....	73
Figura 35. Historia de presiones del área piloto.....	74
Figura 36. El Schedule después de importar los datos.....	77
Figura 37. Selección del simulador black oil.....	78
Figura 38. “Sector model” o zona piloto WAG al momento del fin del ajuste. ...	80
Figura 39. Ajuste histórico para la presión de la lamina A.	81
Figura 40. Ajuste histórico para la producción de aceite de la lamina A.	82
Figura 41. Ajuste histórico para la producción de aceite del grupo piloto.	83
Figura 42. Ajuste histórico para la producción de aceite del pozo P.P 1.	84
Figura 43. Ajuste histórico para la producción de aceite del pozo P.P 2.	85
Figura 44. Ajuste histórico para la producción de aceite del pozo P.P 3.	86
Figura 45. Ajuste histórico para la producción de aceite del pozo P.P 4.	87
Figura 46. Ajuste histórico para la producción de aceite del pozo P.P 5.	88
Figura 47. Aceite incremental vs. relación WAG.....	94
Figura 48. Aceite incremental vs. % volumen poroso.	96
Figura 49. Aceite incremental vs. caudal de gas.....	98
Figura 50. Variación por ciclo de la relación WAG y el volumen poroso de gas en el WAG hibrido 114.....	100
Figura 51. Variación por ciclo de la relación WAG y el volumen poroso de gas en el WAG hibrido 116.....	101
Figura 52. Aceite incremental de las simulaciones realizadas.....	103
Figura 53. Presión estática de yacimiento (FPR) vs. tiempo.	112
Figura 54. Producción total de aceite del grupo piloto vs. tiempo.....	113
Figura 55. Caudal de producción de aceite del grupo piloto vs. tiempo.....	114
Figura 56. Caudal de producción de gas del grupo piloto vs. tiempo.....	115
Figura 57. Caudal de inyección de gas del grupo piloto vs. tiempo.	116

Figura 58. Caudal de producción de aceite del pozo P.P 1. vs. tiempo.	117
Figura 59. Caudal de producción de aceite del pozo P.P 2.vs. tiempo.	118
Figura 60. Caudal de producción de aceite del pozo P.P 3. vs. tiempo.	119
Figura 61. Caudal de producción de aceite del pozo P.P 4. vs. tiempo.	120
Figura 62. Caudal de producción de aceite del pozo P.P 5. vs. tiempo.	121
Figura 63. Caudal de producción de aceite del pozo P.P 6. vs. tiempo.	122
Figura 64. Presión estática de yacimiento (FPR) vs. tiempo.	130
Figura 65. Producción total de aceite del grupo piloto vs. tiempo.	131
Figura 66. Caudal de producción de aceite del grupo piloto vs. tiempo.	132
Figura 67. Caudal de producción de gas en el grupo piloto vs. tiempo.	133
Figura 68. Caudal de producción de aceite del pozo P.P 1. vs. tiempo.	134
Figura 69. Caudal de producción de aceite del pozo P.P 2.vs. tiempo.	135
Figura 70. Caudal de producción de aceite del pozo P.P 3. vs. tiempo.	136
Figura 71. Caudal de producción de aceite del pozo P.P 4. vs. tiempo.	137
Figura 72. Caudal de producción de aceite del pozo P.P 5. vs. tiempo.	138
Figura 73. Caudal de producción de aceite del pozo P.P 6. vs. tiempo.	139
Figura 74. Presión estática de yacimiento (FPR) vs. tiempo.	147
Figura 75. Producción total de aceite del grupo piloto vs. tiempo.	148
Figura 76. Caudal de producción de aceite del grupo piloto vs. tiempo.	149
Figura 77. Caudal de producción de gas en el grupo piloto vs. tiempo.	150
Figura 78. Caudal de producción de aceite del pozo P.P 1. vs. tiempo.	151
Figura 79. Caudal de producción de aceite del pozo P.P 2.vs. tiempo.	152
Figura 80. Caudal de producción de aceite del pozo P.P 3. vs. tiempo.	153
Figura 81. Caudal de producción de aceite del pozo P.P 4. vs. tiempo.	154
Figura 82. Caudal de producción de aceite del pozo P.P 5. vs. tiempo.	155
Figura 83. Caudal de producción de aceite del pozo P.P 6. vs. tiempo.	156

RESUMEN

Los campos petroleros Colombianos en su mayoría se encuentran en la etapa de agotamiento, por esta razón, las empresas encargadas de la explotación de estos, se dedican a incrementar las reservas de petróleo crudo utilizando nuevos métodos de Recobro Mejorado de Aceite (EOR), y este es el caso de la inyección de agua alternada con gas (WAG, por las iniciales **W**ater **A**lternating **G**as). El proceso WAG es un método que se ha venido implementando recientemente en el mundo, de este se conoce que se aplica desde hace aproximadamente 60 años y que consiste en inyectar baches de agua alternados con gas, cíclicamente y sucesivos para lograr un mejor barrido de aceite.

Debido a que en Colombia este proceso no ha sido muy utilizado, no se tiene buena información sobre el proceso WAG, sin embargo apoyados de los trabajos realizados en el resto del mundo y evaluando sus resultados, se realizó un estudio para determinar de qué forma influye la fase gaseosa en los parámetros que interviene en el proceso WAG, tales como la relación WAG, el volumen poroso de gas a inyectar y el caudal de gas, para que con mucha facilidad las personas que requieran esta información puedan conocer el rango de valores en los que varía cada parámetro y que al mismo tiempo le sirva de base para diseñar trabajos de este tipo.

Se realizó una comprobación de los datos aplicándolos en una simulación del proceso WAG en el software ECLIPSE 100 de Schlumberger a un Área Piloto de la Lamina A de Campo Tello de donde se toman los valores más eficientes de cada uno de los parámetros de estudio del proceso para ser tenidos en cuenta al momento de querer implementarlo en este campo.

ABSTRACT

Colombian oil fields are located mostly in the stage of exhaustion, therefore, the companies responsible for the exploitation of these are dedicated to increasing the reserves of crude oil by using new methods of Enhanced Oil Recovery (EOR) and this is the case of water injection with alternating gas (WAG by the initials Water Alternating Gas). The WAG process is a method that has been implemented recently in the world; this is known to be applied for about 60 years and consists of injecting water bumps alternating with gas and successive cyclically to achieve a better sweep of oil.

Because this process in Colombia has not been widely used, there is no good information on the WAG, however, supported the work undertaken in the rest of the world and evaluating their results, a study was conducted to determine how it influences the gas phase on the parameters involved in the WAG process, such as the WAG, the pore volume of injected gas and the gas flow so that the people quite easily to know Range of values in which each parameter varies and at the same time can serve as a basis for designing this kind of work.

We conducted a check of the applicable data in a process simulation software in the WAG Schlumberger ECLIPSE 100 to a pilot area of the foil A in Campo Tello from which it took the most efficient values of each one of the parameters of the study process to be taken into account when wanting to be implemented in the field.

INTRODUCCIÓN

El recobro mejorado es uno de los aspectos de mayor importancia en la industria petrolera, debido a que con una buena selección del método o proceso de recobro y una buena implementación del mismo, se aumenta la posibilidad de incrementar la cantidad de aceite recuperado desde el yacimiento.

Han sido muchas las técnicas utilizadas con el objetivo común de incrementar la producción de petróleo, entre ellas podemos encontrar la inyección de agua, la inyección de gas de forma miscible e inmisible, la inyección cíclica y continua de vapor, la inyección de surfactantes y polímeros entre otras.

Un proceso no muy conocido a nivel colombiano se ha venido implementando en muchos lugares del mundo, como en Norte América, Rusia y el Mar del Norte desde hace aproximadamente 60 años y se ha conocido con el nombre de WAG por las iniciales de "*Water Alternating Gas*", desde entonces se ha venido aplicando, mostrando resultados muy buenos como es el caso de los campos Kaparuk River en Alaska, San Andres en Estados Unidos, Campo Gullfaks en Noruega, Campo Chihuido de la Sierra Negra en Argentina y otros casos en los cuales ha sido referenciado este método de recuperación mejorada.

Los reportes que se encuentran de la aplicación del proceso WAG en Colombia corresponden a unas pruebas de laboratorio realizadas para los campos Tello y San Francisco en el departamento del Huila mientras eran operados por la empresa Hocol, además de la aplicación en un modelo piloto en un campo colombiano.

El proceso consiste en inyectar al yacimiento baches de agua y gas alternados entre si durante un periodo de tiempo, teniendo en cuenta la cantidad y el tamaño de los baches que se inyectan de cada fluido, de esta manera se desplaza una mayor cantidad de petróleo que se encuentra remanente en el yacimiento, se aprovechan las ventajas del gas de poder pasar por gargantas y poros más pequeños para que haga el barrido de las zonas más apretadas hinchando el aceite y que el agua complemente su efecto consiguiendo el incremento de la producción de aceite. Esa eficiencia de barrido que ofrece el gas es conocida como eficiencia microscópica y la proporcionada por el agua como macroscópica y son conceptos que se relacionarán y explicarán en el primer capítulo de este documento correspondiente a las generalidades.

En años recientes ha tenido un incremento interesante la aplicación de los procesos de inyección de agua alternada con gas WAG, miscible e inmisible. La inyección WAG es un método de recobro que inicialmente apuntaba a mejorar la eficiencia de barrido durante la inyección de gas. En algunas aplicaciones recientes la producción de gas hidrocarburo ha sido inyectada por pozos inyectoras de agua con el objetivo de mejorar el recobro por efecto de barrido y como mantenimiento de presión por efecto de llenado.

Una de las características principales del proceso WAG es que nos ofrece una solución a los problemas y costos que acarrearán la disposición de los fluidos de producción no deseados como el agua y el gas, ya que se utilizarían como fluidos de inyección para mejorar el barrido y el llenado del yacimiento.

El gas que se utiliza para aplicar este proceso no necesariamente debe ser hidrocarburo, pues la literatura que habla de este proceso muestra que también han sido utilizados otros gases como el dióxido de carbono o en su defecto el nitrógeno.

Para la realización de este trabajo nos basamos de toda la literatura que se logró encontrar sobre este método de recuperación mejorada de aceite (EOR) en donde se encontraron resultados de pruebas de laboratorio, de simulaciones, pruebas pilotos y de campos en desarrollo con la aplicación de este proceso, y se utilizaron como parámetros para cumplir con nuestro objetivo de estudio.

Durante el desarrollo de este trabajo se mostrarán algunas experiencias representativas de algunos campos en los cuales se les aplicó este método de recobro, tal es el caso de un campo petrolero ubicado al Norte del Departamento Huila del cual se reportan buenos resultados a pesar de que no se realizó una buena implementación del proceso; todo esto con el fin de realizar un análisis de las variables de estudio según la literatura, la realización del ajuste histórico y de simulaciones con su respectivo análisis y de esta forma seleccionar las variables de la fase gaseosa más eficientes para aplicar en un campo petrolero como Campo Tello.

1. GENERALIDADES DEL PROCESO WAG

La inyección alternada de agua y gas WAG, “Water Alternating Gas”¹, se propuso originalmente como un método para mejorar el barrido de la inyección de gas, principalmente, usando el agua para controlar la movilidad del desplazamiento del gas y estabilizar el frente, mejorando de esta manera la recuperación de petróleo; porque el desplazamiento microscópico del aceite por el gas normalmente es mejor que con el agua, la inyección WAG combina el mejoramiento de la eficiencia de desplazamiento del flujo de gas con el mejoramiento del barrido macroscópico que genera la inyección de agua. Esto ha generado un mejoramiento en el recobro (al compararse con la inyección de agua) en casi todos los proyectos en los que se ha aplicado.

En la práctica este proceso consiste en la inyección de baches alternados de agua y gas por ciclos (un ciclo = un bache de agua + un bache de gas), con el objetivo de mejorar el factor de recobro de la inyección de agua o de la inyección de gas miscible o inmisible².

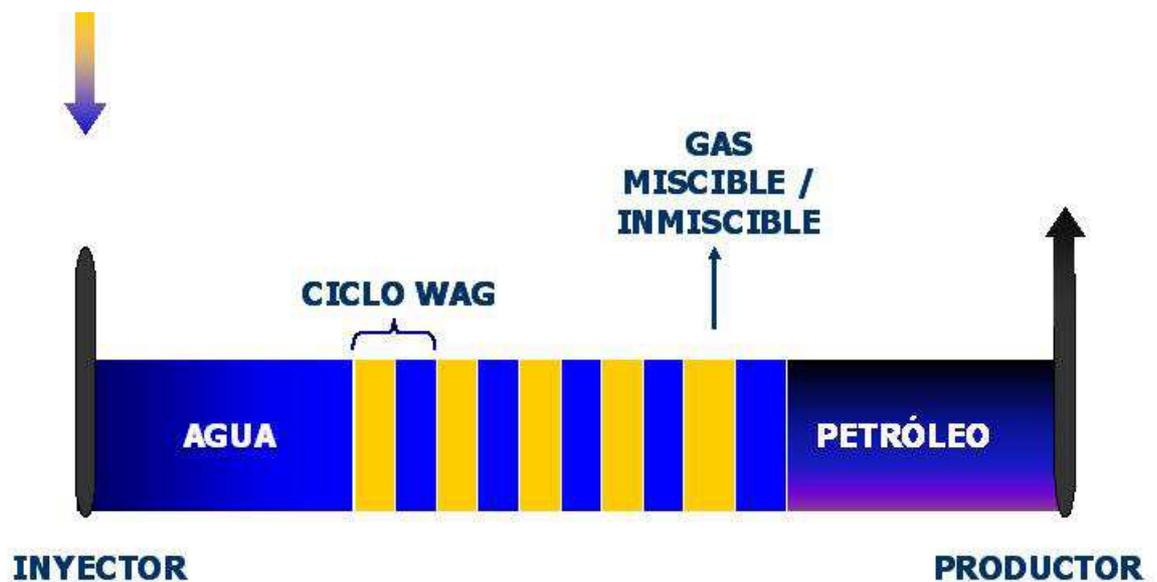
Estudios recientes realizados, para evaluar esta tecnología, han mostrado que los esquemas WAG desarrollados y aplicados en diferentes tipos de yacimientos han sido exitosos. Estos estudios también, han revelado un incremento de este tipo de proyectos en diversos campos noruegos, tales como Gullfaks,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

¹ CHRISTENSEN, J., STENBY, E. y SKAUGE, A. “Review of WAG Field Experience”. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. SPE 71203. Abril 2001.

² SANCHEZ, N. “Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects”. SPE 53714. Abril 1999.

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

Figura 1. Esquema del proceso WAG.



Fuente: SANCHEZ, N. "Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects". SPE 53714. Abril 1999.

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

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

El uso del agua está justificado por el hecho que ésta ayuda a controlar la movilidad y estabilizar el frente de desplazamiento, reduciendo los efectos de digitación viscosa que presenta el gas³.

1.1. MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO

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

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

Dos fluidos son inmiscibles, si al ser vertidos en un recipiente, forman dos fases separadas.

Si dos fases inmiscibles, fluyen a través de un medio poroso, el comportamiento del flujo está en función de las permeabilidades relativas, la estructura porosa, la mojabilidad del medio, y la tensión interfacial entre el agua y el aceite.

³ CHRISTENSEN, Op. Cit., p. 98.

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

1.2. EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO

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

- La eficiencia volumétrica de los fluidos inyectados al yacimiento, la cual es el producto de la eficiencia areal por la eficiencia vertical (conocida como eficiencia macroscópica).
- La eficiencia de desplazamiento de los fluidos de inyección en la roca barrida (llamada en algunas ocasiones eficiencia microscópica), y que depende de la saturación residual de petróleo.

La eficiencia volumétrica, $E_V * E_H$, es por lo general, función de la heterogeneidad y anisotropía de la formación y de la razón de movilidades entre el fluido desplazante y el desplazado. Aún después de realizado el barrido, éste es incompleto y permanece una saturación de aceite residual detrás del frente de avance. La eficiencia de desplazamiento, E_D , es la resultante de la interacción entre el medio poroso y los fluidos, y de los fluidos entre sí. Está gobernada por factores como la tensión interfacial, mojabilidad, presión capilar y permeabilidades efectivas. Estos factores, además de las propiedades de las rocas como la porosidad absoluta, la porosidad efectiva y la permeabilidad, influyen en la saturación residual de petróleo⁴.

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

⁴ Ibid., p. 98.

$$F_R = E_V * E_H * E_M \quad \dots (1)$$

Donde:

$E_V * E_H$ = Eficiencia volumétrica o “eficiencia de desplazamiento macroscópica”.

E_V = Eficiencia de barrido vertical (equivale a E_l).

E_H = Eficiencia de barrido horizontal (equivale a E_A ó eficiencia areal).

$E_D = E_M$ = Eficiencia de desplazamiento microscópica (o lo mismo que E_D).

El recobro puede ser optimizado mediante el incremento de alguna de las eficiencias descritas. Aprovechando el hecho de que el agua presenta una mayor eficiencia macroscópica, mientras el gas exhibe una mejor eficiencia microscópica; al combinar estos dos factores, como ocurre en la inyección WAG, se logra un aumento en el factor de recobro.

1.2.1. Eficiencia de desplazamiento vertical (E_V ó E_l).

Es influenciada por la relación entre las fuerzas viscosas y las gravitacionales. La relación viscosidad/gravedad debe en lo posible tener un valor óptimo dado que si llegan a primar las fuerzas gravitacionales, se presentará segregación, luego la porción vertical del yacimiento contactada por ambos fluidos de inyección (gas y agua) se verá disminuida. Sin embargo, para que este fenómeno se presente, deben considerarse las siguientes causas: una gran diferencia de densidades entre el gas y el agua y/o entre el gas y el petróleo, un espesor neto relativamente grande o un considerable espaciamiento entre pozo inyector y productor. De otro lado, si el predominio es de las fuerzas viscosas (μ bastante elevada), se puede presentar digitación del gas causando disminución no solo en la eficiencia vertical sino también en la eficiencia areal.

Las principales características del yacimiento que afectan el barrido vertical son la variación de la porosidad efectiva y la permeabilidad (principalmente si existe una permeabilidad vertical (K_v)), y el ángulo de buzamiento. Normalmente, cuando la Φ_{ef} y la K se incrementan de tope a base de la formación, se ve favorecida la inyección WAG, ya que así se incrementa la estabilidad del frente de desplazamiento⁵. Si la formación tiene cierto ángulo de buzamiento, y el banco de petróleo se encuentra buzamiento arriba, se favorecerá la inyección, dado a que por efectos gravitacionales, el gas viajará “hacia arriba”, empujando el petróleo mas efectivamente.

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

1.2.2. Eficiencia de desplazamiento horizontal o areal (E_H ó E_A).

Esta eficiencia se verá fuertemente influenciada por la estabilidad del frente de desplazamiento gas / petróleo, y está definida mediante la movilidad de los fluidos. La relación de movilidad (M) se describe de la siguiente manera:

$$M = \frac{\frac{K_{rg}}{\mu_g}}{\frac{K_{ro}}{\mu_o}} \quad \dots (2)$$

⁵ *Ibíd.*, p. 98.

Si se obtiene una relación de movilidades desfavorable ($M > 1$), el gas se digitará (o tomará canales de flujo preferenciales), causando su irrupción temprana y una disminución en la eficiencia de barrido⁶. Entre los campos que presentaron este problema se pueden citar el *Adena*, el *Granny's Creek* y el *Lick Creek*, todos en los EE.UU. Otra de las causas de la temprana irrupción del gas es la heterogeneidad del yacimiento cuando las capas presentan una marcada diferencia en sus permeabilidades, como es el caso de los campos *Rangely Weber* y *Garber* en los Estados Unidos; el *Joffre Viking* y el *Kaybob North* en Canadá; y el *Brage* y el *Gullfaks* en el Mar del Norte..

1.2.3. Eficiencia de desplazamiento microscópica (E_M).

Cuando se efectúa un desplazamiento miscible, la saturación residual de petróleo tenderá a cero en las zonas contactadas. Sin embargo, aún con desplazamientos de carácter inmiscibles, la saturación remanente de petróleo después de la inyección de gas es normalmente más baja que después de una inyección de agua, lo que confirma que el gas tiene una mejor eficiencia microscópica que el agua, ya que si se tiene en cuenta que:

$$E_M = E_d = \frac{S_{oi}^* - S_{or}}{S_{oi}^*} \quad \dots (3)$$

Donde:

S_{oi}^* = saturación de petróleo al momento de iniciar una operación de recobro. S_{or} = saturación residual de petróleo.

Es fácil notar que entre menor sea el S_{or} , mayor será la eficiencia microscópica, que es el efecto producido por el gas.

⁶ *Ibíd.*, p. 98.

1.3. FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCION WAG

Entre los principales factores que afectan el proceso de inyección WAG se tienen los siguientes:^{7 8}:

- La heterogeneidad del yacimiento (estratificación y anisotropía).
- La mojabilidad del medio poroso.
- Propiedades de los fluidos (inyectados y de formación).
- Condiciones de miscibilidad.
- Técnica de inyección.
- Parámetros WAG (frecuencia de los ciclos, tamaño de los baches, relación agua / gas, tasa de inyección).

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

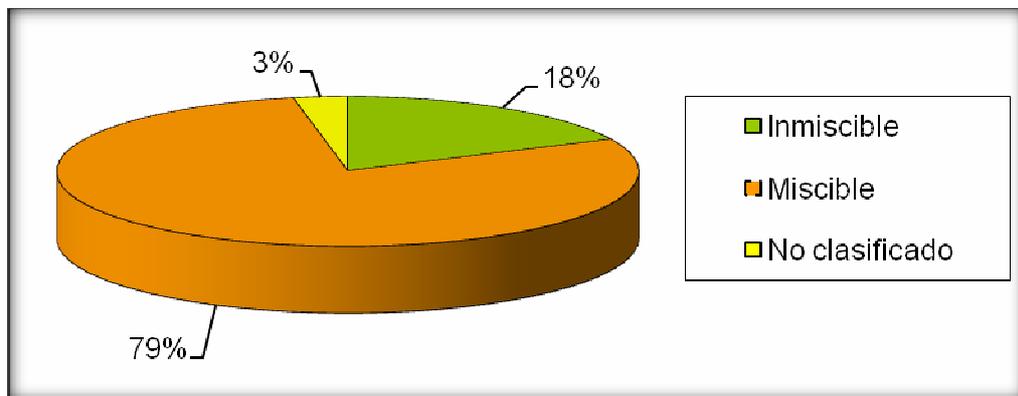
1.4. CLASIFICACION DE PROCESOS WAG

Los procesos WAG pueden agruparse de varias maneras. La más común es distinguir entre desplazamientos miscibles e inmiscibles como una primera clasificación. En la revisión realizada por Christensen et al, en el año 2001, se ilustra la figura 2.

⁷ SURGUCHEV, L. y KRAKSTAD, O. S. "Screening of WAG Injection Strategies for Heterogeneous Reservoirs". SPE 25075. Noviembre 1992.

⁸ SANCHEZ N, Op. Cit., p. 2.

Figura 2. Aplicación del proceso WAG en campo según el mecanismo de desplazamiento.



Fuente: Autor.

1.4.1. Inyección WAG miscible (MWAG).

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

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

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

En gran parte de los WAG miscibles, por no decir que en todos, los yacimientos son represurizados para alcanzar la Presión Mínima de Miscibilidad (MMP) de los fluidos de formación. Pero debido a los problemas existentes para mantener una presión suficientemente alta, lo cual repercute en pérdidas de miscibilidad,

el desplazamiento en muchos casos oscila entre miscible e inmisible durante el lapso que dure la inyección WAG⁹.

A condiciones de yacimiento el gas entra en contacto con el petróleo y se solubiliza disminuyendo la viscosidad, logrando así, que la relación de movilidad sea favorable para el desplazamiento de los fluidos. Los baches alternados de agua evitan que se produzca una rápida irrupción del gas en el pozo productor, esto se logra al tener una apropiada relación de inyección gas – agua.

1.4.2. Inyección WAG inmisible (IWAG).

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

Algunas veces el primer bache de gas se disuelve en algún grado en el petróleo. Esto causa que se presente un intercambio de masa entre el gas y el petróleo, lo que repercute en un favorable cambio en la relación viscosidad / densidad en el frente de desplazamiento, haciendo que el desplazamiento se vuelva entonces casi miscible¹⁰.

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

⁹ CHRISTENSEN, Op. Cit., p. 97.

¹⁰ *Ibíd.*, p. 98.

1.4.3. Inyección WAG híbrida.

Cuando es inyectado un bache grande de gas, seguido de pequeños baches alternados de agua y gas, el proceso es conocido como inyección WAG híbrida¹¹, aunque en términos prácticos este proceso debería clasificarse como miscible o inmisible según sea el caso. Bajo este criterio de clasificación cae el campo San Andres (Texas, EE.UU.) donde se usó CO₂ de manera miscible.

1.4.4. Otros.

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

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

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

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

¹¹ *Ibíd.*, p. 97.

1.5. PROBLEMAS OPERACIONALES

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

1.5.1. Irrupción temprana del gas en los pozos de producción.

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

Este tipo de problema es difícil de resolver, y en algunos casos los pozos deben ser cerrados antes de lo previsto. En operaciones *offshore* este inconveniente es muy crítico debido al número limitado de pozos. Debido a que el gas de alguna manera se está “escapando”, los proyectos WAG miscibles se ven seriamente afectados ya que se pierde miscibilidad lo cual resulta en un bajo recobro; este fue el caso del campo *University Block 9*¹². Otros campos en los que se presentó este inconveniente fueron el *North Pembina* y el *Caroline* en Canadá, el *Juralevsko* en Rusia y el *Lick Creek* en los Estados Unidos. Se puede concluir que este problema se presenta en yacimientos altamente heterogéneos, con fuertes gradientes de permeabilidad horizontal, lo que hace

¹² CHRISTENSEN, Op. Cit., p. 97.

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

1.5.2. Reducción en la Inyectividad.

La reducción en la inyectividad significa que menos gas o menos agua están siendo tomados por el yacimiento. Este hecho conllevará a una más rápida caída en la presión del yacimiento lo cual afectará la eficiencia en el desplazamiento y, consecuentemente, el comportamiento de la producción. La causa de la reducción en la inyectividad puede deberse a un cambio en las permeabilidades relativas consecuencia del flujo en tres fases. Otra de las causas puede ser la precipitación de asfaltenos y/o hidratos cerca de la cara de los pozos inyectoros¹³.

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

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

1.5.3. Corrosión.

La corrosión es un problema común en los proyectos de inyección WAG. Se debe principalmente al hecho de que este es un método de recobro mejorado

¹³ *Ibíd.*, p. 101.

y, por lo tanto, los equipos y facilidades deben llevar un tiempo de uso relativamente alto¹⁴.

Los problemas asociados a la corrosión se han resuelto mediante el uso de aceros de alta calidad, recubriendo las tuberías con materiales anticorrosivos y aplicando tratamientos a los equipos. Se han empleado diferentes clases de acero inoxidable, como en el campo *Quarantine Bay*, en los EE.UU., donde presentó corrosión la tubería en algunos pozos inyectores y productores; también se ha aplicado acero férrico, como se hizo en los campos *Wertz Tensleep* y *Purdy Springer*, los dos en Estados Unidos, en los cuales se corroyeron las bombas de subsuelo. En el campo *Lick Creek* también se presentaron severos problemas de corrosión en los pozos productores luego de la irrupción del gas de inyección, que fue el CO₂. Y es que la corrosión es el principal problema relacionado cuando se inyecta este gas, dadas sus características como agente altamente corrosivo.

1.5.4. Formación de escamas.

La formación de escamas es también un problema asociado principalmente a los proyectos en los que el gas inyectado es el dióxido de carbono. Las escamas a medida que se van expandiendo pueden presionar fuertemente la tubería y ocasionar la falla de las mismas, como se reportó en el campo *East Vacuum* en los EE.UU. Cuando se inyecta CO₂, el casing es recubierto, generalmente, con una capa protectora anticorrosiva. Esta capa puede verse afectada con la presencia de las escamas, facilitándose la aparición de la corrosión.

En algunos casos, estos problemas han sido tan severos, que se ha requerido parar la producción mientras se repara el daño mediante el empleo de algún tratamiento químico¹⁵.

¹⁴ *Ibíd.*, p. 100.

¹⁵ *Ibíd.*, p. 101.

1.5.5. Formación de hidratos y asfáltenos.

Los asfaltenos y los hidratos pueden ocasionar problemas en el comportamiento de la producción, haciendo que esta disminuya. Aunque los problemas relacionados con las precipitaciones de estos dos agentes son básicamente los mismos, los factores que influyen la formación son mejor conocidos para hidratos que para los asfaltenos. De esta manera, la formación de hidratos es controlada normalmente con tratamientos químicos empleando metanol¹⁶.

Asfaltenos: Varios campos han experimentado problemas debido a su presencia (*East Vacuum, Wertz Tensleep, Mitsue*, entre otros). En muchos casos, los problemas de asfaltenos se han resuelto mediante la inyección de un solvente químico en intervalos apropiados. En unos pocos casos los pozos han sido cerrados, pero en la mayoría de ocasiones de los casos de campos reportados, la producción no se ha visto drásticamente influenciada. En el campo *Rangely Weber*, EE.UU., los asfaltenos fueron un problema después de la irrupción del CO₂ y desaparecieron luego de algún tiempo. En el campo *Snorre*, en el Mar del Norte, se descubrieron asfaltenos en el pozo P-18, sin consecuencias negativas sobre la producción. Como ya se reseñó, la presencia de asfaltenos en algunas ocasiones, puede parar la producción y de este modo afectar la economía de un proyecto.¹⁶

Hidratos: Se pueden presentar debido a bajas temperaturas en pozos inyectoros principalmente. La mayor parte de los problemas relacionados con hidratos se han reportado en campos en los cuales la temperatura ambiente es muy baja (Por ejemplo: campos del Mar del Norte como el *Ekofisk*). En estos casos es común observar un congelamiento en las tuberías y en las cabezas de pozo durante las noches y durante períodos de tiempo muy fríos.¹⁶

¹⁶ *Ibíd.*, p. 101.

1.5.6. Diferentes temperaturas de las fases inyectadas.

Es normal que las temperaturas de las fases agua y gas sean diferentes durante la inyección. Esta diferencia de temperaturas tiene como efecto esfuerzos de tensión y compresión en la tubería de inyección que podrían llevarla al colapso¹⁷. Este fue el caso de los campos *Rangely Weber* en los Estados Unidos y *Brage* en el Mar del Norte. En el caso del campo *Brage*, se hicieron algunos ajustes adicionales para permitir una ligera expansión del *tubing* y eliminar así este problema en otros pozos inyectoros. El campo *Quarantine Bay* es otro ejemplo en el que se diseñaron ajustes similares a los del campo *Brage* para prevenir los problemas ocasionados por la diferencia de temperatura de las fases inyectadas.

1.6. HISTÉRESIS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Histéresis se refiere a la irreversibilidad, o a la dependencia del camino. En flujo multifásico se manifiesta, a través de la dependencia de permeabilidad relativa y la presión capilar de la fase mojante o no mojante sobre la cantidad de fluido atrapado y las saturaciones, que son únicas para un proceso de drenaje o de imbibición. Para predecir la histéresis característica del aceite o permeabilidad relativa del gas, se necesita caracterizar con precisión el atrapado que ocurre durante el proceso de imbibición. En esta sección se discutirá parte del desarrollo histórico de esta área de investigación, por ejemplo de cómo los parámetros como la mojabilidad y la estructura porosa influyen en el atrapamiento y cómo el modelamiento tecnológico de PORE-NETWORK ayuda a mejorar el conocimiento y el problema físico.

¹⁷ *Ibíd.*, p. 101.

1.6.1. Revisión sobre entrapamiento.

Los trabajos de investigación del entrapamiento de la fase no mojante más notables comenzaron con las experiencias de laboratorio de GEFSENS ET AL¹⁸ y OSOBA ET AL¹⁹ quienes fueron los primeros en observar la dependencia de la permeabilidad relativa sobre la historia de la saturación.

Debido a la dificultad para ejecutar los experimentos de permeabilidad, los datos fueron muy difíciles de obtener, pero estos se hicieron necesarios para tener modelos del entrapamiento de la fase no mojante. Uno de los primeros modelos analíticos de entrapamiento, es el modelo de Doble Poro propuesto por MOORE y SLOBOD²⁰. Este modelo asume el desarrollo de flujo Poiseuille y la presencia de una interface capilar que no afecta el flujo.

Estudios posteriores²¹ muestran que este modelo sobreestima severamente la cantidad entrapada de fluido. Esto es válido solamente para velocidades intersticiales²² y para condiciones típicas de yacimiento, las fuerzas capilares no pueden ser ignoradas a estas velocidades tan bajas.

Los datos experimentales se volvieron indispensables y los modelos empíricos^{23,24} eran desarrollados para predecir el aceite o el gas atrapado. Extensos trabajos teóricos y experimentos, fueron realizados para mirar el mecanismo de control de ese entrapamiento de la fase mojante y de la fase no mojante. Una investigación experimental para el aceite en un medio mojado

¹⁸ T. M. Geffens, W. W. Owens, D. R. Parrish. "Experimental investigation of factors affecting laboratory relative permeability measurements". *Petrol. Trans AIME*, 192:99-110, 1951.

¹⁹ J. S. Osoba, J. G. Richardson. "Laboratory measurements of relative permeability". *Petrol. Trans. AIME*, 192:47-56, 1951.

²⁰ T. F. Moore and R. L. Slobod. "The effect of viscosity and capillarity on the displacement of oil by water". *Producers Monthly*, 20:20-30, August 1956.

²¹ L. W. Lake, G. A. Pope, G. F. Carey. "Isothermal, multiphase, multicomponent fluid-flow in permeable media". *In Situ*, 8:1-40, 1984.

²² *Ibid.*, p. 8:1-40.

²³ C. S. Land. "Calculation of imbibition relative permeability for two- and three-phase flow from rock properties". *Soc. Pet. Eng. J.*, 243:149-156, 1968.

²⁴ F. M. Carlson. "Simulation of relative permeability hysteresis to the nonwetting phase. SPE 10157. October 5-7, 1981.

por agua es propuesto por CHATZIS MORROW²⁵ y validado por el modelo teórico “SNAP-OFF” propuesto por MELROSE y BRANDNER²⁶. Su experimento fue realizado tomando al azar paquetes de esferas iguales, paquetes heterogéneos de esferas con heterogeneidades microscópicas y macroscópicas, redes capilares en dos dimensiones que tienen varias geometrías de poro, y en la arena BERE A²⁷. Ellos descubrieron que esa saturación de atrapamiento era justamente independiente del tamaño de poro y su forma, pero altamente dependiente de *la relación poro/garganta* (tamaño de poro a tamaño de la garganta). Con altas relaciones tiende a atrapar más la fase no mojante. Está claro que el SNAP-OFF era el mecanismo de atrapamiento dominante de aceite y gas durante la inyección de agua en el medio mojado por agua. Basados en experimentos de laboratorios, aclararon también que la mojabilidad influye sobre la saturación residual de aceite, pero los datos no les permitieron identificar una tendencia definida.

1.6.2. Efecto de la mojabilidad.

La mojabilidad de la roca es directamente afectada por la distribución de los fluidos en la roca. En una roca mojada por agua, el atrapamiento de aceite es prácticamente una capilaridad dual SNAP-OFF. En una roca mojada por aceite, la mayoría de los flujos de aceite son como láminas delgadas dentro de hendiduras, en áreas de baja permeabilidad, y a una alta tasa. Desde que las películas permanezcan conectadas, la saturación de aceite atrapado en este caso es normalmente mucho más baja que para el caso del medio mojado por agua. Antiguos experimentos en sistemas uniformemente mojados lo han mostrado.

²⁵ J. Chatzis and N. R. Morrow. “Magnitude and detailed structure of residual oil saturation”. *Soc. Pet. Eng. J.*, 23:311-330, 1983.

²⁶ J. C. Melrose and C. F. Brandner. “Role of capillary forces in determining microscopic displacement efficiency for oil recovery by water flooding”. *J. Canadian Petrol. Tech.* 13:54-62, October 1974.

²⁷ J. Chatzis, Op. Cit., p. 311-330.

Sin embargo la eficiencia de la inyección de agua decrece con el incremento de las características de la roca mojada por aceite^{28,29} Esos experimentos fueron analizados en corazones, cuyas mojabilidades fueron alteradas artificialmente. Esos resultados son engañosos por dos razones: Primero, los yacimientos no tienen una mojabilidad uniforme^{30,31} y los experimentos de flujo en corazones no eran analizados por largos periodos de tiempo, y tampoco eran inyectados volúmenes porosos muy grandes para drenar el crudo remanente en las películas para conseguir la saturación residual de aceite final. Después en experimentos de flujo en corazones, en los cuales se inyectaron volúmenes porosos grandes, la verdadera saturación de atrapamiento residual era realmente más baja para las rocas mojadas por aceite o mixtas^{32,33}

Es también interesante que la saturación residual final de aceite durante la inyección de agua no dependiera fuertemente de la relación de viscosidad^{34,35}. L. W. LAKE trató relacionar la cantidad de atrapado con el SNAP-OFF en la roca original, a la viscosidad y al número capilar (N_{VC}), y la mojabilidad. Mostró que en los regímenes de flujo la capilaridad es estrictamente dominante, el atrapamiento residual de aceite durante la imbibición en una roca mojada por agua sería marginalmente grande en una roca mojada por aceite. Sin embargo, como las velocidades intersticiales del agua incrementan y el flujo comienza con una viscosidad dominante, entonces la saturación residual de la fase no mojante de aceite decrece significativamente. Desde que este problema de la mojabilidad es discutido, los modelamientos PORE-NETWORK

²⁸ W. W. Owens and D. L. Archer. "The effect of rock wettability on oil-water relative permeability relationships". *J. Pet. Technol.*, pages 873-878, 1971.

²⁹ J. R. Kyte, V. O. Naumann, and C. "Effects of reservoir environment on water-oil displacements". *J. Pet. Technol.*, pages 579-582, June 1961.

³⁰ A. Al-Futaisi and T. W. Patzek. "Impact of wettability on two-phase flow characteristics of sedimentary rock: A quasi-static description". *Water Resour. Res.*, 39(2):Art. No. 1042, 2003.

³¹ P. E. Åren and S. Bakke. "Reconstruction of Berea sandstone and pore-scale modelling of wettability effects". *J. Pet. Sci. Eng.*, 39:177-199, 2003.

³² E. Amott. "Observations relating to the wettability of porous rock". *Trans.*, pages 156-162, 1959.

³³ P. P. Jadjunandan and N. R. Morrow. "Effect of wettability on waterflood recovery for crude-oil/brine/rock Systems". *SPE Reserv. Eng.*, 10:40-46, 1995.

³⁴ R. L. Slobod. "Attainment of connate water in long cores by dynamic displacement". *Trans*, 189:359-363, 1950. *Petrol. Trans. AIME*.

³⁵ J. J. Rathmell, P. H. Braun. "Reservoir waterflood residual oil saturation from laboratory tests". *J. Pet. Technol.*, pages 175-185, February 1973.

se volvieron una herramienta poderosa para mejorar nuestro conocimiento sobre los efectos de la movilidad.

1.6.3. Modelos de entrapamiento.

1.6.3.1. Modelo de entrapamiento LAND.

El primer modelo de entrapamiento fue propuesto por LAND³⁶, y este es el modelo de entrapamiento empírico más usado publicado por CARLSON S. LAND en 1968. Su modelo fue desarrollado para una saturación atrapada de gas como una función de la saturación inicial basado en lo publicado en los datos experimentales para corazones de areniscas mojadas por agua^{37,38} el también desarrolló un modelo analítico.

La mayoría de los modelos de permeabilidades relativas incorporan la histéresis^{39,40} y son basados en el modelo de prospección de entrapamiento de LAND. En este modelo, la saturación de entrapamiento de la fase no mojante es calculada como:

$$S_{gt}(S_{gi}) = \frac{S_{gi}}{(1 + CS_{gi})} \quad \dots (4)$$

Donde:

S_{gi} : Es la saturación inicial de gas, o la saturación al flujo inverso.

C: Es el parámetro de LAND. El coeficiente de LAND es computado para limitar las curvas de drenaje e imbibición con la siguiente ecuación:

³⁶ C. S. Land, Op. Cit., p. 243.

³⁷ C. R. Holmgren and R. A. Morse. "Effect of free gas saturation on oil recovery by water flooding". *Petrol. Trans. AIME*, 192:135-140, 1951.

³⁸ J. R. Kyte, R. J. Stancliff Jr. "Mechanism of waterflooding in the presence of free gas". *Petrol. Trans. AIME*, 207:215-221, 1956.

³⁹ J. E. Killough. "Reservoir simulation with history-dependant saturation functions". *Petrol. Trans. AIME*, 261:37-48, February 1976.

⁴⁰ R. J. Lenhard and J. C. Parker. "A model for hysteretic constitutive relations governing multiphase flow, 2. Permeability-saturation relations". *Water Resour. Res.*, 23(12):2197-2206, 1987.

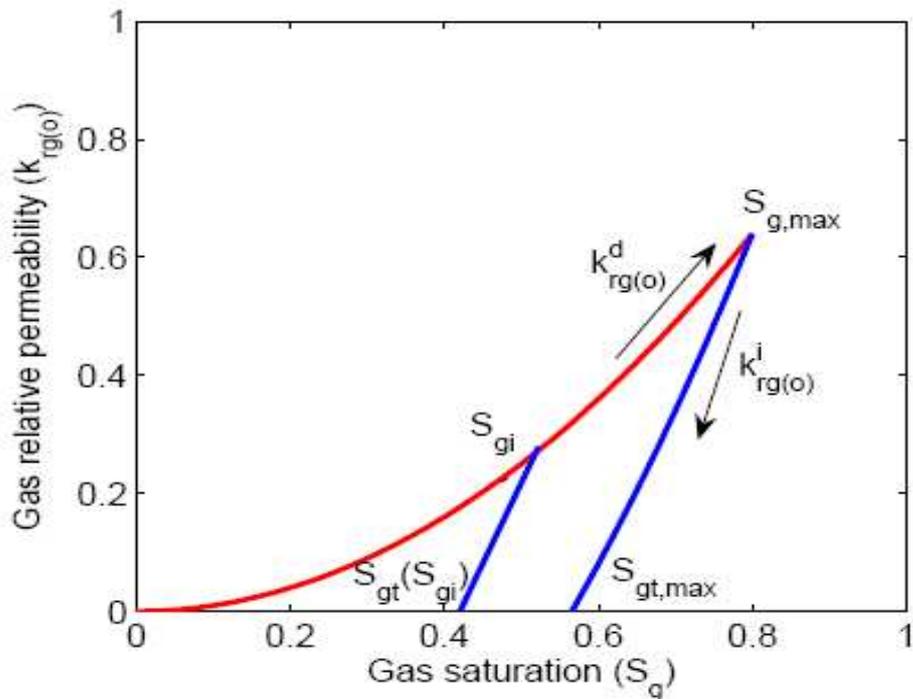
$$C = \frac{1}{S_{gt,max}} - \frac{1}{S_{g,max}} \quad \dots (5)$$

Donde:

$S_{g,max}$: Es la máxima saturación de gas, y

$S_{gt,max}$: Es la máxima saturación de gas atrapado, asociados con los límites de la curva de imbibición. Todas estas cantidades son ilustradas en la siguiente figura.

Figura 3. Parámetros requeridos para la evaluación del modelo de histéresis del entrapamiento y de la permeabilidad relativa.



El valor del parámetro de entrapamiento es dependiente del tipo de roca y de fluido.

1.6.3.2. Modelo de entrapamiento CARLSON.

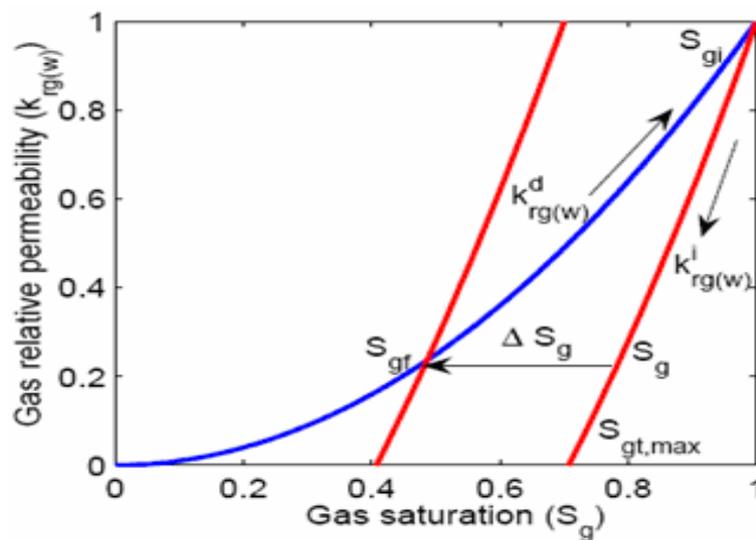
El modelo simplificado de histéresis y entrapamiento desarrollado por CARLSON⁴¹, requiere los límites de las curvas de drenaje e imbibición. La saturación de gas atrapado es determinada al cambiar los límites de la curva de imbibición al interceptar en el intermedio de la saturación de gas inicial del flujo en reversa. La idea detrás de la interpretación de CARLSON era usar el modelo de la imbibición al analizar las curvas de permeabilidad relativa que están paralelas entre sí. Esta extrapolación geométrica produce la siguiente gráfica. La saturación de entrapado de la fase mojanante es calculada así:

$$S_{gt} = S_{gr} - \Delta S_g \quad \dots (6)$$

Donde:

ΔS_g : Es el cambio de la imbibición extrapolada, respectiva a la curva de imbibición escaneada. (Ver figura 4).

Figura 4. Extrapolación geométrica de la permeabilidad relativa y de la saturación de entrapamiento durante un proceso de imbibición, como lo propuso CARLSON.⁴²



⁴¹ F. M. Carlson, Op. Cit., p. 3.

⁴² Ibid., p. 5.

Este modelo es adecuado si las extrapolaciones intermedias de la curvas son casi paralelas y hay una pequeña curvatura en la curva de imbibición. El modelo es problemático cuando el sistema es mojado por aceite. La curvatura larga del límite de la imbibición en la curva de permeabilidad relativa, cerca de las bajas saturaciones no permite una buena predicción de las curvas de permeabilidad relativa intermedia ya que cualquier movimiento haría un “end-point” de saturación de gas atrapado negativa o un valor no físico.

1.6.3.3. Modelo de entrapamiento de JERAULD.

El modelo de entrapamiento de JERAULD⁴³ es una extensión del modelo de entrapamiento de LAND eso es considerado para el “plateau” (“altiplano”) observado en las curvas de saturación inicial y residual (IR) para una roca de mojabilidad mixta.

La saturación de la fase no mojante está dada por:

$$S_{gt} = \frac{S_{gt}}{1 + C(S_{gt})^{1 + \frac{bS_{gr}}{1 - S_{gr}}}} \quad \dots (7)$$

JERAULD introdujo un segundo parámetro de conexión b como adición al parámetro LAND. Si este parámetro es cero, el modelo de JERAULD se reduce al modelo de entrapamiento de LAND.

1.6.4. Modelo empíricos de histéresis.

Un número del modelo empírico de histéresis se ha desarrollado para caracterizar las permeabilidades relativas y la saturación de entrapamiento de la fase no mojante después de un flujo en reversa. Datos experimentales sugieren fuertemente que la fase no mojante experimenta una histéresis mucho más pronunciada de la fase mojante. Por consiguiente para un sistema mojado

⁴³ G. R. Jerauld. “General three-phase relative permeability model for Prudhoe Bay”. *SPE Reserv. Eng.*, 12(4):255-263, November 1997

por agua, la fase gaseosa muestra un gran efecto de histéresis y el aceite expone una fuerte histéresis en un sistema agua aceite.

Los modelos de histéresis de permeabilidades relativas típicamente usados en simuladores de yacimiento, son los de CARLSON⁴⁴, KILLOUGH⁴⁵, y LARSEN AND SKAUGE⁴⁶. Otros modelos encontrados en la literatura son aquellos como los de BLUNT⁴⁷, JERAULD⁴⁸, LENDHARD⁴⁹, y EGERMANN⁵⁰.

1.6.4.1. Modelo de histéresis de KILLOUGH.

KILLOUGH usa el modelo de atrapamiento de LAND para derivar un modelo de histéresis de permeabilidades relativas; un esquema de interpolación para definir las curvas de extrapolación intermedia, las curvas de imbibición de permeabilidad relativa intermedias entre las curvas del límite de drenaje $k_{rg(o)}^d$ y de imbibición $k_{rg(o)}^i$ (figura 3). Esto permitió el uso de curvas empíricas y analíticas si los datos experimentales no eran viables.

En el método de KILLOUGH, ha lo largo de una revisión de las curvas de permeabilidad relativa de la fase no mojante, son calculadas así:

$$k_{rg(Sg)}^i = \frac{k_{rg(o)}^i(S_{g,norm}) * k_{rg(o)}^d(S_{gi})}{k_{rg(o)}^d(S_{g,max})} \dots (8)$$

Donde:

S_{gi} : Es la saturación de gas inicial

⁴⁴ F. M. Carlson, Op. Cit., p. 3.

⁴⁵ J. E. Killough, Op. Cit., p. 261.

⁴⁶ J. A. Larsen, Op. Cit., p. 163-173.

⁴⁷ M. J. Blunt. An empirical model for three-phase relative permeability. *Soc. Pet.Eng.J.*, 5(4):435-445, December 2000.

⁴⁸ G. R. Jerauld, Op. Cit., p. 12.

⁴⁹ R. J. Lenhard, Op. Cit., p. 23.

⁵⁰ P. Egermann, Op. Cit., p. 4.

$S_{g,max}$: Es la máxima saturación de gas para el límite de la curva de la imbibición

$S_{g,norm}$: Es la saturación de gas computada y normalizada como:

$$S_{g,norm} = S_g + \frac{(S_g - S_{gt,max})(S_{gt,max} - S_g)}{S_{gi} - S_{gt,max}} \quad \dots (9)$$

En la ecuación 8 el $k_{rg}^l(n)$ y el $k_{rg}^d(n)$ representan los valores de las permeabilidades relativas sobre los límites de las curvas de drenaje e imbibición, respectivamente. Cada una de esas variables son ilustradas en la figura 3.

