

**FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DEL PROCESO
WAG PARA EL CAMPO TELLO**

CESAR AUGUSTO DUARTE PRADA



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DEL SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2010**

**FACTIBILIDAD TECNICO ECONOMICA DE LA APLICACIÓN DEL PROCESO
WAG PARA EL CAMPO TELLO**

CESAR AUGUSTO DUARTE PRADA

**Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de
Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos.**

**Avalado por el Comité evaluador en el marco del convenio de cooperación
tecnológica 002/2006 suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y
ECOPETROL S.A. - Instituto Colombiano del Petróleo.**

Msc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO.

Director

Msc. ALVARO PRADA VELASQUEZ

ING. VICENTE GÓMEZ

Co-Director



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DEL SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2010

DEDICATORIA

A Dios por su amor y misericordia.

A Ecopetrol S.A. por el oportuno apoyo.

A mi esposa Sandra, por su amor, dedicación, comprensión y ayuda.

A mis hijos, César Camilo y Valentina, por ser alegría para mi vida.

A mis Padres Delia y Crisanto por el gran esfuerzo que realizaron en su vida

Para ayudarme a obtener las metas y logros.

A mi hermano Carlos por su apoyo incondicional.

A mis compañeros de estudio de maestría.

A mis compañeros y amigos del ICP.

A todos quienes creen en mí y me brindan su apoyo

César.

AGRADECIMIENTOS

El autor de este trabajo expresa sus más sinceros agradecimientos a:

A Ecopetrol S.A. a través del Instituto Colombiano del Petróleo – ICP, la Universidad Industrial de Santander –UIS-, por la oportunidad de crecimiento profesional, personal y académico.

A la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima – SOH, por brindarme las herramientas necesarias para el soporte técnico y de información en el desarrollo del trabajo de grado.

A los MSc. Rafael Luciano Quintero, MSc. Javier Nevito Gomez, MSc. Jose Miguel Galindo, por brindarme el apoyo técnico, administrativo y laboral durante el desarrollo de la investigación en el campo Tello.

A los MSc. Samuel Fernando Muñoz, MSc. Alvaro Prada Velásquez, Ing. Vicente Gómez, por haber compartido su saber y experiencia, por el tiempo dedicado a la revisión en el desarrollo de este trabajo.

A Wilson Alexander Martinez compañero del grupo de trabajo para campo Tello.

A los compañeros del Departamento de Ingeniería de la SOH.

A todas y cada una de las personas que contribuyeron con sus aportes y consejos al desarrollo de esta investigación.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	1
1. GENERALIDADES DEL PROCESO WAG	3
1.1 ASPECTOS IMPORTANTES DEL PROCESO WAG	3
1.2 FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN WAG.	4
1.3 EFICIENCIAS INVOLUCRADAS EN EL PROCESO WAG.	5
1.4 PROCEDIMIENTO GENERAL PARA EL DISEÑO DE UN PROCESO WAG.	8
1.4.1 Screening de los diferentes procesos de recobro.	8
1.4.2. Evaluación técnica del método de Recobro Mejorado a nivel de laboratorio:	9
1.4.3. Selección del área donde se va llevar a cabo el proyecto piloto (sector representativo del proyecto comercial).	12
1.4.4. Caracterización y estudio convencional del yacimiento alrededor del área piloto seleccionada.	12
1.4.5. Modelamiento de procesos de Inyección de WAG:	12
1.4.6. Realización de ajuste y refinación de los resultados obtenidos de la simulación, los modelos analíticos y las pruebas de laboratorio.	12
1.4.7. Escenarios técnicos preliminares de la aplicación del proceso WAG en el piloto.	13
1.4.8. Análisis económico preliminar de la Implementación del piloto:	13
1.4.9. Diseño preliminar de las Facilidades de superficie y subsuelo.	14
1.4.10. Monitoreo y control de un proceso WAG.	14

1.4.11. Evaluación de desempeño del piloto	15
1.5 ANALOGIAS CON EL CAMPO TELLO.	16
1.5.1. Chihuido de la Sierra Negra.	17
1.5.2. Campo Gullfaks.	19
1.5.3. Campo Kaparuk River .	23
1.5.4. San Andres Field .	27
1.6 EVALUACIÓN DEL WAG EN EL CAMPO SAN FRANCISCO – COLOMBIA	28
1.6.1. Antecedentes del Proyecto WAG.	30
1.6.2. Ciclos de Inyección de Agua y Gas Proyecto WAG 2001- 2003.	32
1.6.3. Historia de inyección proyecto WAG.	34
1.6.4. Análisis del comportamiento del WAG hasta diciembre del 2005.	39
2. FACTORES QUE AFECTAN EL PROCESO WAG	43
2.1 MÉTODOS PARA PREDECIR LA ÓPTIMA RELACIÓN WAG	44
2.1.1. Blackwell et al.	44
2.1.2. Método de stalkup.	45
2.1.3. Relación WAG en capas de alta y baja permeabilidad.	47
2.1.4. Relación WAG en los proyectos aplicados en campo.	51
2.1.5. Interacción entre la relación WAG y el número de ciclos.	51
2.2 EFECTO DEL VOLUMEN POROSO TOTAL DE GAS INYECTADO.	54
3. SELECCIÓN Y CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS DEL AREA PILOTO PARA EL CAMPO TELLO	57