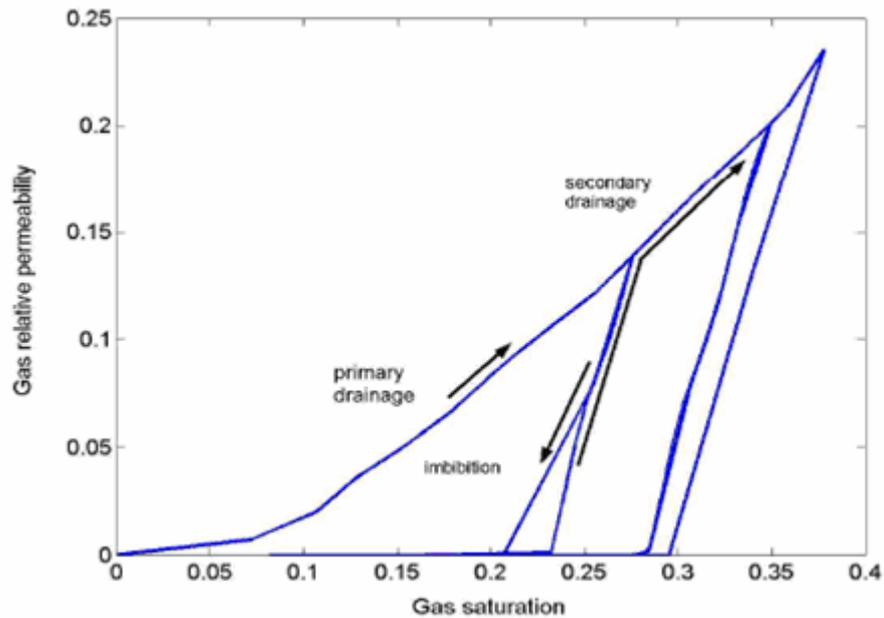
1.6.4.2. Modelo de histéresis de CARLSON.

En el modelo de CARLSON⁵¹, se examinan las curvas horizontalmente hasta la intersección de la saturación con el flujo en reversa como muestra la figura 4.

Comentarios algo en común que ofrecen los modelos de KILLOUGH y CARLSON, es que se asume que la curva de imbibición analizada corresponde a cualquier proceso de drenaje subsecuente. Esta reversibilidad de las curvas de permeabilidad relativa se muestra en la figura 5 con una simulación actual usando el modelo de CARLSON. Este comportamiento no es soportado por datos experimentales.

⁵¹ F. M. Carlson, Op. Cit., p. 7.

Figura 5. Curvas de permeabilidad relativa en un ciclo drenaje - imbibición, calculado por el modelo de histéresis de CARLSON para dos fases.



1.6.4.3. Modelos de histéresis para tres fases.

La asunción de la reversibilidad de las curvas analizadas del drenaje y la imbibición no es sostenida por datos experimentales. La permeabilidad relativa al gas es alta cuando se desplaza solamente aceite que cuando se desplaza una mezcla de agua-aceite después de la inyección de agua. Como resultado se tuvo que, las permeabilidades relativas no siguen la trayectoria del drenaje secundario predicho por el modelo de dos fases. Además, se observa que la permeabilidad del agua es reducida después de la inyección de gas (aunque se ha encontrado que es un segundo efecto en el orden).

Se han desarrollado varios modelos de histéresis de “tres fases” para examinar las curvas de irreversibilidad de la permeabilidad relativa.^{52,53} Las curvas de permeabilidades relativas del gas, examinadas en una imbibición son modeladas por:

⁵² P. Egermann, Op. cit., p 63-73.

⁵³ J. A. Larsen and A. Skauge. “Methodology for numerical simulation with cycle dependent relative permeabilities”. *Soc. Pet. Eng. J.*, pages 163-173, 1998.

$$k_{rg}^i(S_g) = k_{rg(o)}^d(S_{gf}) \quad \dots (10)$$

Donde:

S_{gf} : Es la saturación del gas fluyendo,

$$S_{gf} = \frac{1}{2} \left[(S_g - S_{gi}) + \sqrt{(S_g - S_{gi})^2 + \frac{4}{C} (S_g - S_{gi})} \right] \quad \dots (11)$$

Donde:

S_{gi} : Es la saturación inicial de gas como está ilustrado en la figura 3.

Por consiguiente, los datos de entrada requeridos para la curva de permeabilidades al final del drenaje $k_{rg(o)}^d(S_{gf})$, el coeficiente C de entrapamiento de LAND, las curvas del segundo drenaje y el drenaje que le sigue están dadas por:

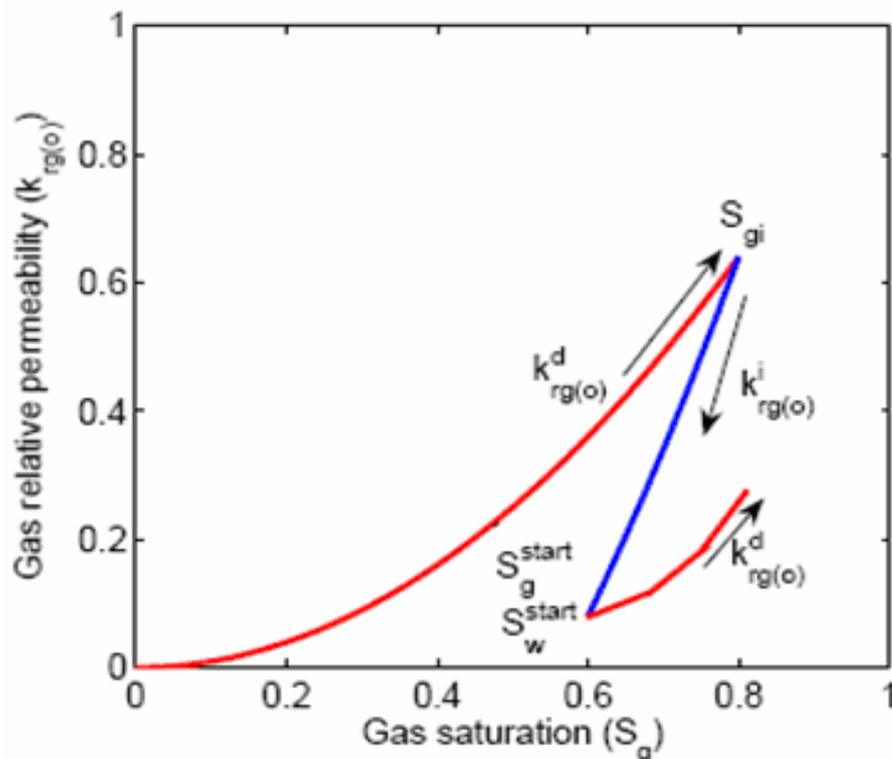
$$k_{rg}^d = [k_{rg(o)}^d - k_{rg(o)}^d(S_{gi})] * \left[\frac{S_{wc}}{S_w^{star}} \right]^\alpha + k_{rg(o)}^i(S_g^{star}) \quad \dots (12)$$

La saturación de gas S_g^{star} y S_w^{star} son saturaciones en el fin de un ciclo de imbibición intermedio. El parámetro α es el exponente de reducción que significa el grado de desviación de la curva de drenaje intermedio para la predicción de la curva de imbibición. Estos parámetros son mostrados en la figura 6. Una evolución representativa de la permeabilidad relativa de un gas después de una secuencia de inyección de agua y gas es mostrada en la figura

7. El modelo aplica para el ciclo irreversible y la diferencia con respecto a la figura 5 es evidente.

BLUNT propuso un nuevo modelo empírico para permeabilidades relativas en tres fases⁵⁴. El modelo de atrapamiento de LAND fue usado para predecir el comportamiento de la histéresis del aceite y el gas. BLUNT reconoció que el modelo LAND no puede dar los resultados exactos para medios de mojabilidad mixta que cita los datos de PRUDHOE BAY publicados por JERAULD⁵⁵. El también describió el fenómeno del drenaje por láminas en medios de mojabilidad mixta, citando la formación de láminas de aceite como resultado de las permeabilidades relativas del aceite, eso muestra una formulación cuadrática característica de las saturaciones bajas de aceite.

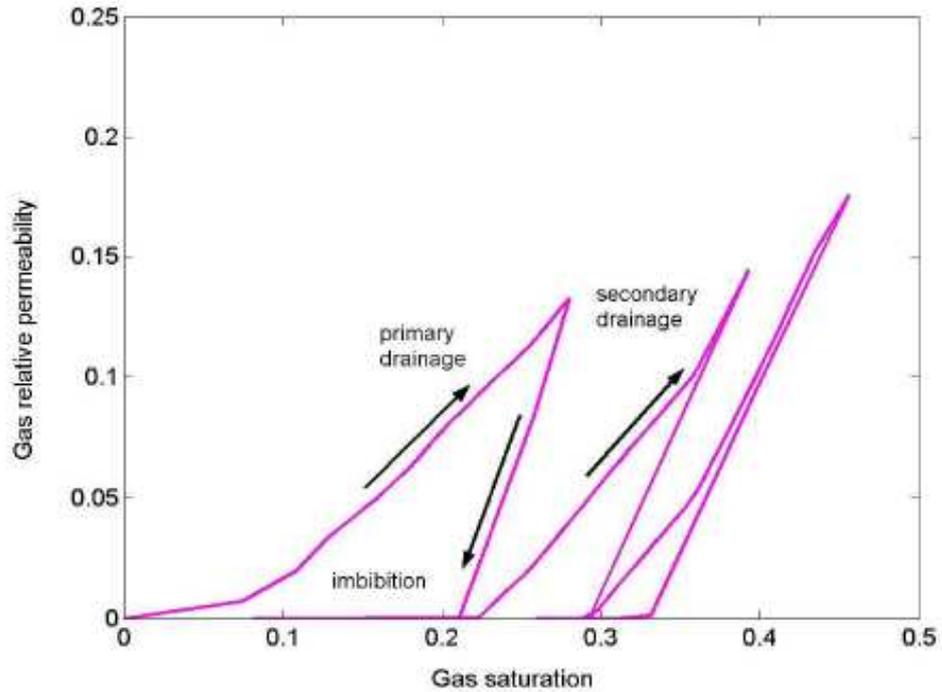
Figura 6. Componentes requeridos para el modelo de histéresis para tres fases.



⁵⁴ M. J. Blunt, Op. cit., p. 435-445.

⁵⁵ G. R. Jerauld, Op. cit., p. 255-263.

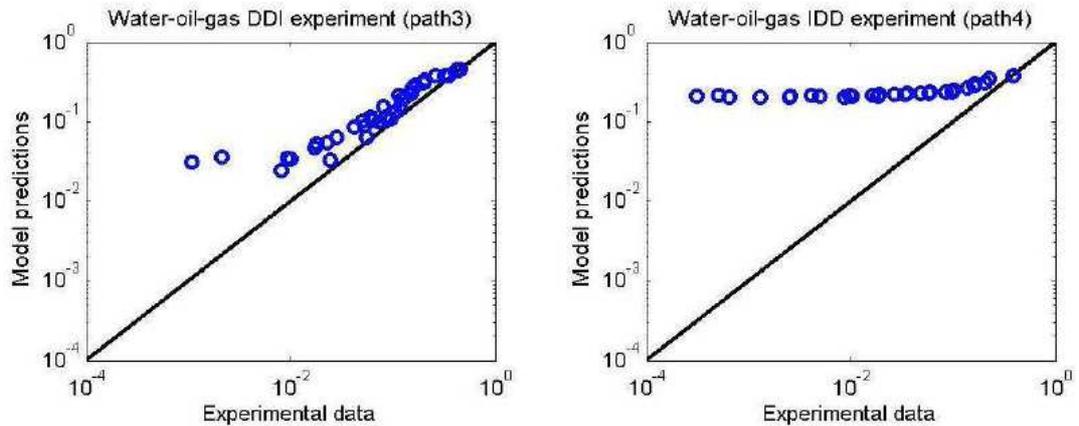
Figura 7. Curvas de permeabilidad relativa del gas mostrando el calculo con el modelo de histéresis para tres fases.



1.6.5. Análisis.

La investigación acerca de la validación de los modelos de histéresis de permeabilidad relativa para la fase gaseosa fue realizada y se obtuvieron buenos resultados. La permeabilidad relativa del gas puede ser sobresaliente como una función “hysteretic” de la saturación de gas y del desplazamiento histórico como se muestra en la figura 8. Fue demostrado que el análisis de los datos experimentales para dos fases de OAK, es indispensable para una reducción en la permeabilidad relativa del gas estar incorporado con modelos de histéresis apropiados. La validación de esos modelos se muestra a continuación.

Figura 8. Comparación de la permeabilidad relativa del gas para diferentes desplazamientos de tres fases con la permeabilidad relativa del gas en dos fases para un experimento de drenaje aceite - gas.



1.6.5.1. Coeficiente de entrapamiento de LAND.

Desde hace tiempo, la mayoría de los modelos de histéresis para la fase no mojante son basados en el modelo de entrapamiento propuesto por LAND⁵⁶, se hicieron trabajos de validación de tal modelo con unos datos disponibles. Un riguroso análisis de esta validación requería una serie de curvas analizadas con diferentes saturaciones de gas S_{gi} en el flujo en reversa. Entonces se compararían la saturaciones de gas predichas S_{gt} obtenidas por la ecuación 4 con el experimento uno. No se tenía acceso a este tipo de datos experimentales, y entonces, se limitó el análisis a computar el coeficiente de entrapamiento de LAND para los límites de las curvas de drenaje e imbibición de los experimentos dos fases de OAK. Los valores del coeficiente de entrapamiento de LAND para diferentes experimentos son graficados (en orden creciente) en la figura 9.

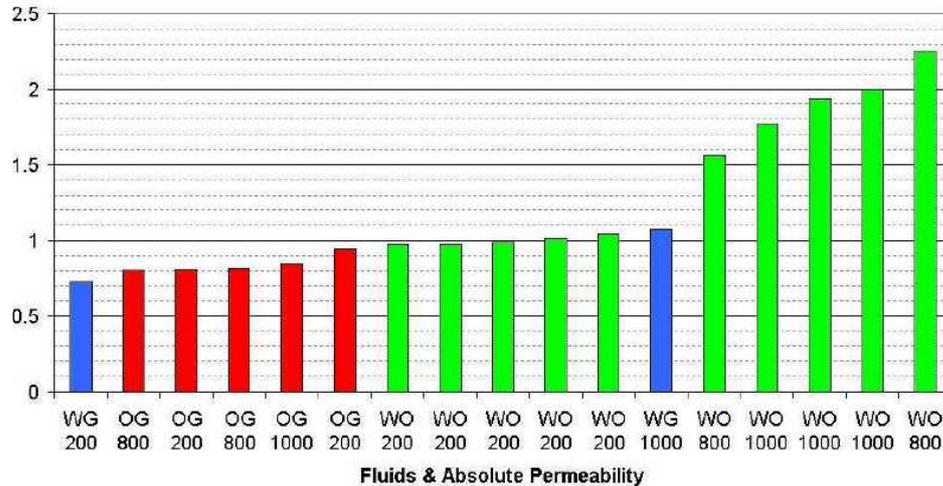
Los experimentos son agrupados por parejas de fluidos (agua-gas, aceite-gas, o agua-aceite), y la muestra de roca (200 md, 800 md o 1000 md). Está claro

⁵⁶ C. S. Land, Op. Cit., p. 149-156.

que el parámetro de LAND está lejos de ser constante. Esto es establecido de acuerdo con la ecuación 4, los valores grandes de C indican menos entrapamiento de la fase no mojante. El valor del parámetro de entrapamiento de LAND depende crucialmente de la pareja de fluidos usados, y la permeabilidad del medio. Para una misma permeabilidad, C decrece - y por lo tanto el incremento del entrapamiento - cuando la tensión interfacial entre los fluidos aumenta. Por ejemplo el parámetro de LAND para un sistema agua-gas es menor que para un sistema agua-aceite. Para el mismo par de fluidos, C disminuye cuando la permeabilidad de la muestra disminuye. Ambos fluidos tienden a ser consistentes con la observación de que el entrapamiento de la fase no mojante incrementa cuando los efectos capilares llegan a ser dominantes. En el caso de los experimentos de OAK, el coeficiente LAND varía entre 0.7 y 2.2. Tal variación ilustra la necesidad de una buena selección del parámetro de entrapamiento de LAND en simulaciones numéricas. Además, un reciente estudio⁵⁷ ha mostrado que para una roca de mojabilidad mixta, el coeficiente de entrapamiento de LAND variará también entre los ciclos de histéresis. Ellos encontraron que el incremento del parámetro de LAND por cada inyección de agua siguiente, indicaba un decremento de la saturación de gas atrapado.

⁵⁷ D. J. Element, J. H. K. Masters, N. C. "Assesment of three-phase relative permeability models using laboratory hysteresis data". SPE 84903. October 20-21 2003.

Figura 9. Coeficiente de entrapamiento de LAND calculado para datos de dos fases, con diferentes pares de fluidos (agua (W), gas (G), aceite (O)) y una permeabilidad de la roca de (200, 800, 1000 md).



1.6.5.2. Modelo de histéresis para dos fases.

La aplicabilidad de los modelos de histéresis de dos fases de permeabilidad relativa para un proceso de imbibición de tres fases, fue probada. El uso de ese modelo implica tener que asumir curvas de reversibilidad de la imbibición durante un proceso siguiente al drenaje (figura 5). Este comportamiento no es soportado por los datos experimentales. En la figura 10 se graficó la permeabilidad relativa del aceite medida en un experimento aceite-agua – donde la fase no mojante es el aceite - el cual muestra claramente que las curvas de imbibición no son reversibles. En la figura 11 se muestra la comparación entre la permeabilidad relativa del gas predicha por el método de histéresis de dos fases de KILLOUGH y los datos experimentales correspondientes a una inyección de agua después de una de gas (camino 4) como es anticipado por la figura 10, el modelo sobreestima significativamente la permeabilidad relativa del gas. La correlación para la permeabilidad relativa del gas para el camino 4 usando el método de CARLSON se muestra en la figura 12. Porque este método usa la curva completa del límite de la imbibición (en lugar del parámetro de entrapamiento de LAND solo), el acuerdo entre el

modelo y los experimentos es bueno. Sin embargo, Las permeabilidades relativas del gas son sobreestimadas consistentes.

Figura 10. Permeabilidad relativa del aceite en un experimento aceite – agua, mostrando la irreversibilidad de la curva de imbibición.

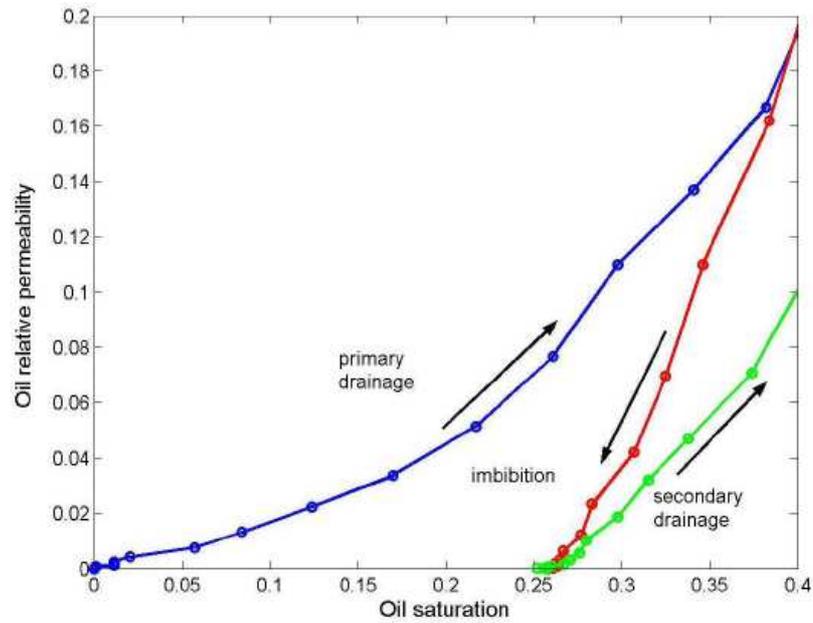


Figura 11. Grafica dispersa del modelo de histéresis de KILLOUGH para dos fases en un proceso de imbibición.

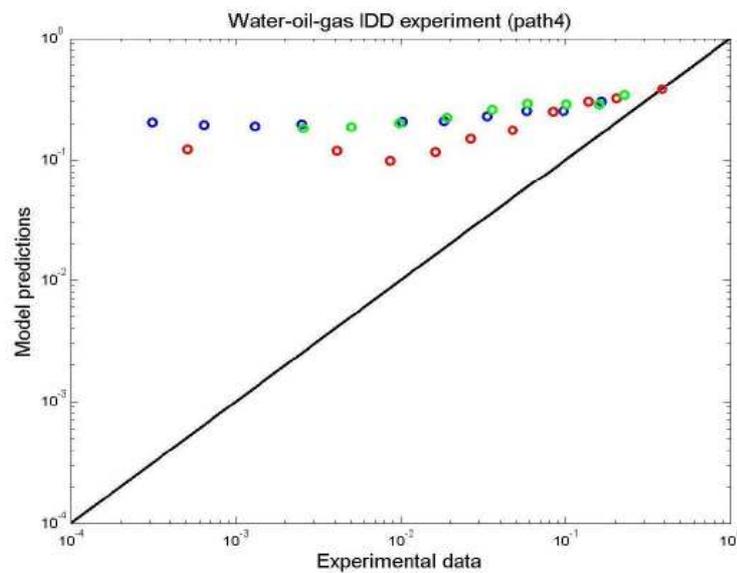
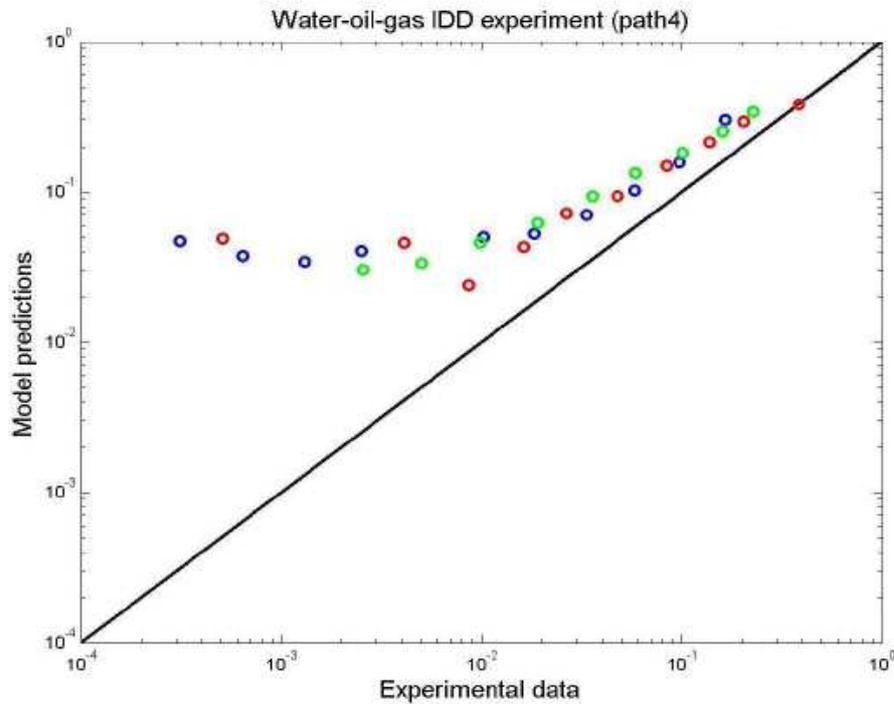


Figura 12. Grafica dispersa del modelo de histéresis de CARLSON para tres fases en un proceso de imbibición (camino 4).

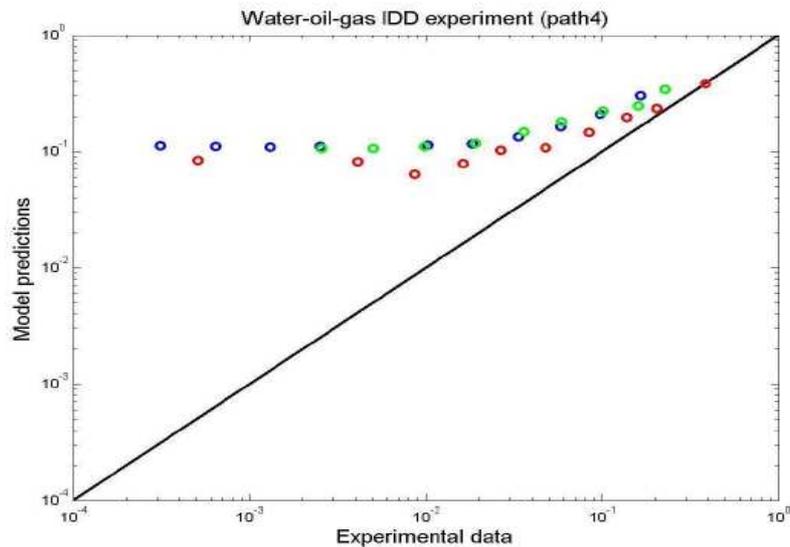


1.6.5.3. Modelo de histéresis para tres fases.

Este modelo de relajación asume la reversibilidad de las curvas, y permite la reducción de la permeabilidad relativa del gas durante la inyección de gas siguiéndola con una de agua. El método usado por LARSEN y SKAUGE⁵⁸ toman el coeficiente de entrapamiento C y el parámetro de la reducción de la permeabilidad α para definir la curvas. La correlación entre las permeabilidades relativas predichas con las experimentadas a lo largo de del camino cuatro es mostrado en la figura 13. Las predicciones mejoran – aunque ligeramente – con respecto al modelo de KILLOUGH sobre el cual el modelo de tres fases es basado. Esto es posible, sin embargo, esto pudiera mejorar con una opción óptima del coeficiente de reducción.

⁵⁸ J. A. Larsen, Op. Cit., p.163.

Figura 13. Grafica dispersa de la permeabilidad relativa predicha por el modelo de histéresis de WAG de tres fases para un proceso de imbibición (camino 4).



En conclusión, los resultados principales de este análisis de los datos experimentales de OAK en los siguientes puntos:

El coeficiente de atrapamiento de LAND es un parámetro crucial en muchos modelos de histéresis en permeabilidades relativas. Los datos experimentales sugieren que este parámetro pueda variar, mientras depende significativamente de la tensión interfacial entre los fluidos y la permeabilidad del medio.

Los modelos de histéresis de permeabilidades relativas actualmente disponibles en los simuladores comerciales de yacimientos^{59,60,61} tienden a sobreestimar la permeabilidad relativa del gas durante la inyección cíclica de agua y gas..

⁵⁹ F. M. Carlson, Op. Cit., p. 5.

⁶⁰ J. E. Killough, Op. Cit., p. 37-48.

⁶¹ J. A. Larsen, Op. Cit., p. 163-173.

2. ANÁLISIS DE LOS PARAMETROS DEL PROCESO WAG DE ACUERDO A LA RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Para el análisis de los parámetros WAG se realizó la tabla 1, en la que se muestra los parámetros WAG empleados en las diferentes aplicaciones de campo. En este capítulo también se muestra los aspectos más importantes de los diferentes estudios de simulaciones y laboratorio que se han realizado para las diferentes aplicaciones que ha tenido el proceso WAG.

Tabla 1. Relación WAG y volumen poroso total, empleados en las diferentes aplicaciones de campo.

Campo	Relación WAG	Slug Size, HCPV % Total	Campo	Relación WAG	Slug Size, HCPV % Total
Levelland	0.25	11	Apine	0.5	30
Colombiano	0.72	6.24	Hassi-Messaoud	0.87	
Judy Creek	1	15	Mitsue	1	15.2
Quarantine Bay	1	18.9	Dollarhide fiel	1	30
Daqing	1	20	Joffre Viking	1	30
Willard	1	20	Garber	1	35
Chihuideo de la Sierra Negra	1	50	Hanford	1	40
Lost Soldier Field	1	61	Kaybob North	1	
Brage	1		Little Knife	1	
Gulfaks	1		Los Jabillos	1	
Lick Creek	1		N. Ward Estes	1	
Slaughter Estate	1 a 1.4	26	Snorre	1	
Fairway	1 a 1.4		Wasson Willard	1	
Prudhoe Bay	2	10	Wertz Tensleep	1	
San Andres Means	2	11	South Swan	1 a 1.25	
Kuparuk R.	2	30	Fenn Big Valley	1.3	15
Rangely Weber	1 a 2	30	Meadow Creek	1.5	
South Wasson	2	40	East Vacuum	2	10
Purdy Springer	3	7.5	Twofreds	2	54.7
Kelly Snyder	1 a 3	20	Caroline	2	
Salt Creek	3	36	Prudhoe Bay	2	
			Jay Little Escambia	4	20

Fuente: Autor.

Los principales parámetros del proceso WAG son el caudal de inyección, la relación agua-gas, el número de ciclos y la cantidad de gas a inyectar o tamaño del bache. Para el desplazamiento WAG la relación agua-gas y el número de ciclos son factores de control del barrido en el yacimiento. El mejoramiento de la movilidad se logra por la variación de los ciclos alternos de inyección de agua y gas. El esquema de inyección es determinado por los parámetros WAG y deben de ser sujetos a un diseño especial para las condiciones particulares del yacimiento⁶².

En la inyección WAG, la relación de inyección agua / gas tiene un rango de 0.5 a 4.0 volumen de agua por volumen de gas a condiciones de yacimiento. El tamaño del bache varía de 0.1 % a 2 % del volumen poroso (PV)⁶³. El tamaño total del bache de gas típicos reportados en proyectos de campo han sido 15% al 30% del volumen poroso de hidrocarburo (HCPV), aunque pequeños y grandes baches han sido reportados⁶⁴.

2.1. RELACIÓN WAG

Cuando hacemos referencia a la relación WAG, nos referimos al volumen de agua sobre el volumen de gas a condiciones de yacimiento. Se puede expresar como, relación WAG 2:1 (2 agua: 1 gas) o relación WAG 2.

2.1.1. Predicción de la óptima relación WAG mediante el método de Stalkup.

En el flujo miscible, la inyección de solvente es a menudo combinada con agua para intentar reducir el contraste de movilidad entre lo inyectado y los fluidos

⁶² SURGUCHEV, L. y KRAKSTAD, O. S. "Optimum Water Alternate Gas Injection Schemes for Stratified Reservoirs". SPE 24646. Octubre 1992.

⁶³ HUANG, , E.T.S. AND HOLM, L.W ".Effect of WAG Injection and Rock Wettability on Oil Recovery During CO₂ Flooding". SPE (Feb. 1988) 119-129.

⁶⁴ GREEN, D.W. AND WILLHITE, P. "Enhanced Oil Recovery SPE Textbook Series". Richardson, Texas (1998).

desplazados, (controlando el grado de digitación). Usando la tradicional teoría de flujo fraccional, Stalkup estimo la óptima relación de agua – solvente (o relación WAG) cuando el efecto de la digitación viscosa es ignorado, imponiendo que el solvente y el agua viajan a igual velocidad⁶⁵.

Stalkup proporciona un método para calcular la óptima relación WAG para el flujo fraccional de agua – solvente mediante la construcción de una grafica. Sin embargo este método asume que la permeabilidad relativa de agua – aceite y agua – solvente son iguales. Sin tener en cuenta la influencia de la presión capilar en la eficiencia del desplazamiento a pequeña escala y el hecho de que la permeabilidad relativa puede cambiar en función del caudal. Estudios numéricos sugieren que la óptima relación WAG puede ser alrededor de 4:1 que es mucho más grande que los valores típicos calculados al usar el método de Stalkup⁶⁶.

Hay una relación óptima de agua y solvente que maximiza el recobro – en sentido de minimizar el número del volumen poroso inyectado – proporcionando un efectivo control de la movilidad. Para el flujo lineal en un medio homogéneo, sin considerar el efecto de la digitación viscosa. La construcción de la grafica de la óptima relación WAG fue dada por Stalkup para los dos flujos, flujo secundario (inyección de agua - solvente en un medio lleno con aceite móvil y agua inmóvil) y el flujo terciario (inyección de agua - solvente en un medio lleno con agua móvil y aceite inmóvil). Las condiciones de diseño impuestas en el método de Stalkup es que la velocidad del frente de agua y del solvente son las mismas⁶⁷.

La diferencia entre la teoría y la práctica es normalmente atribuida a la combinación de las influencias como heterogeneidad en el yacimiento y

⁶⁵ R JUANES, M.J. BLUNT, SPE “Impact of Viscous Fingering on the Prediction of Optimum WAG Ratio”. SPE 99721. Abril del 2006.

⁶⁶ 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. Octubre del 2003.

⁶⁷ R JUANES. Op.cit., p, 3.

gravedad, pero también puede ser debido al uso inapropiado de las curvas de permeabilidad relativa en los cálculos de la relación WAG y la influencia de la presión capilar. Esto se sustenta por el hecho que en la mayoría de los desplazamientos WAG no se recuperó la cantidad de aceite que originalmente se había pronosticado mediante estudios de simulación. A pesar de esto la simulación de yacimientos tiene en cuenta la heterogeneidad del yacimiento y la gravedad⁶⁸.

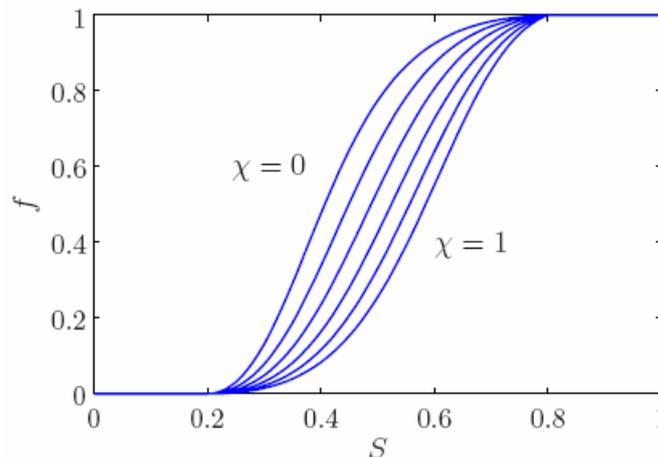
La relación WAG se define como W_R , que equivale a la relación de agua inyectada sobre el solvente inyectado, ambos expresados en volumen de yacimiento:

$$W_R = \frac{f_{inj}}{1 - f_{inj}} \quad \dots (14)$$

Donde:

f_{inj} : es el flujo fraccional de agua a las condiciones de inyección.

Figura 14. Flujo fraccional de agua en función de la saturación de agua para diferentes valores de la fracción másica del solvente. $\chi = 0, 0.2, \dots, 1$.

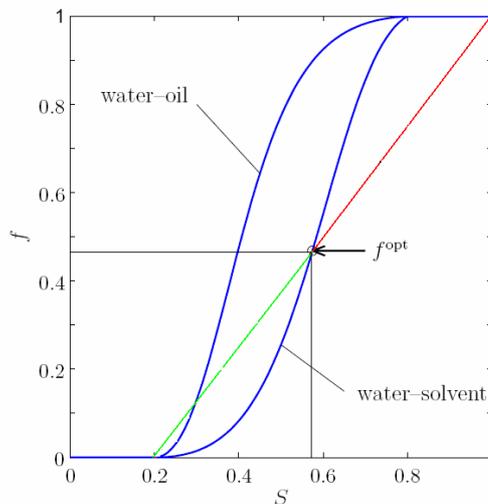


Fuente: R JUANES, M.J. BLUNT, SPE “Impact of Viscous Fingering on the Prediction of Optimum WAG Ratio”. SPE 99721. Abril del 2006.

⁶⁸ AL-SHURAIQI H.S. Op. cit., p. 2.

La construcción de la grafica de Stalkup es reproducida en la figura 15, para el caso de flujo secundario, esto es cuando el yacimiento esta inicialmente lleno con aceite móvil y agua connata (inmóvil). Las condiciones de inyección pueden ser representadas como un punto (f_{opt}) en la curva del flujo fraccional de agua y solvente. La pendiente de la línea recta del punto (1,1) a las condiciones de inyección (S_{inj} , f_{inj} o f_{opt}) corresponde a la velocidad del frente de solvente “línea color rojo”. La pendiente de la línea recta del las condiciones de inyección (f_{opt}) al estado inicial ($S_{wc} = 0,2$, y $f = 0$) es la velocidad del frente de agua “línea color verde”. Las condiciones óptimas de inyección son aquellas en la cual, las dos pendientes son iguales, como se muestra en la figura 15, y en este caso la relación WAG optima es igual a $W_R = 0.89$.

Figura 15. Método de Stalkup para la predicción de la óptima relación WAG en flujo secundario.



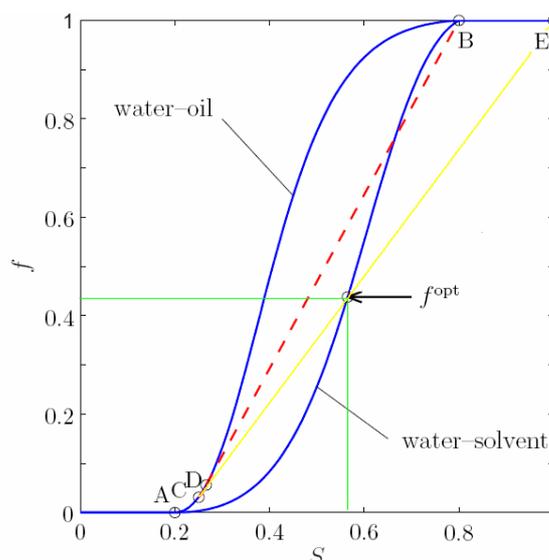
Fuente: R JUANES, M.J. BLUNT, SPE “Impact of Viscous Fingering on the Prediction of Optimum WAG Ratio”. SPE 99721. Abril del 2006.

Si analizamos la figura anterior podemos decir que a $f \geq 0.5$, o a una relación WAG mayor o igual a 1, la velocidad del frente de agua es mayor que la velocidad del frente de solvente, ya que la pendiente que indica la velocidad del frente de agua es mayor que la pendiente que indica la velocidad del frente de solvente

La construcción de la grafica para obtener la óptima relación WAG en el flujo terciario es un poco complicada, ver la figura 16. En este caso el estado inicial del yacimiento corresponde al aceite residual después de la inyección de agua (punto B). Como anteriormente, las condiciones de inyección pueden ser representadas como un punto en la curva de flujo fraccional de agua – solvente.

La velocidad del frente de solvente corresponde a la pendiente de la línea recta, entre el punto (1,1) a la tangente de la curva de agua-aceite (punto C). La velocidad del frente de agua está dada por la pendiente de la línea recta, de las condiciones de inyección, (S_{inj} , f_{inj} o f_{opt}) a la intersección de la curva de agua – solvente con la extensión de la línea recta EC (velocidad frente de solvente). Ambos frentes (el frente de agua y el frente de solvente) tendrán la misma velocidad cuando las condiciones de inyección están precisamente en la intercesión de la línea recta EC con la curva de flujo fraccional de agua – solvente, como ocurre en este caso.

Figura 16. Método de Stalkup para la predicción de la óptima relación WAG en flujo terciario.



Fuente: R JUANES, M.J. BLUNT, SPE “Impact of Viscous Fingering on the Prediction of Optimum WAG Ratio”. SPE 99721. Abril del 2006.

En este caso el flujo fraccional de agua es, $f = 0.44$ y al remplazar este valor en la ecuación 14 se obtiene la relación WAG óptima $W_R = \frac{0.44}{1-0.44} = 0.79$. La velocidad del frente de agua y solvente, son iguales ya que las condiciones de inyección están en la intersección de la línea recta EC (velocidad frente de solvente) con la curva de flujo fraccional de agua – solvente.

2.1.2. Comportamiento de la relación WAG.

Analíticamente, se ha encontrado que la relación WAG óptima debe ser desde 3:2 hasta 2:1 dependiendo del valor de la saturación de agua connata⁶⁹.

Se corrieron simulaciones a diferentes relaciones WAG en un modelo transversal para validar las predicciones analíticas. Los resultados fueron los siguientes:

Tabla 2. Inyección WAG a diferentes relaciones WAG.

Relación WAG	1:0	1:2	1:1	3:2	2:1	3:1
Tamaño del ciclo, días	WF	45/90	90/90	90/60	90/45	90/30
Recobro de aceite, %	44.01	50.45	50.89	51.11	50.92	50.31

Fuente: JAN ERIK HANSSSEN, LEONID M. et. al. “SAGA Injection: A New Combination IOR Process for Stratified Reservoirs”. October 27-29, 1993.

Las simulaciones ligeramente indican altos recobros y mejores eficiencias de barrido para las relaciones WAG de 3:2 y 2:1, de acuerdo con los resultados analíticos.

⁶⁹ JAN ERIK HANSSSEN, LEONID M. et. al. “SAGA Injection: A New Combination IOR Process for Stratified Reservoirs”. October 27-29, 1993.

La simulación indica que la relación WAG óptima es de aproximadamente 0.5. Los resultados muestran que el recobro incremental de aceite tiende a incrementar con la relación WAG, particularmente a tamaños de baches grandes. El recobro más grande fue obtenido a una relación WAG de 1, seguido muy de cerca por la de 0.5⁷⁰.

2.1.2.1 En capas de alta y baja permeabilidad.

Los parámetros de la inyección WAG influyen de diferente forma en la eficiencia del recobro para capas de alta y baja permeabilidad. La inyección de una desfavorable relación de movilidad en yacimientos estratificados puede permitir diferentes regímenes de flujo en las capas. Dependiendo de la cantidad de las reservas de aceite en las zonas de alta o baja permeabilidad, el incremento de los caudales de inyección puede incluso disminuir el recobro total de aceite en yacimientos estratificados. Las condiciones óptimas para la inyección WAG existen y pueden ser especificadas para las características particulares de un yacimiento⁷¹.

Las condiciones optimas para el desplazamiento de aceite por el WAG pueden ser logradas, si el agua y el gas viajan en el yacimiento a igual velocidad. Esto puede ocurrir para tiempos cortos en la zona de mezcla de agua-gas, pero tiene una gran limitación en el yacimiento debido a la diferencia entre las fuerzas viscosas y las gravitacionales. Por consiguiente para la distribución del banco de agua /gas requiere que el esquema de inyección sea ajustado para las condiciones particulares del yacimiento. La disminución del volumen de gas inyectado en los ciclos alternados con agua en capas de alta permeabilidad, incrementa el volumen de gas atrapado en esta capa⁷².

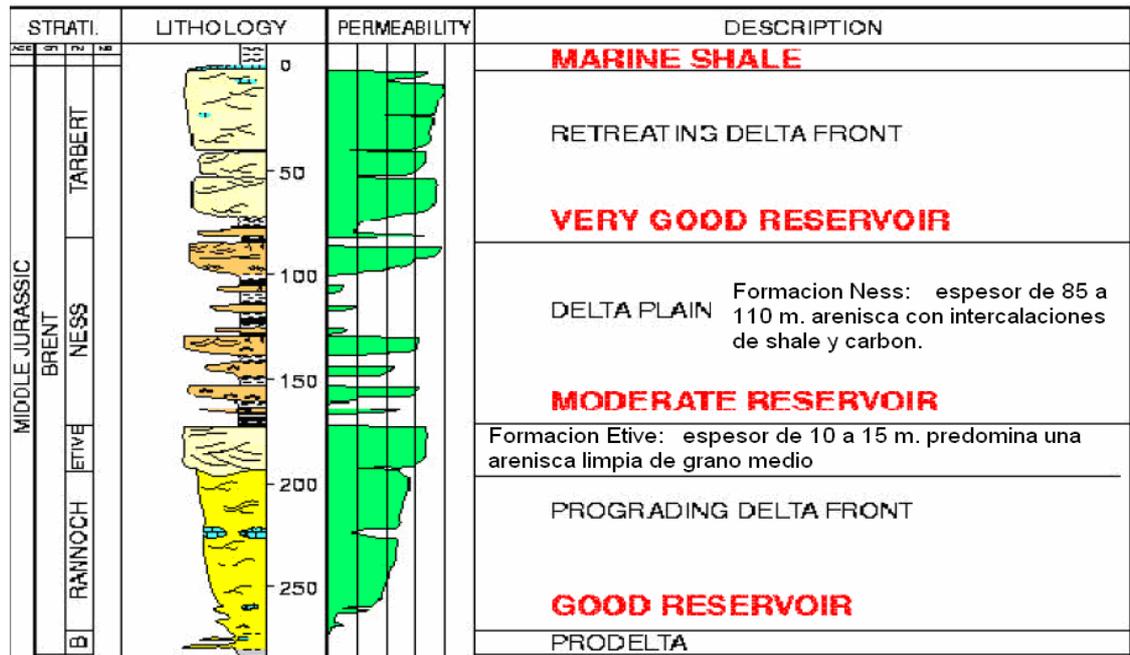
En la figura 17, se observa que este yacimiento estratificado es diferente en las capas superiores e inferiores.

⁷⁰ GARY R. JERAULD. "Timing of Miscible Hydrocarbon Gas Injection after Waterflooding". SPE 59341. 3–5 April 2000.

⁷¹ SURGUCHEV. SPE 25075. Op. cit., p. 1.

⁷² SURGUCHEV. SPE 24646. Op. cit., p. 2.

Figura 17. Columna estratigráfica del grupo Brent (mar del norte).



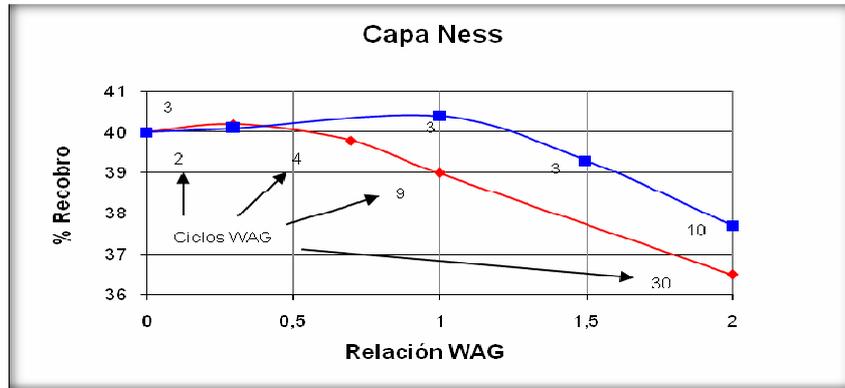
Fuente: RUNE INSTEFJORD, SPE AND ANNICK CHAZY. "10 years of Wag injection in Lower Brent at the Gullfaks Field". SPE 78344. Octubre 2002.

El recobro en la capa de baja permeabilidad (Ness) no es eficiente con volúmenes pequeños de gas al desplazar el aceite, sin embargo no se puede decir que la inyección continua de gas (relación WAG de 0:1) proporciona el mejor recobro para la capa Ness. La dependencia del recobro de aceite por la relación WAG no es simple, ya que el número de ciclos WAG y el tamaño del bache de gas y agua en cada ciclo son también importantes.

En la figura 18 se muestra que para la capa Ness es conveniente emplear una relación WAG de 0.33 (1:3 inyectando mayor volumen de gas) para mejorar el desplazamiento. La relación WAG 1:1, con 3 ciclos WAG son los parámetros óptimos para la capa de baja permeabilidad (Ness)⁷³.

⁷³ Ibíd., p. 3.

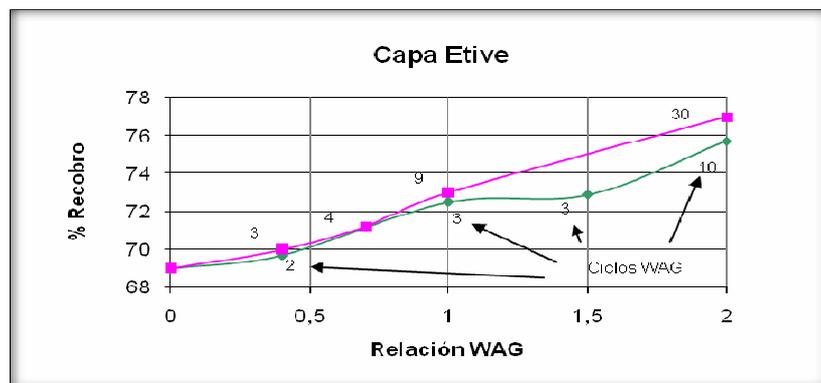
Figura 18. Recobro de aceite a diferentes ciclos y relaciones WAG en una capa de baja permeabilidad.



Fuente: SURGUCHEV, L. Y KRAKSTAD, O. S. "Optimum Water Alternate Gas Injection Schemes for Stratified Reservoirs". SPE 24646. Octubre 1992

Totalmente lo contrario se observa en la figura 19, para la capa de alta permeabilidad (Etive), en la que el incremento de la relación WAG 0:1 a 2:1 mejora el recobro y el incremento del número de ciclos WAG es favorable para la capa Etive mejorando el desplazamiento.

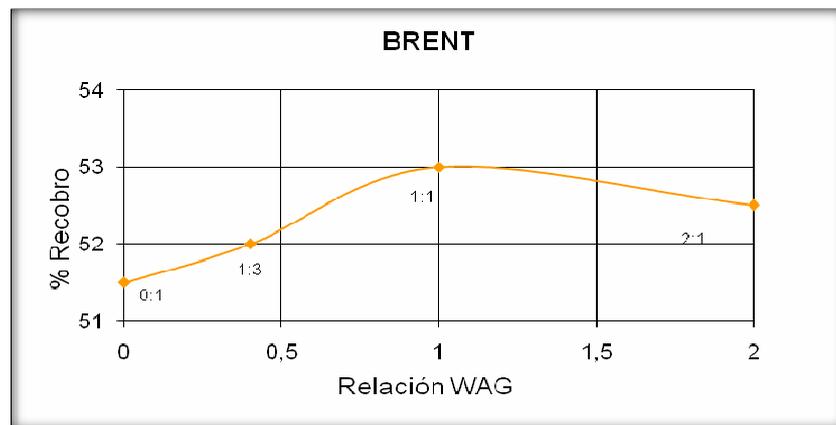
Figura 19. Recobro de aceite a diferentes ciclos y relaciones WAG en una capa de alta permeabilidad.



Fuente: SURGUCHEV, L. Y KRAKSTAD, O. S. "Optimum Water Alternate Gas Injection Schemes for Stratified Reservoirs". SPE 24646. Octubre 1992.

Las simulaciones fueron corridas para validar los datos obtenidos y estimar la influencia del recobro a diferentes relaciones WAG. Para la formación Brent se recomienda una relación WAG de 1:1 ya que proporciona el recobro más alto: 53.1 % OOIP.

Figura 20. Recobro de aceite a diferentes relaciones WAG.

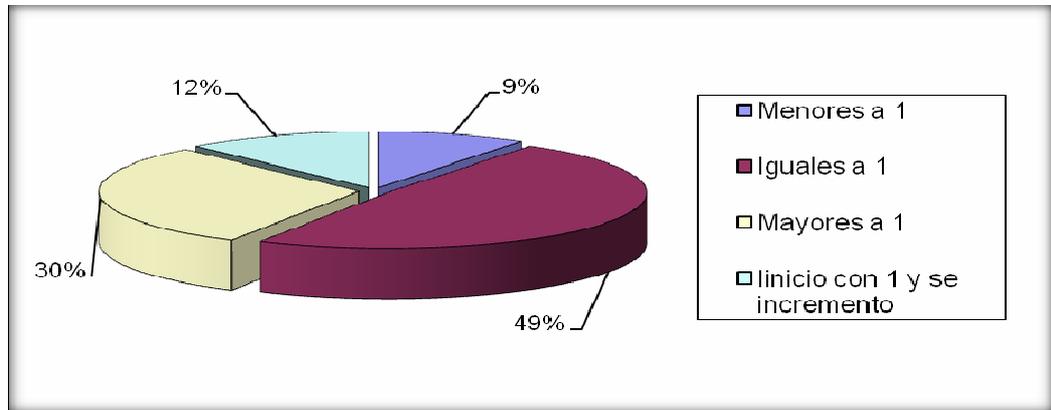


Fuente: SURGUCHEV, L. Y KRAKSTAD, O. S. "Optimum Water Alternate Gas Injection Schemes for Stratified Reservoirs". SPE 24646. Octubre 1992.

2.1.2.2 En los proyectos aplicados en campo.

De acuerdo a la recopilación de información acerca de la aplicación de los proyectos WAG en campo, podemos decir que han sido muy pocos los campos en los cuales se utilizo una relación WAG menores a 1 (9%) ya que no resulta conveniente la inyección de mayor cantidad de gas con relación al agua, ya que el agua es el encargado de controlar la movilidad del gas y al inyectarse un menor volumen de agua es posible que se genere la canalización o digitación del gas. En cambio en la mayoría de los proyectos WAG (49%) se utilizo relaciones WAG iguales a 1 siendo la base para la implementación del proyecto WAG, y en un 12% de los proyectos, se inicio con una relación WAG de 1 pero en el transcurso del proyecto se aumento la relación WAG (inyectando mayor volumen de agua con relación al gas) para controlar la producción de gas. Y en un 30 % de los casos se inicio el proyecto con una relación WAG mayor a 1.

Figura 21. Aplicación del proceso WAG en campo según la relación WAG empleada.



Fuente: Autor.

2.1.2.3 Con el número de ciclos.

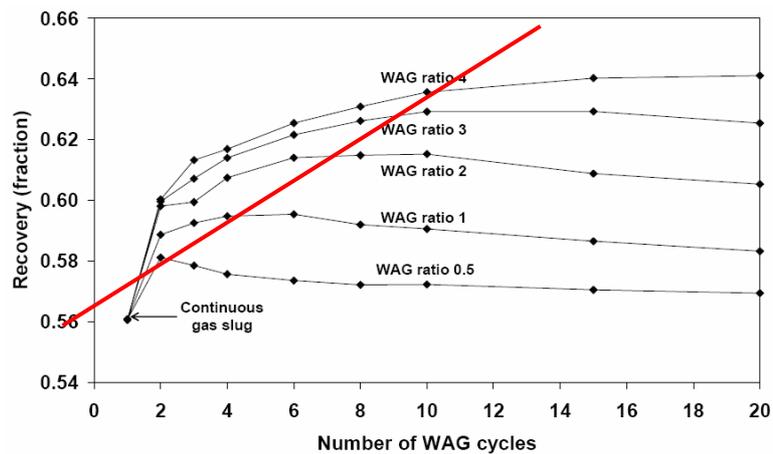
Para el análisis del número de ciclos nos basamos en el estudio realizado mediante el uso de un simulador composicional, que se usó para cuantificar el efecto en los parámetros WAG y el nivel de riqueza del gas, en la eficiencia de desplazamiento y la eficiencia de barrido. La principal conclusión es que, para un gas rico en la que su composición está sobre el enriquecimiento mínimo de miscibilidad MME, se requiere de un número pequeño de ciclos WAG para maximizar el recobro de aceite a una relación WAG dada⁷⁴.

En las figuras se puede apreciar que de acuerdo a la relación WAG se seleccionará el número de ciclos para el proceso WAG, para obtener el mayor recobro de aceite (según estudios de simulación). Se obtiene mejores resultados con la relación WAG de 4 y con un número de ciclos de 10 para un gas seco enriquecido con 65 % de solvente y con la relación WAG de 4 y con 8 ciclos para un gas seco enriquecido con 85 % de solvente

⁷⁴ RUSSELL T. JOHNS, LEONARDO BERMUDEZ. "WAG Optimization for Gas Floods Above the MME". SPE 84366. Octubre 2003.

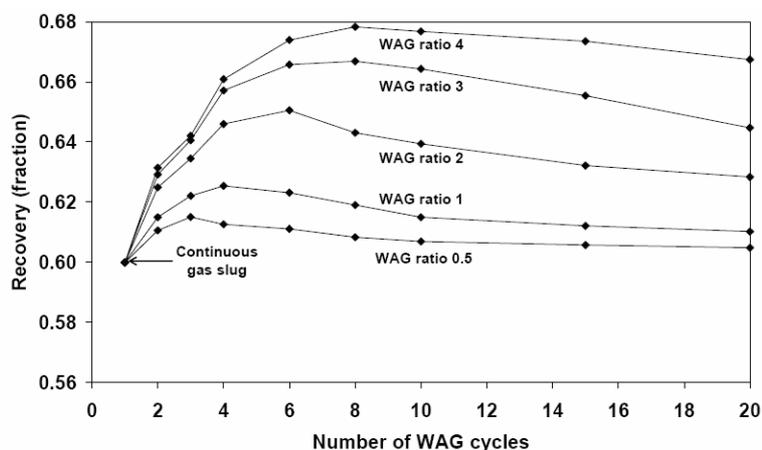
Como se observa en las figuras 22 y 23, al mantener una relación WAG fija el recobro aumenta a medida que el número de ciclos WAG aumenta hasta que se alcanza un punto máximo de recobro. El gas total inyectado en estas simulaciones es de 20 % HCPV.

Figura 22. Recobro de aceite en función del número de ciclos y de la relación WAG para un gas seco enriquecido con 65% de solvente.



Fuente: RUSSELL T. JOHNS, LEONARDO BERMUDEZ. "WAG Optimization for Gas Floods Above the MME". SPE 84366. Octubre 2003

Figura 23. Recobro de aceite en función del número de ciclos y de la relación WAG para un gas seco enriquecido con 85% de solvente.

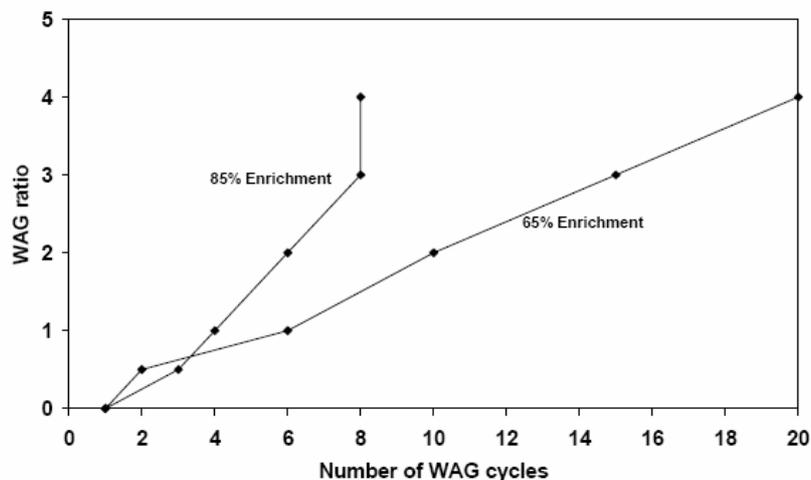


Fuente: RUSSELL T. JOHNS, LEONARDO BERMUDEZ. "WAG Optimization for Gas Floods Above the MME". SPE 84366. Octubre 2003.

En la figura 22 y 23, se muestra que al aumentar la relación WAG, aumenta el recobro como resultado al mejorar la eficiencia de barrido de la inyección de agua⁷⁵. Al incrementar la relación WAG aumenta el recobro pero de acuerdo al número de ciclos en cada relación. Por ejemplo, para una relación WAG de 1, el número óptimo de ciclos WAG está entre 4 y 6. Para una relación WAG de 2, número óptimo de ciclos WAG es cercano a 6.

La siguiente figura muestra el número óptimo de ciclos WAG para un recobro máximo como función de la relación WAG para ambos enriquecimientos (65% y 85% de solvente). Como se observa, con gases ricos se requiere un menor número de ciclos WAG para una relación WAG fija. Alternativamente, con gases ricos para un número fijo de ciclos WAG se requiere una mayor relación WAG⁷⁶.

Figura 24. Recobro de aceite en función del número de ciclos y de la relación WAG.



Fuente: RUSSELL T. JOHNS, LEONARDO BERMUDEZ. "WAG Optimization for Gas Floods Above the MME". SPE 84366. Octubre 2003.

Dependiendo de la relación WAG a implementar se seleccionará el número de ciclos para obtener el mayor incremento en el recobro. Hay una relación directamente proporcional, entre el número de ciclos y la relación WAG.

⁷⁵ *Ibíd.*, p. 3.

⁷⁶ *Ibíd.*, p. 3.

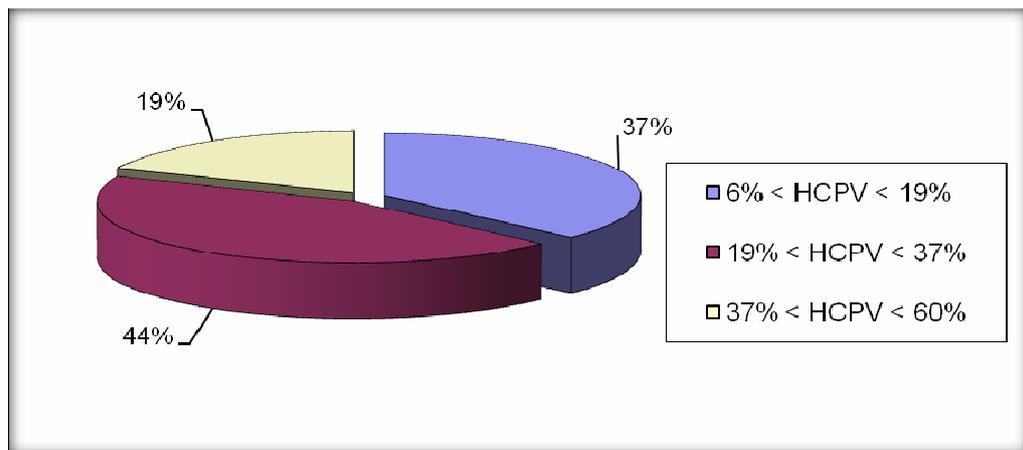
2.2. VOLUMEN POROSO

El tamaño del bache hace referencia a la acumulación de gas inyectado durante el flujo de gas. El volumen del bache es expresado usualmente como un porcentaje del volumen poroso de hidrocarburos (%HCPV).

Para el análisis del volumen poroso se cuenta con, la información de diferentes resultados de pruebas de laboratorio y simulación realizada bajo diferentes condiciones al variar el volumen poroso inyectado. De esta manera se observa, el comportamiento del volumen poroso de gas inyectado, además de la información que se presenta en la tabla 1.

El volumen poroso no conserva un valor constante en las diferentes aplicaciones que ha tenido el proceso WAG en el mundo. Sin embargo, esta información nos sirve para tener un rango de trabajo, al momento de realizar el diseño de un proyecto WAG, en el 88.9 % de los proyectos de campo se ha aplicado volúmenes porosos que varían de 6 % HCPV hasta volúmenes porosos de 40 %HCPV.

Figura 25. Volumen poroso empleado en los proyectos WAG aplicados en campo.



Fuente: Autor.

Seleccionar un tamaño óptimo para el volumen poroso de inyección de gas dependerá de las condiciones del desplazamiento (ya sea miscible o inmisible), y de las condiciones particulares de cada yacimiento.

Es por esta razón que al momento de realizar el diseño se debe de evaluar con que volumen poroso, se obtiene un mayor incremento en el factor de recobro. En los reportes realizados de la evaluación de los diferentes proyectos WAG, se reporta lo siguiente:

Pozzi y Blackwell⁷⁷ indicaron que la eficiencia de la inyección WAG para un volumen poroso inyectado específico (HCPV) es función de los siguientes parámetros adimensionales:

- Relación gravedad viscosidad (VGR).
- Relación WAG: puede ser atractivo usar la relación más alta para disminuir el volumen de gas miscible requerido.

La eficiencia del WAG generalmente es pobre cuando mucho gas es inyectado en cada ciclo causando una lengua de gas en el tope del yacimiento, desarrollando una predominación de segregación gravitacional. El recobro de aceite también es pobre cuando se inyecta mucha agua en el primer ciclo WAG debido a que el agua reduce la eficiencia de desplazamiento comparada con el gas, además se puede desarrollar una lengua de agua hacia el fondo del yacimiento⁷⁸.

Usando una relación WAG de 1:1 como caso base, las duraciones del ciclo de gas fueron variando desde 0.1% hasta un máximo de 0.5%. En el momento de este estudio de simulación, el campo tenía tamaños de ciclos de gas de 1.5% HCPV. En resumen, ciclos breves de gas son benéficos. La aplicación de

⁷⁷ HERBERT L. STONE. "Vertical Conformance In An Alternating Water-Miscible Gas Flood". SPE 11130. Sept. 26-29. 1982

⁷⁸ RUSSELL T. JOHNS. Op. cit., p. 4.

reducir los ciclos de gas a una relación WAG de 1:1 ofrece una alternativa de entrapamiento como un método de control de avance de gas⁷⁹.

Los experimentos de inyección simultánea de agua y gas (SWAG) a diferentes fracciones de gas demostraron que una cantidad extra de gas inyectado no ayudaba significativamente al recobro del aceite. El recobro de aceite con fracción de gas de 20% fue casi el mismo recobro observado cuando se inyectaba 50% o 100% de gas⁸⁰.

En yacimientos mojados por agua y de mojabilidad mixta, el entrapamiento de la fase no mojante por fuerzas capilares reduce la segregación del gas. El volumen de baches de gas inyectados en cada ciclo debe ser lo suficientemente largo para crear una saturación de gas suficientemente alta previa al próximo ciclo de agua inyectado.

Comportamiento del flujo de agua e implicaciones WAG: En el documento⁸¹ se presenta un estudio de simulación para evaluar el volumen de agua de preinyección y el volumen de solvente que se debe de usar en un proceso WAG específico.

Las relaciones WAG óptimas son mucho más pequeñas que las normalmente encontradas en flujos MWAG. Otro aspecto interesante es que para conseguir el recobro alcanzado la cantidad total de fluido inyectado es baja, aproximadamente 70% HCPV del cual 47% HCPV es agua, las simulaciones indican que el rango óptimo de inyección total de 0.7 a 0.9 mientras que para MWAG convencional está entre 1.5 a 2 HCPV.

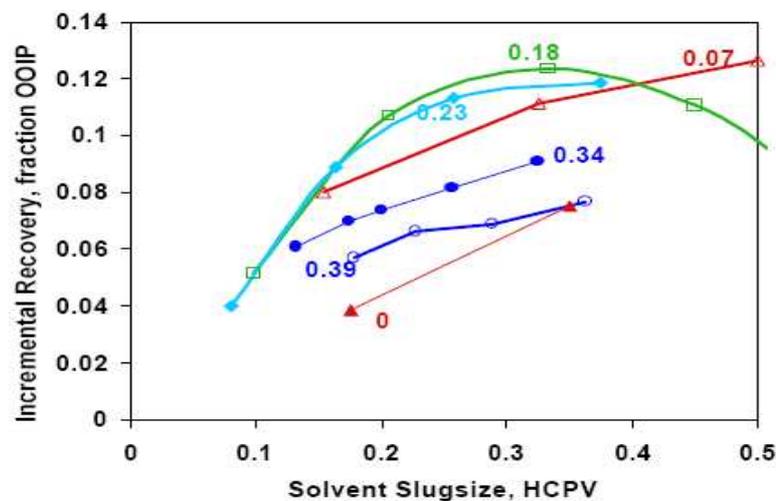
⁷⁹ VINCENT ATTANUCCL, K.S. ASLESEN, K.A. I-LEJL, "WAG Process Optimization in the Rangely CO₂ Miscible Flood". SPE 26622. 2-6 October 1993.

⁸⁰ D. H. TEHRANI, A. DANESH, et.al. "Water Alternating Gas Injection Studies – Phase 2". Improved Oil Recovery Research Dissemination Seminar. Aberdeen, 24 June 2003.

⁸¹ GARY R. Op. cit., p. 1.

Después de un buen número de simulaciones los estudios indican que la inyección de agua antes de la inyección de gas es favorable. El desarrollo del WAG continúa mejorando con el incremento de la inyección de agua previa hasta que cerca de un 20% HCPV de agua ha sido inyectada.

Figura 26. Recobro incremental como función del tamaño de bache del solvente para el rango de cantidades de agua de preinyección.



Fuente: GARY R. JERAULD. "Timing of Miscible Hydrocarbon Gas Injection after Waterflooding". SPE 59341. 3–5 April 2000.

Para cantidades cercanas a las optimas de agua de preinyección, la dependencia de la curva del tamaño de bache se aplanan en el rango de 0.2% a 0.25% HCPV de inyección de solvente. Y un número de trabajos sugieren, el incremento del factor de recobro con la disminución del tamaño de bache. Entre más grande sea el tamaño del bache, mas bajo será el factor de recobro⁸².

⁸² P. BEDRIKOVETSKY, G. M. ANDRADE. "Optimization of Miscible Water - Alternate-CO2 Injection (Based on analytical model)". SPE/DOE 35390. 21-24 April. 1996.

2.3. CAUDAL DE INYECCIÓN DE GAS

Con respecto al caudal de inyección no fue posible establecer una relación entre los proyectos WAG aplicados en campo, ya que son muy pocos los campos en los cuales se reportan los caudales de inyección de gas. Además el caudal de inyección por día en un proyecto dependerá del número de pozos inyectores WAG que se tengan, del tamaño del campo o del piloto en el cual se esté realizando el proyecto, las características de la formación y de la disponibilidad de gas de inyección.

En el desarrollo del proceso WAG, en el campo Purdy Springer indican que los caudales de inyección se mantienen entre 2 – 6 MMscf/día, con su correspondiente presión en cabeza y que algunos pozos han mostrado una capacidad de inyección de casi 10 MMscf/día. la inyectividad del gas no se ha disminuido a lo largo de los ciclos de inyección⁸³.

Efecto del gas: En un proceso de inyección de gas, generalmente no se da una alta recuperación de aceite residual, debido a que el gas se puede canalizar entre el pozo inyector y el pozo productor, sin desplazar mucho petróleo.

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

Por otra parte, el gas al no mojar la roca, siempre va a ocupar los espacios más grandes en el yacimiento, ayudando o desplazando el aceite residual que se encuentra inmóvil, atrapado por canales de flujo de agua producto de una inundación previa. De esta manera se va formando una trampa de gas, que reemplaza ese aceite inmóvil, reduciendo su saturación y obligando así al agua

⁸³ FOX, M. et. al. "Evaluation of CO₂ Flood Performance, Springer "A" Sand, NE Purdy Unit, Garvin County, OK". SPE / DOE 12665. Abril 1984.

inyectada en el proceso, a buscar poros más pequeños y de baja permeabilidad que reduzcan aun más la saturación de aceite residual.

Con la recopilación de información podemos decir que, de acuerdo a las características del yacimiento se seleccionaran los parámetros WAG a implementar (relación WAG, volumen poroso, numero de ciclos y caudal de inyección de gas).

Otro aspecto importante a resaltar es, que no se puede generalizar este mecanismo de recobro, porque hay unos yacimientos en los cuales el proceso WAG genera buenos resultados, con relaciones WAG bajas 0.5, igualmente hay yacimientos en los que el proceso WAG genera buenos resultados, con relaciones WAG altas 4. También se muestra la dependencia del numero de ciclos con la relación WAG

De acuerdo a la información recolectada se puede decir que el volumen poroso requerido para un proceso WAG, siempre será menor del 40 % HCPV, además en varios estudios se ha indicado que al incrementar el volumen poroso no se obtiene mayor incremento en el factor de recobro.

3. .EXPERIENCIAS DE CAMPO EN PROCESOS DE INYECCIÓN WAG

Se realizó la selección de unos campos en los cuales se ha llevado a cabo proyectos de inyección WAG, la base de su selección se debe a que son los que presentan mayor información de este proceso, para observar cómo se desarrolló el proyecto, los parámetros WAG empleados y su respectiva variación en cada aplicación, para ser tenidos en cuenta y utilizarlos como guía para el diseño de las simulaciones que se realizarán.

3.1. CAMPO KAPARUK RIVER.

El campo Kaparuk fue descubierto en 1969, inició su producción en diciembre de 1981 bajo empuje de gas en solución, en 1985 se da inicio a un programa de recobro secundario (inyección de agua) y en 1988 comienza la inyección WAG con gas hidrocarburo.

Descripción del campo: El campo Kaparuk se encuentra en el costado norte de Alaska aproximadamente a 40 millas al oeste del campo Prudhoe Bay, es el segundo campo más grande en América del norte, con una producción de más de 300.000 BOPD y una producción de gas de 320 MMscf/día en (1993), la producción del campo es restringida por las limitaciones del manejo del gas.

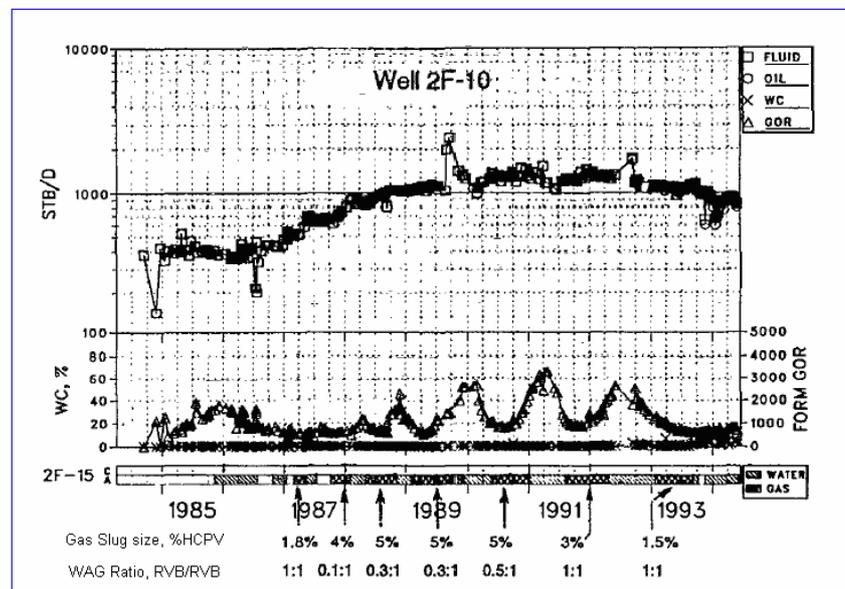
Kuparuk River lo componen dos formaciones del cretáceo inferior, lóbulos de arenisca marina poco profunda en un anticlinal ligeramente inclinado a 6000 pies bajo el nivel del mar. Las dos areniscas tenían una presión inicial de yacimiento de aproximadamente 3100 psi. El yacimiento se encuentra dividido en cuatro arenas: a, b, c y d, con unas reservas recuperables de 1700 MMSCF. La permeabilidad varía entre 20 y 80 md y la porosidad promedio es de 23 %.⁸⁴

⁸⁴ J.H. CHAMPION and J.B. "An Immiscible WAG Injection Project in the Kuparuk River Unit". SPE 16719. September 1987.

Descripción del proceso WAG: Estudios de yacimientos a mostrado que el entrapamiento del gas es el componente clave en la inyección inmisible WAG para incrementar el factor de recobro. Las simulaciones han indicado que se puede incrementar de 1 al 5% del OOIP como resultado del proceso WAG.

La relación WAG y el tamaño de los baches de gas fueron ajustados en el desarrollo del modelo contrarrestando el GOR en los pozos productores. La relación WAG pasó de 0.3:1 a 2:1 y el volumen poroso de gas pasó de 5% a 2%. Se continuó con una prueba de campo para optimizar los parámetros WAG, mostrando que el GOR se puede estabilizar según los volúmenes de gas inyectados y con la relación WAG, confirmando que las mejores relaciones WAG son un tamaño de bache de gas pequeño 2%, y una relación WAG de 2 para este caso.⁸⁵

Figura 27. Los datos de los pozos de prueba y los ciclos de inyección ayudan a determinar las iteraciones por pozo.



Fuente: Ma T.D. and Youngren G.k “Performance of immiscible Water-Alternating-Gas (IWAG) Injection at KuparuK River Unit, North Slope, Alaska”. SPE 28602. Septiembre 1994.

⁸⁵ Ma T.D. and Youngren G.k “Performance of immiscible Water-Alternating-Gas (IWAG) Injection at KuparuK River Unit, North Slope, Alaska”. SPE 28602. Septiembre 1994.

El caudal de inyección para el proyecto ha tenido un promedio de 34 MMSCFD desde el inicio, variando temporalmente de 20 MMSCFD durante el verano y 50 MMSCFD durante el invierno. El total inyectado representa el 11% de la arena A y C = 48 BCF, en los 13 pozos inyectoros.

3.2. CAMPO SAN ANDRES

En el año de 1930 se descubrió el campo, en 1963 se dio inicio a un programa de inyección de agua usando un patrón periférico y en 1983 comienza un proyecto de recobro terciario (inyección WAG con CO₂).⁸⁶

El desafío en este proyecto es que el crudo encontrado es mas viscoso (6cp) que el encontrado en la mayoría de los proyectos CO₂ al oeste de Texas (1 – 2 cp), y la presión de miscibilidad es relativamente alta.⁸⁷

Descripción del campo: La producción del campo San Andrés proviene de las formaciones Grayburg y San Andrés que se encuentran a un rango de profundidad de 4200 pies a 4800 pies. La formación San Andrés es una dolomita con algunas intercalaciones de shales y anhidritas, que sirven como barreras verticales al flujo. El yacimiento es un anticlinal con tendencia norte / sur, separado en dos domos (domo norte y domo sur) por una densa estructura de tipo "silla de cabalgadura" que se encuentra hacia el centro del campo.

El mecanismo de recobro primario es por la expansión de fluidos sumada a un débil empuje de agua y un mecanismo de recobro secundario por inyección de agua. La permeabilidad varía entre 20 y 1000 md y la porosidad está entre 9 % y 25 %.

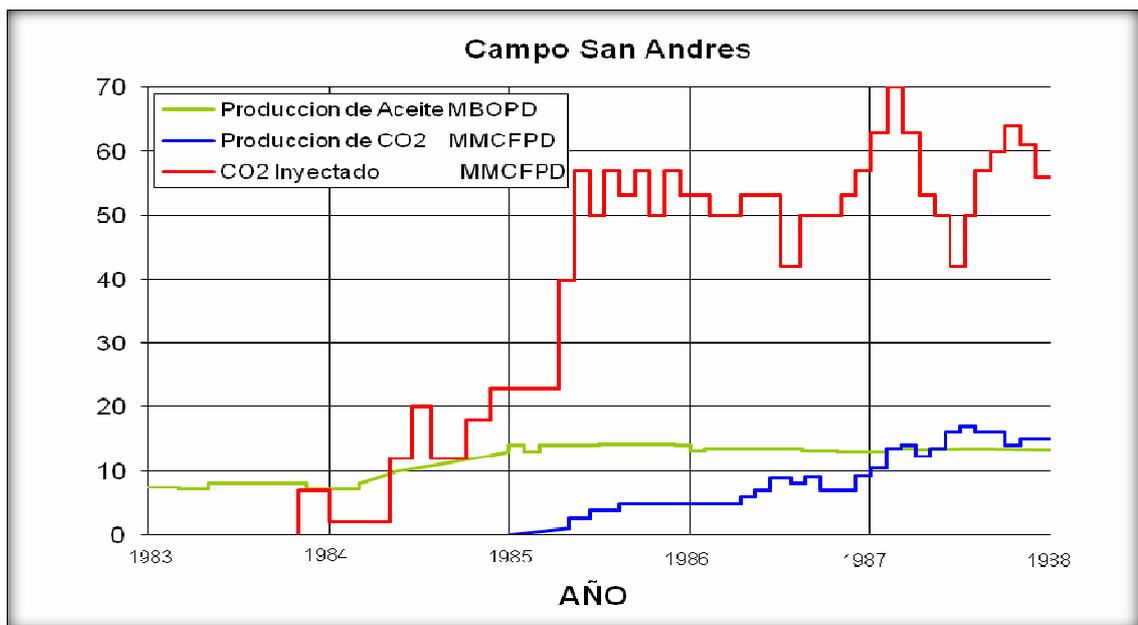
⁸⁶ MAGRUDER, J. et. al. "Review of the Means San Andres Unit CO₂ Tertiary Project". SPE 17349. JPT Mayo 1990.

⁸⁷ *Ibíd.*, p. 1.

Descripción del proceso WAG: En algunos pozos han incrementado el caudal en más de 50 B/D asociado a la producción de CO₂, contribuyendo a que el área del proyecto mantenga un caudal de producción constante. El WOR primero muestra una disminución causada por el amplio programa de perforación infill, después un rápido incremento típico de la inyección de agua, y finalmente se mantiene constante. Esto indica una contribución significativa del CO₂ a la movilidad del aceite.

En la figura 28, muestran la inyección y producción de CO₂ del proyecto. Los patrones no se han ejecutado tan rápido como se preveía por la baja presión en unos patrones, como consecuencia del aumento gradual en los caudales de CO₂. El programa WAG ha sido cambiado progresivamente de una base de HCPV (0.04 HCPV/CO₂ ciclo) y de un tiempo base de (2 meses CO₂, 4 meses agua). El sistema actual (1990) está siendo observado para determinar el tiempo mínimo del ciclo.⁸⁸ La inyección acumulada de CO₂ a Dec.1987 fue alrededor del 11 % HCPV.

Figura 28. Producción de gas, aceite y gas de inyección en al campo San Andrés.



Fuente: Autor.

⁸⁸ Ibid., p. 6.

Se puede decir que se hubiese podido obtener mayores resultados si el caudal de inyección de CO₂ no hubiera tenido un cambio tan drástico, como se puede observar el caudal de inyección se incremento de 23 MMscf/día a 57 MMscf/día, y es posible que al incrementar el caudal también se halla aumentado el volumen poroso inyectado por ciclo, hechos que no son favorables. Se puede considerar que si se hubiera mantenido o incrementado levemente el caudal de inyección de CO₂ de 23 MMscf/día, la curva de producción de aceite hubiera podido tener un mayor incremento.

3.3. CAMPO GULLFAKS

El campo Gullfaks es un campo petrolero grande localizado en Noruega en el Mar del Norte. La producción comenzó en 1986 con inyección de agua como método de recobro primario. La prueba piloto de inyección WAG en el pozo A-11 fue iniciado en marzo de 1991.⁸⁹

La estrategia principal de drenaje fue la inyección de agua. Sin embargo el campo tiene apoyo de un acuífero por el oeste y el norte. En 1980 se inyectó gas en un productor, principalmente para almacenar el gas en el yacimiento pero también para mantenimiento de presión. En periodos sin inyección de gas, el pozo es puesto en producción después de unas semanas de estar cerrado para permitir la segregación en el yacimiento. El caudal de producción del pozo se incrementa después de los periodos de inyección y se obtuvo un mayor incremento en el factor de recobro en esta área. Por consiguiente nuevas áreas para la inyección de gas fueron estudiadas, lo que permitiría un mayor uso del gas para incrementar el factor de recobro.

⁸⁹ Rune Instefjord, r. et. al. "10 Years Of WAG Injection in Lower Brent at the Gullfaks Field". SPE 78344. Octubre 2002.

Descripción del campo: El campo Gullfaks, localizado Offshore en Noruega, tiene 3660 MMSTB OOIP de aceite y se espera recuperar unas reservas de 2213 millones STB lo que corresponde a un factor de recobro de 56 %. El campo tiene una producción promedio de 188.000 STB/D. la producción comenzó en 1986 y el campo ha producido a la fecha (2002) 1824 millones de STB, que equivale a un factor de recobro de 50%.

La producción en el área piloto estaba en su estado maduro cuando se inicio la inyección WAG. La producción de todos los pozos tenía un corte de agua por encima del 50%.

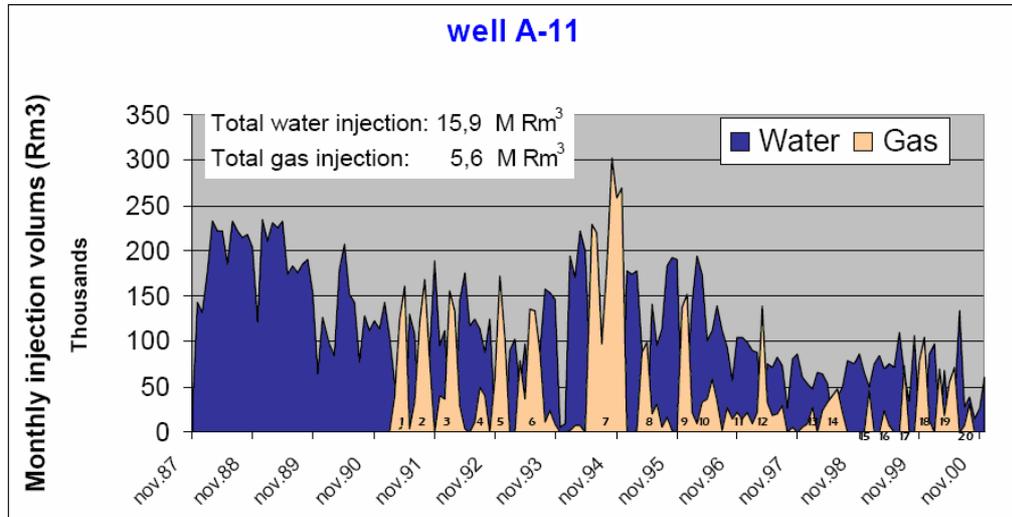
Descripción del proceso WAG: El proceso de inyección WAG que fue realizado en el campo Gullfaks, sería diferente del concepto clásico del proceso WAG donde los baches de agua y gas se están moviendo a lo largo de la misma ruta a través del yacimiento (SWAG). En este caso la fuerte segregación gravitacional fue asumida, y se esperaba que el efecto del incremento del recobro de aceite fuera principalmente dividido al mejoramiento del barrido volumétrico, (el proceso es un desplazamiento inmiscible).

La duración de un periodo de inyección nunca excedió los tres meses, y la mayoría de los 20 ciclos fueron alrededor de los dos meses largos. El caudal máximo de gas por día fue alrededor de 2.5 mill. Sm³ (82.7 MMscf/día). Los periodos de inyección de agua tuvieron una duración similar.

En las principales observaciones de campo se tiene que:

Aproximadamente el 60% del gas inyectado en el pozo A-11 fue producido en los pozos productores, La inyección de gas en el pozo A-11 tuvo un efecto significativo en la evolución del corte de agua en los pozos productores, cada periodo de inyección de gas fue generalmente seguido por una reducción en el corte de agua y la inyección WAG permitió una alta flexibilidad en el manejo del gas.

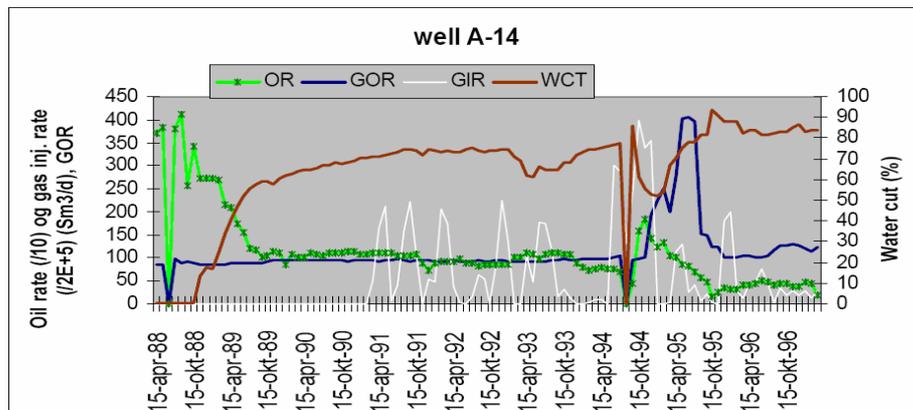
Figura 29. Agua y gas de inyección en el pozo A-11.



Fuente: Rune Instefjord, r. et. al. “10 Years Of WAG Injection in Lower Brent at the Gullfaks Field”. SPE 78344. Octubre 2002.

El 80% del volumen de gas fue inyectado durante los primeros 10 ciclos, de marzo del 1991 hasta agosto de 1996. Los ciclos de agua y gas, fueron durante los primeros años, optimizados para el proceso WAG. Los 10 últimos ciclos (de agosto de 1996 a septiembre del 2000) fueron cortos y con un caudal de inyección bajo, porque los ciclos de gas eran más dependientes de la disponibilidad del gas y del total de gas estratégico para el campo Gullfaks.

Figura 30. Datos de producción del pozo A-14.



Fuente: Rune Instefjord, r. et. al. “10 Years Of WAG Injection in Lower Brent at the Gullfaks Field”. SPE 78344. Octubre 2002.

En la figura 30, se aprecia el buen comportamiento del proceso WAG durante los primeros 6 ciclos, ya que no hubo mucha variación de un ciclo a otro, logrando mantener e incrementar la producción de aceite y disminuir el corte de agua. Se observó un efecto negativo al incrementar de manera brusca el volumen del bache de gas inyectado ya que el GOR se incrementa y la producción de aceite se disminuye en un 50% aproximadamente.

3.4. CAMPO CHIHUIDO DE LA SIERRA NEGRA.

Dos pruebas piloto de la inyección inmisible WAG fueron dirigidas en Chihuido de la Sierra Negra el yacimiento petrolífero más grande de Argentina. Es un campo maduro, es un yacimiento de arenisca con un aceite liviano del cual se espera alcanzar un factor de recobro final del 40% OOIP. Pruebas de laboratorio, y modelos de simulación, indicaron que el proceso WAG inmisible puede agregar entre el 3 y el 8 % OOIP debido al mejoramiento del mecanismos de recobro.⁹⁰

Descripción del campo: El campo Chihuido de la Sierra Negra se localiza a 200 Km. al noroeste de la ciudad de Neuquén. El campo fue descubierto en 1968 la producción primaria comenzó en 1979. La inyección de agua comenzó en 1993.

La formación productora es una cuarzo arenita o arenita cuarzosa del miembro Avile son unos depósitos de dunas, que contienen casi el 30% de las reservas de Chihuido de la Sierra Negra. Se encuentra saturado con un crudo de 35 API, su mecanismo principal de producción es gas en solución y presenta una menor influencia de la capa de gas inicial en la parte noroeste del campo. Los fluidos del yacimiento son de baja viscosidad y la roca es mojada por agua, la respuesta a la inyección de agua ha sido generalmente buena. El yacimiento esta actualmente con un grado importante de “undersaturation”. Lo cual lo

⁹⁰ ESTEBAN FERNÁNDEZ RIGHI. “Water – Alternating – Gas Pilot in the Largest Oil Field in Argentina: Chihuido de la Sierra Negra, Neuquen Basin”. SPE 108031. April 2007.

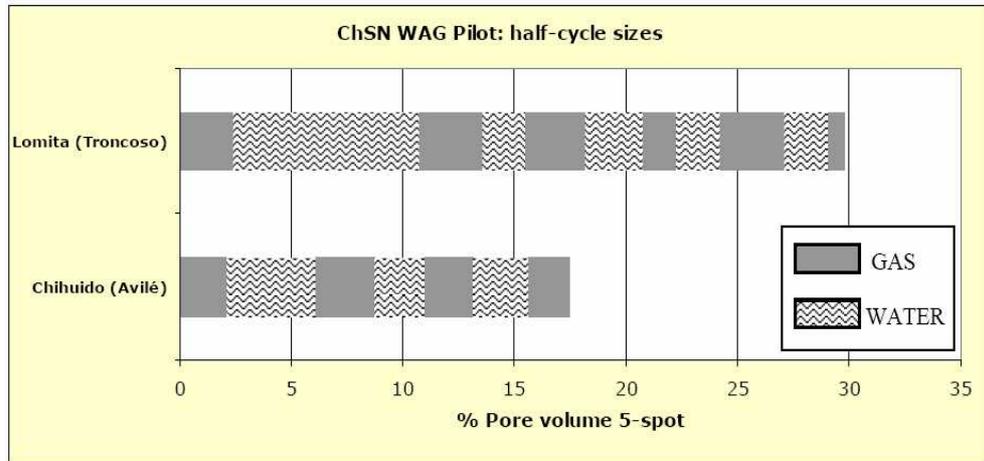
convierte en un buen candidato para el flujo inmisible de gas. Se encuentra produciendo con corte de agua promedio del 93%.

Descripción del proceso WAG: Las pruebas de campo involucran básicamente un patrón de inyección de 5 puntos. El diseño de WAG fue realizado teniendo en cuenta los resultados de laboratorio y simulación los cuales consisten en alternar 10 baches de gas y agua en los mismos volúmenes a condiciones de yacimiento (relación WAG 1:1) de aproximadamente 5% HCPV en cada patrón de 5 puntos, hasta alcanzar un bache total acumulado de gas del 50% HCPV en los patrones de inyección. Para las condiciones actuales de inyectividad (basadas en pruebas de inyectividad y simulación) esto debe de corresponder a un tiempo estimado de 30 días de inyección de gas y 120 días de inyección de agua. Dando como resultado una duración total del proyecto de 4 años con un caudal de inyección de gas promedio de 3.5 MMscf/día en cada pozo.

La inyectividad del gas se encontró dentro de los valores esperados, en el orden de 2500 SCF/d/Psi. Se consiguieron los resultados esperados, el gas se inyecta 3 veces más rápido que el agua a volúmenes de yacimiento. Es importante comentar que, aparte de los problemas ocasionales de inyección en algunos pozos, no se ha observado ninguna reducción significativa en la inyectividad (después de 18 meses de funcionamiento) en cualquiera de los inyectores.

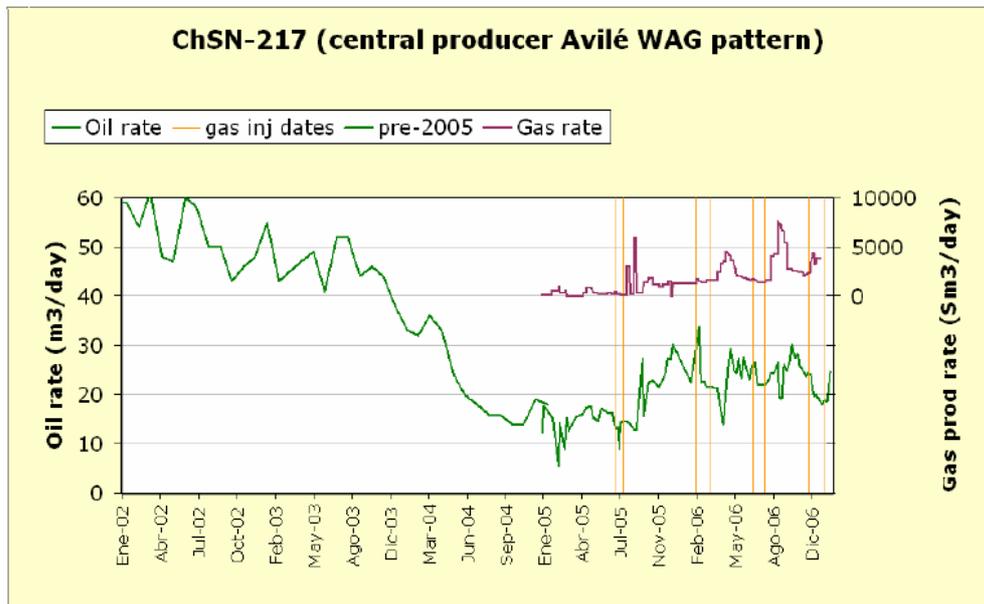
Al ver el volumen poroso de gas inyectado en cada ciclo WAG varía alrededor del 2% en los 4 pozos inyectores que tiene cada piloto, ya que en este campo se realizaron dos pilotos Lomita (Trocoso) y Chihuido (Avile). Un mayor volumen en el bache del agua seguido del primer bache de gas fue debido a problemas operacionales en la tubería principal de suministro de gas, un reacondicionamiento de una tubería que no se había limpiado.

Figura 31. % del volumen poroso por ciclo en Chihuido de la Sierra Negra.



Fuente: ESTEBAN FERNÁNDEZ RIGHI. “Water – Alternating – Gas Pilot in the Largest Oil Field in Argentina: Chihuido de la Sierra Negra, Neuquen Basin”. SPE 108031. April 2007.

Figura 32. Caudal de aceite Vs. Tiempo pozo Shsn-217.



Fuente: ESTEBAN FERNÁNDEZ RIGHI. “Water – Alternating – Gas Pilot in the Largest Oil Field in Argentina: Chihuido de la Sierra Negra, Neuquen Basin”. SPE 108031. April 2007.

En estos pozos productores se observa un buen comportamiento del proceso WAG ya que al momento de iniciar el proceso se incremento la producción de aceite, manteniéndose a medida que avanza.

3.5. CAMPO COLOMBIANO.

Ciclos de inyección de agua y gas proyecto WAG: La secuencia de los ciclos de inyección alternada de agua y gas del proyecto WAG para el Piloto 1, se analizo de acuerdo al historial de inyección en este proyecto. El Volumen Poroso del área del Piloto del proyecto WAG se estimó en 83.4 MMBbls.

En las tablas siguientes se muestra las principales variaciones de los caudales de inyección de agua y gas, la relación WAG y los respectivos volúmenes porosos empleados por ciclos en cada pozo.

Tabla 3. Historial de inyección del pozo 1 y la relación WAG por ciclo.

1 CICLOS	Q g MMscf/dia	Q w Bwpd	% VP		RELACIÓN WAG
			GAS	AGUA	
1	1.0	6500	0.4	0.4	1.0
2	2.5	6300	0.5	0.7	1.3
3	3.4	6300	0.3	0.3	0.9
4	3.3	6250	0.3	0.3	0.9
5	1.8	6250	0.2	0.2	1.3
6	1.6	6300	0.2	0.3	1.9
7	2.5	6250	0.1	0.2	1.7
8	2.5	6250	0.1	0.5	3.9
9	2.8	6250	0.2	0.2	0.9
10	1.5	6300	0.1	0.2	1.9
11	2.5	6250	0.2	0.2	1.0
12	2.0	6000	0.1	0.2	1.6
Promedio	2.3	6266.7	2.7	3.6	1.3

Fuente: Autor.

Tabla 4. Historial de inyección del pozo 2 y la relación WAG por ciclo.

2	Q g	Q w	% VP		RELACIÓN WAG
			CICLOS	MMscf/dia	
1	0.4	5942	0.14	0.34	2.4
2	1.1	3600	0.23	0.27	1.2
3	2.4	3440	0.19	0.13	0.7
4	2.8	3375	0.39	0.13	0.3
5	1.6	6200	0.21	0.23	1.1
6	2.2	6200	0.42	0.25	0.6
7	2.8	6300	0.43	0.11	0.3
8	2.5	5940	0.23	0.10	0.4
9	1.9	6250	0.04	0.24	6.4
10	2.7	6250	0.19	0.15	0.8
11	2.7	6300	0.20	0.13	0.7
12	1.9	6300	0.13	0.16	1.2
13	2.5	5942	0.20	0.11	0.6
Promedio	2.25	5508.08	2.99	2.36	0.8

Fuente: Autor.

Tabla 5. Historial de inyección del pozo 3 y la relación WAG por ciclo.

3	Q g	Q w	% VP		RELACION WAG
			CICLOS	MMscf/dia	
1	0.50	1100	0.14	0.04	0.3
2	0.70	1125	0.05	0.02	0.5
3	0.88	1075	0.06	0.02	0.3
4	0.82	1125	0.05	0.03	0.5
5	0.89	1075	0.06	0.02	0.3
Promedio	1.58	3580.0	0.38	0.13	0.4

Fuente: Autor.

Tabla 6. Historial de inyección del pozo 4 y la relación WAG por ciclo.

4 CICLOS	Q g MMscf/dia	Q w Bwpd	% VP		RELACION WAG
			GAS	AGUA	
1	0.69	1300	0.14	0.03	0.2
2	1.05	1300	0.06	0.03	0.6
3	0.88	1250	0.05	0.03	0.7
4	0.82	1100	0.06	0.03	0.5
5	0.80	1075	0.04	0.02	0.5
Promedio	0.91	1400.5	0.35	0.14	0.4

Fuente: Autor.

Estas tablas indican que no se tuvo un buen control sobre los parámetros WAG, ya que las variaciones de un ciclo a otro son aleatorias. Además se ha visto en los reportes WAG aplicados en campo, que se pueden obtener mejores resultados al utilizar una relación WAG alta, y en este caso en la mayoría de los ciclos WAG la relación WAG fue menor a 1. Pese a esto se logro un buen resultado en la aplicación de este piloto.

Simulación proyecto WAG: Con el fin de establecer el mejor escenario para la implementación del WAG, se hicieron diferentes corridas de simulación en los cuales se varió el caudal inyectado de agua & gas, y la periodicidad de los ciclos. Existen diferentes factores en la simulación tales como las curvas de permeabilidad relativa al gas y efectos composicionales. que no se tienen en cuenta en el simulador black-oil y que influyen de forma directa en los resultados.

A partir de los resultados se obtiene lo siguiente: Las corridas No. 3 y No. 5 presentan la mayor ganancia de producción. Ellas tienen en común un periodo de inyección alternada de 10 días, lo cual indica que el sostenimiento de presión es más fuerte cuando los ciclos de inyección de agua y gas son más cortos, la existencia de periodos largos de inyección de gas, harían que el sostenimiento de presión no sea tan eficiente, lo que se traduciría en una disminución de producción.

Los resultados de la Tabla No. 7 también indican que cuando se inyecta alternadamente por periodos de 30 días, se obtienen buenos resultados, lo cual no concuerda con lo visto en la realidad, pues ciclos muy largos de inyección de gas hacen que este, se canalice en los pozos productores, ocasionando deficiencia en el sistema de levantamiento por manejo de altos volúmenes de gas.

Tabla 7. Corridas de simulación campo Colombia.