3.1 ANALISIS DE LABORATORIO DEL PROCESO WAG	58
3.2 SELECCIÓN Y EVALUACIÓN DEL AREA PILOTO	62
4. SIMULACIÓN DEL PROCESO WAG PARA TELLO	71
4.1 AJUSTE HISTÓRICO	71
4.2 CORRIDAS DE SIMULACIÓN PARA EL PROCESO WAG EN EL PILOTO DEL CAMPO TELLO.	74
4.2.1. Simulación para determinar el efecto de la relación volúmetrica WAG	75
4.2.2. Simulación para determinar el efecto del volumen poroso de gas inyectado en el proceso WAG.	86
4.2.3. Simulación para determinar el efecto del caudal de inyección de gas en el proceso WAG.	93
4.2.4. Simulación para evaluar el efecto del numero de ciclos WAG	97
4.2.5. Analisis del comportamiento del corte de agua	100
4.3 EVALUACION DE LOS FACTORES QUE AFECTAN EL PROCESO WAG PARA EL PILOTO DEL CAMPO TELLO.	102
4.3.1. Relación WAG	102
4.3.2. Volumen poroso de gas	105
4.3.3. Caudal de inyección de gas	107
4.3.4. Análisis de sensibilidad de los parámetros que afectan el proceso WAG.	108
4.3.5 Optimización.	111
4.3.6 Efcicia del proceso WAG	115

5. ESQUEMA OPERACIONAL DE UN PROYECTO PILOTO DE AGUA ALTERNADA CON GAS (WAG)	119
5.1 Consideraciones técnicas necesarias para aplicación del proceso WAG en un piloto del campo Tello.	119
5.1.1. Disponibilidad de gas	119
5.1.2 Disponibilidad de agua.	124
5.1.3. Sistema de recibo	125
5.1.4 Infraestructura.	126
5.1.5. Sistema de compresión	130
5.1.6 Distribución e inyección.	132
5.2 Requerimientos técnicos para los pozos inyectoros:	132
5.2.1 Cabezales de inyección.	132
5.2.2 Estado mecánico del pozo inyector.	133
5.2.3 Esquema del pozo productor.	135
5.2.4 Fuentes de energía.	139
5.3 Monitoreo y control en el proyecto piloto WAG.	140
6. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO WAG EN UN PILOTO DEL CAMPO TELLO.	144
6.1. Valor presente neto	144
6.2 Análisis económico del proyecto WAG para el campo Tello.	146
CONCLUSIONES	155
RECOMENDACIONES	156
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	157

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema del proceso WAG	4
Figura 2. Resultados consultados de la base de datos analogías WAG, WAG-DATAB	17
Figura 3. Volumen de gas y agua inyectados en el patrón Avile.	19
Figura 4. Distribución areal del patrón	20
Figura 5. Producción e inyección	20
Figura 6. Caudal de inyección de gas y agua en el pozo A-11.	22
Figura 7. Producción de petróleo del pozo A-13 con y sin proceso WAG.	23
Figura 8. Producción de petróleo del pozo A-14 con y sin proceso WAG.	24
Figura 9. Producción de fluidos	26
Figura 10. Producción de fluidos del campo San Andres.	28
Figura 11. Ubicación de los pozos en el campo San Francisco.	31
Figura 12. Área del piloto para el proyecto WAG, Pozos inyectores, Productores área piloto (Primera línea) y Productores Segunda línea.	32
Figura 13. Ciclos de inyección alternada de agua y gas 2001 al 2003.	33
Figura 14. Producción petróleo por pozo (primera línea).	39
Figura 15. Producción petróleo por pozo (Segunda línea).	41
Figura 16. Caudal de producción incremental de petróleo, pozos de primera y segunda línea.	41
Figura 17. Producción incremental de petróleo acumulada, pozos de primera y segunda línea.	42

Figura 18. Izquierda diagrama del desplazamiento estable, y derecha desplazamiento inestable cuando se desarrolla la digitación viscosa.	47
Figura 19. Recobro de petróleo a diferentes ciclos y relaciones WAG.	49
Figura 20. Recobro de petróleo a diferentes ciclos y relaciones WAG.	50
Figura 21. Recobro de petróleo a diferentes relaciones WAG.	50
Figura 22. Relación WAG en las diferentes aplicaciones en campo.	52
Figura 23. Recobro de petróleo en función del número de ciclos y la relación WAG para un gas seco enriquecido con 65 % de gas	53
Figura 24. Recobro de petróleo en función del número de ciclos y la relación WAG para un gas seco enriquecido con 85 % de gas	54
Figura 25. Etapas de seguimiento para un proceso de Recobro Mejorado.	58
Figura 26. Eficiencia de desplazamiento a través de núcleos del campo Tello.	61
Figura 27. Localización de los Campos Tello y La Jagua	63
Figura 28. Columna estratigrafica del campo Tello	51
Figura 29. Lámina A domo norte y domo sur	67
Figura 30. Area piloto del yacimiento	54
Figura 31. Comportamiento inyección - producción-domo norte	69
Figura 32. Índice de Vaciamiento-domo norte (VRR)	70
Figura 33. Ajuste de la presión en el área piloto	73
Figura 34. Ajuste histórico de la producción para el área piloto.	74
Figura 35. Presión de yacimiento (FPR) Vs. Tiempo	79
Figura 36. Producción incremental acumulada de petróleo del piloto Vs Tiempo	81
Figura 37. Caudal de producción de petróleo del piloto Vs. Tiempo	81
Figura 38. Caudal de producción einyección de gas para la relación WAG 0.5	65
Figura 39. Caudal de producción einyección de gas para la relación WAG 1	66