CASO	agua (BWPDI)	agua (BWPDI)	gas (MMSCFD)	gas (MMSCFD)	agua (BWPDI)	gas (MMSCFD)	agua (BWPDI)	gas (MMSCFD)	Periodicidad días	FOPT
1	6300	5200	1.7	1.7	0	0	0	0	20	44,376,100
2	6300	5200	1.7	1.7	1000	0.7	1000	0.7	20	44,347,050
3	6300	5200	1.7	1.7	0	0	0	0	10	44,396,550
4	6300	5200	1.7	1.7	0	0	0	0	30	44,391,610
5	6300	5200	0.5	0.5	0	0	0	0	10	44,396,330
6	6300	5200	0.5	0.5	0	0	0	0	20	44,375,880
7	6300	5200	0.5	0.5	0	0	0	0	30	44,391,480
8	6300	5200	2	2	0	0	0	0	30	44,391,660

Fuente: Autor.

Con base en los resultados obtenidos en el modelo de simulación, se recomienda continuar con el proyecto de inyección alternada de agua y gas en el Bloque siguiente con ciclos más cortos de inyección en los pozos 1 y 2, empezando con ciclos de 15:15 y de acuerdo con los resultados, gradualmente llegar hasta ciclos de 10:10.

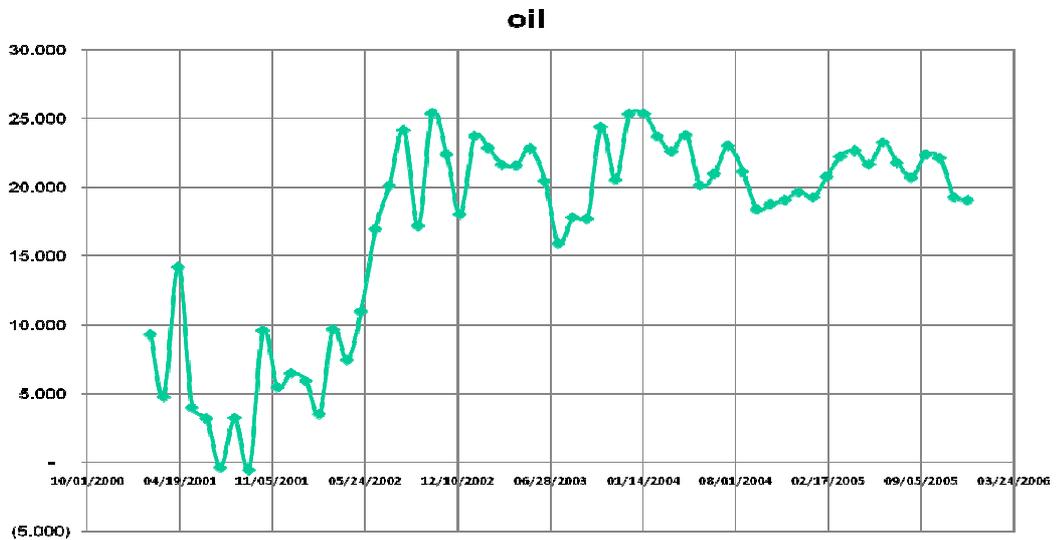
Resultados implementación proyecto WAG. En la figura 33 la línea verde representa la tendencia (por declinación) de producción, que tendrían los pozos productores de la primera y segunda línea en caso de que no se hubiera implementado el proyecto WAG y la curva roja muestra la historia de producción de aceite. Como se puede apreciar, los resultados @ Julio de 2003, obtenidos con la implementación del proyecto WAG muestran un incremento en la producción de aceite equivalente a 410 bopd promedio para el período de Enero 2002 a Julio 2003.

Figura 33. Historial de producción de aceite.



Fuente: Autor.

Figura 34. Producción incremental total del proyecto WAG.



Fuente: Autor.

El aporte en producción incremental de aceite de los pozos productores de la primera y segunda línea se muestra en la figura 34. El volumen incremental total obtenido con el proyecto WAG está alrededor de 250,000 barriles de

aceite para 30 meses de inyección, el cual se encuentra por encima del desempeño esperado del proyecto a la fecha.

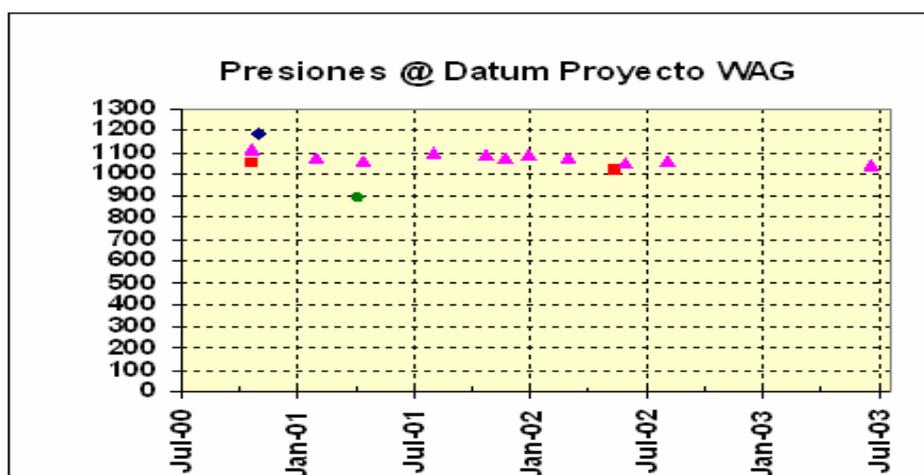
Monitoreo del proyecto WAG. Desde comienzos del proyecto WAG, se estructuró un programa de monitoreo que permitiera controlar los efectos del proceso “WAG” tanto en los pozos productores como en los inyectores.

El programa de Monitoreo del Proyecto WAG comprende los siguientes registros, en pozos productores y/o pozos inyectores:

- Presiones estáticas en pozos claves y monitores del proyecto.
- Registros de inyección de agua (ILT).
- Registros de inyección de gas (ILTg).
- Pruebas de producción.
- Cromatografías de gas pozos inyectores y productores.
- Fall off tests (FOT).

Presiones Estáticas. Se definió el pozo 15 como pozo monitor de presión del área piloto del proyecto WAG. La figura 35 muestra la Historia de presiones del WAG @ datum de -300 tvdss.

Figura 35. Historia de presiones del área piloto.



Fuente: Autor.

Como se puede apreciar la presión en el yacimiento se ha mantenido entre 1040 psi y 1100 psi, exceptuando el pozo 75, en el cual se cayó la presión a 890 psi al comienzo del proyecto WAG debido a la pérdida de energía que sufrió el yacimiento durante la inyección de gas, lo cual se fue optimizando poco a poco cambiando los volúmenes y la frecuencia de los ciclos de inyección alternada de agua y gas.

En las conclusiones y recomendaciones realizadas en este proyecto se encuentra lo siguiente: La implementación del proyecto WAG ha sido un éxito y representa una producción incremental de aceite de 410 bopd y un volumen total de 250 Kbopd en 30 meses de inyección, lo cual se encuentra por encima del desempeño esperado del proyecto.

Se ha observado un mejor comportamiento de producción en los pozos con los ciclos alternados de inyección 20:20. Se recomienda reducir los ciclos a 15:15 para optimizar aún más la eficiencia de barrido.

Con base en los resultados obtenidos en el modelo de simulación, se recomienda continuar con el proyecto de inyección alternada de agua y gas en el siguiente con ciclos más cortos de inyección en los pozos, empezando con ciclos de 15:15 y de acuerdo con los resultados, gradualmente llegar hasta ciclos de 10:10.

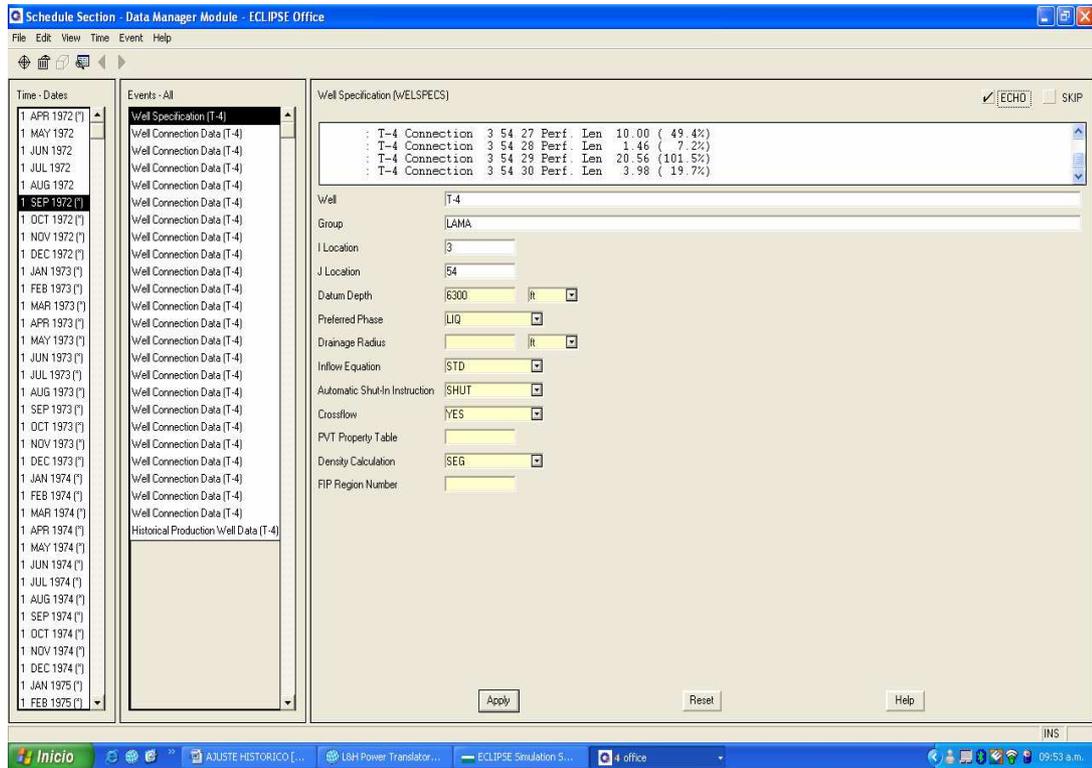
4. SIMULACIÓN

Después de haber realizado un recorrido por las aplicaciones que ha tenido el proceso de inyección WAG, a condiciones de campo y simulación en general, proseguimos a realizar los ajustes necesarios en simulador Eclipse 100, para observar el posible comportamiento de los parámetros del proceso de inyección WAG en campo Tello.

4.1. AJUSTE HISTÓRICO.

El proceso de ajuste histórico de los datos de producción en el simulador Eclipse, es uno de los procesos de mayor cuidado ya que de ello dependerá que los resultados y propuestas que se den, sean las adecuadas y con alto grado de confiabilidad, en nuestro caso no ha sido la excepción. El procedimiento empieza importando los datos de producción y los eventos de la Lámina A del Campo Tello del software OFM (Oil Field Manager) en un archivo plano, tomando desde Abril de 1972 que es la fecha de iniciación del desarrollo del campo, hasta la fecha en la que se inició este trabajo, Junio de 2008, introducirlo a una macro de Excel para que la ubicación de cada valor alfanumérico coincida con el requerido por el simulador y así de esta forma introducirlo como "Schedule" en el Eclipse sin problemas (ver figura 46). De esta misma forma también se cargan los archivos de la grilla, los datos de condiciones iniciales del yacimiento, el PVT, las saturaciones y las permeabilidades relativas.

Figura 36. El Schedule después de importar los datos.

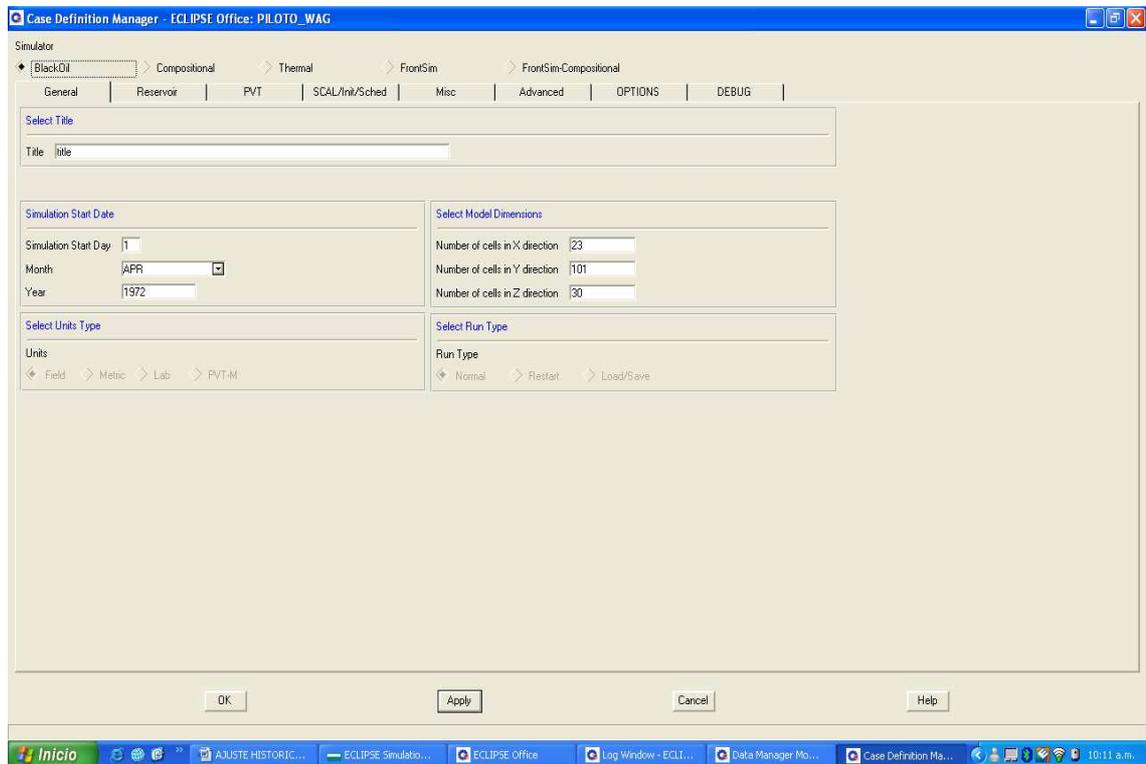


Fuente: Autor.

Con el paso de las simulaciones fuimos obteniendo experiencia y pericia para obtener las mejores condiciones del simulador de tal manera que me reproduzcan las condiciones históricas de los pozos y del campo en si, por tanto se fueron cambiando algunos parámetros en las corridas como por ejemplo:

- El tipo de simulador (Black Oil) con un tipo de solución “fullyimplicit” (completamente implícito) (ver figura 37)
- Los pasos de tiempo
- La cantidad de iteraciones por paso de tiempo.

Figura 37. Selección del simulador black oil.



Fuente: Autor.

Mientras se hacían nuevos intentos, detectamos que lo que estaba fallando eran los “keyword” de control para cada pozo, entonces también se empezaron a cambiar utilizando los controles ofrecidos por el simulador, de los cuales se dispone de estas opciones:

- LRAT: Control por rata de liquido.
- GRAT: Control por rata de gas.
- ORAT: Control por rata de aceite.
- WRAT: Control por rata de agua.

Cada uno de estos controles fueron probados, en la mayoría de los casos la curva de producción calculada por el simulador se desfasa de la curva de producción histórica, sin embargo utilizando el control ORAT los resultados

obtenidos mejoraron (ver figuras de 38 a 46), siendo el control ORAT el seleccionado para realizar el ajuste histórico, pese a algunas zonas de las graficas de producción del campo (figura 40), del piloto (figura 41) y del pozo P.P 5.(Figura 46) en donde el ajuste no se da y eso es debido a que no se tienen datos de presión del pozo P.P 5.en ese lapso de tiempo, por lo tanto se determinó que ese sería el ajuste para nuestro trabajo por ser este el que representa las condiciones más similares de la Lamina A .

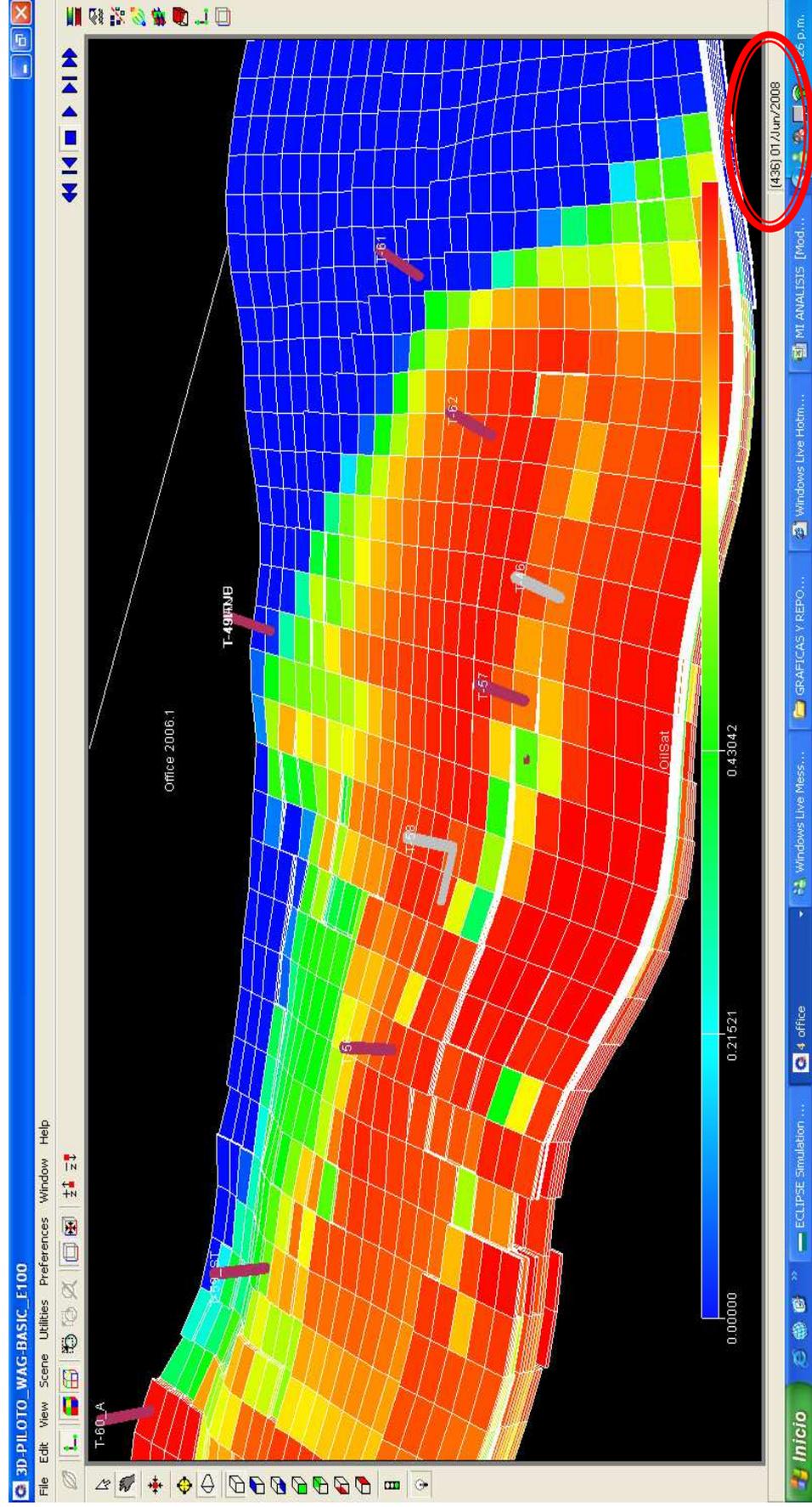
El “Sector Model” ò grupo piloto que se menciona en la Figura 38 es seleccionado por criterio de nuestro director con participación de nosotros, quienes decidimos tomar una zona alta de la Lamina A, ya que está pasando por un proceso de inyección de agua y además es unas de las zonas en donde el corte de agua es más elevado, en tal área se encuentran ubicados 9 pozos, de los cuales siete son productores y dos inyectores de agua.

Tabla 8. Pozos del área piloto.

POZOS DEL AREA PILOTO DE LA LAMINA A
Piloto productor 1 = P.P 1.
Piloto productor 2 = P.P 2.
Piloto productor 3 = P.P 3.
Piloto productor 4 = P.P 4.
Piloto productor 5 = P.P 5.
Piloto productor 6 = P.P 6.
Piloto productor 7 = P.P 7.
Piloto inyector 1 = P.I.1.
Piloto inyector 2 = P.I.2.

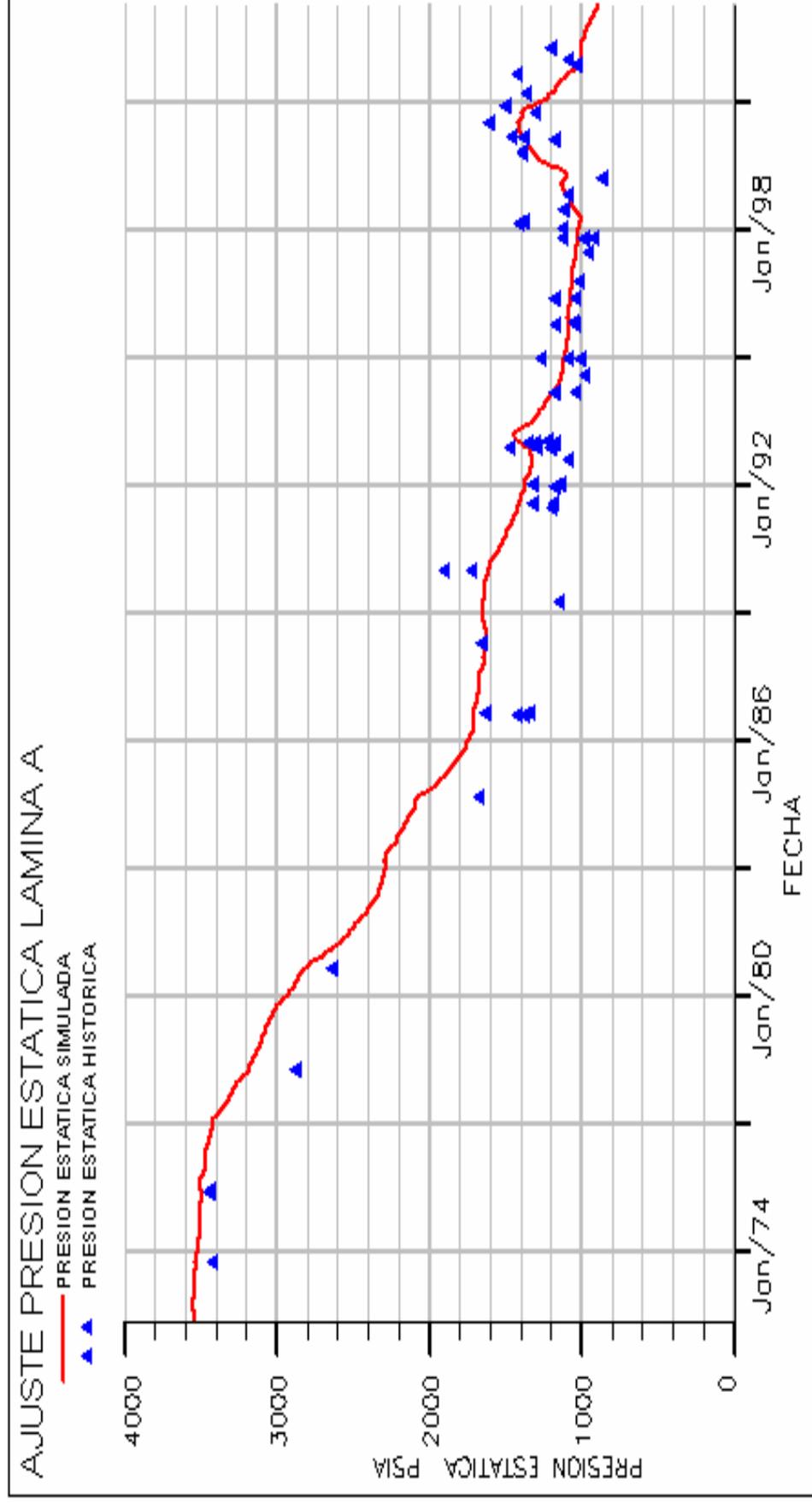
Fuente: Autor.

Figura 38. "Sector model" o zona piloto WAG al momento del fin del ajuste.



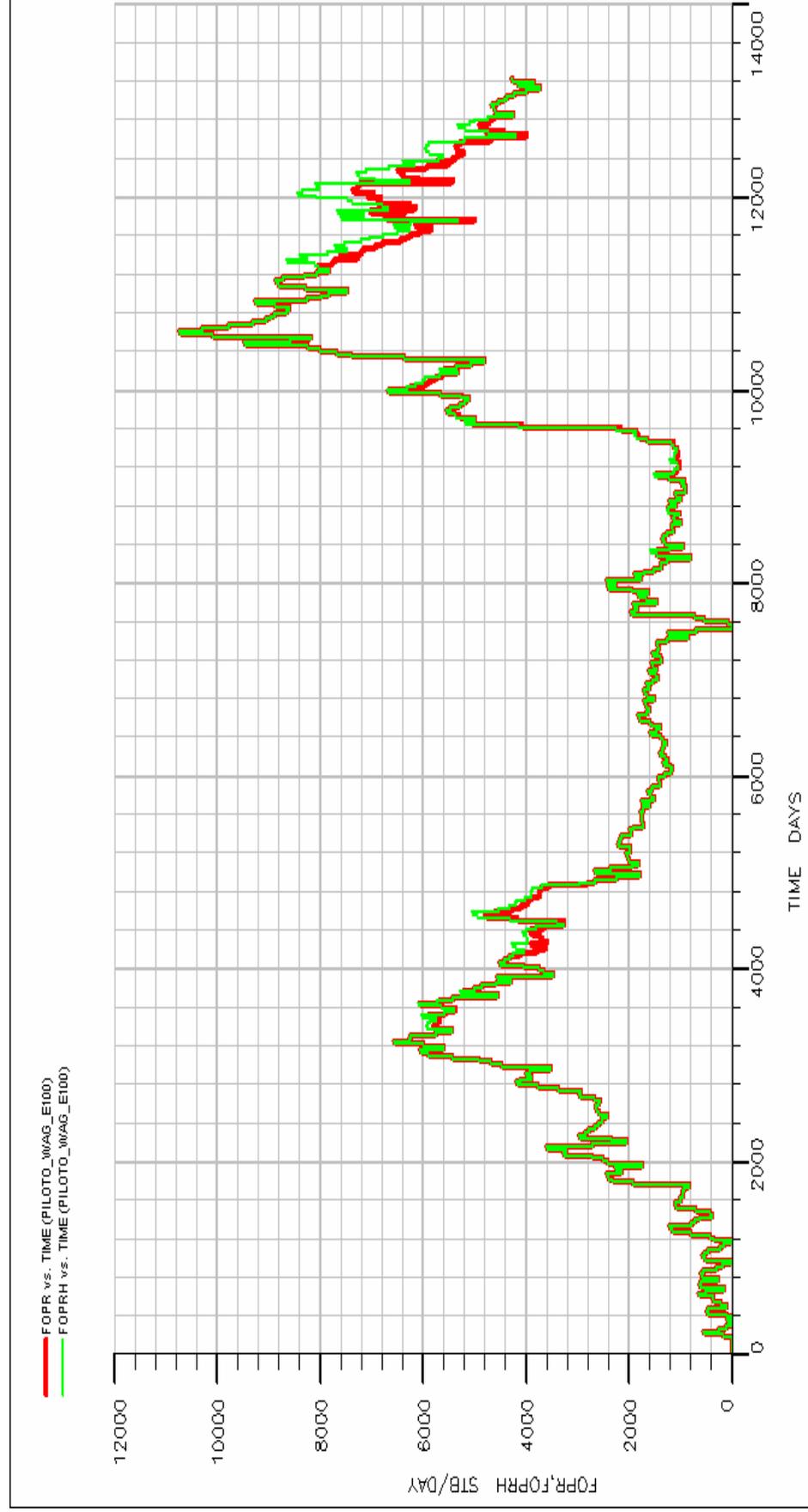
Fuente: Autor.

Figura 39. Ajuste histórico para la presión de la lamina A.



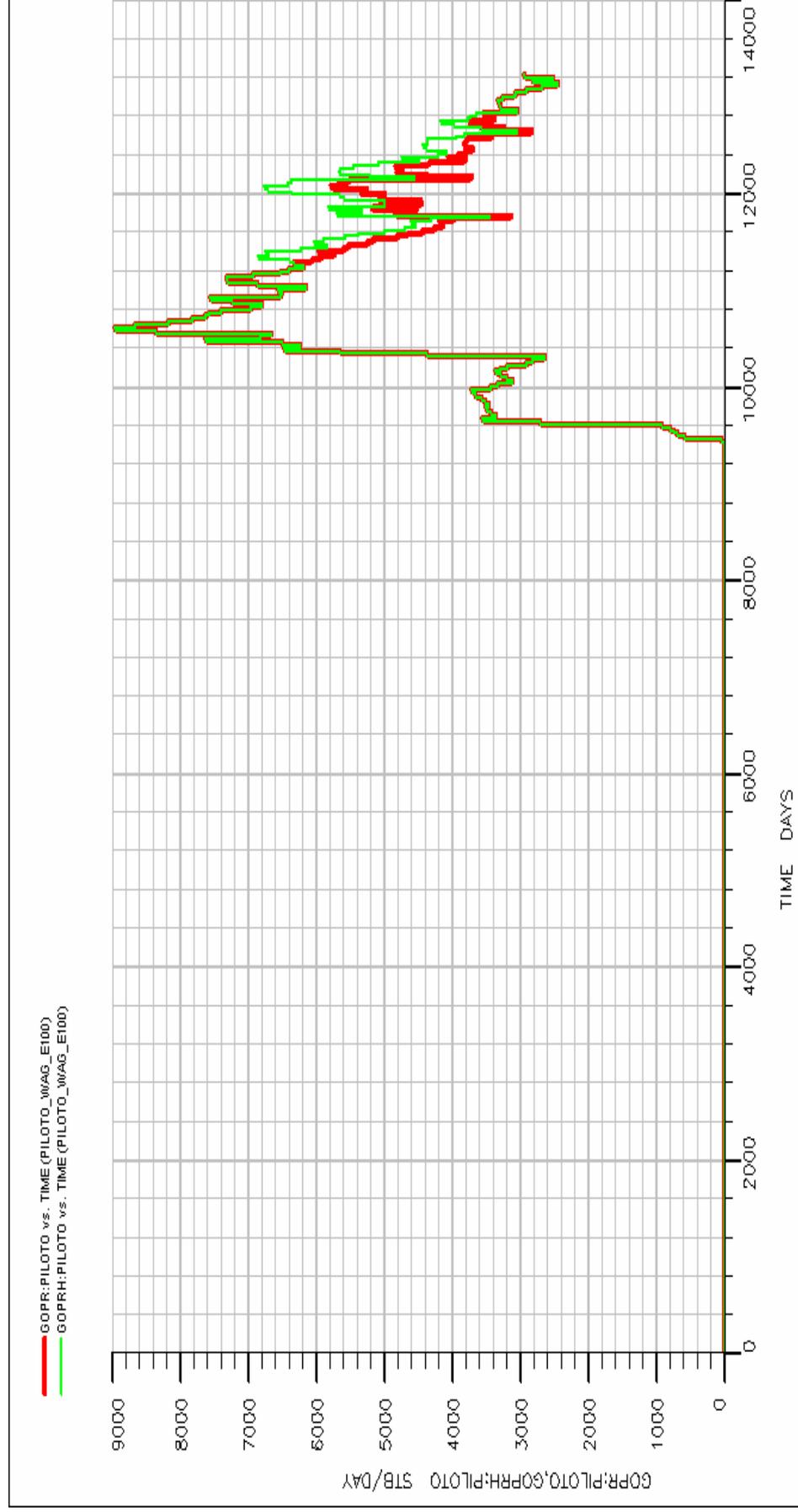
Fuente: Autor.

Figura 40. Ajuste histórico para la producción de aceite de la lamina A.



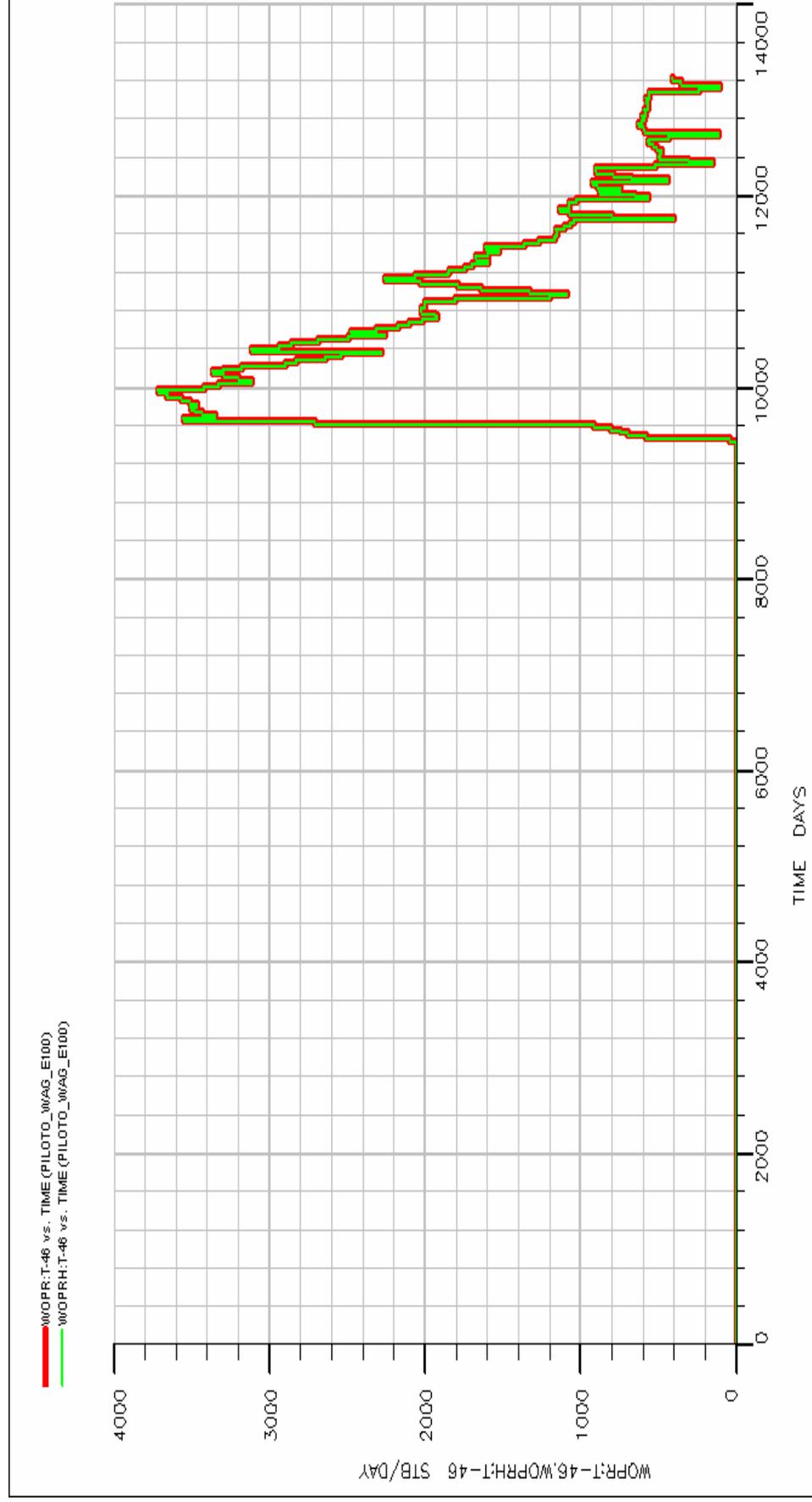
Fuente: Autor.

Figura 41. Ajuste histórico para la producción de aceite del grupo piloto.



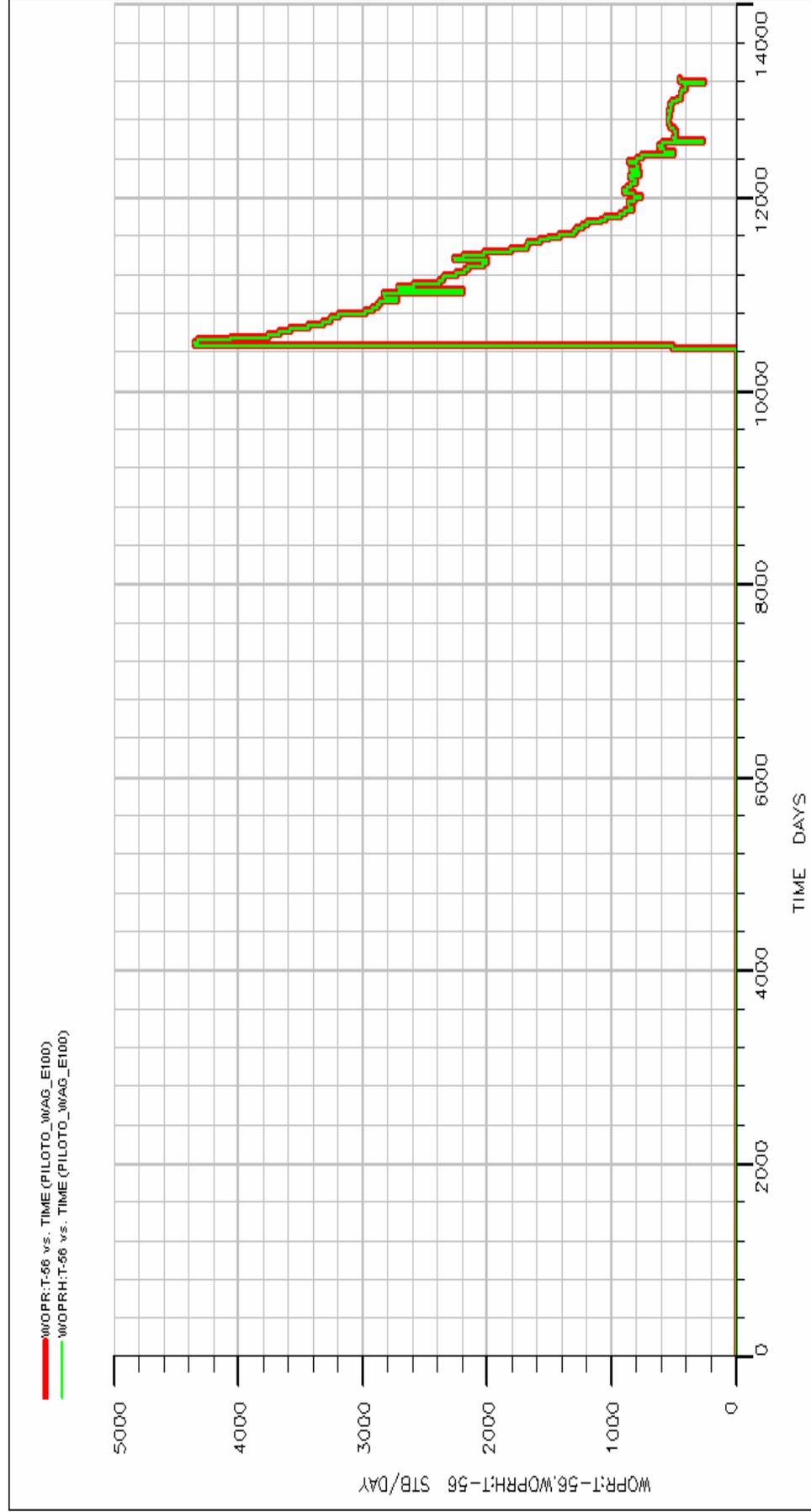
Fuente: Autor.

Figura 42. Ajuste histórico para la producción de aceite del pozo P.P 1.



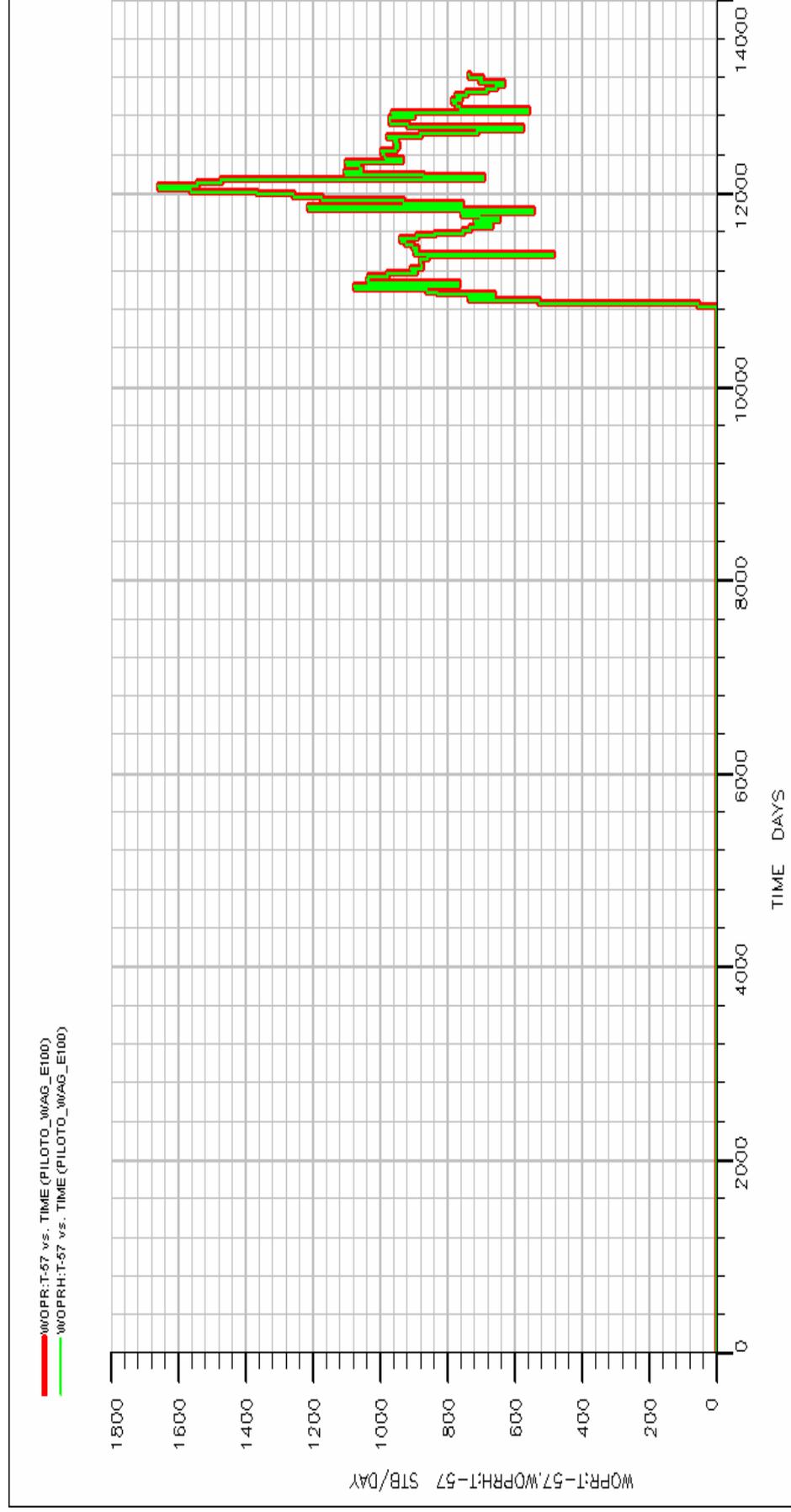
Fuente: Autor.

Figura 43. Ajuste histórico para la producción de aceite del pozo P.P. 2.



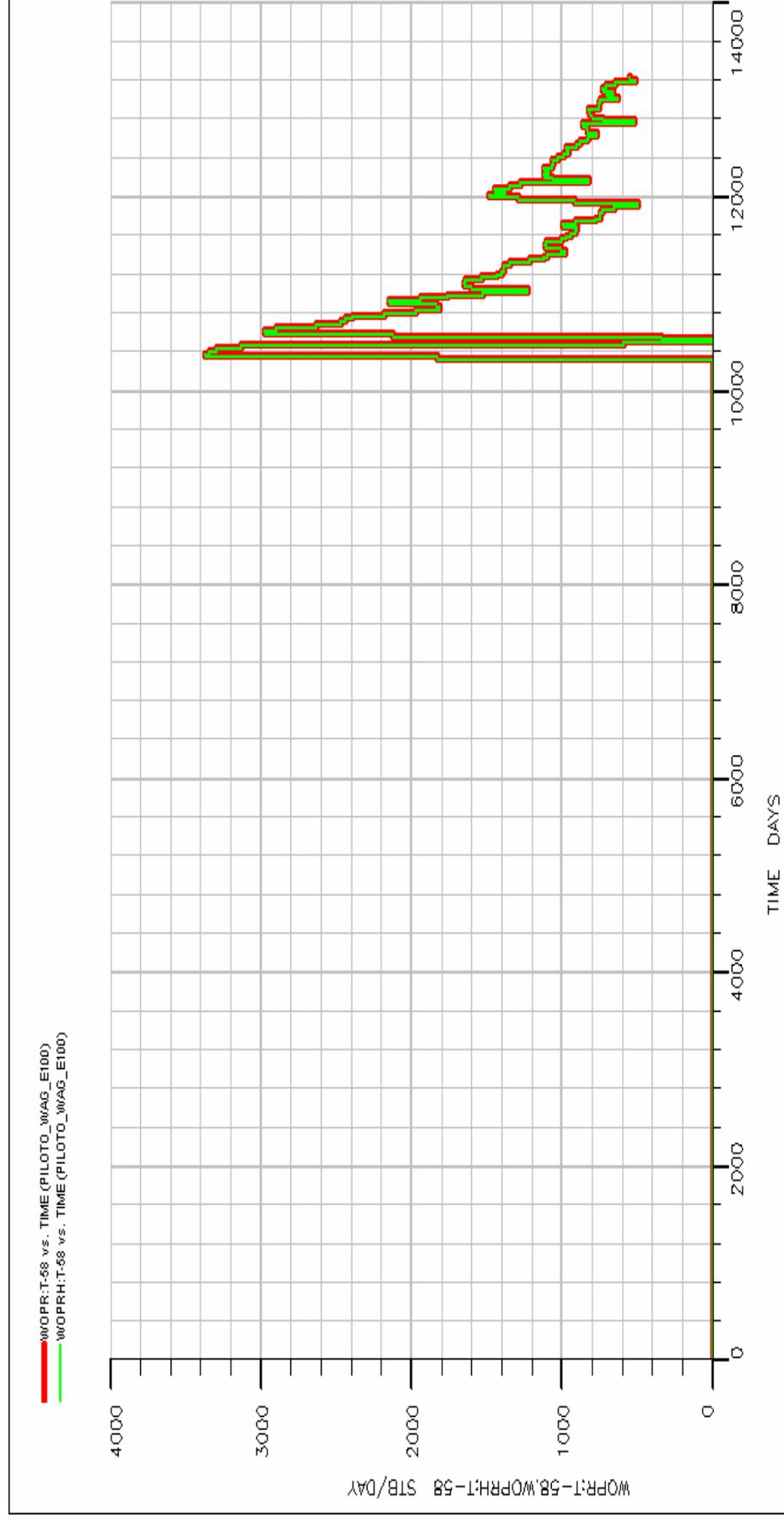
Fuente: Autor.

Figura 44. Ajuste histórico para la producción de aceite del pozo P.P 3.



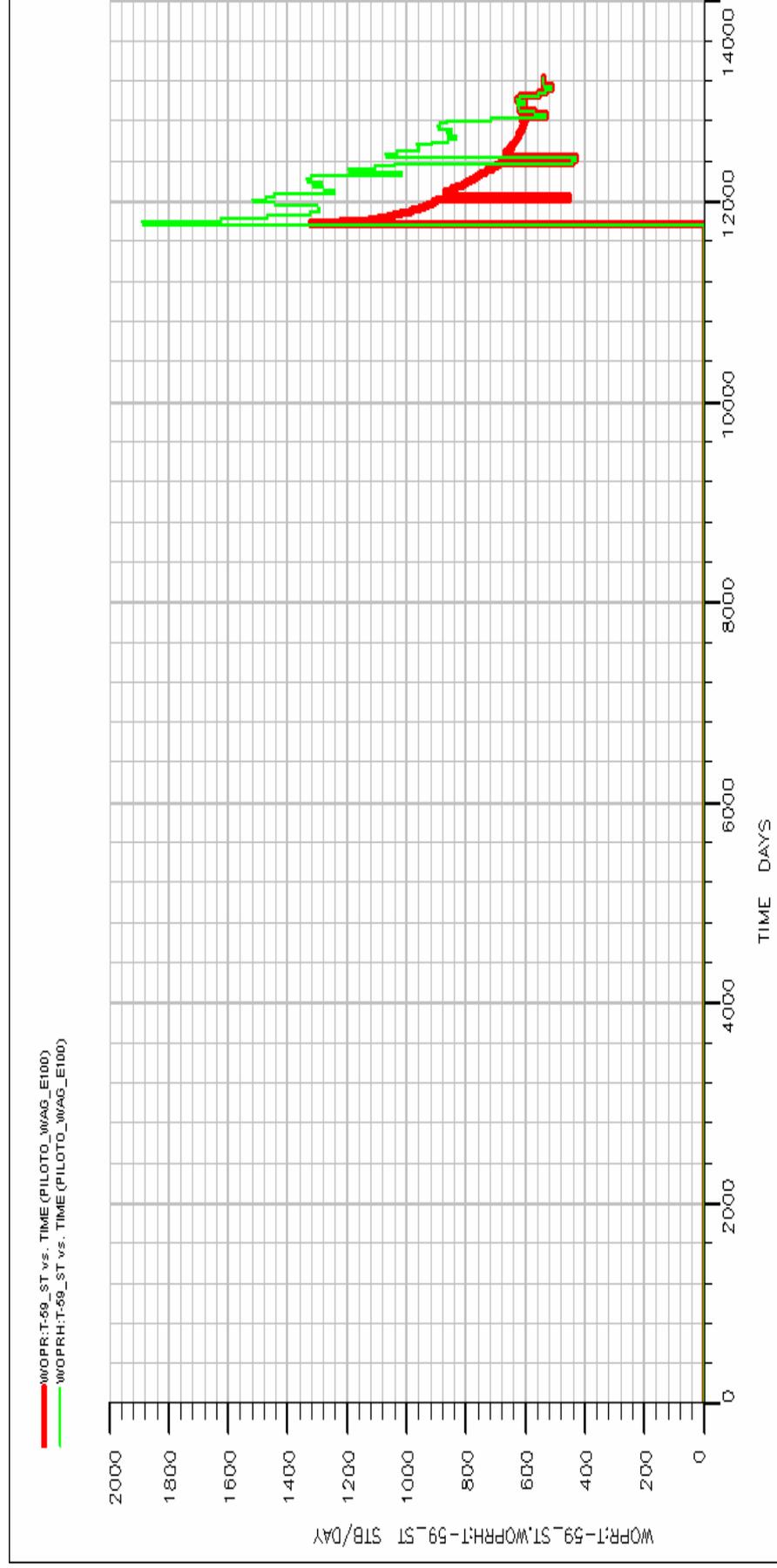
Fuente: Autor.

Figura 45. Ajuste histórico para la producción de aceite del pozo P.P.4.



Fuente: Autor.

Figura 46. Ajuste histórico para la producción de aceite del pozo P.P 5.



Fuente: Autor.

4.2. CARACTERÍSTICAS DE LAS SIMULACIONES REALIZADAS.

Luego de haber hecho el ajuste histórico de la producción, se realizan las simulaciones utilizando el simulador **ECLIPSE 100** para que de esta forma se pueda determinar el mejor escenario para la implementación del proceso WAG. Para cumplir con nuestro objetivo se realizaron varias corridas para seleccionar el mejor valor de los parámetros WAG a analizar.

Tabla 9. Simulaciones realizadas campo Tello.

SIMULACIONES REALIZADAS										
Nombre de la Corrida	Relación WAG	% Volumen Poroso			Caudal de Gas MMscf/día	GOPT a 10.5 años de aplicación (STB)	Aceite Incremental (STB)	tiempo en años		
		Total	Por Bache							
		Gas	Gas	Agua						
basic_2	-	-	-	-	-	25.436.270	-	-		
1	0.5	23.5	2.37	1.2	3	25.460.870	24.600	5		
2_1	1			2.4		26.494.270	1.058.000	6.7		
3_1	2			4.8		26.638.450	1.202.180	10		
4_1	3			7.2		26.860.820	1.424.550	13.3		
5_1	4			9.6		27.039.530	1.603.260	16.7		
6_1				5.91		0.59	2.4	27.077.320	1.641.050	4.2
7_1				11.2		1.18	4.8	27.001.370	1.565.100	8.3
9_1				35.48		3.55	14.4	26.920.300	1.484.030	25
11_1	4			23.54		2.35	9.6	2.5	26.743.350	1.307.080
12_1		2	26.578.630		1.142.360			18.9		
13_1		1.5	26.333.290		897.020			20.8		
14_1		1	25.985.960		549.690			24.4		
111	2.3	10.59	1.06	2.4	3	26.884.270	1.448.000	5		
112		21.18	2.12	4.8	26.584.620	1.148.350	10			
113		10.59	1.06	2.4	1.5	26.439.650	1.003.380	6.7		
114	2.6	11.65	Hibrido 1		2	26.625.010	1.188.740	7.0		
116	2.6	8.99	Hibrido 2		2	26.761.410	1.325.140	5.4		
117	2.3	7.06	0.7	1.6	1.5	26.696.700	1.260.430	4.4		
31	4	9.8	0.49	2	2.5	26.560.616	1.124.346	7.2		
32	4	5.8	0.29	1.2	1.5	26.867.420	1.431.150	5		

Fuente: Autor.

Durante las simulaciones se hicieron variaciones en la relación WAG, el volumen poroso y los caudales de inyección, para observar sus efectos sobre

el proceso WAG y la sensibilidad del mismo con respecto al cambio de cada variable, ver tabla 9.

La simulación fue realizada para la lamina A de campo Tello, y en el desarrollo de la simulación se agruparon los pozos productores más cercanos a los pozos inyectoros, asumiendo que estos pozos se van a ver afectados por el proceso WAG, a este grupo se le denominó el grupo piloto.

Una vez seleccionada el grupo piloto se prosiguió a determinar el volumen poroso disponible para hidrocarburo o HCPV, el cual se determinó utilizando el simulador y su modelo dinámico con el que se seleccionó el grupo piloto y se estableció que el HCPV corresponde a un valor de 100 MMRBbl.

Un aspecto de gran importancia para lograr un buen control de las variables WAG es determinar el volumen que ocupará el gas a las condiciones de yacimiento. Para eso se realizaron los cálculos teniendo en cuenta la ley de gases ideales, incluyendo el factor Z, en el cual se necesitaron las condiciones de presión y temperatura de yacimiento para realizar la conversión, de condiciones estándar a condiciones de yacimiento. Los resultados obtenidos se muestran a continuación.

$$1 \text{ MMSCF} = 2942 \text{ RBbl.}$$

Para la selección del número de ciclos a implementar en el proceso WAG se tuvo en cuenta los estudios realizados en el paper 84366 de la SPE. En el que se indica el comportamiento del factor de recobro con la variación del número de ciclos WAG. Todas las simulaciones se realizaron con 10 ciclos ya que al llegar a este número de ciclos la tendencia de las líneas cambia, generando que el incremento en el recobro sea mínimo al emplear un número mayor de ciclos.

Para la inyección alternada agua - gas se seleccionaron dos pozos inyectoras de agua P.I. 1 y P.I. 2 en los cuales la inyección de gas se realizó de manera alternada, mientras un pozo se encontraba inyectando agua el otro pozo inyectaba gas, hasta completar el número de ciclos seleccionado. Estos pozos actualmente inyectan 20.000 Bbl de agua, por tal razón para el desarrollo de las simulaciones se seleccionó un caudal de inyección constante de 10.000 Bbl de agua por cada pozo.

Los datos de aceite incremental del grupo piloto (GOPT) se tomaron a un tiempo intermedio de 10.5 años, después del arranque del proceso WAG, teniendo en cuenta que hasta este tiempo la mayor parte de las simulaciones realizadas ya habían culminado.

El simulador ECLIPSE ofrece la opción de seleccionar el tipo de simulador a utilizar ya sea el simulador Compositional, Thermal, FrontSim, FrontSim-compositional o el simulador BlackOil que fue el utilizado para nuestro trabajo, este simulador tiene en cuenta los efectos de las curvas de permeabilidad relativa del gas, de la presión capilar y de la histéresis, y gracias a esto se puede simular un escenario mucho más real.

A pesar de que la simulación no es muy dicente cuantitativamente, cualitativamente si es una muy buena herramienta, y gracias a ésta, se muestra el comportamiento de los parámetros del grupo de pozos que corresponden al área piloto o "Sector Model".

Para la opción de histéresis el cual es uno de los parámetros no introducido dentro de otros simuladores pero que sí se tiene en cuenta en el simulador ECLIPSE, contribuyó bastante a la mejora del escenario utilizando un parámetro conocido como coeficiente "C" de entrapamiento de LAND, el cual ha sido modificado o mejorado por otros autores que se relacionan en el capítulo de histéresis de la permeabilidad relativa.

4.3. ANÁLISIS DE LOS PARAMETROS WAG EN LAS SIMULACIONES.

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).

4.3.1. Relación WAG.

El primer parámetro a analizar, fue la relación WAG, en la cual se mantuvo constante el volumen poroso de gas inyectado y el caudal de inyección. En la tabla 10, se muestra 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.

El análisis se llevo a cabo de un tiempo de 10.5 años después de iniciados los WAG, tomando como variable a comparar la producción incremental de cada proceso.

Tabla 10. Inyección WAG a diferentes relaciones WAG.

Nombre de la Corrida	Relación WAG	% Volumen Poroso			Caudal de Gas MMscf/día	GOPT a 10.5 años de aplicación (STB)	Aceite Incremental (STB)	Tiempo en años
		Total	Por Bache					
		Gas	Gas	Agua				
basic_2	-	-	-	-	-	25.436.270	-	-
1	0.5	23.5	2.37	1.2	3	26.431.010	994.740	5.0
2_1	1		2.37	2.4		26.535.740	1.099.470	6.7
3_1	2		2.37	4.8		26.638.450	1.202.180	10.0
4_1	3		2.37	7.2		26.860.820	1.424.550	13.3
5_1	4		2.37	9.6		27.039.530	1.603.260	16.7
7_1	4	11.2	1.18	4.8	3	27.001.370	1.565.100	8.3
111	2		1.06	2.4		26.884.270	1.448.000	5.0

Fuente: Autor.

En la figura 47 se observa cómo, a medida que se incrementa la relación WAG se mejora la producción en la simulación del área piloto, con una relación WAG de 0.5 se logra el menor incremento y con relaciones WAG mayores se obtienen buenos resultados, se muestra que al variar la relación WAG de 1 a 4 se aumenta el aceite incremental en 600.000 Bbl.

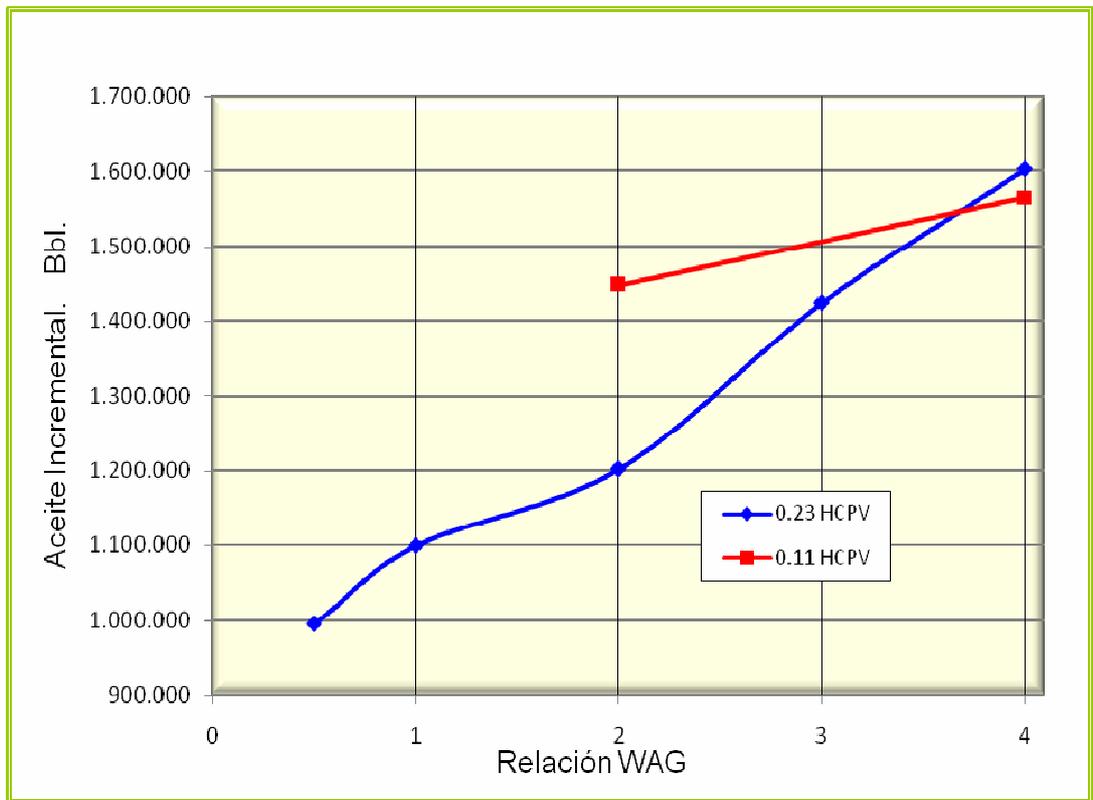
Además al disminuir el volumen poroso a 0.11 HCPV se observa un mejor comportamiento que el reportado con el volumen poroso de 0.23 HCPV, ya que el resultado obtenido con el volumen poroso de 11% y una relación WAG de 2, es muy cercano al obtenido con un volumen poroso de 23% y una relación WAG 3 (1.448.000.Bbl y 1.424.550.Bbl respectivamente), y de esta manera se disminuye el tiempo de operación del proyecto de 13.3 años a 5 años, favoreciendo el desarrollo del proyecto ya que al disminuir el volumen poroso de gas y la relación WAG, también se disminuye el tiempo requerido para la implementación del proyecto WAG bajando los costos de operación.

Los dos mejores resultados se obtienen con la relación WAG de 4, pero en la simulación con un volumen de 11.2 % 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.

Es necesario recalcar que para una relación WAG de 3 y 4 con 23% del VP, no se ha terminado de inyectar todos los ciclos WAG y hace suponer que el incremento de producción puede ser mayor.

La tendencia al aumentar la relación volumétrica agua gas, se incrementa la producción incremental de petróleo, pero es necesario tener en cuenta la variable de tiempo y volumen de gas necesario para inyectar.

Figura 47. Aceite incremental vs. relación WAG.



Fuente: Autor.

4.3.2. Volumen poroso de gas.

El segundo parámetro a analizar es el volumen poroso, en el cual se mantuvo constante la relación WAG y el caudal de inyección. En la tabla 11, 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.

Tabla 11. Inyección WAG a diferente volumen poroso.

Nombre de la Corrida	Relación WAG	% Volumen Poroso			Caudal de Gas MMscf/día	GOPT a 10.5 años de aplicación (STB)	Aceite Incremental (STB)	Tiempo en años
		Total	Por Bache					
		Gas	Gas	Agua				
basic_2	-	-			-	25.436.270	-	-
6_1	4	5.91	0.59	2.4	3	27.077.320	1.641.050	4.2
7_1		11.83	1.18	4.8		27.001.370	1.565.100	8.3
5_1		23.65	2.37	9.6		27.039.530	1.603.260	16.7
9_1		35.48	3.55	14.4		26.920.300	1.484.030	25.0
111	2.3	10.59	1.06	2.4	3	26.884.270	1.448.000	5.0
112		21.18	2.12	4.8		26.584.620	1.148.350	10.0
4_1	3	23.65	2.37	3.24	3	26.860.820	1.424.550	13.3

Fuente: Autor.

Con este grafico se puede decir que con una relación WAG de 4, la inyección de una cantidad extra de gas no ayuda significativamente al incremento de la producción de aceite, ya que el incremento de producción con un volumen poroso de gas de 23% fue mayor, al incremento de producción cuando se inyecta un 35%. Los mejores resultados se obtienen al disminuir el volumen poroso en un rango de 5.91% a 11.83% HCPV (1.641.050.Bbl y 1.565.100.Bbl). Aunque el resultado obtenido con un volumen poroso de 23% se encuentre dentro de estos valores (1.603.206.Bbl), el incremento es mínimo al compararse con los valores obtenidos con el volumen poroso de 11.83%, además al utilizar el volumen poroso de 23% el tiempo para la implementación del proceso WAG pasa de 8.3 a 16.7 años.

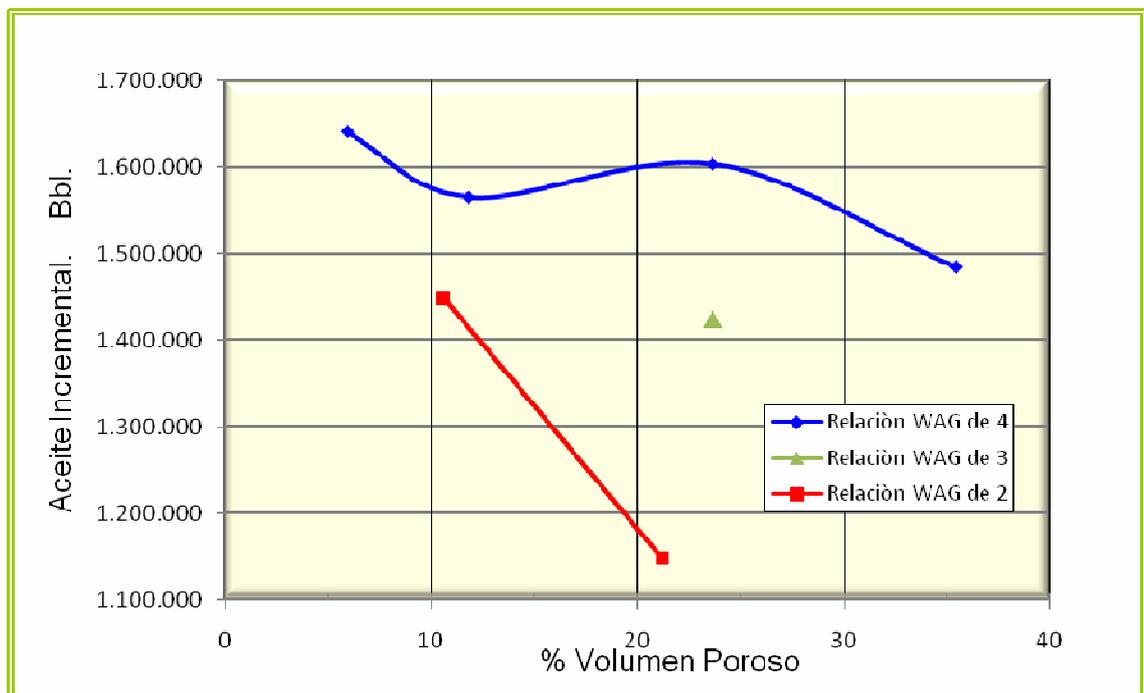
Un comportamiento similar se observa cuando se baja la relación WAG a 2 indicando que al disminuir el volumen poroso se logra un mayor incremento en la producción de aceite. Si la tendencia de esta línea se mantiene podríamos decir que al disminuir el volumen poroso a un valor de 6 % se tendría un incremento de producción de unos 1.570.000.Bbl de aceite 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 %

Al incrementar la relación WAG y mantener el volumen poroso constante se mejora el recobro de aceite, al igual que lo observado en la figura anterior. Este volumen poroso concuerda con lo dicho en estudios ya realizados en los que mencionan, que a medida que se incrementa la relación WAG se mejora el recobro.

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 del piloto de campo Tello se puede recomendar un volumen poroso de gas que de 6 %.

Figura 48. Aceite incremental vs. % volumen poroso.



Fuente: Autor.

4.3.3. Caudal de inyección de gas.

El tercer parámetro a analizar es el caudal de gas a inyectar, en la cual se mantuvo constante la relación WAG y el volumen poroso. En la tabla 12, se muestra cual es la variación de una corrida 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 es como máximo 2 MMscf/día, y luego que caudal de gas es equivalente al caudal actual de agua que se tienen en los pozos inyectoros (1 y 2) a condiciones de fondo.

Tabla 12. Inyección WAG con diferentes caudales de gas.

Nombre de la Corrida	Relación WAG	% Volumen Poroso			Caudal de Gas MMscf/día	GOPT a 10.5 años de aplicación (STB)	Aceite Incremental (STB)	Tiempo en años
		Total	Por Bache					
		Gas	Gas	Agua				
basic_2	-	-			-	25.436.270	-	-
5_1	4	23.54	2.37	9.6	3	27.039.530	1.603.260	16.7
11_1			2.35	9.6	2.5	26.743.350	1.307.080	17.8
12_1			2.35	9.6	2	26.578.630	1.142.360	18.9
13_1			2.35	9.6	1.5	26.333.290	897.020	20.8
14_1			2.35	9.6	1	25.985.960	549.690	24.4
111	2.3	10.59	1.06	2.4	3	26.884.270	1.448.000	5.0
113			1.06	2.4	1.5	26.439.650	1.003.380	6.7
114	2.6	11.65	Hibrido 1		2	26.625.010	1.188.740	7.0
116	2.6	8.99	Hibrido 2		2	26.761.410	1.325.140	5.4
117	2.3	7.06	0.7	1.6	1.5	26.696.700	1.260.430	4.4

Fuente: Autor.

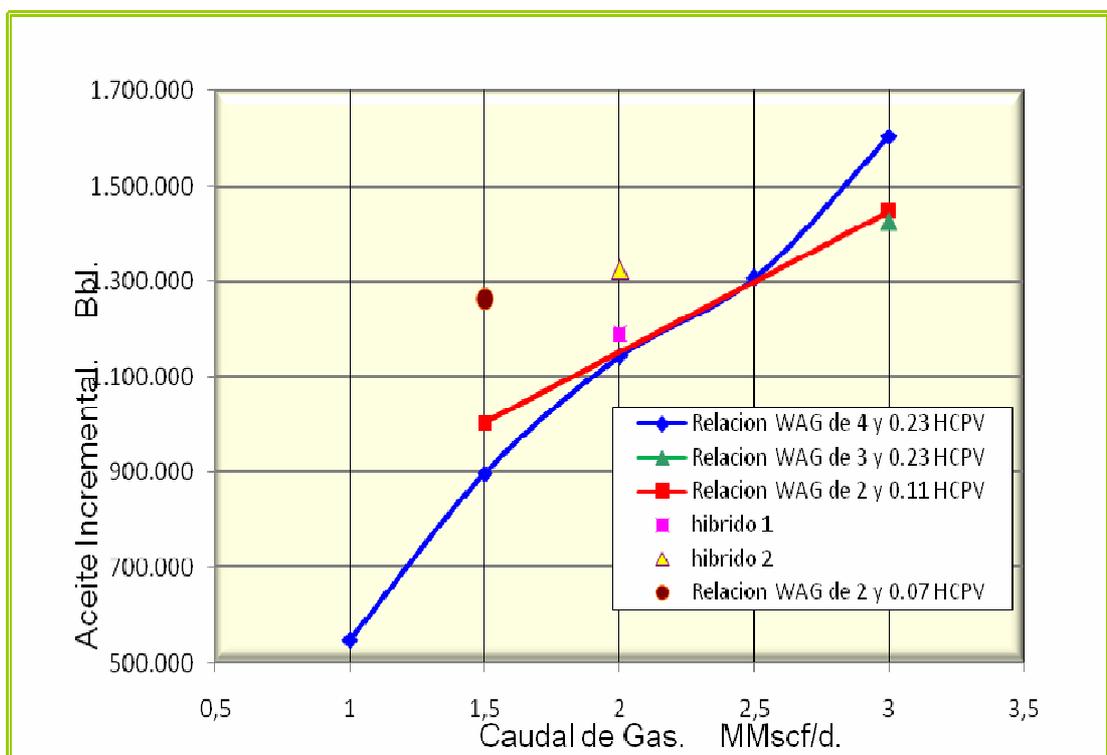
En la figura 49, se muestra que independientemente del volumen poroso y la relación WAG empleada siempre se obtendrá mejores resultados al incrementar el caudal de inyección de gas, en este momento toma gran peso la

tasa de disponibilidad de gas para el proyecto, en el caso del campo Tello está entre 1.5 y 2 MMscf/día.

Y se corrobora lo observado en las figuras anteriores en las que indican que es mejor utilizar un volumen bajo de gas entre 0.06 y 0.11 HCPV, ya que no presenta una gran diferencia al aumentar el volumen poroso. Además muestra el buen comportamiento al disminuir la relación WAG a 2 con el volumen poroso de 0.11 HCPV.

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/día y el mayor incremento en la producción siempre se obtiene cuando se utiliza un caudal de 3 MMscf/ día.

Figura 49. Aceite incremental vs. caudal de gas.



Fuente: Autor.

4.3.4. WAG Híbrido.

Se diseñaron dos simulaciones teniendo en cuenta el concepto de WAG híbrido, ya que se puede lograr un mayor control del frente de avance, y por ende una mayor eficiencia del desplazamiento.

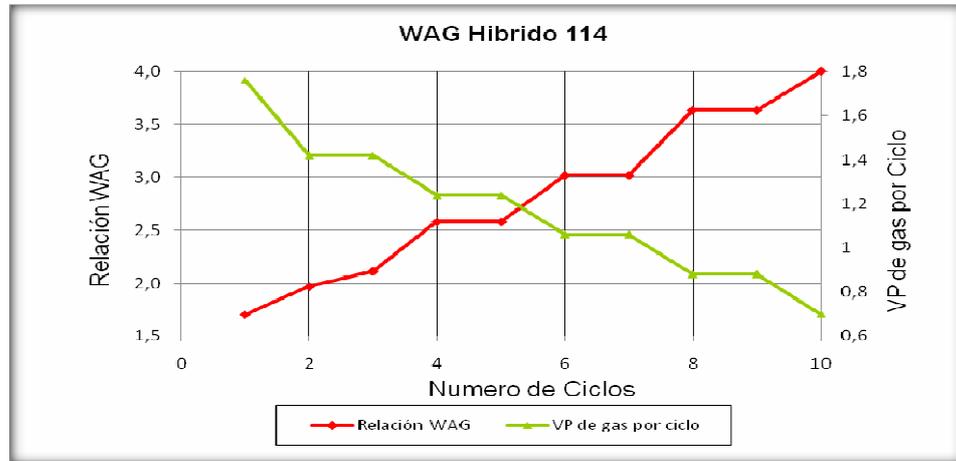
En este tipo de simulaciones se hacen variaciones de un ciclo a otro, empezando con una relación WAG de 1.7 y se incremento hasta una relación WAG de 4, el caudal utilizado fue de 2 MMscf/día en todos los ciclos y el volumen poroso por ciclo se fue disminuyendo de 1.76 a 0.7 %HCPV. Esto se realizo teniendo en cuenta que con las relaciones WAG de 2 a 4 se obtienen buenos resultados, al igual que al disminuir el volumen poroso. A continuación se muestra las variaciones realizadas por ciclo, en este diseño del WAG híbrido.

Tabla 13. WAG híbrido 1, corrida de simulación piloto_WAG-114.

Ciclos WAG	% Volumen Poroso por Ciclo		Relación WAG
	Gas	Agua	
1	1.76	3	1.7
2	1.42	2.8	2.0
3	1.42	3	2.1
4	1.24	3.2	2.6
5	1.24	3.2	2.6
6	1.06	3.2	3.0
7	1.06	3.2	3.0
8	0.88	3.2	3.6
9	0.88	3.2	3.6
10	0.7	2.8	4.0
Total	11.66	30.8	2.6

Fuente: Autor.

Figura 50. Variación por ciclo de la relación WAG y el volumen poroso de gas en el WAG híbrido 114.



Fuente: Autor.

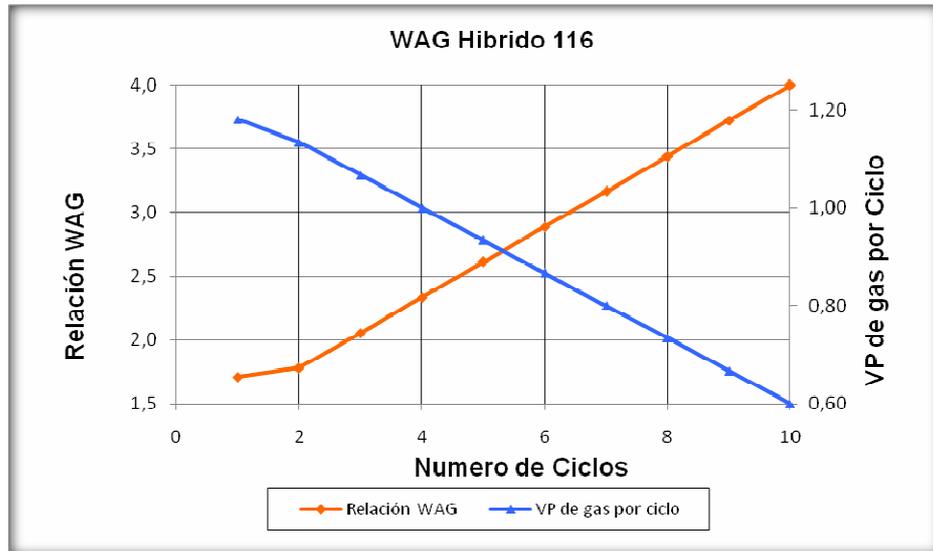
La segunda simulación se denomina piloto_WAG-116, y se quiso mejorar la simulación anterior (piloto_WAG-116), manteniéndose constante el caudal de inyección de gas en 2 MMscf/día, y se ha disminuido el volumen poroso inyectado a 8.9 %HCPV, además las variaciones se realizaron de forma lineal, tal como se muestra en la figura 51.

Tabla 14. WAG híbrido 2, corrida de simulación piloto_WAG-116.

Ciclos WAG	% Volumen Poroso por Ciclo		Relación WAG
	Gas	Agua	
1	1.18	2.02	1.7
2	1.13	2.02	1.8
3	1.07	2.19	2.1
4	1.00	2.33	2.3
5	0.93	2.44	2.6
6	0.87	2.50	2.9
7	0.80	2.53	3.2
8	0.73	2.53	3.4
9	0.67	2.48	3.7
10	0.60	2.40	4.0
Total	8.98	23.45	2.6

Fuente: Autor.

Figura 51. Variación por ciclo de la relación WAG y el volumen poroso de gas en el WAG híbrido 116.



Fuente: Autor.

De acuerdo con lo observado en las simulaciones y a la disponibilidad del gas se realizó la corrida denominada piloto_WAG-117 en la que se utiliza un caudal de gas de 1.5 MMscf/día, y un volumen poroso de gas de 7 % HCPV. Los resultados de aceite incremental obtenidos en esta simulación no difieren en gran parte de la corrida piloto_WAG-116 pues la diferencia entre estas es de 64710 STB, y el tiempo de aplicación sería 4.4 años.

El resultado obtenido en las corridas piloto_WAG-114 y piloto_WAG-116 (WAG híbridos) es mostrado en la figura 49, indicando un incremento en la producción al compararse con las corridas realizadas con 2 MMscf/día. Debido a la disminución del volumen poroso en la corrida piloto_WAG-116 se generó un incremento de 144.400 STB al compararse con el piloto_WAG-114, además se reduce el tiempo de aplicación del proyecto de 7 años a 5.4 años.

4.4. SELECCIÓN DE LOS MEJORES RESULTADOS.

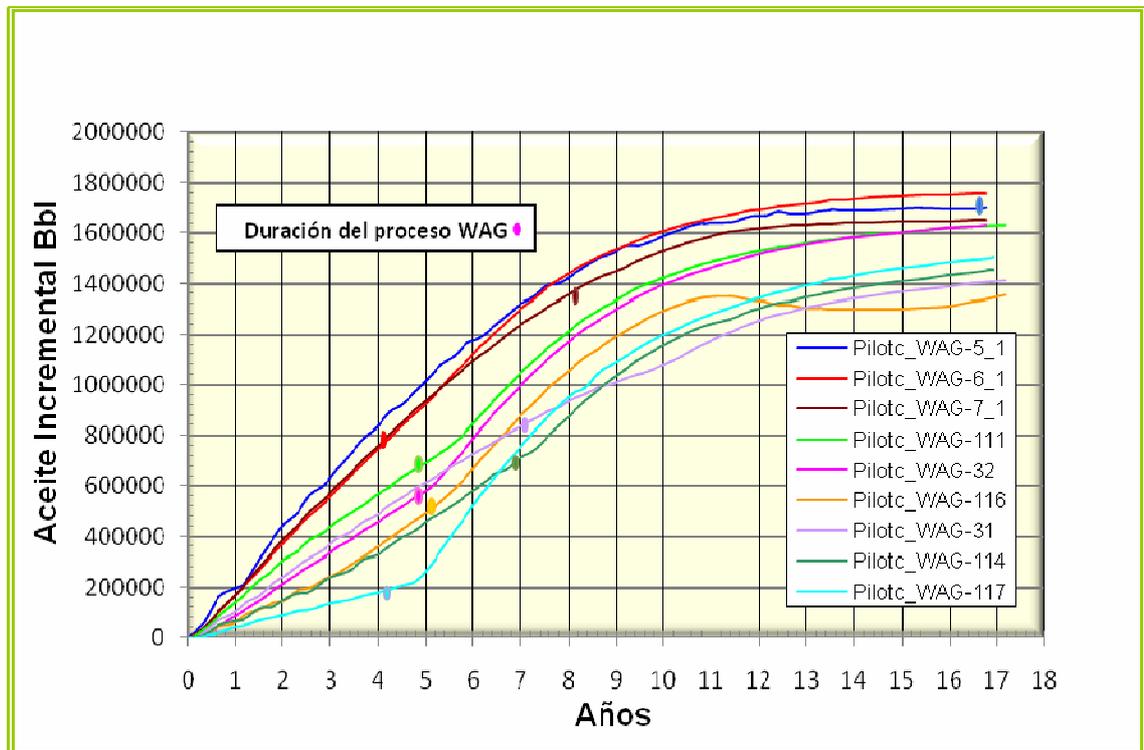
Al observar los análisis anteriores de los parámetros del proceso WAG se puede decir que los mejores resultados se obtiene al utilizar una relación WAG de 4, un volumen poroso de 6 % HCPV y un caudal de inyección de 3 MMscf/día.

Debido a que en campo Tello se cuenta con una disponibilidad de gas de 1.5 MMscf/día, se realizaron simulaciones con caudales de 2.5, 2 y 1.5 MMscf/día, para observar el comportamiento al utilizar estos caudales de inyección y seleccionar el mejor.

Los resultados se muestran en la figura 52, en la que se ilustra que los mejores resultados son obtenidos al utilizar un caudal de inyección de 3 MMscf/día de gas, el cual corresponde a las corridas denominadas Piloto_WAG-5_1, Piloto_WAG-6_1, Piloto_WAG-7_1 y Piloto_WAG-111, al tener en cuenta el tiempo requerido en estas pruebas para la implementación del proceso WAG y el consumo de gas, se seleccionaría el Piloto_WAG-6_1, ya que es el que menos tiempo requiere para su implementación y requiere de una menor cantidad de gas.

La corrida Piloto_WAG-32 con un volumen poroso de 5.83 % HCPV, un caudal de inyección de 1.5 MMscf/día y relación WAG de 4, muestra el mejor comportamiento si se compara con las corridas que utilizan un caudal de inyección de gas menor a 3 MMscf/día. La diferencia de aceite incremental entre la mejor corrida utilizando 3 MMscf/día (Piloto_WAG-6_1) y ésta, pasados 6.1 años es de 332.072 Bbl de aceite, según lo reportado en las simulaciones realizadas.

Figura 52. Aceite incremental de las simulaciones realizadas.



Fuente: Autor.

Los resultados que se obtienen en este estudio de simulación concuerdan con lo que hasta el momento se ha reportado en los estudios de simulación y pruebas de campo, indicando un incremento en la producción de aceite al disminuir el volumen poroso de gas inyectado y lográndose los mejores resultados al utilizar una relación WAG de 4, tal como lo indican algunos estudios de simulación realizados para la aplicación del proceso WAG en otros campos.

5. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LA SIMULACIÓN DURANTE LOS CAMBIOS EN LA RELACIÓN WAG, EL VOLUMEN POROSO DE GAS Y EL CAUDAL DE GAS.

5.1. CAMBIOS EN LA RELACIÓN WAG.

En este capítulo se mostrara un grupo de graficas junto con sus respectivos análisis que corresponden a las simulaciones realizadas para seleccionar la mejor relación WAG, estas corridas son comparadas con otra realizada sin aplicar el proceso WAG es decir con una que simule el comportamiento del yacimiento en las condiciones que esta, ésta corrida es conocida como “Piloto_WAG_Basic_2”.

Cada una de las corridas que aparecen en estas graficas corresponde a una relación WAG diferente y son llamadas de la siguiente forma:

- PILOTO_WAG – BASIC – 2 corresponde a la LINEA BASE
- PILOTO_WAG – 1 corresponde a la RELACION WAG DE 0.5
- PILOTO_WAG – 2-1 corresponde a la RELACION WAG DE 1
- PILOTO_WAG – 3-1 corresponde a la RELACION WAG DE 2
- PILOTO_WAG – 4-1 corresponde a la RELACION WAG DE 3
- PILOTO_WAG – 5-1 corresponde a la RELACION WAG DE 4

A continuación se muestra un breve comentario a cerca de las graficas que se realizaron para observar el comportamiento de las variables involucradas en el proceso.

ANALISIS DEL GRUPO PILOTO

Presión Estática de Yacimiento (FPR): la figura 53 muestra que los resultados de la presión estática de yacimiento son positivos, alcanzando un

incremento promedio de (80 psi) por encima de la línea básica durante el proceso, sin embargo la recuperación de la presión es más significativa con una relación WAG de 3 en donde se observa que alcanza presiones hasta de 100 psi aproximadamente.

Al final de cada proceso WAG, la presión se incrementa rápidamente alcanzando y manteniéndose en 100 psi, debido a la inyección de agua continua posterior a cada proceso WAG, ya que este fluido (agua) por ser mas viscoso que el gas y ligeramente compresible a condiciones de yacimiento contribuye a la recuperación de la presión más eficientemente.

También es mostrado que hay una menor variación de presión al terminar cada proceso a medida que la relación WAG aumenta, debido a que el volumen poroso de gas inyectado es mayor en las relaciones WAG pequeñas y menor a grande, al compararse con el agua

Producción Total de Aceite del Grupo Piloto (GOPT): estos resultados son mostrados en la figura 54 en donde la producción total de aceite en el piloto incrementa a medida que la relación WAG aumenta, e incluso sobreponiéndose a la curva base producción; pero con el proceso WAG cuando se utiliza una relación WAG de 0.5 no presenta un gran variación con la línea base y solo después de que se termina la inyección WAG a los 5 años, la producción de aceite total del grupo piloto empieza a incrementar como respuesta a la movilidad del aceite de las zonas de poro pequeño cuando el gas las invade. A partir del tiempo de 17.000 días la tendencia de las curvas de producción se mantiene hasta el final de la simulación.

Caudal de Producción de Aceite del Grupo Piloto (GOPR): En la figura 55 se observa que la producción de aceite del grupo piloto tiene buena respuesta al proceso WAG y que se pueden tener resultados mejores si se utilizan relaciones WAG mayores que 1, ya que a valores iguales o por debajo a este, los resultados no son los mejores, pues la línea de producción de estas

simulaciones cortan la línea de producción básica y no se separan mucho de ella.

El caudal de producción de aceite del grupo piloto de cada proceso WAG simulado, se incrementa al terminar cada uno de ellos, pero este incremento se va reduciendo a medida que se aumenta la relación WAG, justo cuando empieza nuevamente la inyección de agua continua gracias a que la viscosidad del agua contribuye a la eficiencia del barrido del gas y el aceite entrampado en la formación.

En el instante en el que se inicia el proceso WAG en estas simulaciones la producción de aceite alcanza su tope máximo, al utilizar una relación WAG de 4 con una producción de 3600 STB/D, según lo simulado, y con las relaciones WAG de 3, 2, y 1 se obtiene una producción de 3.400 STB/D de aceite. A medida que se incrementa el agua por ciclo para que de esta forma se incremente la relación WAG, se va disminuyendo la oscilación que presenta el caudal en este grafico. Este efecto es probable que se dé por el bajo control de la movilidad del gas, reduciendo la eficiencia del proceso.

Caudal de Producción de Gas del Grupo Piloto (GGPR): la figura 56 muestra el alto caudal de producción de gas como respuesta a la inyección de volúmenes porosos de gas grandes por bache. Se puede atribuir el efecto a una posible digitación del bache de gas, que no es contralada eficiente por el bache de agua tan pequeño de las relaciones WAG menores o iguales a uno.

La producción de gas en el piloto a relaciones WAG pequeñas (0.5 y 1), alcanza valores promedios de 5.8 MMscf/día aproximadamente, debido a que los volúmenes porosos de agua no son lo suficientemente grandes como para controlar la movilidad del gas, mientras que con las relaciones WAG de 2, 3 y 4, los caudales de producción de gas disminuyen aproximadamente a la mitad al tener un volumen poroso de agua mucho más grandes que los de las relaciones WAG de 0.5 y 1.

En una relación WAG de 0.5 se requiere un caudal de inyección de gas para el grupo de 6.7 MMscf/día debido a que en algunos momentos los pozos quedan inyectando gas simultáneamente, este requerimiento de gas es cumplido, 400 días después de iniciar el proceso WAG, en donde el caudal requerido de gas es igual al producido, pero de ese tiempo en adelante la producción de gas cae en un promedio de 0.5 MMscf/día. las relaciones WAG de 1, 2, 3 y 4 requieren un caudal de gas de 3.7 MMscf/día pero para algunas de ellas, la producción de gas no alcanza este requerimiento, como es el caso de las relaciones WAG de 3 y 4 en donde el caudal promedio de producción de gas es de 3.5 y 3 MMscf/día respectivamente, mientras que para las relaciones WAG de 1 y 2, el requerimiento de gas de inyección es suplido con el de producción ya que alcanzan promedios de 3.8 MMscf/día y 5 MMscf/día respectivamente.

El incremento del caudal de gas que se presenta al utilizar la relación WAG de 0.5 se debe a que con esta relación el volumen poroso de gas es mayor que el volumen poroso de agua inyectada en el proceso WAG, esto me disminuye el control de movilidad del gas. Además para realizar el diseño de la simulación no es posible realizar la inyección de gas de forma alterna en los dos pozos inyectoros, quedando 2 meses inyectando gas de manera continua por los dos pozos inyectoros.

Caudal de Inyección de Gas del Grupo Piloto (GGIR): En la figura 56 se confirma lo analizado anteriormente a cerca de la relación WAG, que para mantener relaciones WAG menores a 1 (0.5 en este caso), implica un requerimiento en volumen poroso de gas por cada bache mayor, pues a estas relaciones WAG, los tiempos de inyección de gas son mayores que los de agua por lo tanto los pozos inyectoros quedan inyectando gas simultáneamente en algunos momentos y es posible que debido a esto, el incremento de presión y producción de aceite obtenido sea menor que cuando se utilizan relaciones WAG mayores.

ANALISIS POZO A POZO

Caudal de Producción de Aceite del Pozo (WOPR) P.P 1: En la figura 58 se observa que la respuesta del proceso WAG en el pozo P.P 1 es buena cuando se utiliza una relación WAG de 3, durante este proceso el caudal de aceite es mayor que el de la línea básica desde el inicio hasta el sexto ciclo, a partir de este momento la curva del caudal de producción empieza a descender hasta ubicarse por debajo de la línea de producción básica. Con las otras relaciones WAG utilizadas, el comportamiento de la línea de producción diaria no fue el mejor, sin embargo con relación WAG de 2 después de 220 días de iniciado el proceso WAG se alcanzan caudales aproximados de 375 STB/D.

A pesar de que con relaciones WAG menores que 1 no se han visto buenos resultados, en el pozo P.P 1 para una relación WAG de 0.5 se presentaron caudales hasta de 360 STB/D después de determinar el proceso WAG, 78 STB/D más que la básica, mientras que durante éste no fue superior a la línea de producción básica. En este pozo, la relación WAG de 4 no fue la mejor de todas, después de 220 días de iniciado el proceso WAG alcanza caudales de 350 STB/D mientras que la de relación WAG 2 alcanza a llegar a los 378 STB/D al mismo tiempo. Además se observa un incremento en los caudales de producción de aceite al terminar cada proceso WAG al igual que en la figura 65.

Caudal de Producción de Aceite del Pozo (WOPR) P.P 2: los resultados de producción diaria del pozo P.P 1 están mostrados en la figura 59, en este pozo se muestran mejores resultados que en el P.P 1. El caudal de aceite es superior al de la línea base para todas las relaciones, aquí el mejor resultado se observa con una relación WAG de 4 en donde el caudal de aceite a los 180 días de haber empezado a inyectar agua alternada con gas alcanza picos de 570 STB/D, 170 STB/D más que lo que se produce si no se realizara el proceso WAG, los caudales producidos por las otras relaciones no sobrepasan los 540 STB/D en el primer ciclo. Para una relación WAG de 0.5 nuevamente se ve que

la mejor respuesta al proceso WAG está al final de este (2120 días después iniciado el proceso), en donde se alcanzan caudales de 420 STB/D, 120 STB/D más que la básica.

Caudal de Producción de Aceite del Pozo (WOPR) P.P 3: El pozo P.P 3 es otro del grupo piloto en donde los resultados son buenos, en la figura 60 se observa que los máximos picos de producción diaria están en los primeros dos ciclos de la relación WAG de 2 y en el primero de la relación WAG de 3, para una relación WAG de 2 con un caudal aproximado de aceite de 1000 STB/D y de 1020 STB/D en el primer ciclo para las relaciones WAG de 1, mientras que con las relaciones de 0.5 y 4 no se superan los 900 STB/D, sin embargo por malos que fueran los resultados en este pozo, se obtienen ganancias diarias de aceite de que oscilan entre los 900 STB/D y 700 STB/D durante los primeros 2000 días del proceso superando a la línea básica que a este tiempo solo se producen 560 STB/D aproximadamente.

Con la relación WAG que mejor comportamiento se obtiene es con la de 0.5 y 3 pues si se compara con las otras durante el proceso, se mantienen la mayor cantidad de tiempo por encima de la línea básica. Los caudales más grandes en la figura 60 están en el orden de 300 STB/D por encima de la línea de producción básica.

La relación WAG de 4 no funciona eficientemente en este pozo, se observa que a partir del segundo ciclo se cae por debajo de la línea base sin volver a recuperarse.

Caudal de Producción de Aceite del Pozo (WOPR) P.P 4: Este ha sido el pozo en el que la relación 4 funciona mejor, en los dos primeros ciclos con esta relación se tienen caudales de aceite de 1120 STB/D, aproximadamente 560 STB/D más que con la línea básica y se mantiene siempre por encima de ella, tanto que al finalizar el proceso la supera en 140 STB/D, en el tercer ciclo de la relación WAG de 2 y 3 se obtienen buenos caudales de aceite,

aproximadamente 1140 STB/D y 1080 STB/D respectivamente, pero el comportamiento de estas curvas comienza de una forma ascendente hasta cuando alcanzan el máximo pico a los 3.6 años (día 14500 3 la figura 60) , pero inmediatamente después el comportamiento es descendente hasta finaliza cada proceso WAG.

Indiscutiblemente para este pozo el mejor rendimiento está con lo relación WAG de 4 no obstante con relaciones WAG de 3 y 2 no se alcanza el mismo rendimiento pero sí están entre las mejores opciones como relación WAG (ver figura 61).

Caudal de Producción de Aceite del Pozo (WOPR) P.P 5: La respuesta al proceso WAG también es positiva en este pozo, aproximadamente 120 días después de iniciado el proceso se obtiene el máximo pico del caudal en todas las relaciones llegando hasta los 610 STB/D, 90 STB/D más que la básica. Ese diferencial de caudal entre las curvas WAG y la básica se conserva durante el tiempo de la simulación (6220 días aproximadamente). El comportamiento más eficiente en este pozo es con la relación WAG de 3 ya que permanece constante, no obstante los resultados que presente este pozo no son muy dicientes debido que durante el ajuste histórico fue el único pozo del grupo piloto que no ajusto muy bien (ver figura 62).

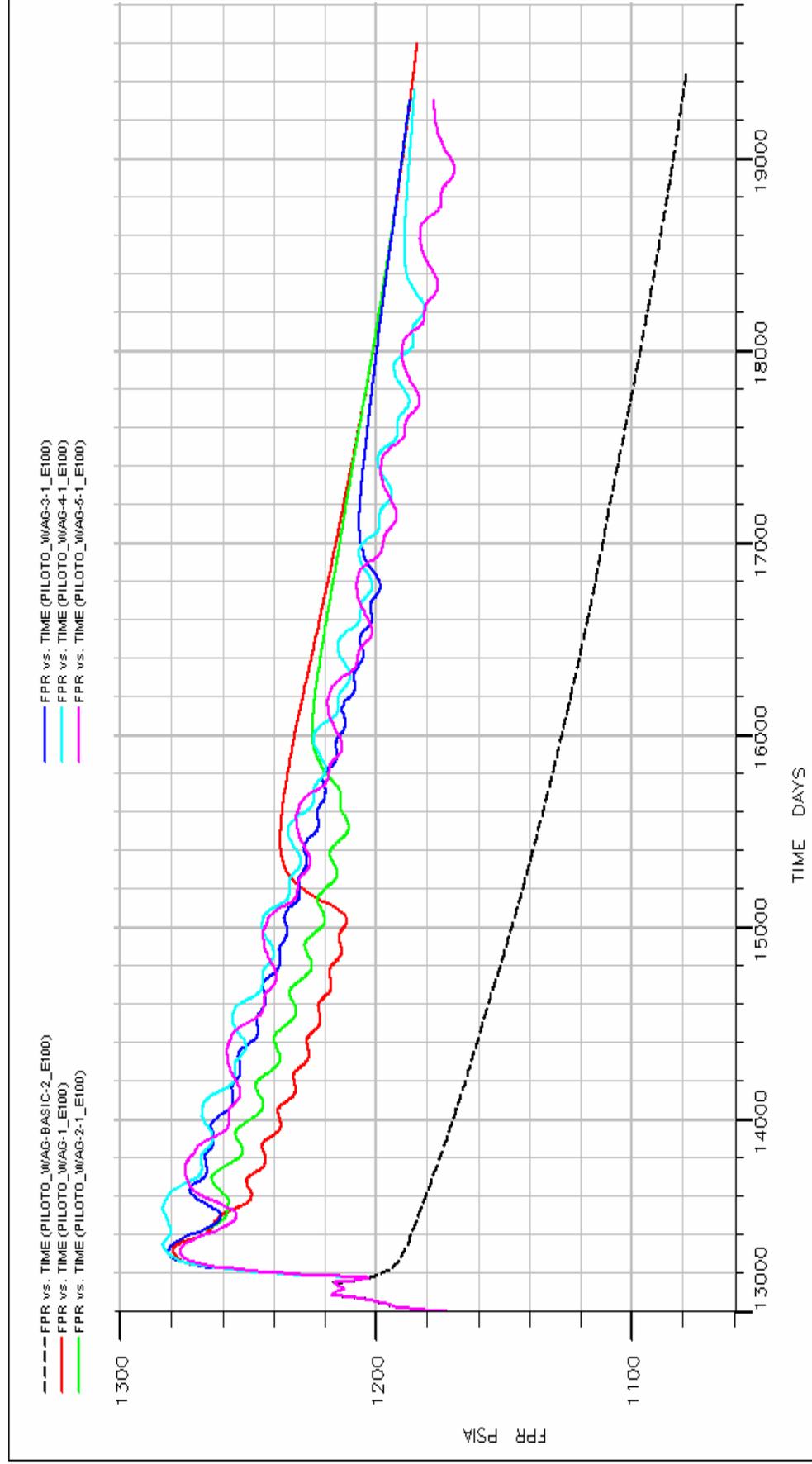
Caudal de Producción de Aceite del Pozo P.P 6: En el pozo P.P 6 fue en donde la eficiencia del proceso WAG fue muy baja, el caudal para todas las relaciones WAG cae por debajo de la línea básica entre el tercero y el sexto ciclo de inyección. En este pozo la relación WAG que mostró el mejor resultado fue la de 0.5 produciendo a 160 STB/D en su pico máximo, 32 STB/D más que la básica, sin embargo con las relaciones WAG de 2 y 3 también se producen este diferencial de caudal, con la diferencia de que caen muy rápido por debajo de la línea básica mientras que la de relación WAG de 0.5 se mantiene un poco más de tiempo sobre ella.