Figura 40. Caudal de producción einyección de gas para la relación WAG 2	66
Figura 41. Caudal de producción einyección de gas para la relación WAG 3	67
Figura 42. Caudal de producción einyección de gas para la relación WAG 4	68
Figura 43. Presión de yacimiento (FPR) Vs Tiempo	88
Figura 44. Producción incremental acumulada de petróleo del piloto Vs Tiempo	89
Figura 45. Caudal de producción de petróleo del piloto Vs. Tiempo	91
Figura 46. Caudal de producción e inyección de gas	72
Figura 47. Caudal de producción e inyección de gas	73
Figura 48. Presión de yacimiento (FPR) Vs Tiempo	96
Figura 49. Producción incremental acumulada de petróleo del piloto Vs Tiempo	97
Figura 50. Caudal de producción de petróleo del piloto Vs. Tiempo	98
Figura 51. Producción incremental acumulada de petróleo del piloto Vs Tiempo	78
Figura 52. Caudal de producción e inyección de gas	79
Figura 53. Caudal de producción e inyección de gas	80
Figura 54. Comportamiento del corte de agua	80
Figura 55. Efecto de la relación WAG.	104
Figura 56. Efecto del volumen poroso acumulada de gas inyectado.	107
Figura 57. Efecto de el caudal de inyección de gas..	111
Figura 58. Efecto de los parámetros que afectan el proceso WAG.	111
Figura 59. Comparación del mejor comportamiento de los WAG.	118
Figura 60. Mapa esquemático de las fuentes de gas en los campos de la SOH.	122
Figura 61. Producción de gas por cada campo	123
Figura 62. Disponibilidad de gas para el proyecto WAG en el campo Tello.	123
Figura 63. Tanque de almacenamiento (Skimmer tank)	124
Figura 64. Diagrama de flujo actual del sistema de producción	125

Figura 65. Manifold de la Batería Tello.	127
Figura 66. Filtros de agua tipo cáscara de Nuez	127
Figura 67. Diagrama de flujo del tratamiento al gas	129
Figura 68. Planta de inyección de agua	129
Figura 69. Compresor Ariel JGP-1	131
Figura 70. Cabezal de Inyección	133
Figura 71. Descripción del estado mecánico del pozo T-61	137
Figura 72. Descripción del estado mecánico del pozo T-49	138
Figura 73. Esquema del sistema de levantamiento ESP	139
Figura 74. Planta de Generación de Campo Tello.	140
Figura 75. Criterio de evaluación VPN	115
Figura 76. VPN del proyecto WAG a 60 meses.	154
Figura 77. VPN del proyecto WAG a 60 meses	154

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Información necesaria para la realización de un screeninig EOR	10
Tabla 2. Criterio de Screening de recobro mejorado según paper SPE 35385.	11
Tabla 3. Condiciones de inyección del pozo SF-037	35
Tabla 4. Condiciones de inyección del pozo SF-104	36
Tabla 5. Condiciones de inyección del pozo SF-29	36
Tabla 6. Condiciones de inyección del pozo SF-032	37
Tabla 7. Resumen de las condiciones de inyección por pozo.	37
Tabla 8. Resumen de las condicones de inyección por ciclo	37
Tabla 9. Resumen de las pruebas de desplazamiento a través de núcleos.	60
Tabla 10. Parámetros de yacimiento- Lámina A domo norte	66
Tabla 11. Descripción de las dimensiones del modelo estático	72
Tabla 12. Cantidad de gas a condiciones de yacimiento.	76
Tabla 13. Curvas de relación volumétrica WAG.	77
Tabla 14. Equivalencia de días de simulación a fecha	77
Tabla 15. Curvas de volumen poroso de gas inyectado.	87
Tabla 16. Analisis de producción e inyección de gas	94
Tabla 17. Efecto del caudal de inyección de gas.	94
Tabla 18. Efecto por cambios en los ciclos WAG	99
Tabla 19. Efecto de la relación WAG.	103
Tabla 20. Efecto del volumen poroso acumulado de gas inyectado.	105

Tabla 21. Efecto del caudal de inyección de gas.	110
Tabla 22. Resumen del factor de producción e inyección	112
Tabla 23. WAG Optimización 1, corrida de simulación 114.	113
Tabla 24. WAG Optimización 2, corrida de simulación 116.	114
Tabla 25. Resumen de todas las simulaciones realizadas.	116
Tabla 26. Eficiencia del proceso WAG	117
Tabla 27. Disponibilidad de gas.	121
Tabla 28. Descripción del estado mecánico del pozo T-61	136
Tabla 29. Descripción del estado mecánico del pozo T-49	136
Tabla 30. Datos técnicos necesarios para el análisis económico de proyectos en ECOPETROL SA.	148
Tabla 31. Resumen de las necesidades en infraestructura	149
Tabla 32. Producción incremental promedio del Piloto WAG (BPPD).	150
Tabla 33. Cronograma de suministro de gas para el proyecto WAG.	151
Tabla 34. Resumen de datos para el análisis económico hasta el 6 mes.	152

RESUMEN

TITULO: FACTIBILIDAD TECNICO ECONOMICA DE LA APLICACION DEL PROCESO WAG PARA EL CAMPO TELLO*

AUTOR: CESAR AUGUSTO DUARTE PRADA **

PALABRAS CLAVES: Recobro Mejorado, Inyección de agua, Inyección de gas, Procesos WAG, Water Alternating Gas, Simulación.