Este análisis considera que según lo demostrado por este grupo de graficas, las relaciones WAG menores o iguales a la unidad utilizada para simular este proceso no son eficientes, las relaciones WAG que generan mejores resultados en estas simulaciones son mayores que uno (1), coincidiendo de esta manera con lo comentado en la literatura analizada (SPE 84366).

En conclusión al finalizar cada proceso WAG, se tiene una buena respuesta en la presión y la producción de aceite debido a que se continúa la inyección de agua simultáneamente por los dos pozos en los que se aplica el proceso (P.I 1. y P.I 2.), este efecto se da por que la viscosidad del agua y su ligera compresibilidad a condiciones de yacimiento contribuyen efectivamente en la recuperación de la presión del yacimiento (Figura 54).

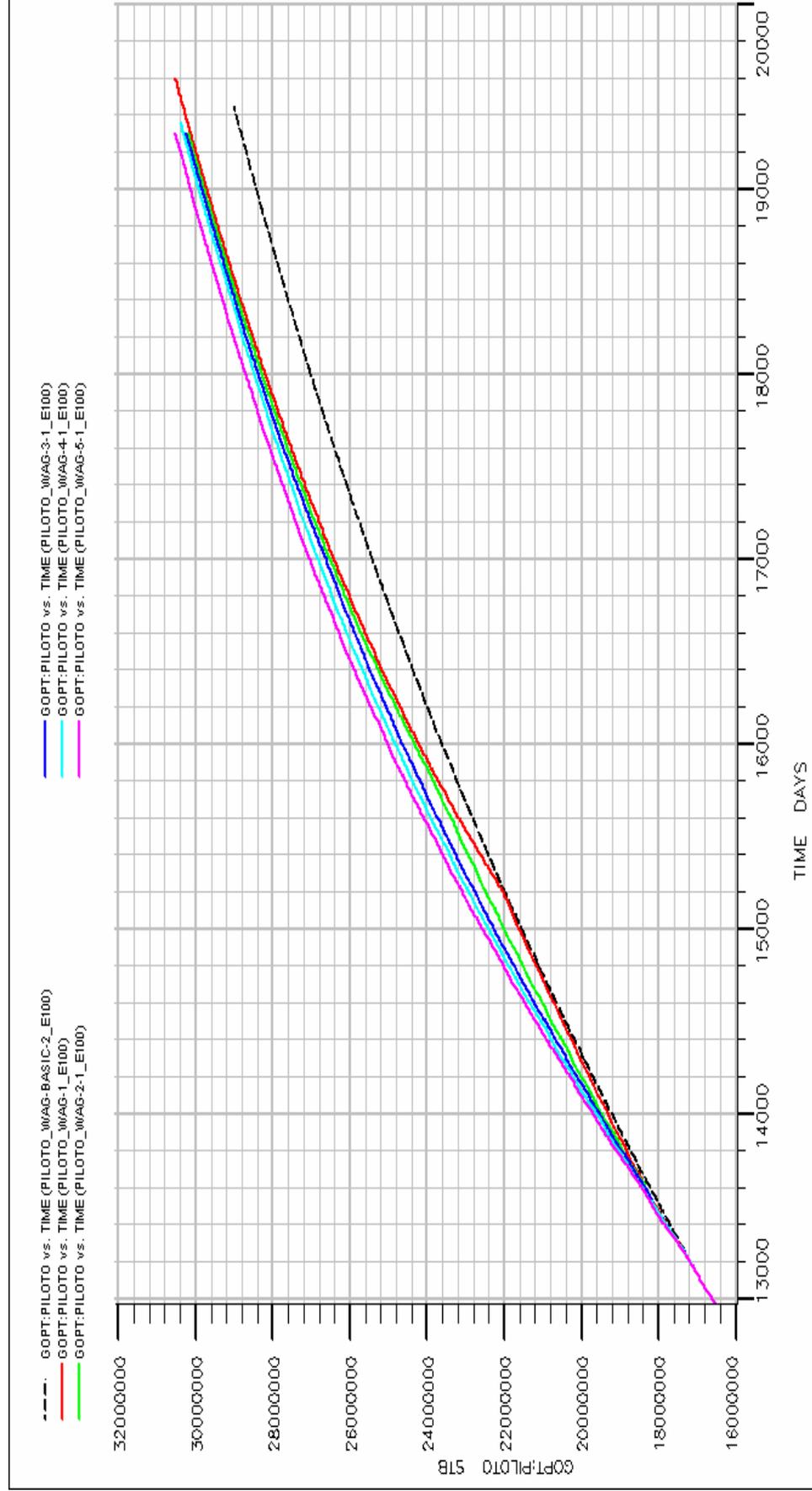
De estos resultados se establece que el rango de la Relación WAG a utilizar está entre 2 y 4 ya que con estos valores se consiguen los resultados más óptimos en el proceso WAG.

Figura 53. Presión estática de yacimiento (FPR) vs. tiempo.



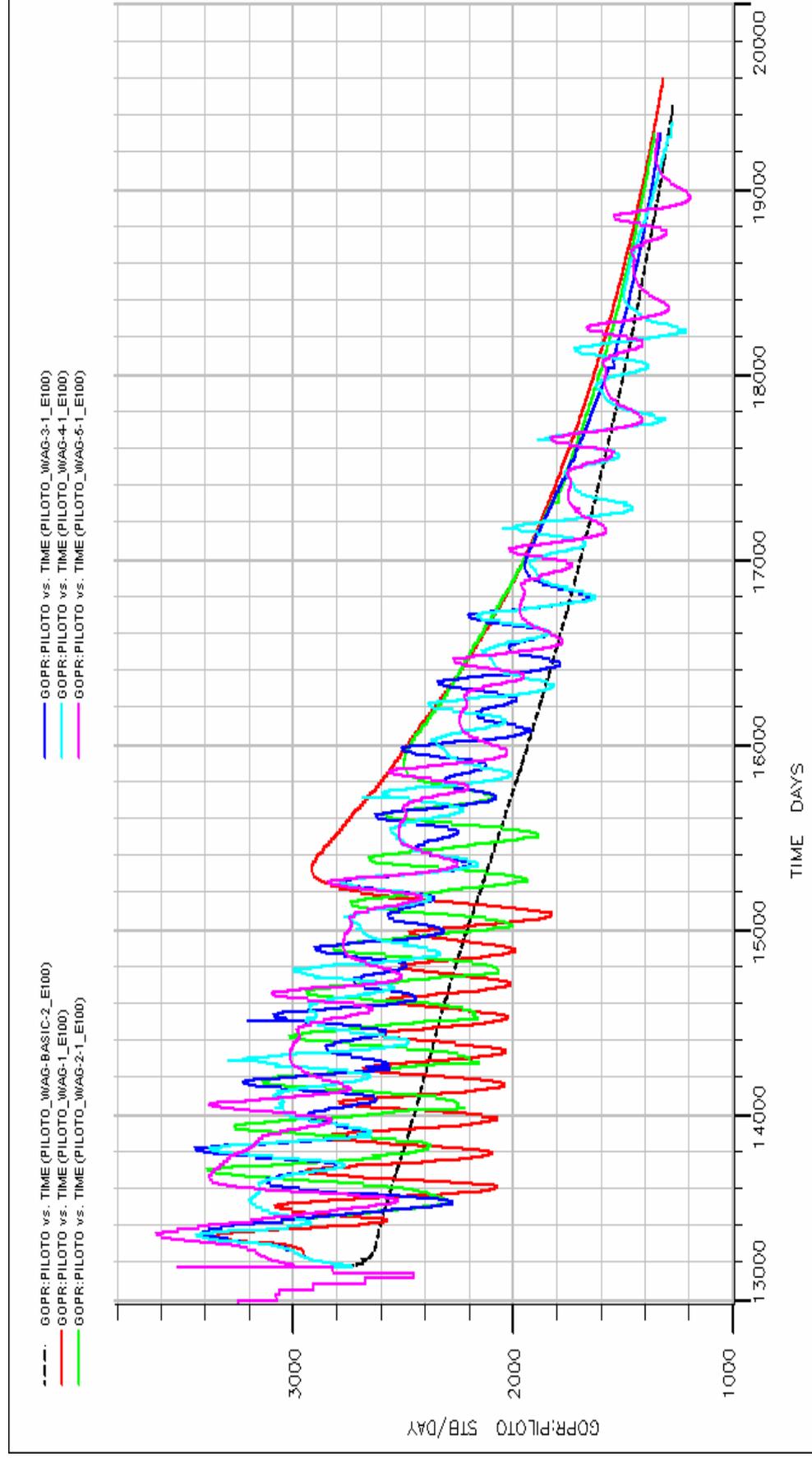
Fuente: Autor.

Figura 54. Producción total de aceite del grupo piloto vs. tiempo.



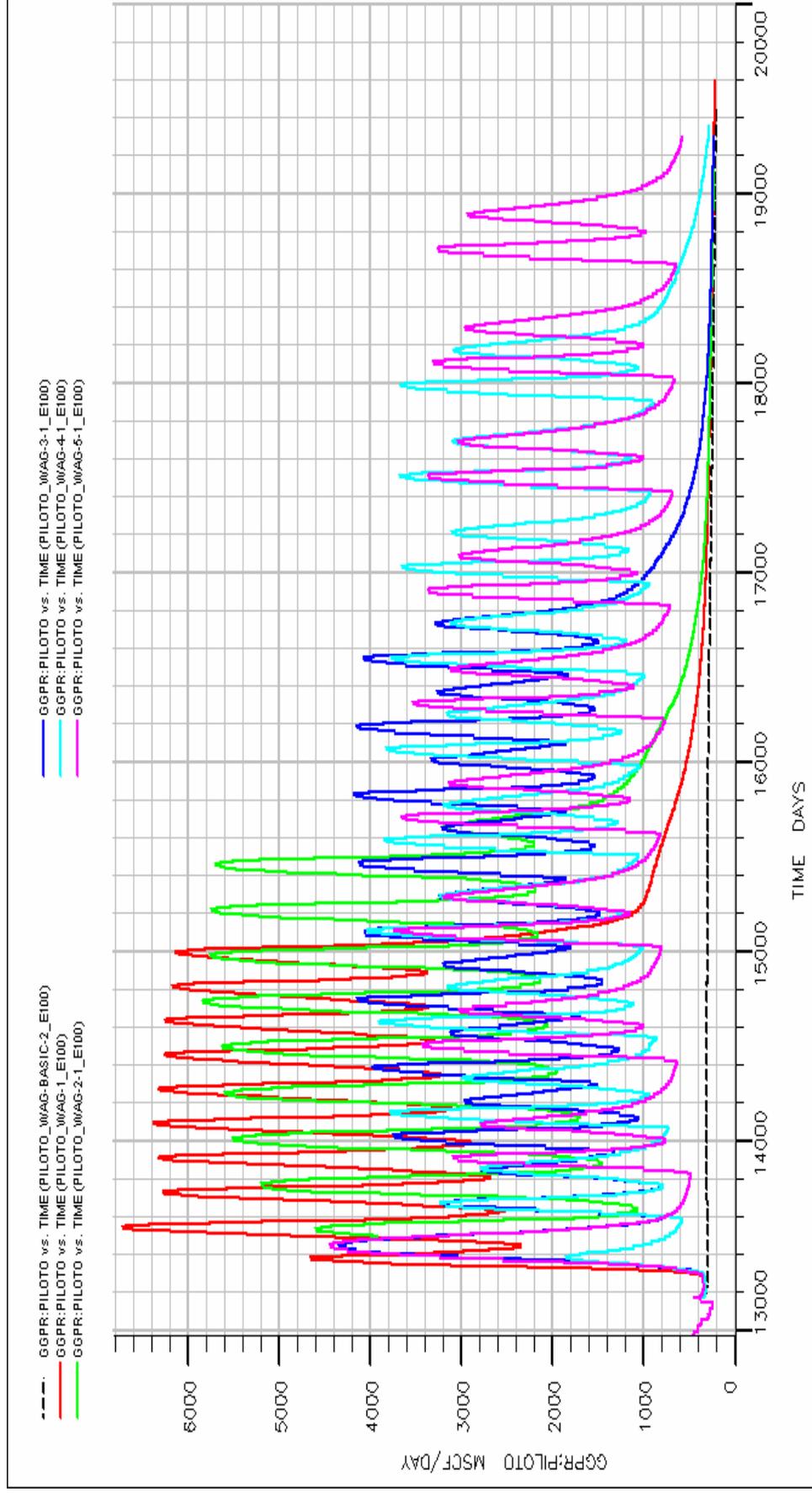
Fuente: Autor.

Figura 55. Caudal de producción de aceite del grupo piloto vs. tiempo.



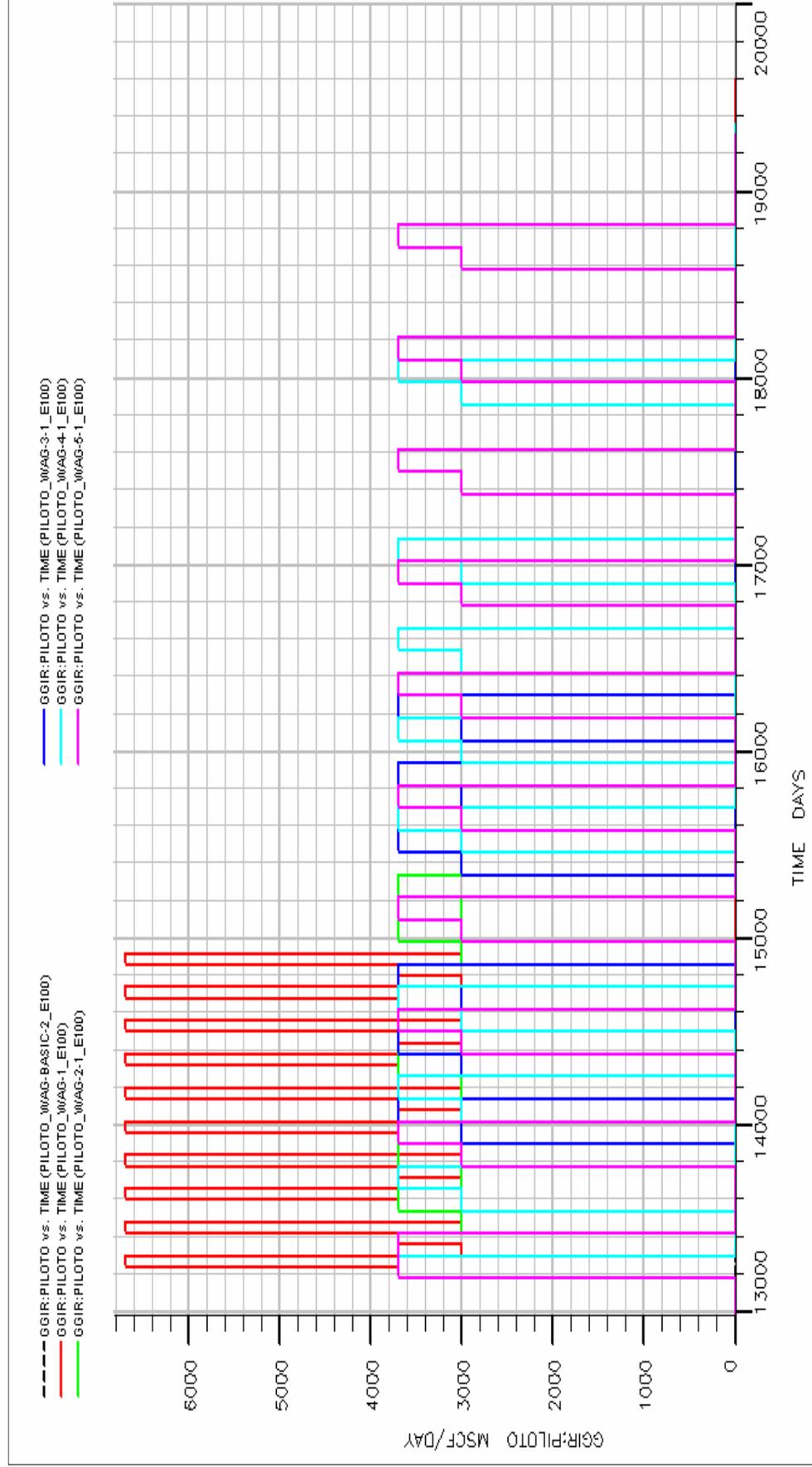
Fuente: Autor.

Figura 56. Caudal de producción de gas del grupo piloto vs. tiempo.



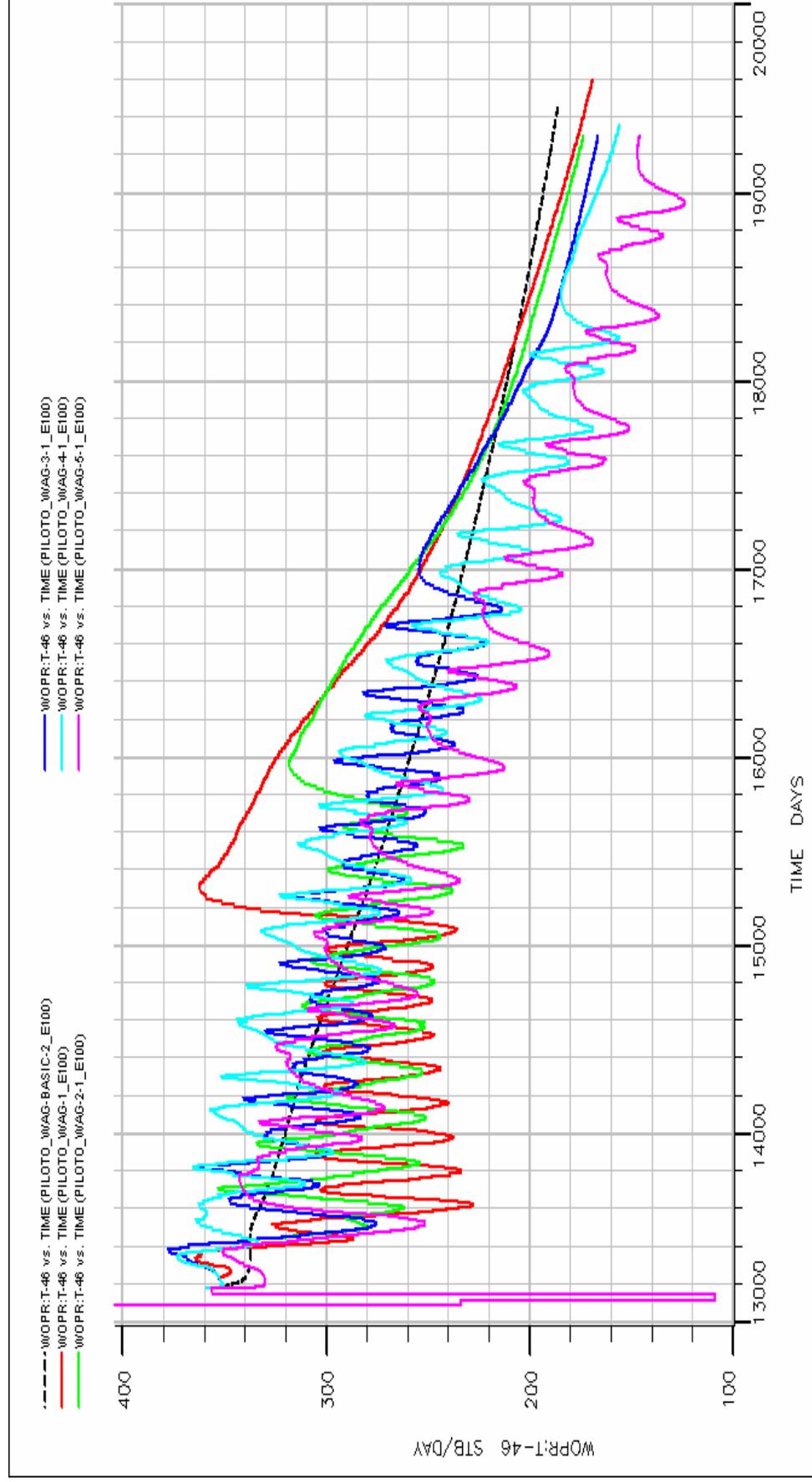
Fuente: Autor.

Figura 57. Caudal de inyección de gas del grupo piloto vs. tiempo.



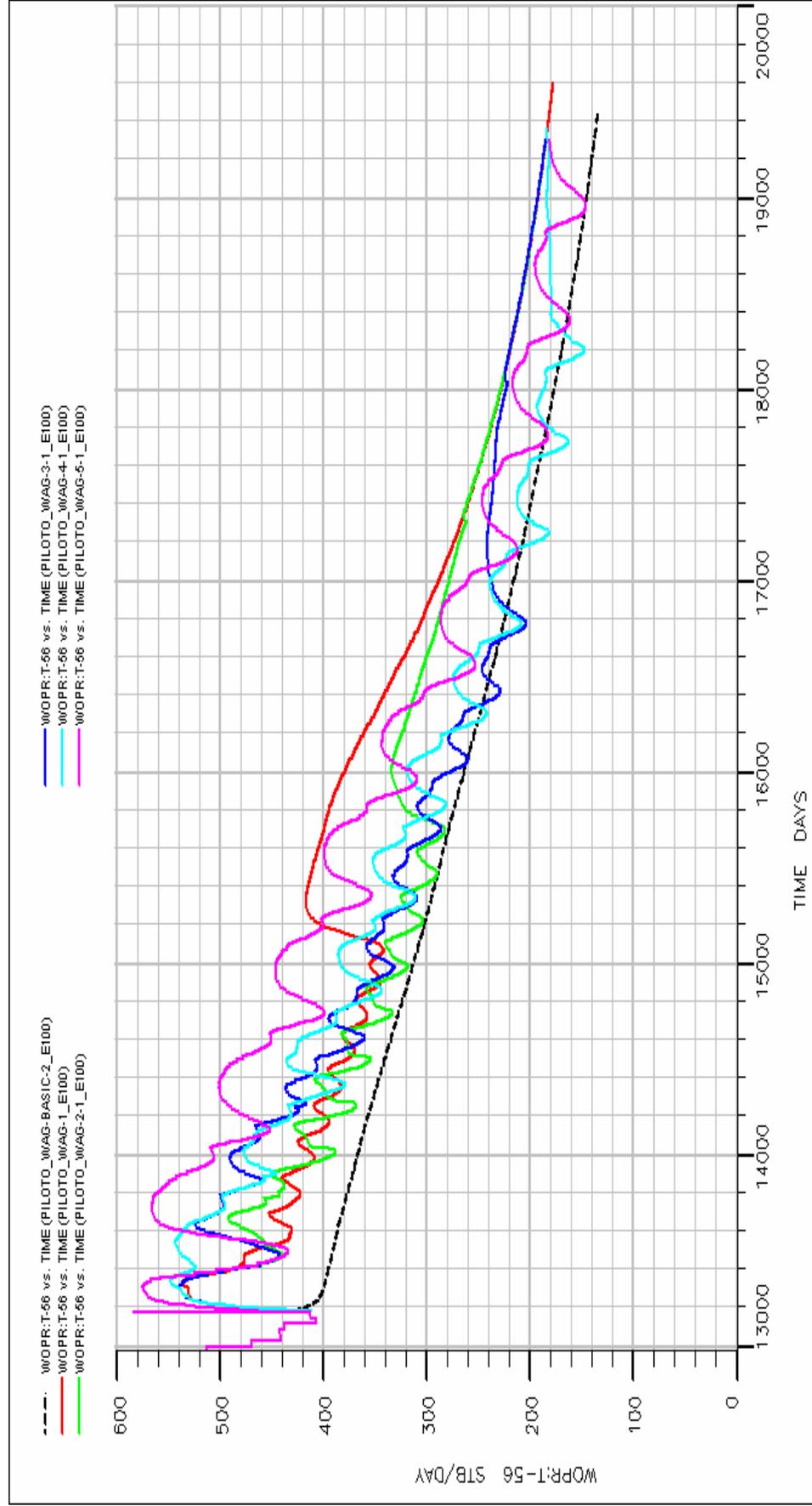
Fuente: Autor.

Figura 58. Caudal de producción de aceite del pozo P.P.1. vs. tiempo.



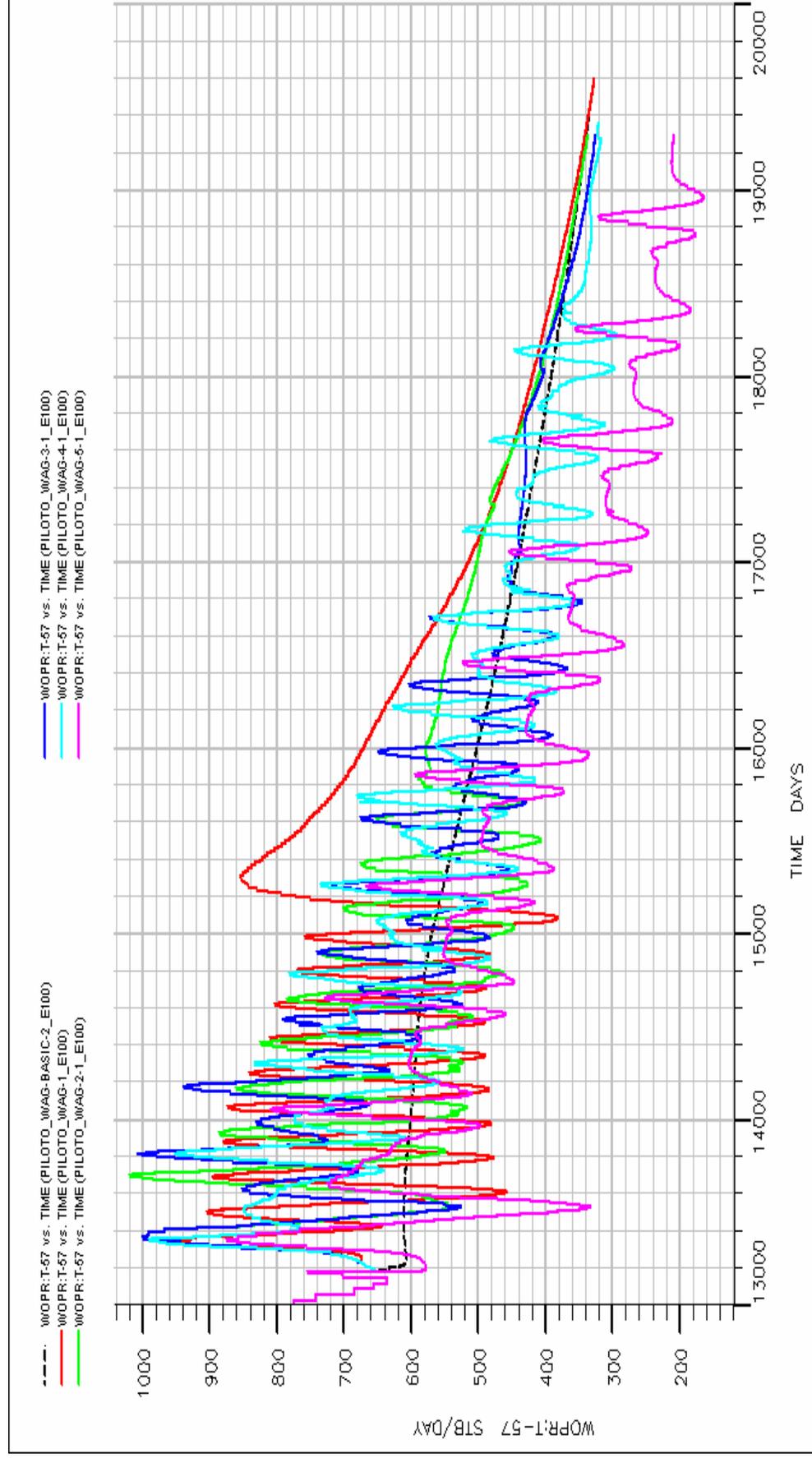
Fuente: Autor.

Figura 59. Caudal de producción de aceite del pozo P.P. 2 vs. tiempo.



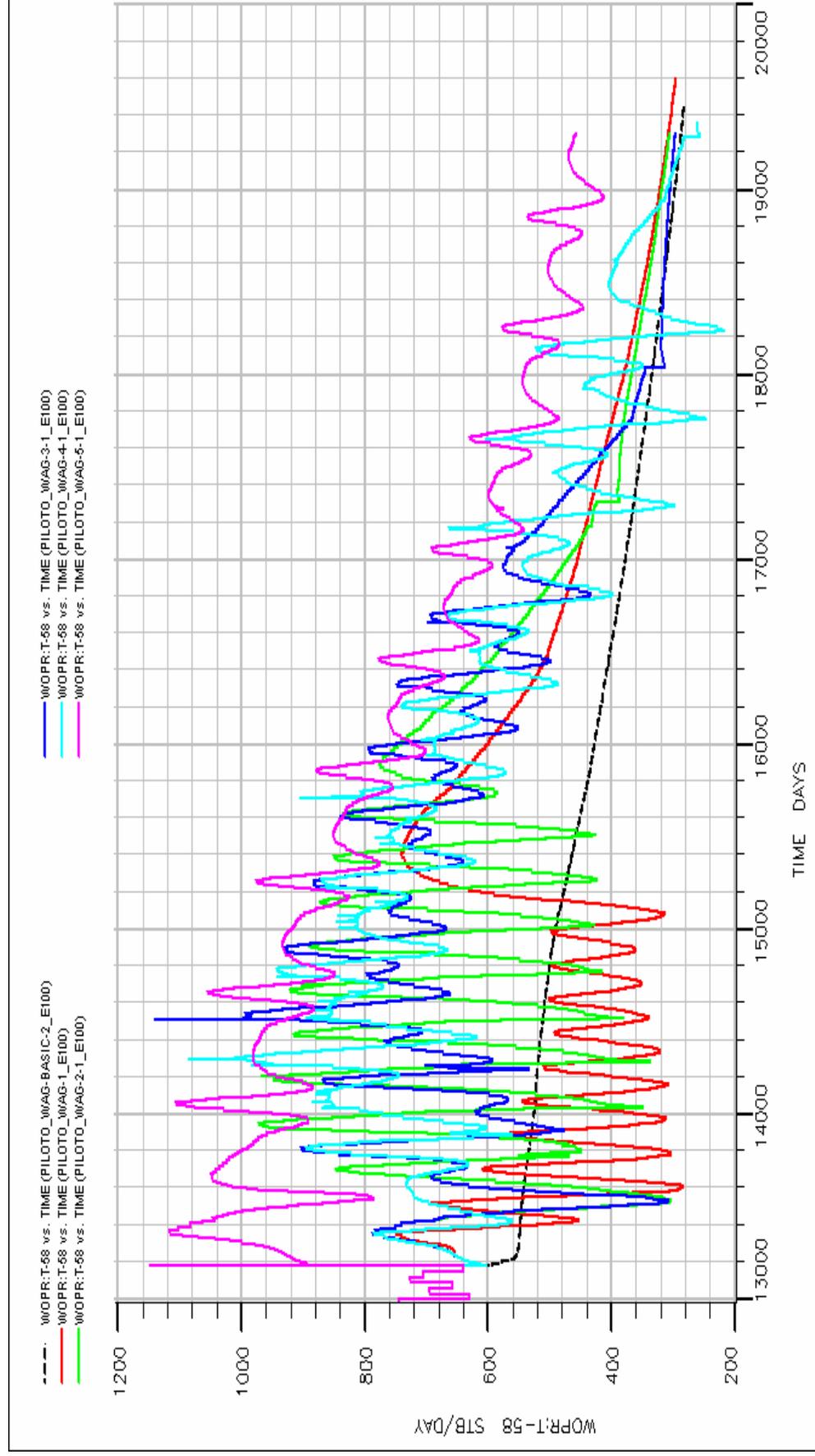
Fuente: Autor.

Figura 60. Caudal de producción de aceite del pozo P.P. 3. vs. tiempo.



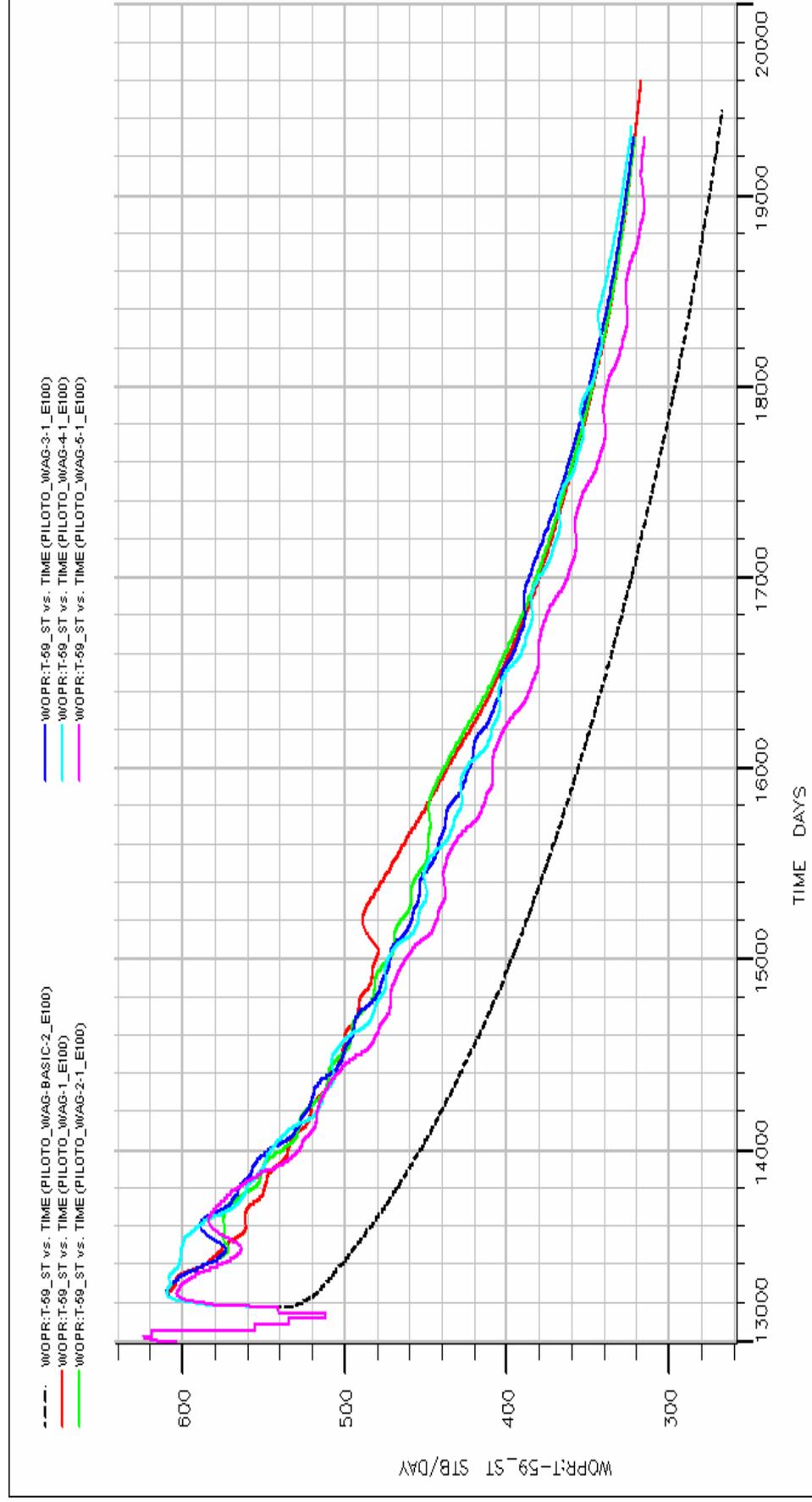
Fuente: Autor.

Figura 61. Caudal de producción de aceite del pozo P.P.4. vs. tiempo.



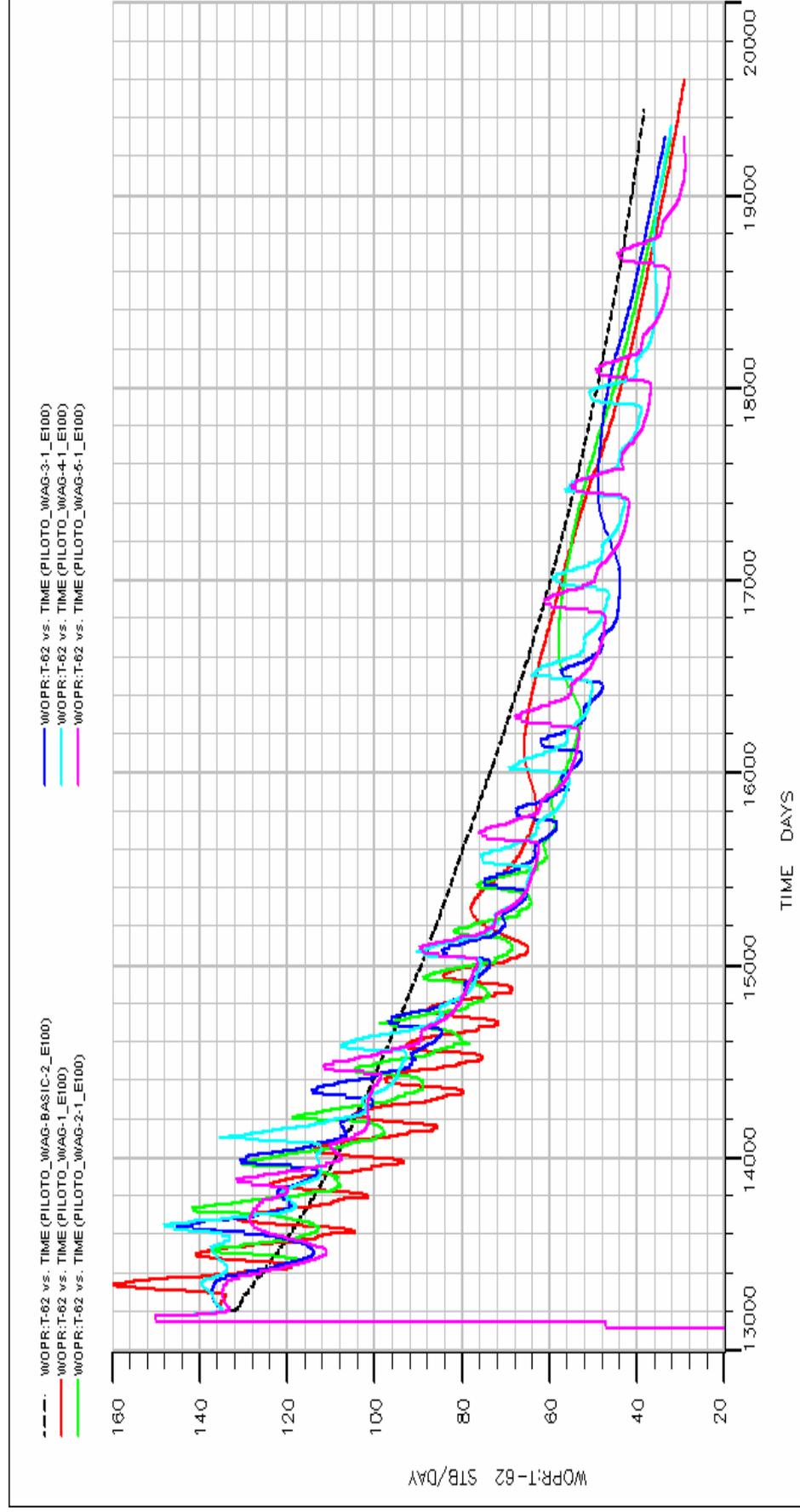
Fuente: Autor.

Figura 62. Caudal de producción de aceite del pozo P.P.5. vs. tiempo.



Fuente: Autor.

Figura 63. Caudal de producción de aceite del pozo P.P.6. vs. tiempo.



Fuente: Autor.

5.2. CAMBIOS EN EL VOLUMEN POROSO.

Para determinar el mejor volumen poroso se realizaron unas simulaciones con distintos volúmenes porosos para hacer la selección del más óptimo, estas corridas o simulaciones son comparadas entre sí con una línea básica de producción y de presión para observar el incremento con cada volumen poroso. El nombre de cada una de las corridas, junto con su volumen poroso es relacionado a continuación:

- PILOTO_WAG – BASIC – 2 es la Línea Base.
- PILOTO_WAG – 5 – 1 con Volumen Poroso de 23.65 %.
- PILOTO_WAG – 6 – 1 con Volumen Poroso de 5.91 %.
- PILOTO_WAG – 7 – 1 con Volumen Poroso de 11.83 %.
- PILOTO_WAG – 9 – 1 con Volumen Poroso de 35.48 %.

A continuación se presentará el análisis para cada una de las graficas en donde se observa el comportamiento del grupo piloto haciendo variaciones en el volumen poroso, y manteniendo constante la relación WAG de 4, el caudal de inyección de gas y de agua y el número de ciclos.

ANALISIS DE LAS GRAFICAS DEL GRUPO PILOTO

Presión Estática de Yacimiento (FPR): La presión estática de yacimiento a estas condiciones muestra (figura 64) que aproximadamente a los 200 días después de haber iniciado el proceso WAG se consigue el pico máximo de presión a 1290 PSI con volúmenes porosos de 35.45%, 11.83% y 5.91% y son estos los que presentan los mejores resultados, el incremental de presión se conserva igual al que se obtuvo con la simulaciones para la relación WAG (100 PSI).

El mejor comportamiento de la presión se da cuando se utilizan volúmenes porosos de 5.91% y 11.83% pero más eficiente con 5.91% que con 11.83%,

pero a los 18000 días, (4820 días después de iniciar del proceso WAG) la presión para cada uno de estos dos volúmenes porosos se igualan y se mantienen constantes a 100 PSI por encima de la curva básica.

Con volúmenes porosos grandes (23.65% y 35.49%), la presión también muestra resultados eficientes pero no lo son lo suficiente, ya que la presión decrece y se mantiene pero a un valor más bajo (85 PSI aprox.) que con volúmenes porosos pequeños.

Producción Total de Aceite del Grupo Piloto: La mayor producción total aceite en el grupo piloto se obtiene cuando se utiliza un volumen poroso de 5.91%. Con la inyección continua de agua se producen aproximadamente 28.4 MMSTB al día 19000 (5820 días después de de iniciar el proceso WAG), mientras que a la misma fecha aplicando el proceso WAG, se obtienen aproximadamente 30.2 MMSTB, en decir 1.8 MMSTB más que con solo la inyección de agua.

El volumen poroso de 23.65% muestra resultados eficientes desde el inicio del proceso WAG hasta pasados 2200 días (13180 a 15380) del proceso, mientras que con el volumen poroso más grande de todos los que se utilizaros (35.49%), la producción total de aceite es la más pequeña de todas (ver Figura 65).

Caudal de Producción de Aceite del Grupo Piloto: en esta grafica (Figura 66) se observa que los picos más grandes del caudal de aceite están cuando se usan volúmenes porosos grandes (23.65% y 35.49), pero también a estos mismos volúmenes porosos, el caudal de aceite muestra los picos más bajos, por esta razón la producción acumulada de aceite del grupo piloto es menor a estas condiciones, las grandes deflexiones que se observan con estos volúmenes porosos son debidas al tamaño del bache de gas inyectado, ya que durante los tiempos de inyección de gas, la presión cae y con ella la producción de aceite ya esta es función de la presión.

El caudal de aceite del grupo piloto tiene su mejor comportamiento cuando se utilizan volúmenes porosos pequeños (5.91% y 11.83%), pero el más eficiente de los dos volúmenes porosos pequeños utilizados es el menor (5.91%).

En todos los volúmenes porosos que se utilizaron, el caudal de aceite cae hasta la línea básica después de haber pasado 5820 días (día 19000) después de iniciado la aplicación del proceso WAG.

Caudal de Producción de Gas en el Grupo: En la Figura 67 se observa que al utilizar volúmenes porosos de gas grandes (23.65% y 35.48%), el caudal de gas producido en el piloto en algunos momentos cumple con el caudal requerido para inyectar (3.7 MMscf/día), mientras que con los volúmenes porosos pequeños (5.91% y 11.84%) no se cumple con el requerimiento, lo que conlleva a disponer de una cantidad de gas para cumplirlo.

ANALISIS POZO A POZO

Caudal de Producción de Aceite del Pozo (WOPR) P.P 1: El comportamiento del caudal en este pozo es mejorado y cuando se utiliza un volumen poroso de 5.91% su comportamiento es el más eficiente. Durante el proceso WAG el caudal de aceite con este volumen poroso incrementa 20 STB/D aproximadamente por encima de la línea básica, no obstante, al término del proceso WAG el caudal alcanza rápidamente los 60 STB/D más que con la curva básica del caudal entre los días 15000 y 15600 después de poner en producción el campo Tello (Lamina A). Aproximadamente a los 16800 días, la curva del caudal con volumen poroso de 5.91% intercepta la curva de producción básica indicando de esta manera que el proceso en este pozo deja de ser eficiente a ese tiempo, es de tener en cuenta que este pozo (P.P 1.) es uno de los más cercanos a un pozo inyector (P.I 2.) del proceso y que posiblemente la producción de gas se incremente al trazarse un camino preferencial al gas entre ellos. Esto es mostrado en todas las simulaciones para el volumen poroso (ver figura 68).

El volumen poroso que menos eficiencia proporcionó a este pozo fue el de 23.65% ya que los caudales de aceite en la mayoría del tiempo están por debajo de la línea base, un comportamiento muy similar es proporcionado con el volumen poroso de 35.48%, con la diferencia de que con éste se producen los caudales más grandes que con los otros tres, pero al ser mayor el volumen poroso de gas inyectado, el comportamiento del caudal de aceite presenta puntos máximos y mínimos, los puntos mínimos permanecen por debajo de la línea base durante todo el tiempo, por esta razón a pesar de ser el que mejores picos de caudal muestra es uno de los que menor cantidad total de aceite proporciona.

Con un volumen poroso de 11.83% de gas también se obtienen resultados eficientes sin embargo no tanto como con 5.91%, con este volumen poroso de gas la curva de caudal de aceite intercepta con la básica un poco más tarde (día 17200) que con los otros volúmenes.

Caudal de Producción de Aceite del Pozo P.P 2: la producción diaria de aceite en este pozo también manifiesta un incremento sin embargo es mayor que en el P.P 1., con todos los volúmenes porosos utilizados se obtiene un pico inicial de 560 STB/D, 160 STB/D más que con la línea básica. Este pozo muestra que los volúmenes porosos de gas más eficientes siguen siendo el de 5.91% y el de 11.83%, pues el caudal durante el proceso WAG con estos volúmenes mantienen el mismo comportamiento, pero al final del proceso WAG con el volumen poroso de gas de 5.91% la curva del caudal de aceite se levanta durante 2200 días por encima de la del volumen poroso de 11.83%, sin embargo en el día 17200 aproximadamente, los caudales para estos dos volúmenes porosos se igualan manteniéndose constantes a 40 STB/D por encima de la línea base.

Los volúmenes porosos de gas de 23.65% y 35.48% siguen siendo los menos eficientes, no obstante la eficiencia en estas curvas al compararlas con las del pozo P.P 1 están invertidas, el de 23.65% es más eficiente para el pozo P.P 2.y

el de 35.48% es el menos eficiente mientras que para el pozo P.P 1 es lo contrario.

Caudal de Producción de Aceite del Pozo P.P 3: en este pozo nuevamente se observa (figura 70) que los volúmenes porosos de gas de 5.91% y 11.83% proporcionan la mayor eficiencia, pero de los dos el más eficiente es el menor tamaño, pues al terminar el proceso WAG siempre se obtiene un incremento superior del caudal que con el volumen porosos de 11.83%, en el día 17900, los caudales para ambos volúmenes porosos de gas se igualan y al mismo tiempo interceptan la línea básica indicando que hasta ese tiempo el proceso es eficiente en este pozo utilizando esos volúmenes porosos.

Con los volúmenes porosos de gas de 23.65% y 35.48% la eficiencia del proceso es menor. Con el volumen poroso de 35.48% se obtienen los picos más altos de caudal de aceite pero también picos tan bajos que son inferiores a el caudal de la línea básica, y con el volumen poroso de 23.65% se obtienen las caídas más grandes de caudal, en la mayor parte del tiempo, la producción está por debajo de la línea básica. Es por esta razón que la producción acumulada de aceite en este pozo con estos volúmenes porosos no es la más eficiente.

Caudal de Producción de Aceite del Pozo P.P 4: En este pozo el volumen porosos de 23.65% de gas es el más eficiente de todos, proporciona caudales de aceite hasta de 1120 STB/D al inicio del proceso WAG (día 13180) y de 440 STB/D al final (día 19300), lo que indica que al inicio y al final se producen 560 STB/D y 160 STB/D respectivamente más que la línea base. Aparentemente con el volumen poroso de 35.48% de gas también se tienen resultados eficientes, pero no mejores que con 23.65%, sin embargo se obtienen puntos máximos de caudal mayores que con los volúmenes porosos de 5.91% y 11.83%, pero también proporciona caudales tan pequeños que son menores a la línea básica de producción, por esta razón no son tan eficientes los resultados obtenidos con este volumen poroso.

Con los volúmenes porosos de gas de 5.91% y 11.83% se obtienen resultados no tan eficientes como se evidencia en los otros pozos, sin embargo no dejan de ser buenos ya que en promedio alcanzan caudales de hasta 720 STB/D el día 15000. Las curvas de producción diaria de estos dos volúmenes porosos interceptan la curva básica pero se mantienen constantes con ella.

Caudal de Producción de Aceite del Pozo P.P 5: En este pozo se obtiene un incremento del caudal considerable con todos los volúmenes porosos utilizados, sin embargo, el proceso WAG en este pozo se manifiesta más fuertemente con volúmenes porosos de gas grandes (23.65% y 35.48%). El incremento del caudal en el pozo P.P 5 esta más asociado a solo la inyección de agua del pozo P.P 7 y no por el proceso WAG, ya que los dos están muy cerca entre sí y retirados de los dos pozos involucrados en el proceso WAG como inyectores (P.I 1. y P.I 2.).

El aumento del caudal en este pozo para todos los volúmenes porosos utilizados alcanza promedios de 65 STB/D más que con la línea básica (ver Figura 72).

Caudal de Producción de Aceite del Pozo P.P 6: La respuesta al proceso WAG es mayor que en todos los pozos del grupo piloto, pero su eficiencia es la más pequeña de todas debido a que es el pozo más cerca a uno de los inyectores (P.I 2.) del proceso WAG y el gas es producido rápidamente por este. El proceso deja de ser eficiente aproximadamente al día 14500 (ver figura 73), que es cuando los caudales de aceite son inferiores a los de la línea básica.