DESCRIPCIÓN

Para llevar a cabo el desarrollo de un proyecto de la magnitud del proceso WAG, es necesario tener un completo procedimiento que involucre todas las etapas y las variables que pueden afectar el normal desarrollo de las actividades, es así como en este documento se presenta una guía para el desarrollo de un proyecto piloto desde el screening de EOR, pasando por el desarrollo de pruebas de laboratorio, selección del área piloto, simulación numérica o analítica, evaluación técnica de la aplicación, un análisis económica y finalmente un programa de monitoreo y control del proceso para la realización de posibles ajustes.

Se describen las diferentes etapas del proyecto en el cual se realizaron pruebas de desplazamiento a través de núcleos nativos del campo, la realización de simulación numérica en el software ECLIPSE 100, de tipo Black Oil, a una área piloto seleccionada que involucra cinco pozos productores y dos inyectores.

La simulación numérica permite evaluar variaciones en los parámetros que afectan el proceso: frecuencia de los ciclos, el volumen poroso total de gas inyectado, la relación volumétrica agua / gas y el caudal de inyección de gas.

El desarrollo de un proceso WAG en el campo San Francisco distante 30 km al occidente del campo Tello, permitió realizar analogías que son coherentes con los resultado obtenidos de la simulación, para los cuales se requieren VP menores al 8%VPHC, caudal de inyección escalado del caudal de agua inyectado, pero en relación volumétrica en el campo San Francisco fueron menor a 1 y para el campo Tello fue de 4.

El análisis técnico y el análisis económico permite establecer la factibilidad de aplicación del proceso WAG; la adquisición del compresor es un factor que afecta significativamente el desarrollo del proyecto.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. M.Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL ECONOMIC FEASIBILITY OF THE APPLICATION PROCESS OF WAG THE FIELD TELLO*

AUTHOR: CESAR AUGUSTO DUARTE PRADA**

KEYWORDS: Improved recovery, water injection, gas injection, WAG Processes, Water Alternating Gas, Simulation.

DESCRIPTION

To carry out the development of a project of the magnitude of the WAG process, you must have a comprehensive process involving all stages and the variables that may affect the normal development of activities, so as in this paper provides a guide to develop a pilot project from the screening of ROS, through the development of laboratory testing, pilot area selection, digital simulation or analytical, technical assessment of implementation, economic analysis and finally a program of monitoring and control process for carrying out any adjustments.

It describes the different stages of the project in which displacement tests were conducted through native cores, the performance of numerical simulation software in the Eclipse 100 Black Oil-type at a selected pilot area involving five producing wells and two injectors.

The numerical simulation allows evaluate changes in parameters that affect the process: the frequency of cycles, the total pore volume of gas injected, the volume ratio water / gas and gas injection flow.

The development of a WAG process in the San Francisco area distant 30 km west of Tello field, resulted in analogies that are consistent with the results obtained from the simulation, which are required for VPHC under 8%, injection flow scaling injected water flow, but relative volume in the San Francisco area were less than 1 and field Tello was 4.

Technical analysis and economic analysis can establish the feasibility of implementing the WAG process, the acquisition of the compressor is a factor that significantly affects the development of the project.

* Work of degree

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. M.Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO.

INTRODUCCION

Durante la vida productiva de los yacimientos, la presión tiende a disminuir debido a la producción del campo, a tal grado que los pozos productores dejan de fluir de forma natural, es cuando se contempla la posibilidad de implementar la segunda etapa, que consiste en suministrar volumen de fluido al yacimiento para que pueda desplazar el petróleo, el recurso más económico para inyectar es el agua y en segundo plano el gas de producción, por tal motivo las técnicas de recobro secundario son la inyección de agua o inyección de gas en algunos casos se incluye también la combinación de las dos técnicas (WAG). La combinación de los procesos de inyección de gas y agua, da como resultado un método conocido como WAG por sus iniciales inglesas "Water Alternating Gas", que consiste en introducir al yacimiento baches alternados sucesivos de agua y gas, con la idea de desplazar un mayor volumen de petróleo remanente. Con este método, se pueden combinar las ventajas sobre el desplazamiento de petróleo que ofrecen el agua y el gas (alta eficiencia macroscópica y alta eficiencia microscópica, respectivamente) y se complementan las desventajas de uno y otro (baja eficiencia microscópica para el agua y baja eficiencia macroscópica en el caso del gas).