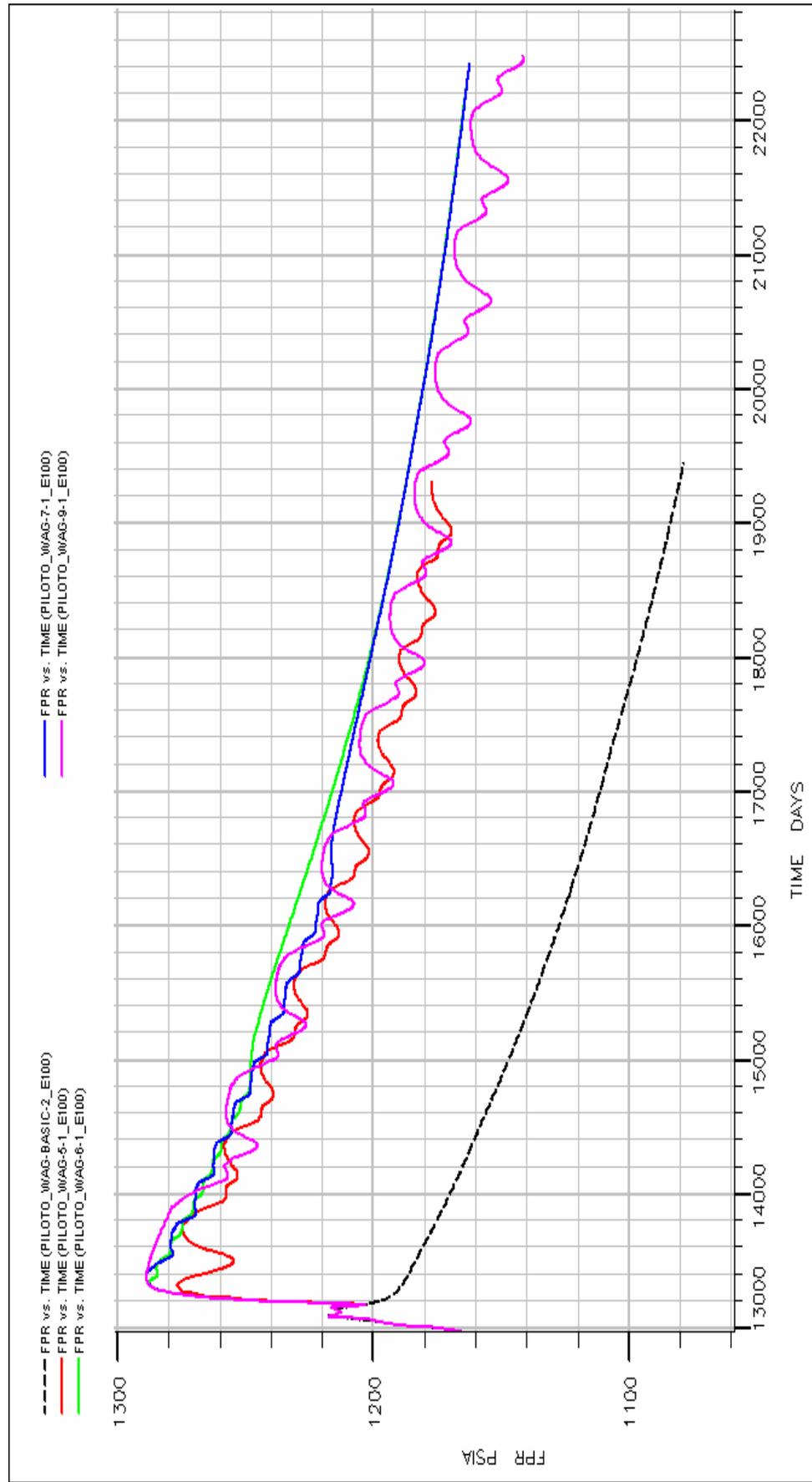
Los resultados de estas simulaciones muestran que los pozos P.P 1, P.P 3, P.P 4 y P.P 6 responden directamente al proceso WAG del pozo P.I 2, y que entre más cerca estén los pozos productores de este pozo inyector, menor va a ser la producción de aceite en ellos.

El pozo P.P 2 no cumple con esta afirmación, debido a que la influencia en la producción de aceite por este pozo está dada principalmente por el proceso WAG del pozo P.I 1, sin embargo es uno de los mejores productores durante y después del proceso WAG.

La razón por la cual el pozo P.P 5 no muestra los incrementos y decrementos de caudal de aceite claramente durante el proceso es porque su comportamiento se debe a la inyección continua de agua por el pozo P.P 7.

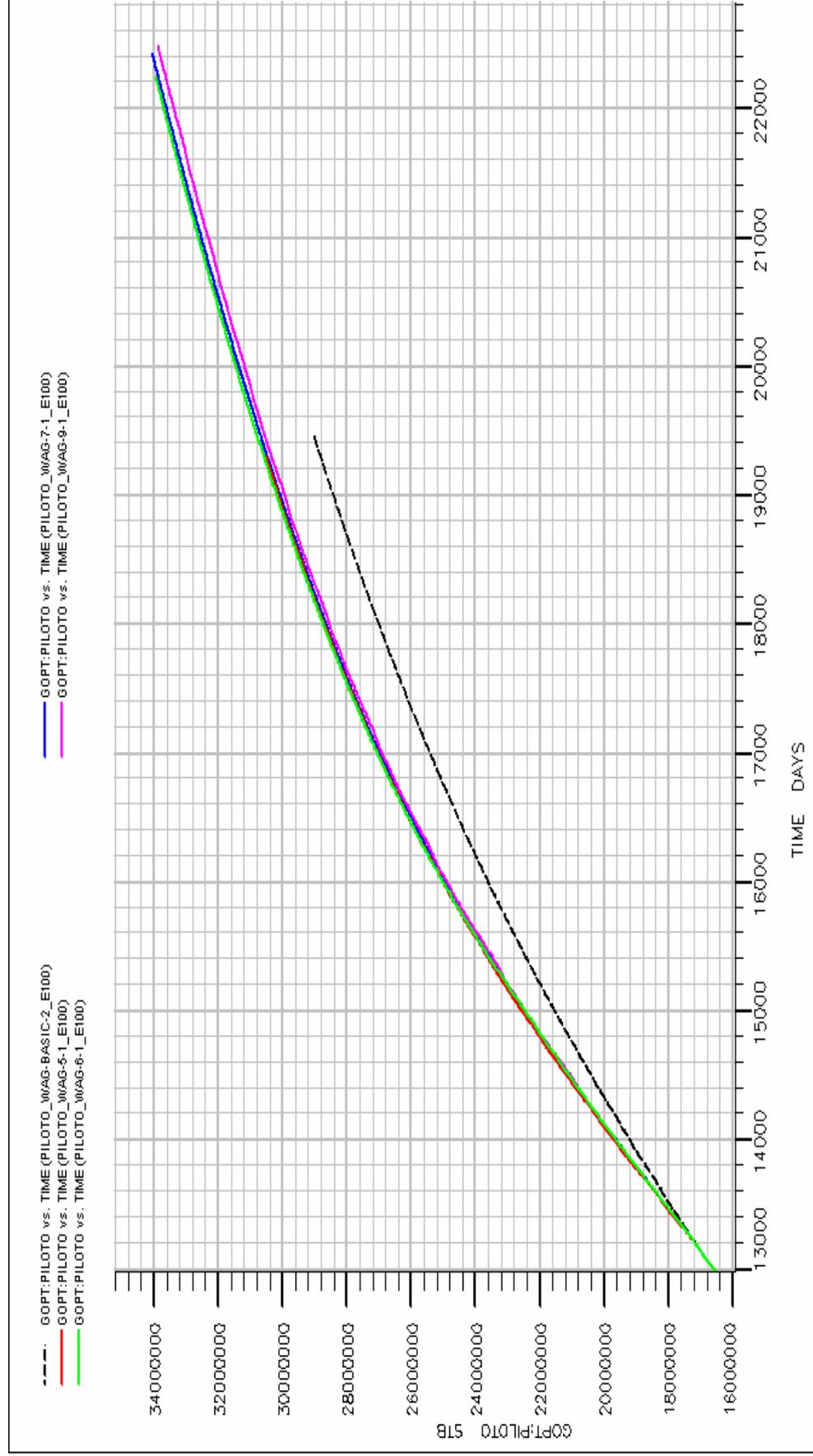
Según los resultados proporcionados por las simulaciones, el volumen poroso más eficiente está entre 6% y 12% con los cuales se obtienen los mejores resultados.

Figura 64. Presión estática de yacimiento (FPR) vs. tiempo.



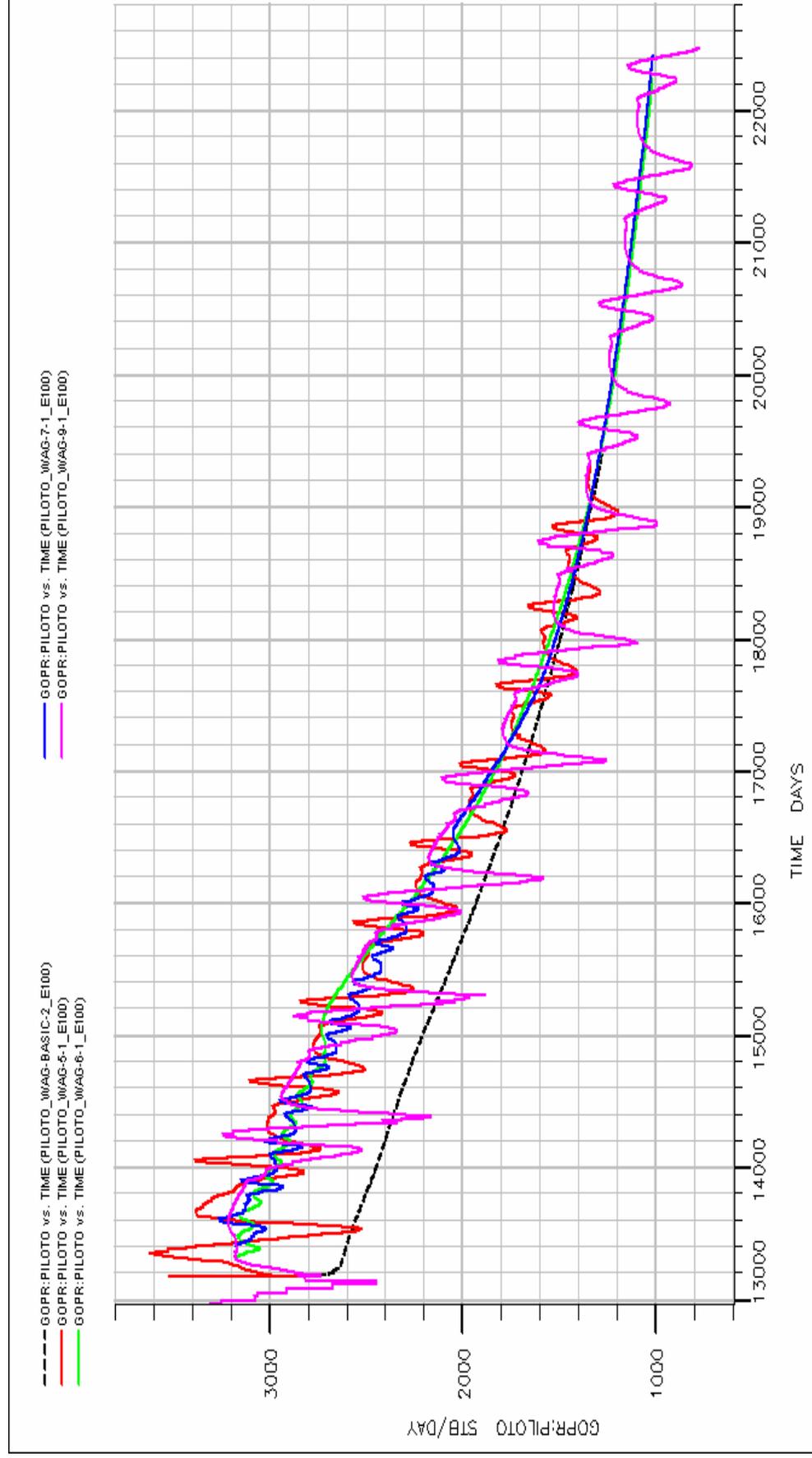
Fuente: Autor.

Figura 65. Producción total de aceite del grupo piloto vs. tiempo.



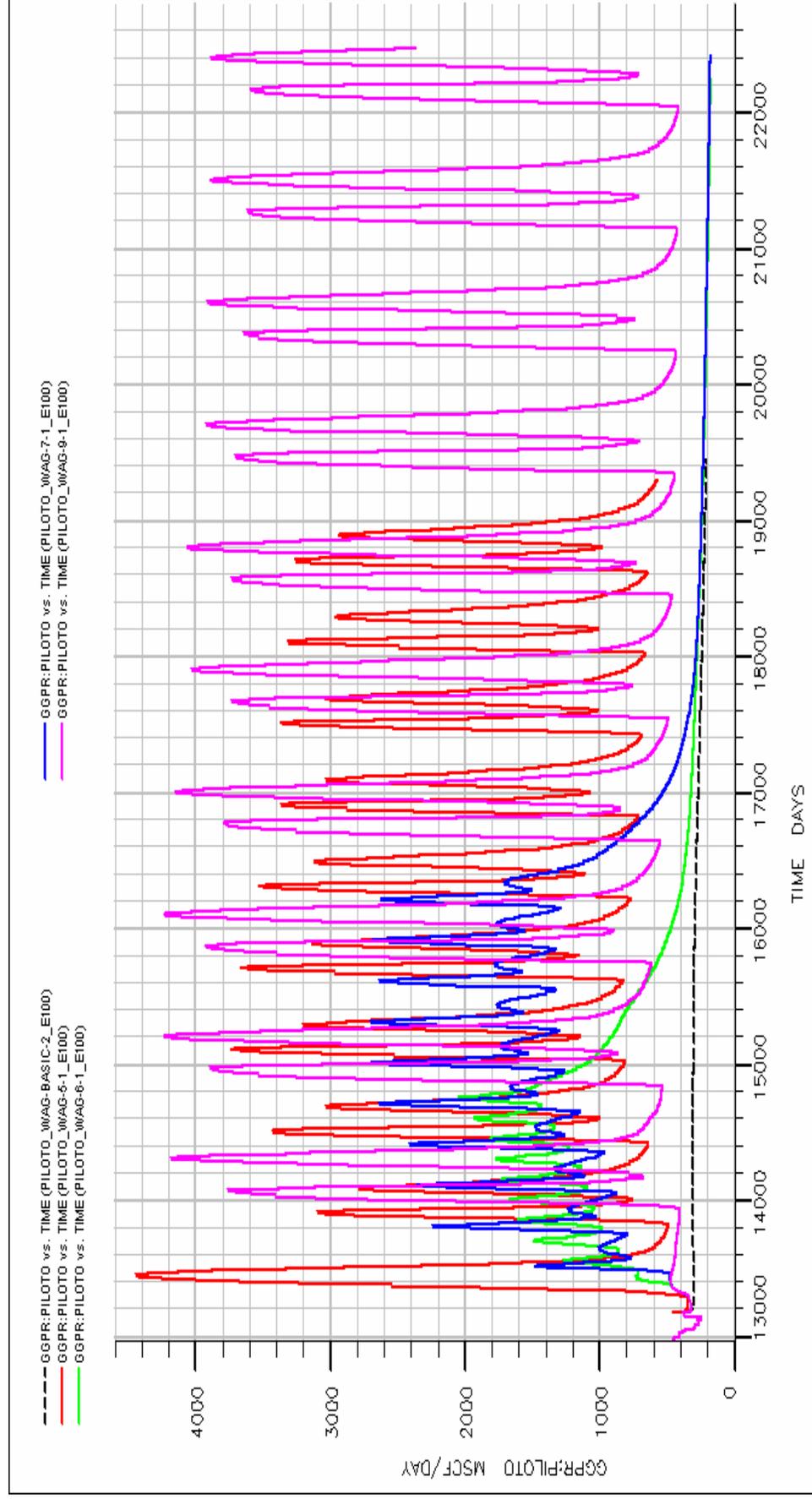
Fuente: Autor.

Figura 66. Caudal de producción de aceite del grupo piloto vs. tiempo.



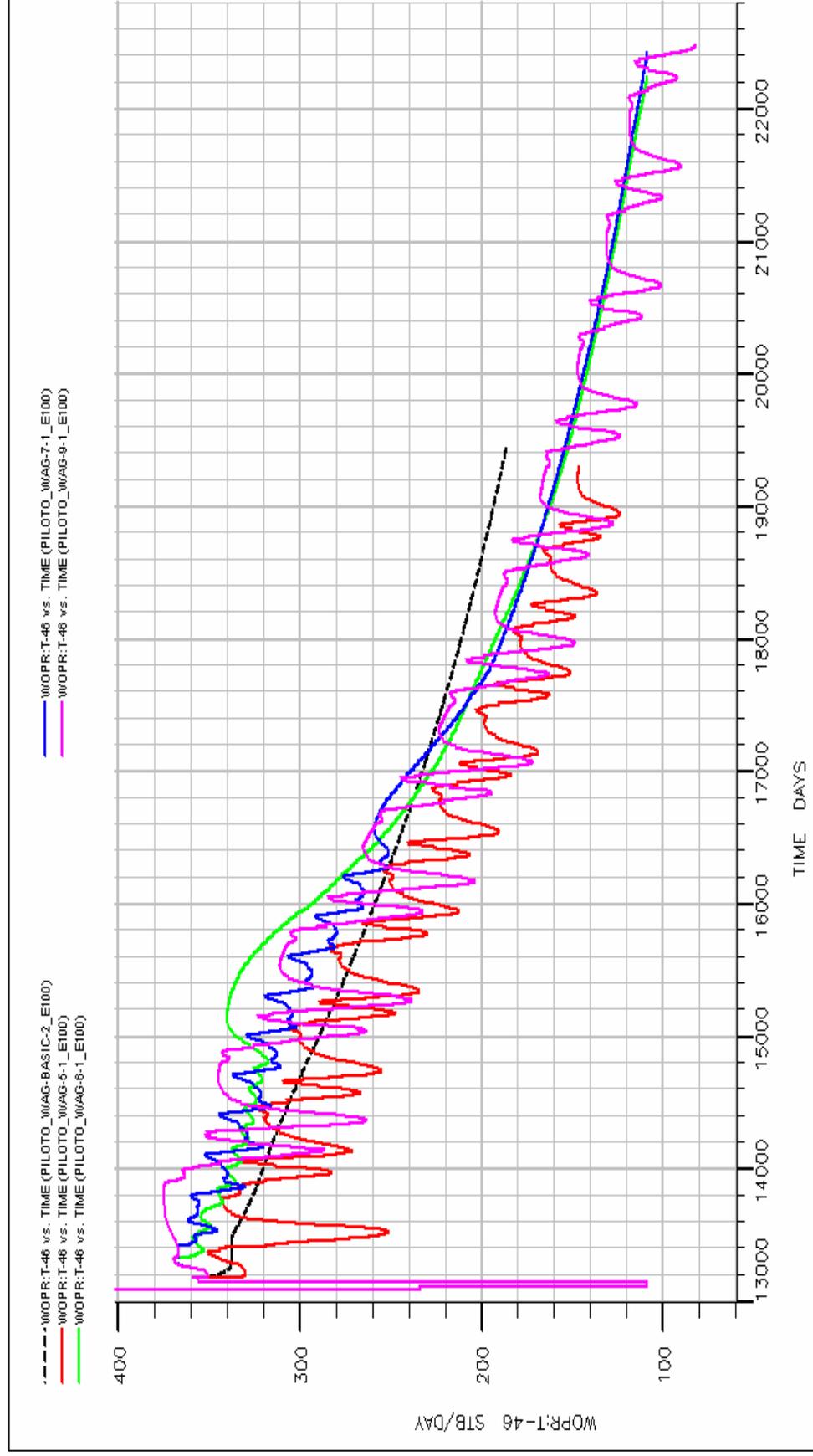
Fuente: Autor.

Figura 67. Caudal de producción de gas en el grupo piloto vs. tiempo.



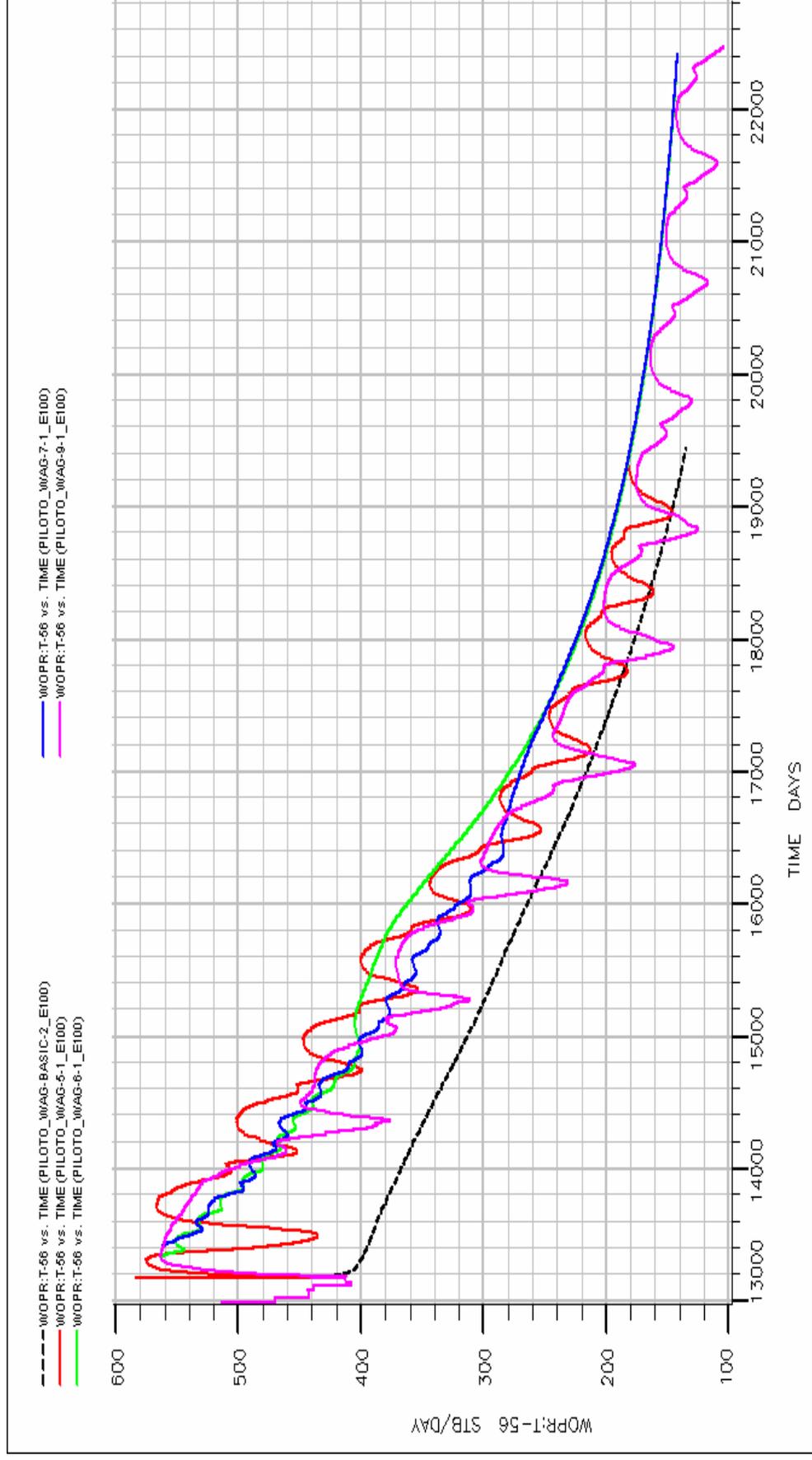
Fuente: Autor.

Figura 68. Caudal de producción de aceite del pozo P.P.1. vs. tiempo.



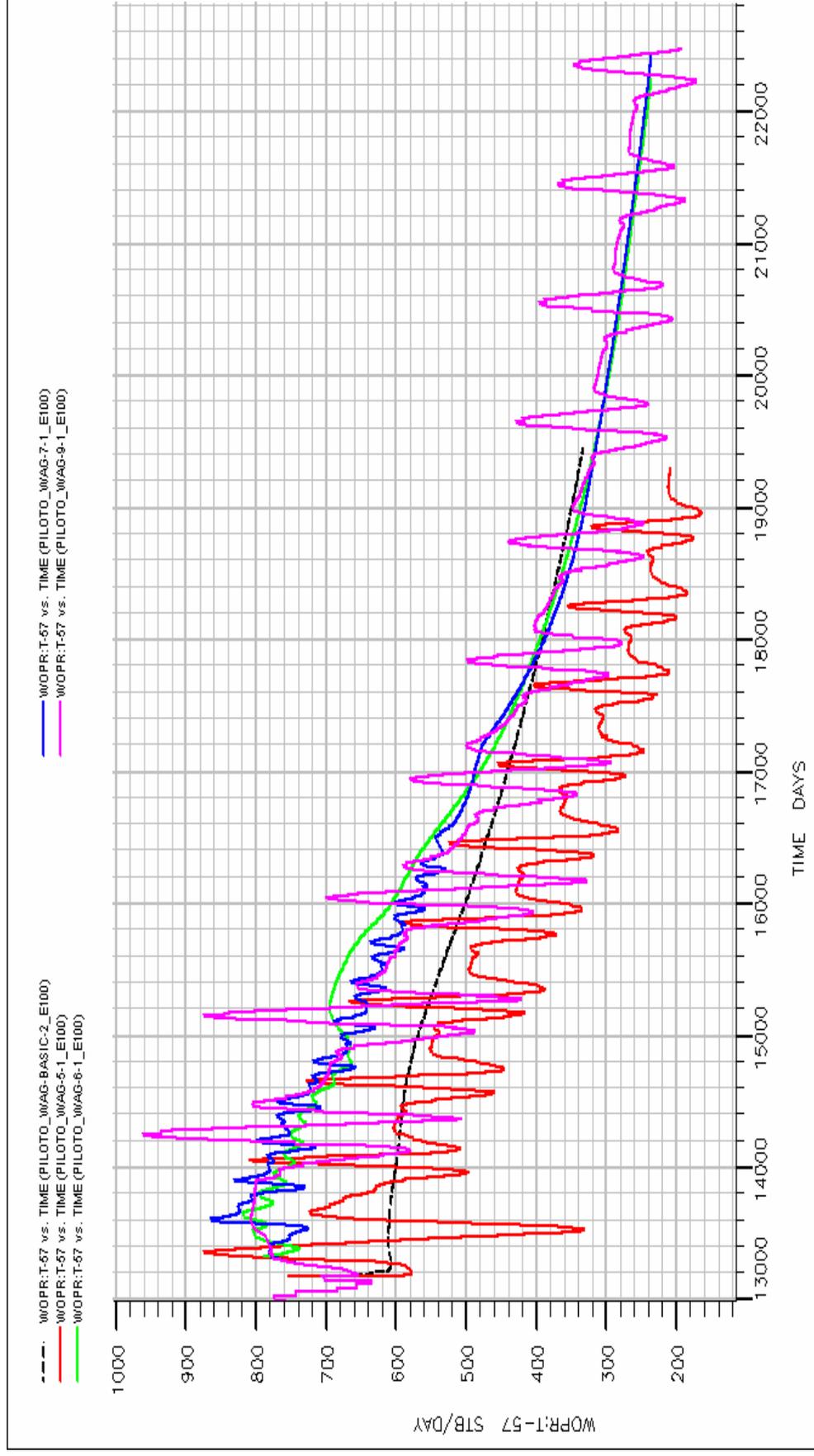
Fuente: Autor.

Figura 69. Caudal de producción de aceite del pozo P.P. 2 vs. tiempo.



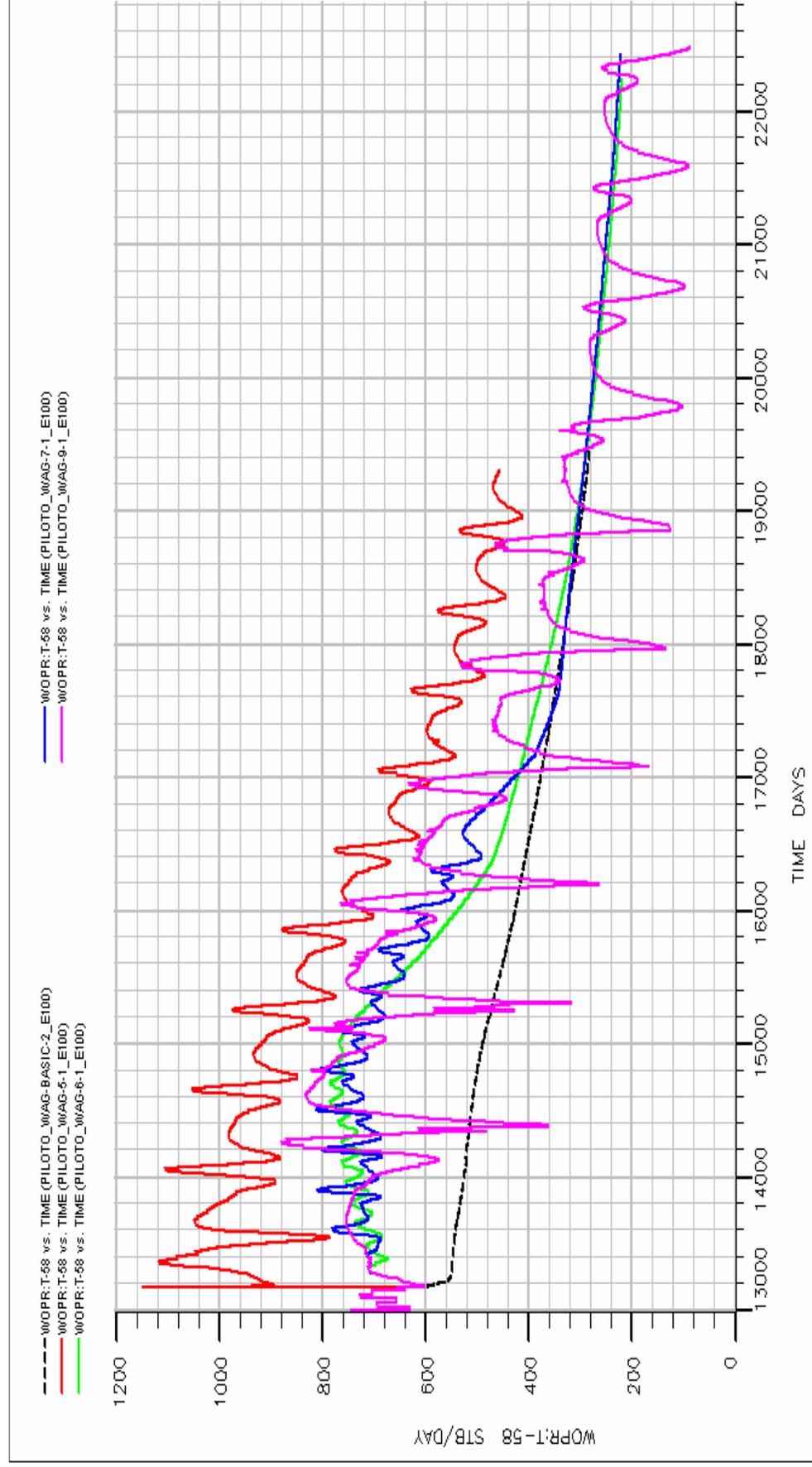
Fuente: Autor.

Figura 70. Caudal de producción de aceite del pozo P.P. 3. vs. tiempo.



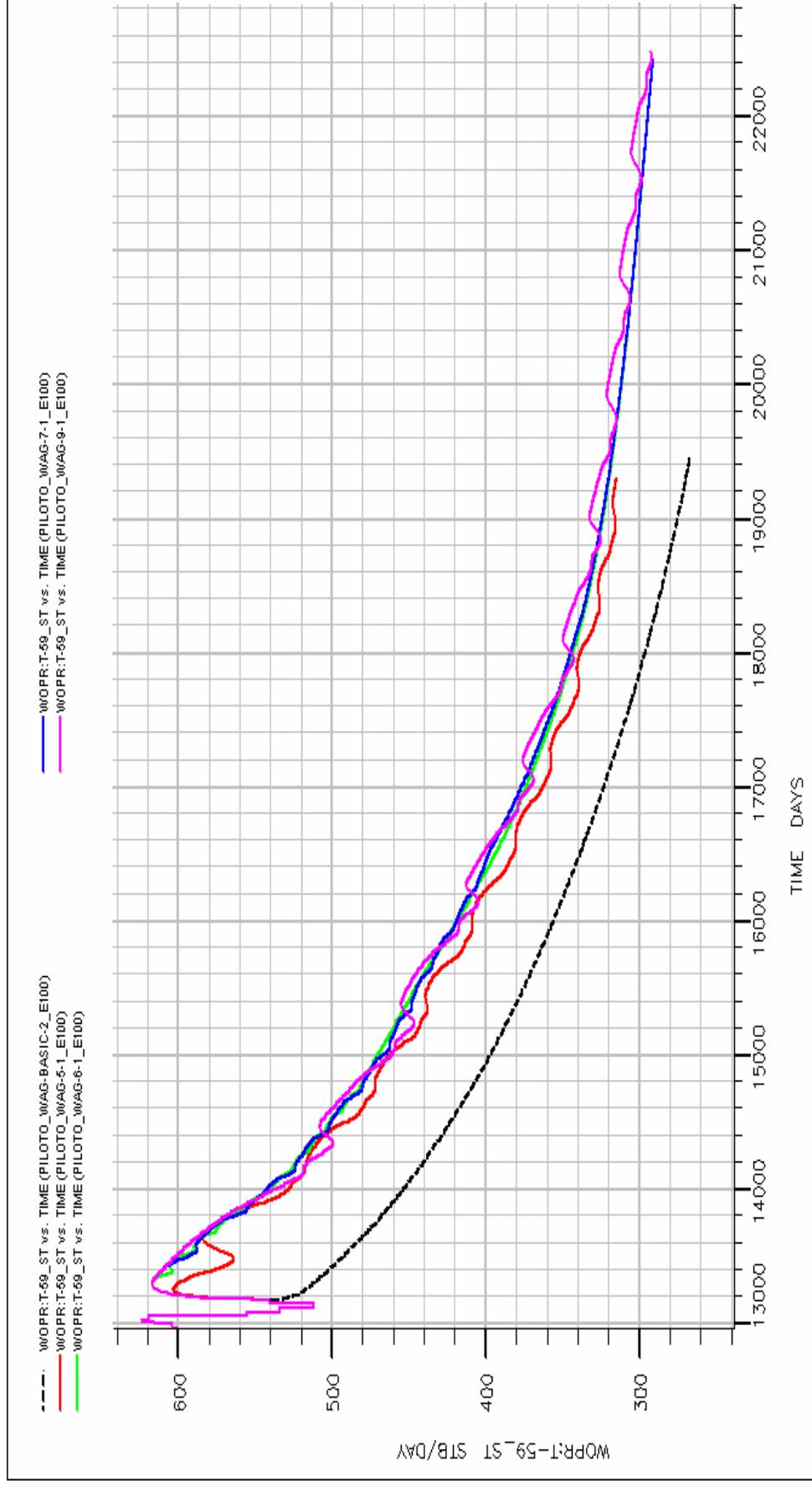
Fuente: Autor.

Figura 71. Caudal de producción de aceite del pozo P.P.4. vs. tiempo.



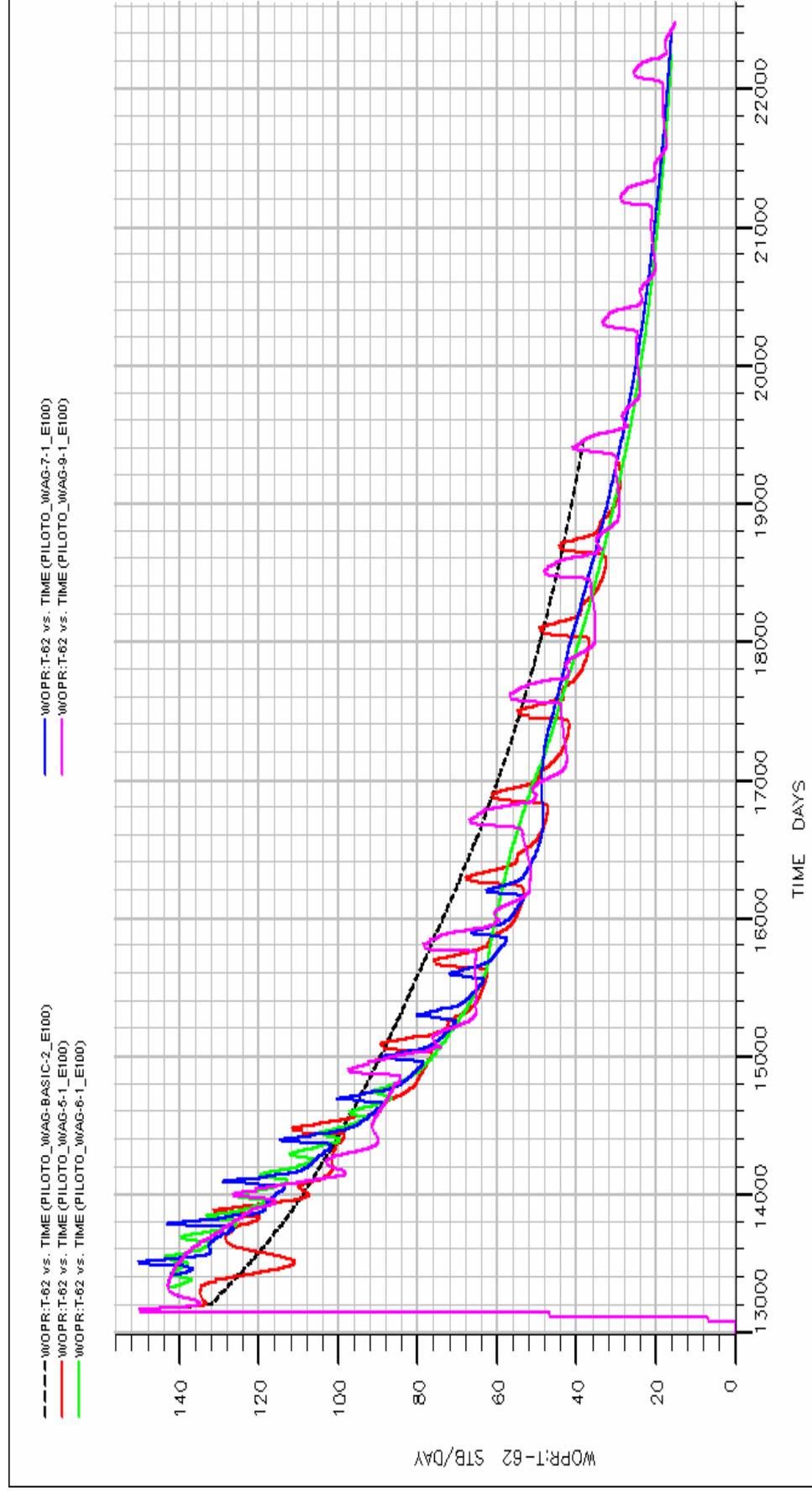
Fuente: Autor.

Figura 72. Caudal de producción de aceite del pozo P.P. 5. vs. tiempo.



Fuente: Autor.

Figura 73. Caudal de producción de aceite del pozo P.P.6. vs. tiempo.



Fuente: Autor.

5.3. CAMBIOS EN EL CAUDAL DE GAS DE INYECCIÓN.

Al momento de establecer el caudal óptimo se hizo necesario realizar unas simulaciones variando los caudales para determinar cuál es el más eficiente de entre los utilizados, los comportamientos de cada simulación con distinto caudal son comparados entre sí junto con una línea denominada Básica (Basic) la cual es la curva de producción del campo con la inyección de agua, de esta forma se observan las pérdidas y ganancias de producción y de presión con los distintos caudales de inyección de gas. El nombre de cada simulación está relacionado a continuación con su respectivo caudal utilizado.

- PILOTO_WAG – BASIC – 2 es la Línea Base.
- PILOTO_WAG – 5 – 1 con Caudal promedio de 3.35 MMscf/día de gas con tiempos de inyección de gas de 480 días.
- PILOTO_WAG – 11 – 1 con Caudal de 2.5 MMscf/día de gas.
- PILOTO_WAG – 12 – 1 con Caudal de 2 MMscf/día de gas.
- PILOTO_WAG – 13 – 1 con Caudal de 1.5 MMscf/día de gas.
- PILOTO_WAG – 14 – 1 con Caudal de 1 MMscf/día de gas.

Posteriormente se realizara un análisis para cada una de las graficas en donde se observa el comportamiento del grupo piloto y de cada pozo haciendo variaciones en el caudal y manteniendo constante la relación WAG de 4 el volumen poroso de 23.5 %HCPV y un número de ciclos de (10).

ANALISIS DE LAS GRAFICAS DEL GRUPO PILOTO

Presión Estática de Yacimiento (FPR): Con todos los caudales que se utilizaron se obtuvieron resultados positivos con respecto a la línea básica de presión se obtiene una ganancia promedio de presión de 97 PSI aproximadamente. Los picos de presión más altos de presión son obtenidos con caudales de 2.5 MMscf/día y 2 MMscf/día de gas, en donde se alcanzan

los 100 PSI, sin embargo no muy lejos de estos resultados (98 PSI aprox.) está la línea con 1.5 MMscf/día de gas.

Con 3.35 MMscf/día y con 1 MMscf/día de gas se obtienen picos de presión de 95 y 90 PSI respectivamente, lo que indica que no está muy por debajo del promedio, el comportamiento de todas las curvas es el mismo, oscilan durante el proceso WAG, permanecen constantes a 100 PSI más que con la línea básica.

El pico más alto de presión mostrado en las figura 84 está a los 520 (día 13700) días después de iniciado el proceso WAG, luego sigue decreciendo conservando la diferencia entre la línea básica y cada línea simulada a caudal distinto hasta el final de la simulación WAG.

Producción Total de Aceite del Grupo Piloto (GOPT): La figura 75 muestra que con un caudal promedio de gas de 3.35 MMscf/día se obtiene la mayor cantidad de aceite producido por el grupo piloto, sin embargo con 2.5 MMscf/día y 2 MMscf/día de gas se obtienen también resultados muy cercanos a los obtenidos con 3.35 MMscf/día en el día 17000, mientras que con 1.5 MMscf/día y 1 MMscf/día de gas se tienen resultados menos eficientes.

Por lo dicho anteriormente se puede concluir que a mayor caudal de gas inyectado mayor cantidad de aceite producido, no obstante la diferencia entre una y otra curva no es muy grande pero el caudal de gas de inyección si, pues difieren entre sí en 0.5 MMscf/día por lo tanto se debe tener en cuenta la disponibilidad de gas de inyección en el campo y relacionarla con los resultados de producción total de aceite del grupo piloto para determinar si es recomendable o no utilizar cantidades grandes de gas para obtener incrementales de aceite no muy significativos, en otras palabras la diferencia de aceite producido entre una curva con caudal de inyección de 3.35 MMscf/día de gas y las de 2.5 y 2 MMscf/día, no es muy significativa para tener que utilizar caudales grandes de gas de inyección.

Según las simulaciones realizadas, la producción total de aceite en el grupo piloto en al día 17000 con un caudal de 3.35 MMscf/día de gas es aproximadamente de 1500 STB de aceite más que con la curva básica, y así comparándola con la línea básica se tienen los siguientes incrementales de aceite con los otros caudales: con 2.5 MMscf/día de gas se obtienen 1300 STB de aceite mas, con 2 MMscf/día de gas se producen 1200 STB mas de aceite y con 1.5 MMscf/día y 1 MMscf/día se obtienen 1000 y 500 STB mas de aceite respectivamente.

Caudal de Producción de Aceite del Grupo Piloto (GOPR): La figura 76 muestra que entre más grande sea el caudal de gas de inyección se obtiene un mayor caudal de aceite. Sin embargo con caudales de inyección de gas del orden de 2.5, 2 y hasta de 1.5 MMscf/día se tienen buenos caudales de producción de aceite (3200 STB/D en el primer pico), con un pico inicial de aproximadamente 250 STB/D menos que con 3.35 MMscf/día de gas, pero con el paso del tiempo el pico más alto (el que se obtiene con 3.35 MMscf/día de gas) empieza a disminuir hasta mantener el mismo comportamiento que con los otros caudales hasta el final de la simulación WAG.

Caudal de Producción de Gas en el Grupo (GGPR): en la Figura 77 se observa que desde el primer ciclo de inyección se produce la misma cantidad de gas o mayor a la que se inyecta, esto es positivo ya que indica que los requerimientos de gas de inyección se cumplen desde el primer ciclo hasta el final del proceso WAG con todos los caudales utilizados.

ANALISIS POZO A POZO

Caudal de Producción de Aceite del Pozo (WOPR) P.P 1: En este pozo el caudal de producción de aceite es bajo, lo que significa que en este pozo el proceso WAG es menos eficiente debido a su cercanía con el pozo inyector P.I 2 por tanto entre más grande sea el caudal de inyección de gas el caudal de aceite producido en este pozo es más pequeño. Por ejemplo con 3.35 MMscf/día de gas se tiene que en la mayoría del tiempo del proceso WAG los caudales de producción de aceite no superan la línea básica. Los mejores resultados en este pozo se producen con caudales de gas de 2.5, 2 y 1.5 MMscf/día durante los primeros 5 ciclos del proceso WAG en donde se supera con 40 STB/D de aceite a la curva básica (ver Figura 78) y con 1 MMscf/día de gas nunca se supera.

Caudal de Producción de Aceite del Pozo (WOPR) P.P 2: En la Figura 79 se observa que la respuesta al proceso WAG es buena, pero principalmente con el caudal de inyección de 3.35 MMscf/día de gas. Con esta inyección de gas se obtienen caudales de aceite en este pozo de hasta 170 STB/D más que con la curva básica en el primer ciclo, mientras que con 2.5, 2 y 1.5 MMscf/día se logran caudales de aceite del orden de 150 STB/D mas es decir 20 STB/D menos que con el caudal mayor de inyección de gas. Con el caudal de inyección de 1 MMscf/día de gas, la producción de aceite es la más pequeña de todas, sin embargo este caudal de aceite es superior a la curva básica y así se mantiene durante todo el proceso WAG obedeciendo al mismo comportamiento que con los otros caudales de inyección de gas.

Este pozo muestra una mejor respuesta al proceso WAG comparada con la respuesta que muestra el pozo P.P 1 debido a que el T - 56 está muy retirado del los pozos inyectores y según el modelo dinámico del proceso WAG el pozo P.P 2 responde al proceso WAG del pozo inyector P.I 1.

Caudal de Producción de Aceite del Pozo (WOPR) P.P 3: El comportamiento del caudal de aceite en este pozo es mostrado en la figura 80 en donde se observa que con caudales de 2.5, 2 y 1.5 e incluso con 1 MMscf/día de gas se obtienen resultados eficientes, mientras que con un caudal de 3.35 MMscf/día de gas la producción de aceite es deficiente.

Con caudales de inyección de 2.5, 2, 1.5 y 1 MMscf/día de gas se obtienen los mayores caudales durante los primeros siete (7) ciclos, pero a partir de este ciclo el caudal de aceite tiende a ser menor que el de la curva básica, ese mismo comportamiento lo tiene la curva del caudal de 3.35 MMSFC/D con la diferencia de que este empieza a declinar desde el segundo ciclo.

En este pozo se invierte el patrón que se tenía en el pozo anterior en donde el comportamiento más eficiente se obtenía con el mayor caudal de gas, ahora es el menos eficiente en este pozo, esto está asociado con la distancia que hay entre él (P.P 3.) a los pozos inyectoros y a la rotura temprana de gas al trazarse muy seguramente un camino preferencial al gas al inyectar a alto caudal de este.

Caudal de Producción de Aceite del Pozo (WOPR) P.P 4: Este pozo es el que mejor respuesta tiene al proceso WAG pues de estar produciendo aceite a razón de 480 STB/D (curva básica) al momento del primer ciclo del proceso WAG pasa a producir al mismo tiempo 490 STB/D mas al inyectar gas a un caudal de 3.35 SCF/D en el proceso WAG (ver figura 81), este es el caudal más eficiente para este pozo, esto es posible porque la distancia entre él (P.P 4.) y el pozo inyector (P.I 2.) es mucho mayor que la que hay entre los pozos inyectoros y los otros pozos productores (P.P 1, P.P 6 y P.P 3.) ya que parece que estos pozos responden al proceso WAG de forma directa al pozo inyector P.I 2 entonces el gas irrumpe primero en los pozos más cercanos por tal razón la producción de aceite disminuye en ellos.

Inyectando caudales de 2.5, 2, 1.5 y 1 MMscf/día de gas se obtienen también una buena respuesta al proceso, sin embargo es menor que con 3.35 MMscf/día, para los caudales de inyección de gas relacionados anteriormente se obtienen caudales de aceite de 240 STB/D, 220 STB/D, 160 STB/D y 100 STB/D respectivamente en el segundo ciclo WAG que es el tiempo al cual se tienen los mejores resultados. El comportamiento de cada curva decrece hasta cortar con la curva básica y ponerse debajo de ella al terminar el proceso WAG.

Caudal de Producción de Aceite del Pozo (WOPR) P.P 5: Lo que se ha venido viendo en las simulaciones (figura 81) es que este pozo no responde directamente al proceso WAG si no a la inyección continua de agua en el pozo P.P 7., por esta razón se notan levemente las oscilaciones de los ciclos como en los otros pozos, el comportamiento del caudal de aceite aumenta cada vez que disminuye el caudal de inyección de gas, por esta razón el resultado más eficiente de todos lo muestra el menor caudal de inyección de gas y el menos eficiente con el mayor caudal de inyección de gas.