Para llevar a cabo el desarrollo de un proyecto de la magnitud del proceso WAG, es necesario tener un completo procedimiento que involucre todas las etapas y las variables que pueden afectar el normal desarrollo de las actividades, es así como en este documento se presenta una guía para el desarrollo de un proyecto piloto desde el screening de EOR, pasando por el desarrollo de pruebas de laboratorio, selección del área piloto, simulación numérica o analítica, evaluación técnica de la aplicación, un análisis económica y finalmente un programa de monitoreo y control del proceso para la realización

Utilizando la herramienta estadística llamada “WAG_DATAB”, desarrollada por la Universidad Industrial de Santander –UIS, en convenio con el Instituto Colombiano del Petróleo –ICP, se realizó un análisis de los trabajos desarrollados en cinco campos análogos al campo Tello y que sirven como base para obtener relación en variables propias de inyección en el proceso WAG. Uno de los campos análogos es San Francisco (Huila-Colombia), del cual se realizó un completo análisis en cuanto al caudal de inyección de gas, relación volumétrica agua-gas, volumen poroso total inyectado y finalmente los ciclos WAG utilizados en el desarrollo del proyecto. Es importante hacer una revisión de la literatura para ver cuál es el comportamiento de los parámetros que afectan el proceso WAG, que tanto se ha avanzado en el tema para así realizar un mejor enfoque de la investigación, por esto se presenta en el capítulo dos un análisis de la información que aparece en las publicaciones.

A partir del capítulo tres, el libro mantiene el orden y desarrollo de las actividades propuestas en el procedimiento general para el desarrollo de un proceso WAG plasmado en el capítulo uno, la evaluación a nivel de laboratorio del proceso WAG y la selección del área piloto; en el capítulo cuatro se encuentra el desarrollo de la simulación numérica evaluando el efecto que se obtiene al hacer variaciones en la relación volumétrica, el volumen poroso de inyección de gas, el caudal de inyección y los ciclos WAG.

Los requerimientos técnicos para la aplicación del proceso en el área piloto seleccionada se encuentran consignados en el capítulo cinco, donde se encuentra la disponibilidad de gas para el proyecto, el requerimiento de compresión, los cambios en infraestructura para el montaje así como las modificaciones que se deben hacer los pozos tanto productores como inyectoros.

Finalmente en el capítulo seis, se tiene la evaluación económica del proyecto, enfocado principalmente a la determinación del VPN.

1. GENERALIDADES DEL PROCESO WAG

1.1 ASPECTOS IMPORTANTES DEL PROCESO WAG

La inyección de agua, la inyección de gas y la inyección alternada de agua y gas (WAG) son métodos bien establecidos para mejorar el recobro de petróleo.

En yacimientos que han sido sometidos a inyección de agua, aún es posible recuperar parte significativa del petróleo remanente mediante la inyección de gas alternada con agua. El gas ocupará parte del espacio poroso que de otra forma sería ocupado por crudo, movilizándolo de este modo el petróleo remanente. El agua inyectada posteriormente puede desplazar algo del petróleo y el gas remanente, reduciendo la saturación residual de petróleo.

El proceso WAG fue propuesto inicialmente como un método para mejorar la eficiencia de barrido durante la inyección de gas. En la práctica este proceso consiste en la inyección de baches alternados de agua y gas por ciclos (un ciclo = un bache de agua + un bache de gas), con el objetivo de mejorar el factor de recobro de la inyección de agua o de la inyección de gas miscible o inmisible, si se utilizaran de forma independiente¹.

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 gas².

La inyección WAG combina entonces las bondades que ofrecen tanto la inyección de agua como la inyección de gas, es decir, una mejor eficiencia microscópica (de

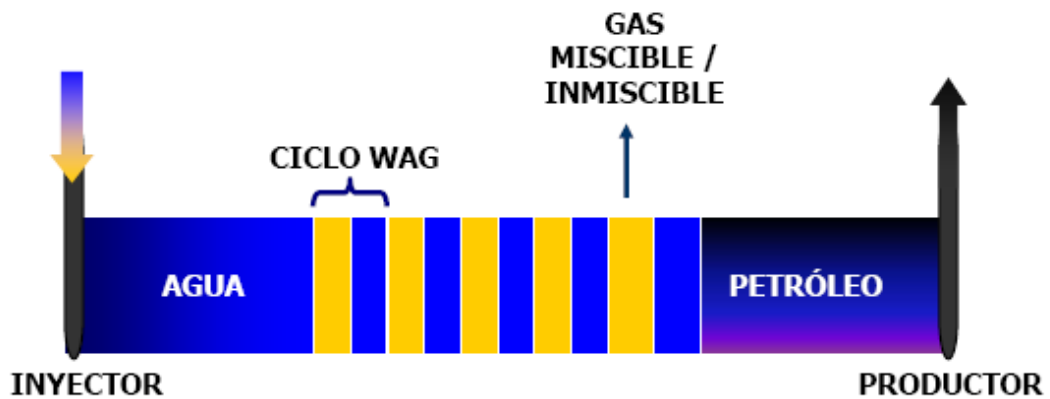
¹ SANCHEZ, N. "Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects". SPE 53714. Abril 1999.

² CHRISTENSEN, J. et al. Op. cit. p. 98

desplazamiento) que ofrece el gas, con una mejor eficiencia macroscópica (volumétrica) dada por el agua.

La Figura 1 muestra un esquema típico del proceso WAG. La inyección de los baches de gas y agua es llevada a cabo en ciclos, inyectando ambos fluidos en el mismo pozo y desplazando con agua después de la inyección del volumen de gas total estimado.

Figura 1. Esquema del proceso WAG



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

1.2 FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN WAG.

Entre los principales factores que afectan el proceso de inyección WAG se tienen los siguientes^{3, 4}

- La heterogeneidad del yacimiento (estratificación y anisotropía).
- La mojabilidad del medio poroso.