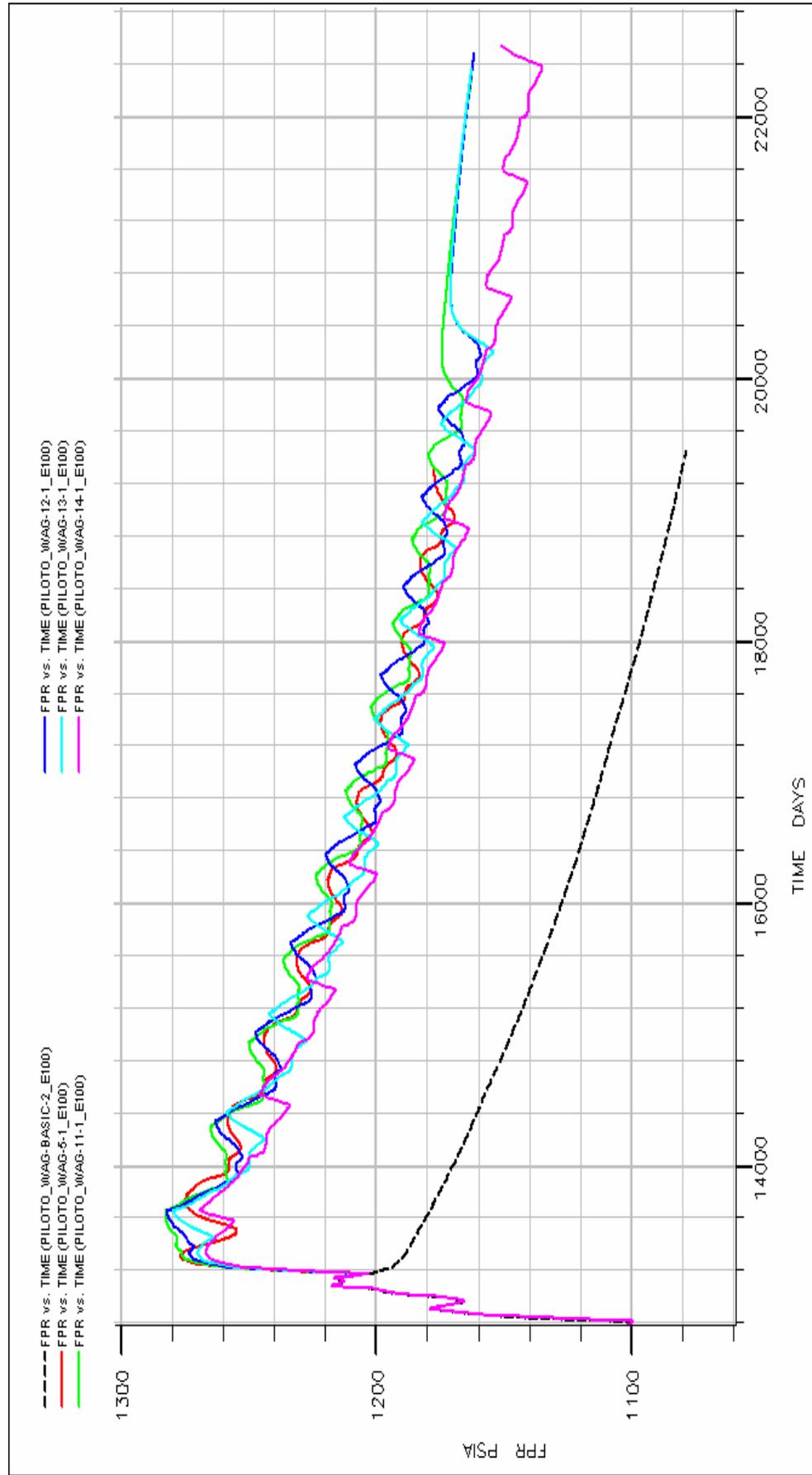
Este pozo tiende a producir a un promedio de 65 STB/D de aceite más que la línea básica para con todos los caudales de inyección de gas, este comportamiento se mantiene durante todo el proceso WAG y después de él, pero con el mayor caudal de inyección de gas ese comportamiento no se conserva después del segundo ciclo, pues la curva de producción de aceite a ese caudal cae por debajo de la curva básica.

Caudal de Producción de Aceite del Pozo (WOPR) P.P 6: la figura 62 muestra que el pozo P.P 6 responde eficientemente al proceso, pero no es el pozo que mayor cantidad de aceite produce debido a que es el pozo que está más cercano al pozo inyector P.I 2 y la irrupción temprana del gas en el pozo productor P.P 6 hace que la producción de aceite disminuya rápidamente después del primer ciclo WAG, no sin antes alcanzar caudales de 132 STB/D lo que significa que supera a la curva básica en 20 STB/D en el primer ciclo. Ya para el tercer ciclo (día 15000) los caudales de aceite no superan la curva

básica y se mantienen por debajo de ella indicando que la eficiencia del proceso WAG en este pozo ha culminado.

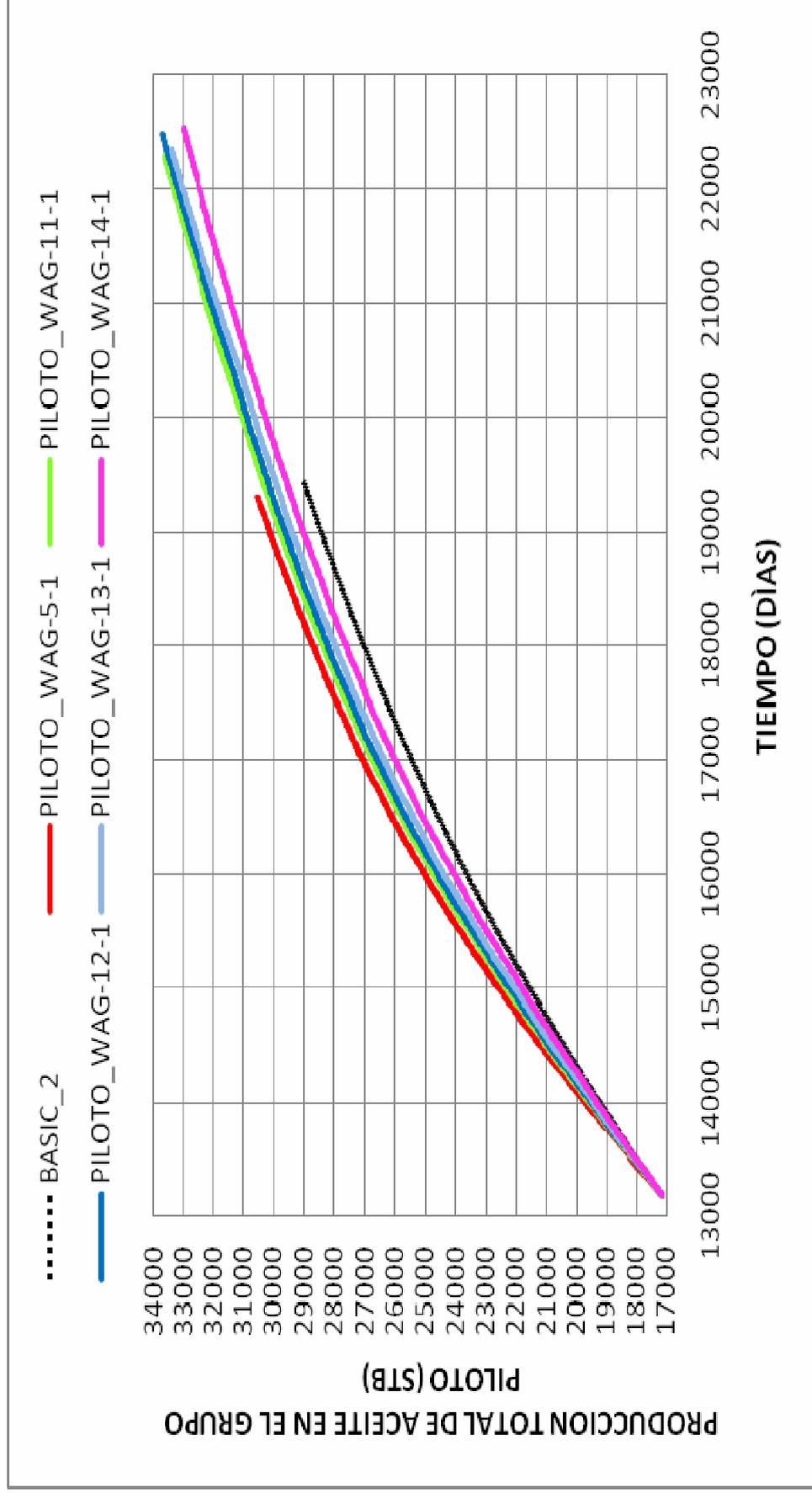
Los resultados de las simulaciones muestran que el caudal de gas más eficiente es el de 3 MMscf/día pero al tener en cuenta la disponibilidad de gas en el campo este valor es muy grande, sin embargo con caudales más pequeños (2.5, 2 y 1.5 MMscf/día) se obtiene también buenos resultados y están dentro de los límites de la disponibilidad de gas.

Figura 74. Presión estática de yacimiento (FPR) vs. tiempo.



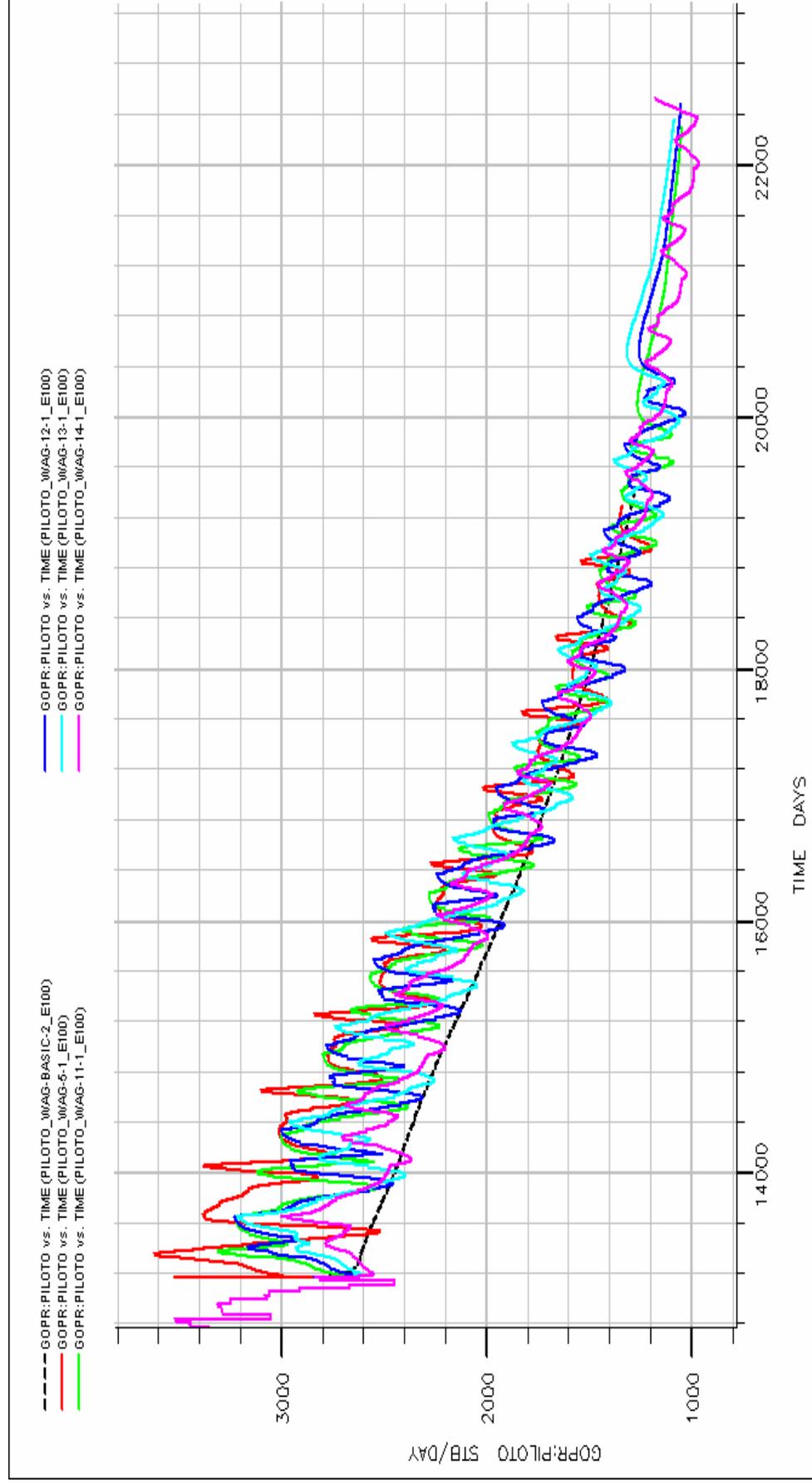
Fuente: Autor.

Figura 75. Producción total de aceite del grupo piloto vs. tiempo.



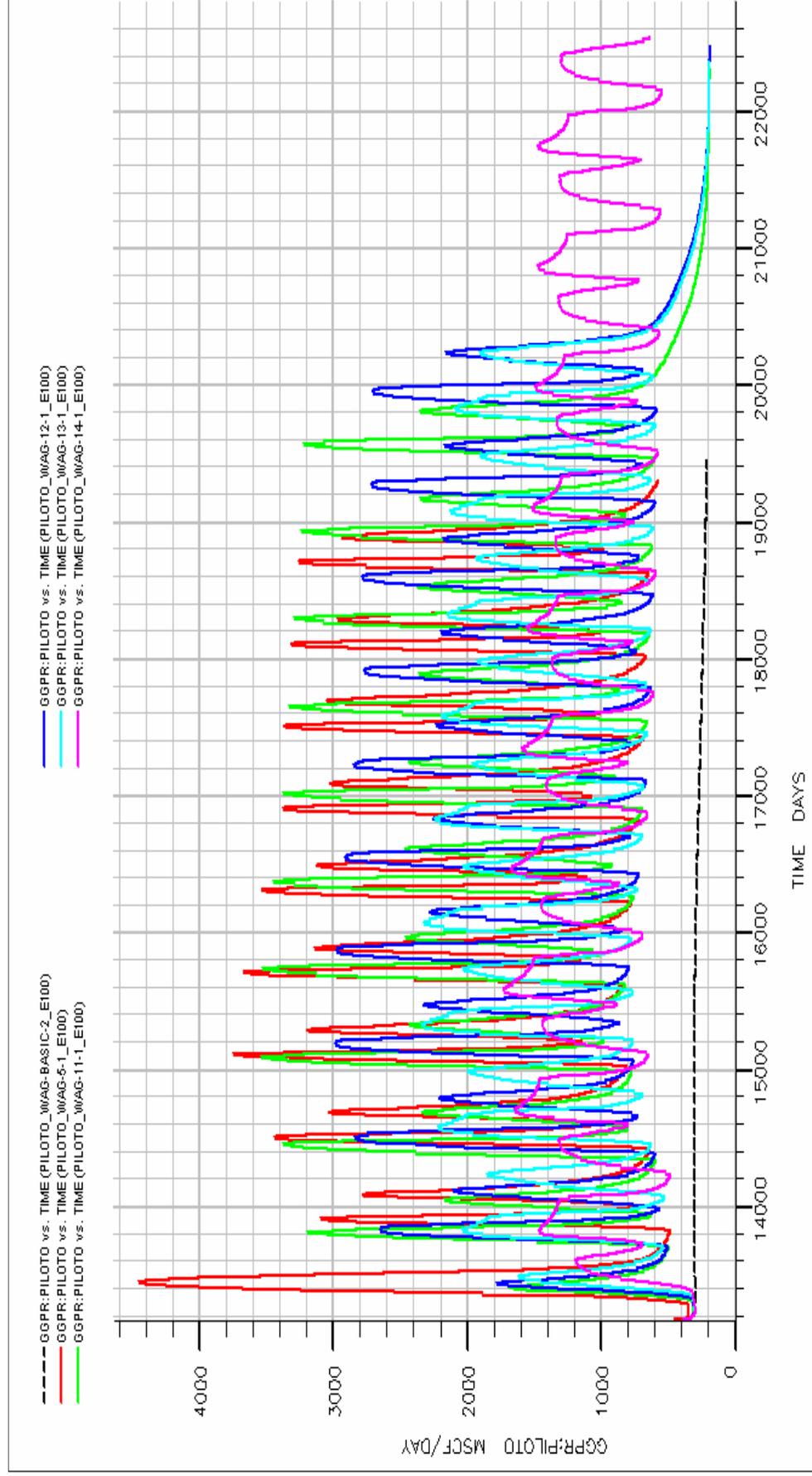
Fuente: Autor.

Figura 76. Caudal de producción de aceite del grupo piloto vs. tiempo.



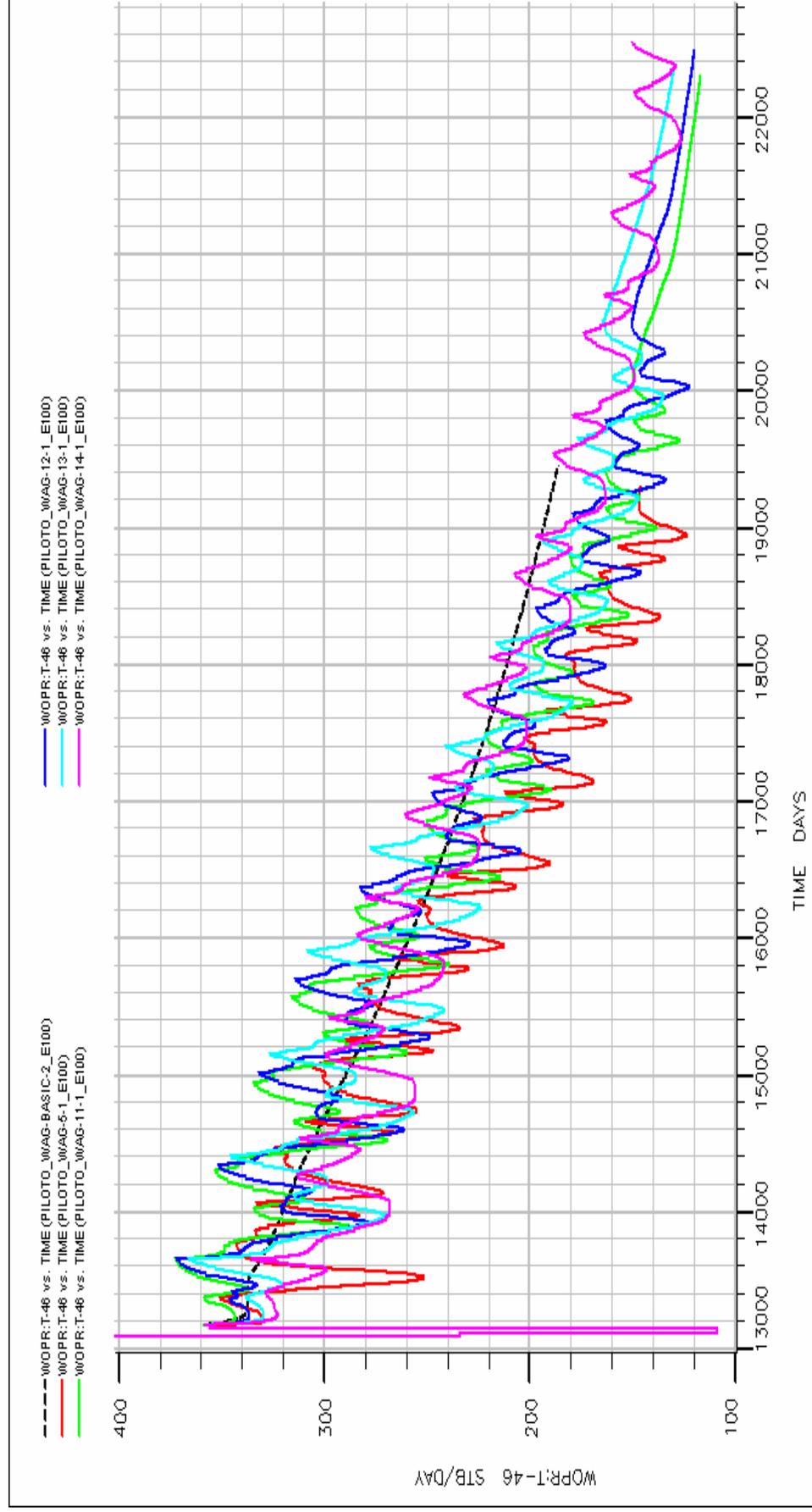
Fuente: Autor.

Figura 77. Caudal de producción de gas en el grupo piloto vs. tiempo.



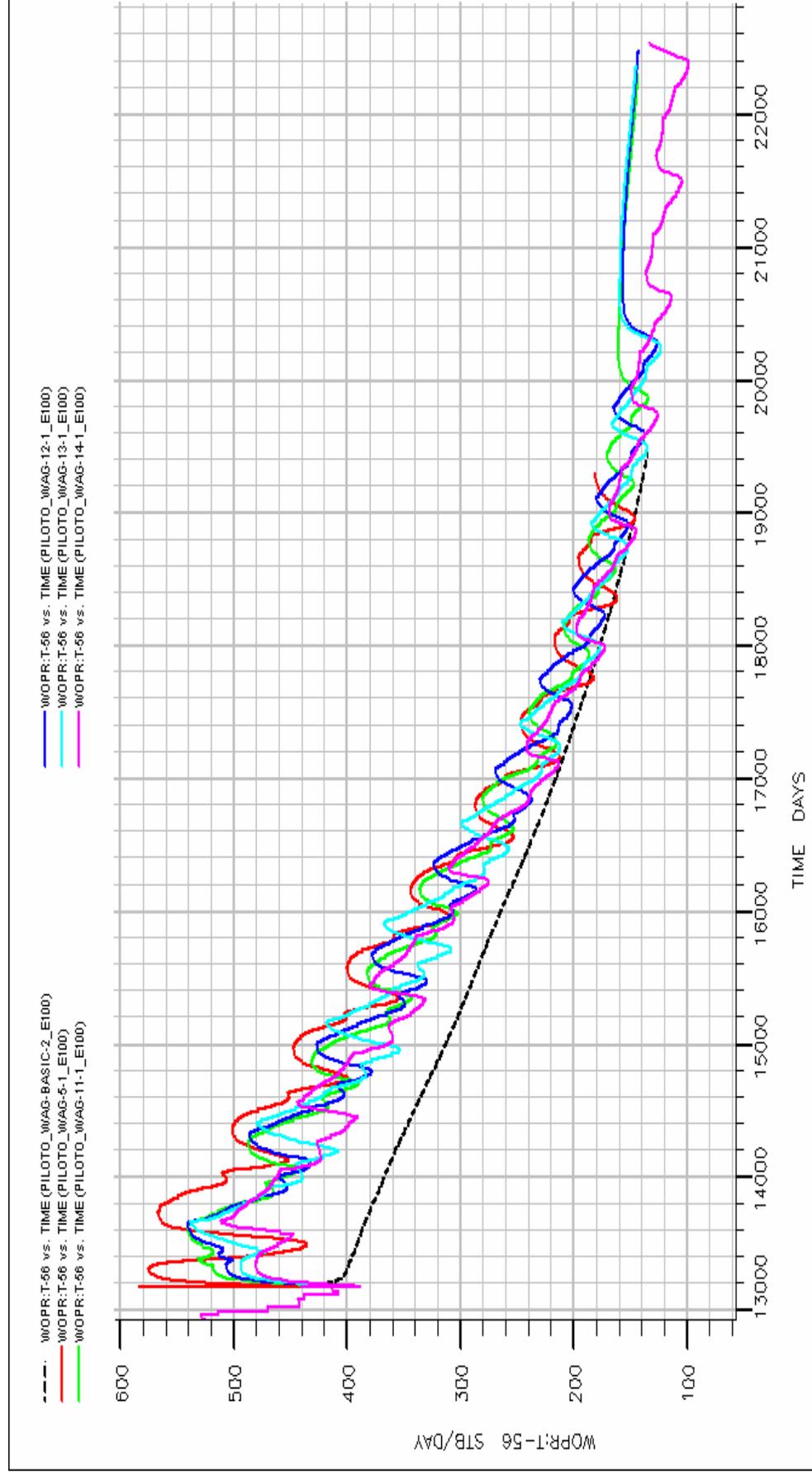
Fuente: Autor.

Figura 78. Caudal de producción de aceite del pozo P.P.1. vs. tiempo.



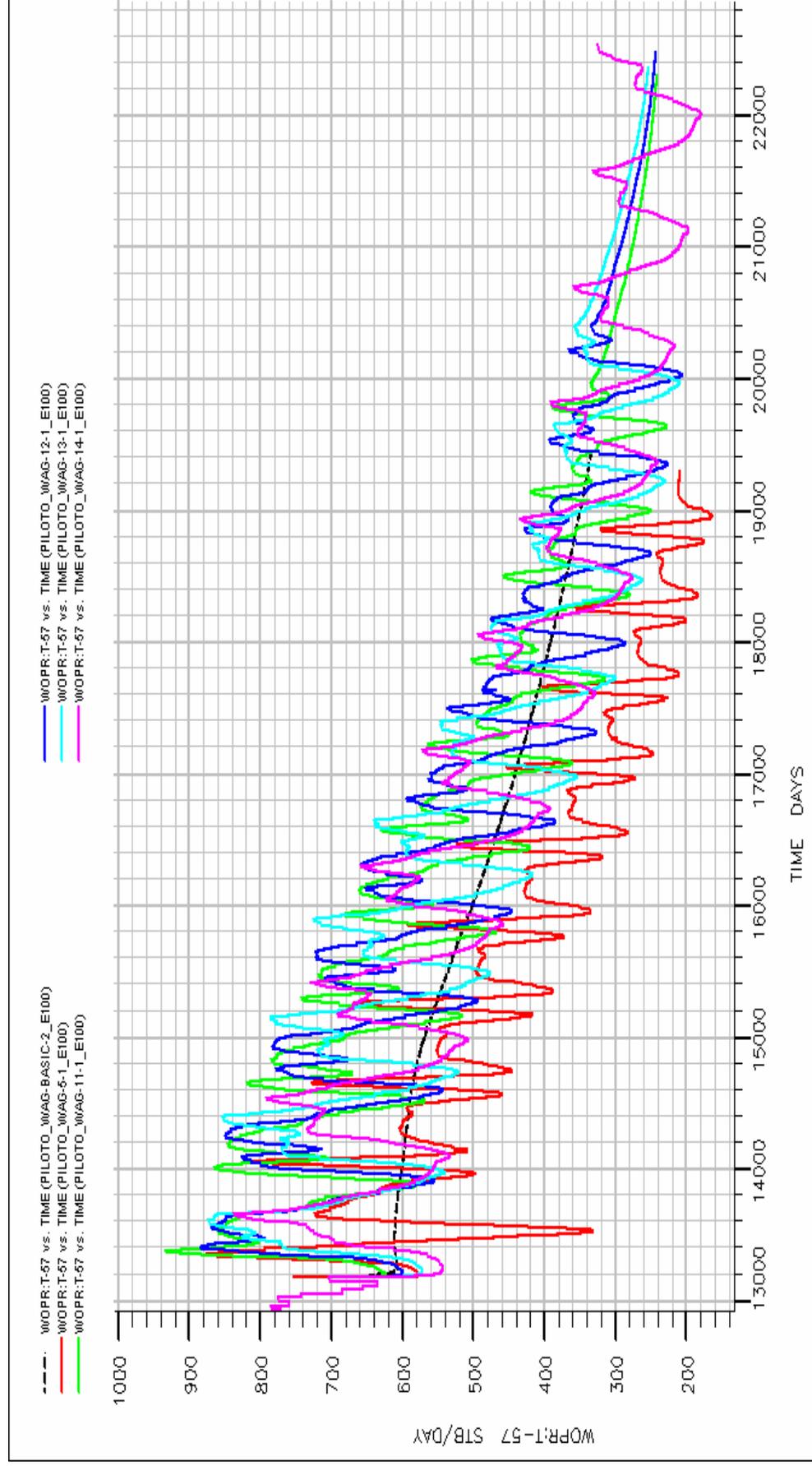
Fuente: Autor.

Figura 79. Caudal de producción de aceite del pozo P.P. 2 vs. tiempo.



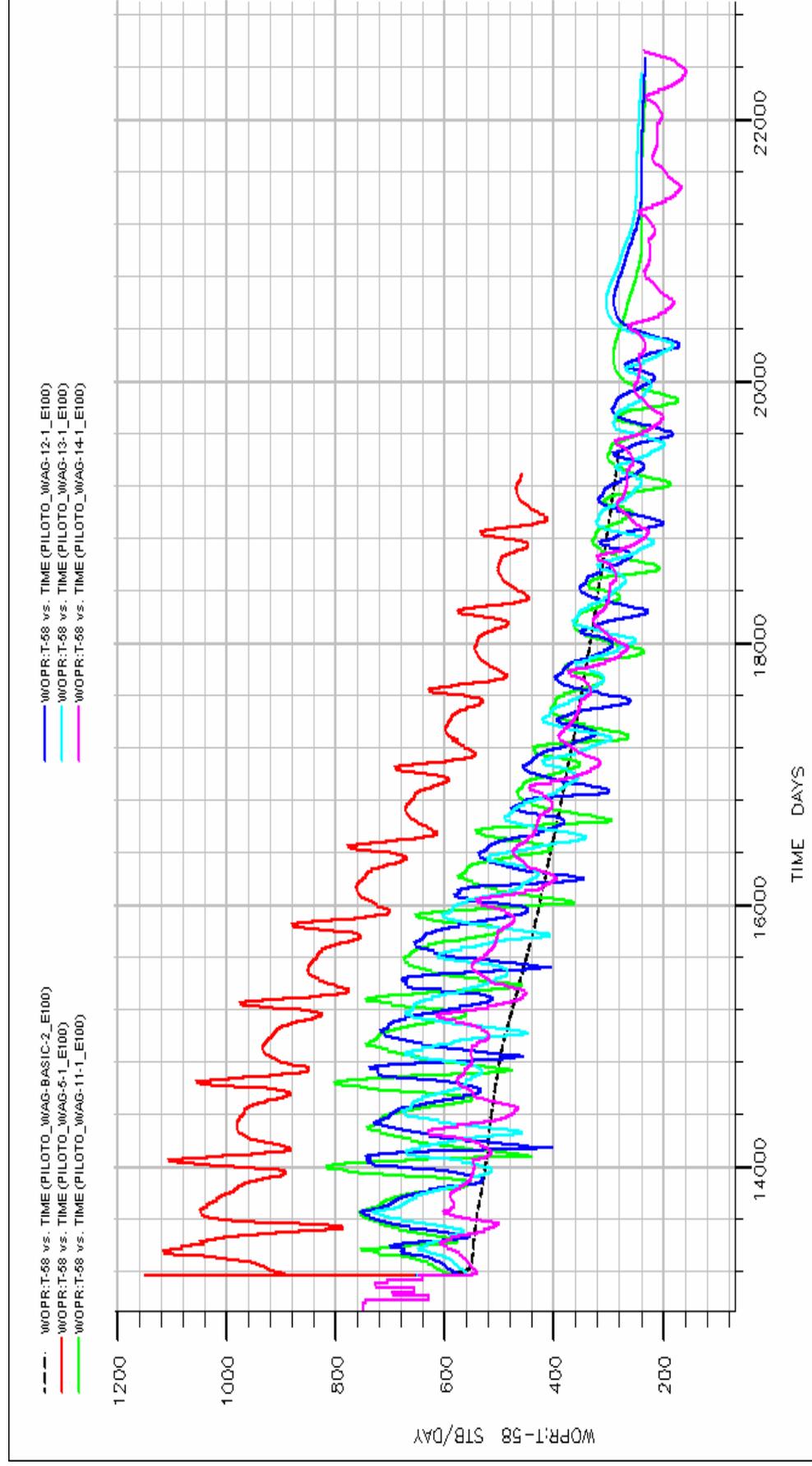
Fuente: Autor.

Figura 80. Caudal de producción de aceite del pozo P.P. 3. vs. tiempo.



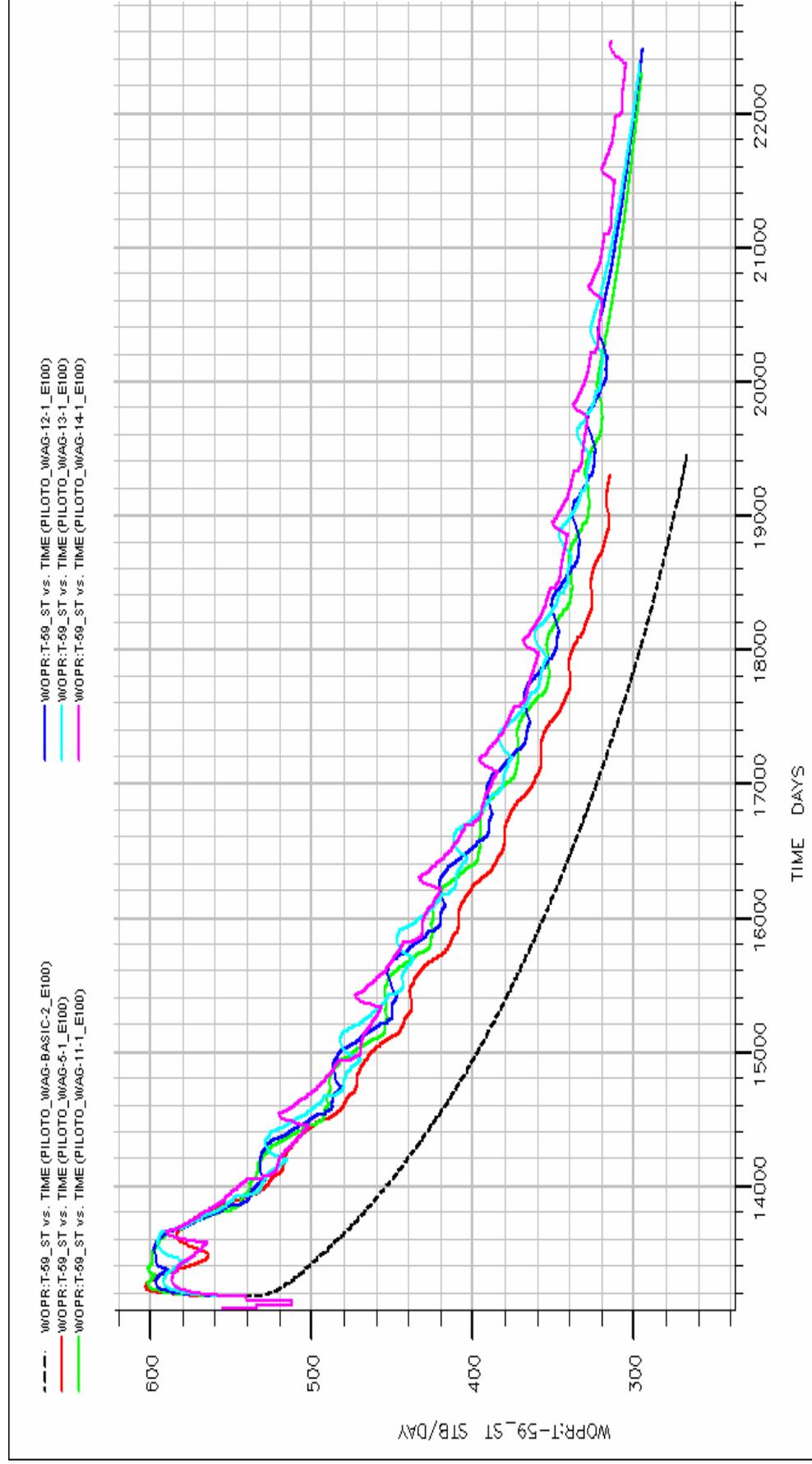
Fuente: Autor.

Figura 81. Caudal de producción de aceite del pozo P.P.4. vs. tiempo.



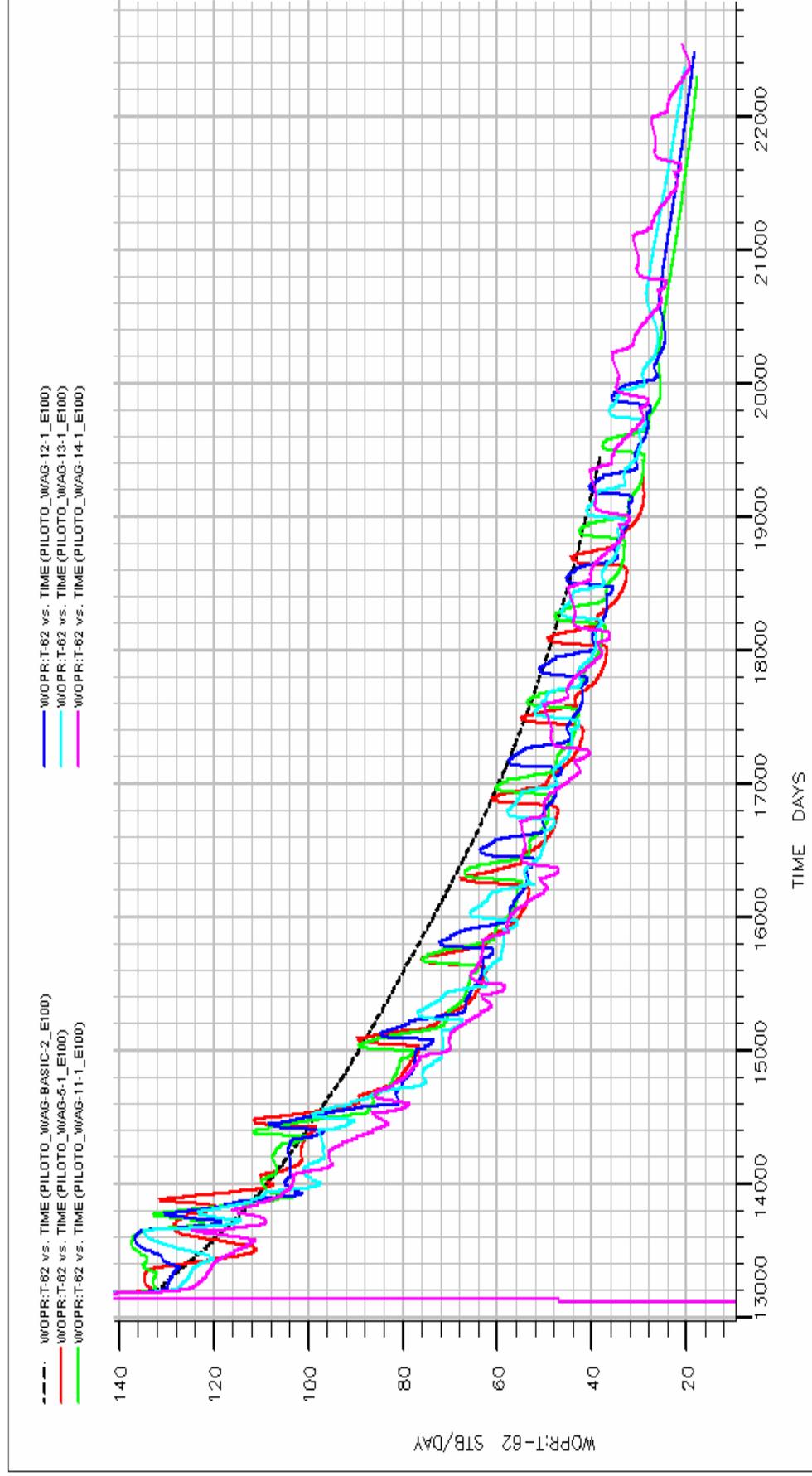
Fuente: Autor.

Figura 82. Caudal de producción de aceite del pozo P.P.5. vs. tiempo.



Fuente: Autor.

Figura 83. Caudal de producción de aceite del pozo P.P. 6. vs. tiempo.



Fuente: Autor.

6. CONCLUSIONES

1. Para seleccionar la relación WAG óptima se debe de tener en cuenta la relación que existe entre el número de ciclos y la relación WAG, y así de esta forma maximizar el recobro, ya que estudios de simulación^{91, 92} han Indicado que cuando se utiliza una relación WAG baja se debe de usar un número pequeño de ciclos, y que a mayor relación WAG mayor numero de ciclos.
2. En el 42% de los proyectos WAG aplicados en campo se ha implementado relaciones WAG mayores a 1, obteniéndose buenos resultados en su implementación, esto coincide con los resultados que se obtuvieron en las simulaciones que se realizaron para Campo Tello, ya que al aumentar la relación WAG se incrementa la cantidad de aceite recuperado en este proyecto.
3. El volumen poroso no conserva un valor constante en las diferentes aplicaciones que ha tenido el proceso WAG en el mundo, y se conoce gracias a la literatura consultada que en el 88.9 % de los proyectos de campo se han aplicado volúmenes porosos que varían de 6 % HCPV hasta volúmenes porosos de 40 %HCPV. Además en varias investigaciones indican que en un proceso de inyección WAG no es necesario inyectar un volumen poroso mayor del 20 o 30 %HCPV.

⁹¹ SURGUCHEV. SPE 24646. Op. cit. p 3.

⁹² RUSSELL T. JOHNS. Op. cit. p 2.

4. De acuerdo a lo observado en las aplicaciones del proceso WAG en campo, se puede decir que no resulta conveniente generar incrementos bruscos, en el volumen poroso de gas por ciclo.
5. Con respecto al caudal de inyección de gas no fue posible establecer una relación entre los proyectos WAG aplicados en campo, ya que son muy pocos los campos en los cuales se reportan los caudales de inyección de gas, sin embargo se puede concluir que el caudal de inyección de gas por día en un proyecto WAG dependerá del número de pozos inyectores WAG que se tengan, del tamaño del campo o del piloto en el cual se esté realizando el proyecto, las características de la formación y de la disponibilidad de gas de inyección.
6. Las simulaciones realizadas para campo Tello, muestran que se puede obtener un mayor recobro de aceite al utilizar un volumen poroso de gas bajo y una relación WAG y un caudal de inyección de gas altos.
7. Los mejores resultados en las simulaciones realizadas en el área piloto seleccionada de la lamina A de campo Tello, se obtienen al utilizar los siguientes parámetros WAG:
 - Relación WAG de 4.
 - Volumen poroso de gas de 5 %HCVP.
 - Caudal de inyección de gas de 3 MMscf/día.
8. Si al evaluar la disponibilidad de gas en campo Tello, no se cuentan con los 3 MMscf/día, se presenta la corrida piloto_WAG-32, con un volumen poroso de 5.83 % HCPV, un caudal de inyección de 1.5 MMscf/día y relación WAG de 4

como alternativa. Esta corrida muestra el mejor comportamiento si se compara con las corridas que utilizan un caudal de inyección de gas menor a 3 MMscf/día. La diferencia de aceite incremental entre la mejor corrida utilizando 3 MMscf/día (Piloto_WAG-6_1) y ésta, pasados 6.1 años es de 332.072 Bbl de aceite incremental según lo reportado en las simulaciones realizadas.

7. RECOMENDACIONES

1. Al momento de realizar el diseño de un proyecto WAG, se recomienda primero, realizar un análisis para seleccionar la óptima relación WAG, variándola de 0.5 a 4, luego generar variaciones en el volumen poroso de inyección de gas entre 5 y 25 % HCPV, los cambios anteriores se pueden realizar con un caudal de gas, equivalente a la inyección de agua actual que se tenga, para que una vez seleccionado la mejor relación WAG y volumen poroso, se continúe con las variaciones del caudal de inyección de gas.
2. De acuerdo a lo observado en las aplicaciones del proceso WAG en campo, se recomienda mantener o generar cambios leves, en el volumen poroso de gas por ciclo.

BIBLIOGRAFÍA

A. AL-FUTAISI AND T. W. PATZEK. "Impact of wettability on two-phase flow characteristics of sedimentary rock: A quasi-static description. Water Resour". Res., 39(2):Art. No. 1042, 2003.

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. Octubre del 2003.

C. R. HOLMGREN AND R. A. MORSE. "Effect of free gas saturation on oil recovery by water flooding". Petrol. Trans. AIME, 192:135-140, 1951.

C. S. Land. "Calculation of imbibition relative permeability for two- and three-phase flow from rock properties". Soc. Pet. Eng. J., 243:149-156, 1968.

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

D. H. TEHRANI, A. DANESH, et al. "Water Alternating Gas Injection Studies – Phase 2". Improved Oil Recovery Research Dissemination Seminar. Aberdeen, 24 June 2003.

D. J. ELEMENT, J. H. K. MASTERS, N. C. SARGENT, AND A. J. JAYASEKERA. "Assesment of three-phase relative permeability models using laboratory hysteresis data". SPE 84903. October 20-21 2003.

E. AMOTT. "Observations relating to the wettability of porous rock". Trans., pages 156-162, 1959.

ESTEBAN FERNÁNDEZ RIGHI. "Water – Alternating – Gas Pilot in the Largest Oil Field in Argentina: Chihuido de la Sierra Negra, Neuquen Basin". SPE 108031. April 2007.

F. M. CARLSON. "Simulation of relative permeability hysteresis to the nonwetting phase". SPE 10157. October 5-7, 1981.

G. R. JERAULD. "General three-phase relative permeability model for Prudhoe Bay". SPE Reserv. Eng., 12(4):255-263, November 1997.

GARY R. JERAULD. "Timing of Miscible Hydrocarbon Gas Injection after Waterflooding". SPE 59341. 3–5 April 2000.

GREEN, D.W. AND WILLHITE, P. "Enhanced Oil Recovery SPE Textbook Series". Richardson, Texas (1998).

HERBERT L. STONE. "Vertical Conformance In An Alternating Water-Miscible Gas Flood". SPE 11130. Sept. 26-29. 1982

HUANG, E.T.S. AND HOLM, L.W. ".Effect of WAG Injection and Rock Wettability on Oil Recovery During CO₂ Flooding". SPERE (Feb. 1988) 119-129.

J. A. LARSEN AND A. SKAUGE. "Methodology for numerical simulation with cycle dependent relative permeabilities". Soc. Pet. Eng. J., pages 163-173, 1998.

J. C. MELROSE AND C. F. BRANDNER. "Role of capillary forces in determining microscopic displacement efficiency for oil recovery by water flooding". J. Canadian Petrol. Tech.13:54-62, October 1974.

J. CHATIZIS AND N. R. MORROW. "Magnitude and detailed structure of residual oil saturation". Soc. Pet. Eng. J., 23:311-330, 1983.

J. E. KILLOUGH. "Reservoir simulation with history-dependant saturation functions". Petrol. Trans. AIME, 261:37-48, February 1976.

J. J. RATHMELL, P. H. BRAUN, AND T. K. PERKINS. "Reservoir waterflood residual oil saturation from laboratory tests". J. Pet. Technol., pages 175-185, February 1973.

J. R. KYTE, R. J. STANCLIFT JR., S. C. STEPHAS JR., AND L. A. RAPOPORT. "Mechanism of waterflooding in the presence of free gas". Petrol. Trans. AIME, 207:215-221, 1956.

J. R. KYTE, V. O. NAUMANN, AND C. C. MATTAX. "Effects of reservoir environment on water-oil displacements". J. Pet. Technol., pages 579-582, June 1961.

J. S. OSOBA, J. G. RICHARDSON, J. K. KERVER, J. A. HAFFORD, AND P. M. BLAIR. "Laboratory measurements of relative permeability". Petrol. Trans. AIME, 192:47-56, 1951.

J.H. CHAMPION and J.B. "An Immiscible WAG Injection Project in the Kuparuk River Unit". SPE 16719. September 1987.

JAN ERIK HANSSEN, LEONID M. SURGUCHEV AND IDAR SVORTOL, TORE BLAKER. "SAGA Injection: A New Combination IOR Process for Stratified Reservoirs". 7th European IOR Symposium. Moscow, Russia. October 27-29, 1993

JOHN D. ROGERS, SPE, AND REID B. GRIGG, SPE. "A Literature Analysis of the WAG Injectivity Abnormalities in the CO₂ Process". SPE 73830. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, 3-5 April 2001

L. W. LAKE, G. A. POPE, G. F. CAREY, AND K. SEPEHRNOORI. "Isothermal, multiphase, multicomponent fluid-flow in permeable media". In Situ, 8:1-40, 1984.

M. J. BLUNT. "An empirical model for three-phase relative permeability". Soc. Pet. Eng. J., 5(4):435-445, December 2000.

Ma T.D. and YOUNGREN G.k "Performance of immiscible Water-Alternating-Gas (IWAG) Injection at Kuparuk River Unit, North Slope, Alaska". SPE 28602. Septiembre 1994.

MAGRUDER, J. et. al. "Review of the Means San Andres Unit CO₂ Tertiary Project". SPE 17349. JPT Mayo 1990.

P. BEDRIKOVETSKY, G. M. ANDRADE. "Optimization of Miscible Water - Alternate-CO₂ Injection (Based on analytical model)". SPE/DOE 35390. 21-24 April. 1996.

P. E. ÅREN AND S. BAKKE. "Reconstruction of Berea sandstone and pore-scale modelling of wettability effects". J. Pet. Sci. Eng., 39:177-199, 2003.

P. EGERMANN, O. VIZIKA, L. KALLET, C. REQUIN, AND F. SONIER. "Hysteresis in three-phase flow: experiments, modelling and reservoir simulations". In IEA Workshops and Simposium on Enhanced Oil Recovery, Edimburgo, Scotland, September 20-22 2000.

P. P. JADJUNANDAN AND N. R. MORROW. "Effect of wettability on waterflood recovery for crude-oil/brine/rock systems". SPE Reserv. Eng., 10:40-46, 1995.

R JUANES, M.J. BLUNT, SPE "Impact of Viscous Fingering on the Prediction of Optimum WAG Ratio". SPE 99721. Abril del 2006.

R. J. LENHARD AND J. C. PARKER. "A model for hysteretic constitutive relations governing multiphase flow, 2. Permeability-saturation relations. Water Resour". Res,23(12):2197-2206, 1987.

R. L. SLOBOD. "Attainment of connate water in long cores by dynamic displacement". Trans, 189:359-363, 1950. Petrol. Trans. AIME.

RUNE INSTEFJORD, SPE AND ANNICK CHAZY. "10 years of Wag injection in Lower Brent at the Gullfaks Field". SPE 78344. Octubre 2002.

RUSSELL T. JOHNS, LEONARDO BERMUDEZ. "WAG Optimization for Gas Floods Above the MME". SPE 84366. Octubre 2003.

SANCHEZ, N. "Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects". SPE 53714. Abril 1999.

SURGUCHEV, L. y KRAKSTAD, O. S. "Screening of WAG Injection Strategies for Heterogeneous Reservoirs". SPE 25075. Noviembre 1992.

SURGUCHEV, L. y KRAKSTAD, O. S. "Optimum Water Alternate Gas Injection Schemes for Stratified Reservoirs". SPE 24646. Octubre 1992

T. F. MOORE AND R. L. SLOBOD. "The effect of viscosity and capillarity on the displacement of oil by water". Producers Monthly, 20:20-30, August 1956.

T. M. GEFFENS, W. W. OWENS, D. R. PARRISH, AND R. A. MORSE. "Experimental investigation of factors affecting laboratory relative permeability measurements". Petrol. Trans AIME, 192:99-110, 1951.

VINCENT ATTANUCCL, KS. ASLESEN, K.A. I-Hejl, "WAG Process Optimization in the Rangely CO₂ Miscible Flood". SPE 26622. 2-6 October 1993.

W. W. OWENS AND D. L. ARCHER. "The effect of rock wettability on oil-water relative permeability relationships". J. Pet. Technol., pages 873-878, 1971.