³ SANCHEZ, N. Op. cit., p. 4.

⁴ CHRISTENSEN, J. et al. Op. cit., p. 100

- Propiedades de los fluidos (inyectados y de formación), haciéndose énfasis particular en las concentraciones de hidrocarburos intermedios de unos y otros.
- Condiciones de miscibilidad.
- Técnica de inyección.

Finalmente los parámetros WAG que se van a evaluar en el presente estudio por medio de la simulación de los procesos WAG son:

- Frecuencia de los ciclos,
- Tamaño de los baches,
- Relación agua / gas,
- Caudal 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.

1.3 EFICIENCIAS INVOLUCRADAS EN EL PROCESO WAG.

1.3.1 Eficiencias microscópica y macroscópica. El Factor de Recobro en un proceso de recuperación secundaria o terciaria, está definido de la siguiente manera (Ecuación 1):

$$FR = EV *EH*EM \qquad \text{Ecuación 1}$$

Donde EV = Eficiencia de barrido vertical (equivale a Ei), EH = Eficiencia de barrido horizontal (equivale a Ea ó eficiencia areal) y EM = eficiencia de desplazamiento microscópica (o lo que es lo mismo Ed = eficiencia de desplazamiento). Para simplificar, el producto de EV y EH se denomina eficiencia volumétrica o “eficiencia de desplazamiento macroscópica”.

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

1.3.2 Eficiencia de desplazamiento microscópica (EM). 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, teniendo en cuenta la siguiente ecuación para el cálculo de la eficiencia microscópica.

$$E_M = E_d = \frac{S_{oi}^* - S_{or}}{S_{oi}^*} \quad \text{Ecuación 2}$$

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.

1.3.3. Eficiencia de desplazamiento horizontal o areal (EH 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 (Ecuación 3):

$$M = \frac{\frac{K_{rg}}{\mu_g}}{\frac{K_{ro}}{\mu_o}}$$

Ecuación 3

Si se obtiene una relación de movilidades desfavorable ($M \gg 1$), el gas se digitará (o tomará canales de flujo preferenciales), causando irrupción temprana y una disminución en la eficiencia de barrido⁵. 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.

1.3.4. Eficiencia de desplazamiento vertical (EV ó Ei). 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_o bastante elevada), se puede presentar digitación del gas causando disminución no sólo en la eficiencia vertical sino también en la eficiencia areal⁵.

Las principales características del yacimiento que afectan el barrido vertical son la variación de la porosidad efectiva y la permeabilidad, y el ángulo de buzamiento.

⁵ CHRISTENSEN, J. et al.

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 desplazamiento. Si la formación tiene cierto ángulo de buzamiento, y el banco de petróleo se encuentra buzamiento arriba, se favorecerá la inyección, dado que por efectos gravitacionales, el gas viajará “hacia arriba”, empujando el petróleo más 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.

1.4 PROCEDIMIENTO GENERAL PARA EL DISEÑO DE UN PROCESO WAG.

1.4.1 Screening de los diferentes procesos de recobro. Es necesario recopilar toda la información disponible del campo en estudio, en alguna de las etapas del proceso de análisis de recobro mejorado se puede requerir, siendo necesario completar los datos solicitados en la tabla 1.

1.4.1.1. Revisión bibliográfica de los métodos de recobro mejorado existentes:

Es necesario realizar un estudio de las condiciones mínimas yacimiento bajo las cuales son aplicables los métodos de recobro mejorado, para tal fin varios autores han presentado criterio de Screening de Recobro Mejorado, en la tabla 2 se presenta un ejemplo de dichos criterios planteados en el paper de la SPE 35385 (Tabla 2).

Existen otros autores que presentan criterios como:

- Taber-seright (1997)
- Iyoho(1978)
- NPC(1976)
- Lewin(1976)

1.4.1.2. Selección de los métodos de recobro mejorado que más se ajuste a la descripción técnica del campo estudiado y que sea económicamente más rentable (Software SEOR , SWORD). En esta etapa podemos hacer una evaluación muy superficial de las ventajas, desventajas, beneficios y limitaciones de la implementación de cada uno de los métodos analizados.

1.4.1.3. Definición de condiciones preliminares para la implementación de un proyecto piloto del método de recobro seleccionado, analizando las condiciones particulares del campo al cual se requiere aplicar:

- Disponibilidad de fluidos de inyección.
- Infraestructura de inyección y producción
- Priorización de la técnica de recobro mejorado seleccionada en el “Screening” y que se adapta a las condiciones particulares del campo.

1.4.2. Evaluación técnica del método de Recobro Mejorado a nivel de laboratorio:

1.4.2.1. Propiedades Básicas

- Determinación experimental de las propiedades petrofísicas básicas y especiales, permeabilidades absolutas, efectivas y relativas, saturación irreducible de agua y petróleo, factores volumétricos, composición mineralógica (contenido de Anhidrita, Yeso y Arcillas).
- Mojabilidad (Angulo de contacto), curvas de presión capilar, relación de movilidad agua-petróleo y gas-petróleo.

Tabla 1. Información necesaria para la realización de un screening EOR

PROPIEDAD	DATO
Datum (pies) TVDss	
°API	
BSW actual (%)	
Presión de Yacimiento actual (Psia)	
Temperatura de Yacimiento (F)	
Presión Inicial del Yacimiento (Psia)	
Presion de burbuja Psi	
Viscosidad del crudo a Ty	
Sw actual (Fracción)	
So actual (Fracción)	
Sor (Fracción)	
Sw prom inicial(%)	
Permeabilidad Promedia (md)	
Porosidad Promedia (%)	
Tipo de formación	
Espesor neto Prom (ft)	
Profundidad Prom (ft)	
Salinidad agua formación (ppm Cl)	
Viscosidad del agua Cp	
Capa gas presente	
GOR actual (cf/bbl)	
Factor Volumétrico del petróleo	
Factor Volumétrico del agua	
División del Campo Según Modelo Estructural	
Formación Productora	
Mecanismo de producción	
Buzamiento MAX. Zona de interés	
Pozos corazonados	
Área productiva (Acres)	
Contenido de arcillas promedio (%)	
Gravedad del gas	
Espaciamiento (acres)	
Viscosidad del gas (Cp)	
Pozos inactivos	
Pozos Activos	
Endpoint relative permeability, oil	
Endpoint relative permeability, water	
Vertical permeability, kv	
Horizontal permeability, kh	

Tabla 2. Criterio de Screening de recobro mejorado según paper SPE 35385.

SUMARIO DE CRITERIOS DE SCREENING PARA METODOS DE EOR									
Método EOR	Gravedad API	Viscosidad (cp)	Composición	Saturación de Aceite (% PV)	Tipo de Formación	Espesor Neto (ft)	Promedio de Permeabilidad (md)	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
Nitrogeno y Flue gas	> 35 (48)	< 0,4 (0,2)	Alto porcentaje de C1 a C7	> 40 (75)	Areniscas y Carbonatos	Delgado a menos que esté inclinado	NC	> 6000	NC
Hidrocarburo	> 23 (41)	< 3 (0,5)	Alto porcentaje de C2 a C7	> 30 (80)	Areniscas y Carbonatos	Delgado a menos que esté inclinado	NC	> 4000	NC
CO2	> 22 (36)	< 10 (1,5)	Alto porcentaje de C5 a C12	> 20 (55)	Areniscas y Carbonatos	Amplio rango	NC	> 2500	NC
Gases Inmisibles	> 12	< 600	NC	> 35 (70)	NC	NC si está inclinado o buena permeabilidad vertical	NC	> 1800	NC
Micelar / Polímero, ASP e inyección Alkalino	> 20 (35)	< 35 (13)	Liviano, intermedio, algunos acidos organicos para inyección alkalina	> 35 (53)	Arenisca preferible.	NC	> 10 (450)	> 9000 (3250)	> 200 (80)
Inyección de Polímero	> 15	< 150, > 10	NC	> 50 (80)	Arenisca preferible.	NC	> 10 (800)	< 9000	> 200 (140)
Combustion	> 10 (16)	< 5000 (1200)	Algunos componentes asfaltenicos	> 50 (72)	Arena de alta porosidad	> 10	> 50	< 11500 (3500)	> 100 (135)
Vapor	> 8 (13,5)	< 200000 (4700)	NC	> 40 (66)	Arena de alta porosidad	> 20	> 200 (2540)	< 4500 (1500)	NC

1.4.2.2. Específicas: Caracterización de los fluidos involucrados en el método de recobro mejorado.

- Fisicoquímica de las aguas de inyección y producción.
- Pruebas PVT, con inyección de gas.
- Permeabilidad relativa agua-petróleo, gas-agua y gas – petróleo, determinación de la “saturación de gas atrapado” (trapped gas) y la contante CLand, que define el porcentaje de gas atrapado en los procesos de drenaje e inhibición para alimentar el simulador.

1.4.2.3. Desplazamiento en núcleos para determinar las mejores condiciones de Inyección lineal en el caso del WAG teniendo en cuenta los factores que lo afectan.

- Pruebas de SEM y DRX(antes y después de los desplazamiento WAG)
- Selección del óptimo WAG, tamaño del bache y cantidad de gas a inyectar.

1.4.3. Selección del área donde se va llevar a cabo el proyecto piloto (sector representativo del proyecto comercial).

- Determinar la naturaleza y el tamaño del piloto.
- Definir ubicación, definición de los patrones de inyección con su respectivo espaciamiento, arreglos de inyectores y productores, confinado o inconfinado.
- Determinación de la continuidad entre inyectores y productores

1.4.4. Caracterización y estudio convencional del yacimiento alrededor del área piloto seleccionada.

- Estructura y espesor de la zona de interés
- Identificación de barreras de flujo
- Coeficiente de heterogeneidad
- Historia de presiones- Pruebas de producción
- Volumen poroso de hidrocarburos
- Volumen móvil de petróleo
- S_{or} al método de recuperación primaria o secundaria
- Factor de recobro actual- cálculo del petróleo disponible para recobro mejorado.

1.4.5. Modelamiento de procesos de Inyección de WAG:

Realizar simulación numérica (CMG, Eclipse, u otro tipo de simulador numérico) o analítica para establecer parámetros claves al diseño del proyecto piloto.

1.4.6. Realización de ajuste y refinación de los resultados obtenidos de la simulación, los modelos analíticos y las pruebas de laboratorio.

Cuando la simulación y los trabajos de laboratorio se realizan al mismo tiempo o paralelos se presenta la ventaja que el uno complementa al otro, es así que se

pueden realizar ajustes en el camino que ayudan a obtener mejores resultados. Los resultados obtenidos en simulación se pueden corroborar en los desplazamientos a través de núcleos, con su respectivo escalamiento.

1.4.7. Escenarios técnicos preliminares de la aplicación del proceso WAG en el piloto.

Es necesario tener en cuenta los factores que inciden sobre la cantidad de gas a utilizar en el proyecto piloto y la variable está influenciada por los siguientes factores del proceso:

- Tamaño de bache de gas
- Caudal de inyección de gas
- Relación volumétrica de agua – gas.
- Número de ciclos WAG.

Son variables que determinan directamente el comportamiento del proceso WAG, las cuales deben estar controladas y definidas antes de la aplicación.

1.4.8. Análisis económico preliminar de la Implementación del piloto:

Con base en los factores técnicos establecidos anteriormente se deben ir definiendo las variables económicas del proyecto.

- Costos de Inversión y de operación
- Estudios de sensibilidad
- Precio del crudo
- Precio del gas, precio de la compresión del gas.
- Caudal de inyección y producción
- Indicadores de Rentabilidad
- Valor presente neto
- Tasa interna de retorno
- Decisión de continuidad o postergación

1.4.9. Diseño preliminar de las Facilidades de superficie y subsuelo.

1.4.9.1. Definición del equipo empleado en un proceso de inyección de WAG

- Sistema de inyección de gas:
 - Compresor o tren de compresión.
 - Líneas de conducción de gas.
 - Tanques de almacenamiento
 - Filtros
- Fuentes de suministro
 - Energía eléctrica
 - Disponibilidad del gas.

1.4.9.2. Tratamiento del agua (Físico y químico): con el fin de determinar que la Interacción de los componentes del gas con el agua, no causen ningún tipo de daño o efecto secundario al yacimiento como al sistema actual de tratamiento de los fluidos de producción.

1.4.9.3. Bases para el diseño de los equipos de subsuelo. Evaluar si es necesario hacer cambios o modificaciones al sistema de levantamiento actual.

1.4.10. Monitoreo y control de un proceso WAG. Antes de la implementación del piloto es necesario tener en cuenta algunos diseños preliminares que permiten monitorear el avance del proceso y poder evaluar la eficiencia, así como la toma de decisiones en línea que permita dar recomendaciones de mejora:

1.4.10.1. Definir la vida del proyecto piloto (Max/Min)-hasta qué punto puede ser rentable.

1.4.10.2. Diseñar un sistema de adquisición de datos necesarios para evaluar el proyecto. Definición de pozos de observación, registros de temperatura, presión (Build-up, Draw-down) y saturación, así como las fechas en las cuales se realizará el registro.

1.4.10.3. Diseñar planes de contingencia: Identificar los riesgos técnicos y operativos con el fin de establecer planes de contingencia que permitan mitigarlos.

1.4.10.4. Estandarización de manuales de operación

- Procedimientos
- Que hacer- que no hacer
- Vigilancia - Monitoreo y control
- Contingencia

1.4.11. Evaluación de desempeño del piloto

En esta sección se presenta una serie de datos y análisis que se pueden realizar para evaluar el desempeño del proyecto y así poder tomar decisiones técnicas o económicas que permitan obtener mejoras en el proceso.

- CDOR - CDWR: Metodología que consiste en la comparación datos actuales Vs Esperados.
- Estado de avance de costos - Costo presupuestado Vs Costo real
- Identificar los aspectos que no son conocidos y que pueden conducir a reducir el éxito económico de un proyecto comercial
- Evaluar los riesgos técnicos y económicos de la implementación futura de un proyecto a escala comercial.

1.4.11.1. Recolección de datos, información e interpretación de resultados

- a) Determinar eficiencia volumétrica de barrido, obtenido con la implementación del proyecto.
- b) Cuantificar la relación de movilidad agua-petróleo
- c) Determinar la reducción o aumento en el número capilar
- d) Determinar la inundabilidad (floodability) y continuidad del yacimiento.
- e) Evaluar problemas de producción, caudal de producción (CDOR), eficiencia de barrido y de recobro.
- f) Conocer la relación de agua inyectada por petróleo producido (WOR).
- g) Cuantificar tiempo de respuesta a la inyección de WAG
- h) Definir áreas que están teniendo un pobre barrido
- i) Evaluar si el petróleo in situ puede ser producido por algún método alternativo.

- 1.4.11.2. Predicción de la expansión de un proyecto piloto a un proyecto comercial
- a) Escalamiento: Determinar factores apropiados de escalamiento para una operación comercial.
 - b) Pronostico de caudal de inyección y producción bajo diferentes escenarios de operación comercial.
 - c) Proyección de capital y costos de operación.
 - d) Optimización de operaciones mediante un análisis de sensibilidad para el diseño y condiciones de operación para el proyecto comercial.
 - e) Descripción detallada de las actividades y operaciones del proyecto comercial.

1.5 ANALOGIAS CON EL CAMPO TELLO.

Dentro de todo estudio es importante involucrar todas las herramientas con las que pueda contar el ingeniero para realizar buenos análisis. Es esta la situación en la cual se cuenta con una herramienta de bases de datos estadística de las aplicaciones de los procesos WAG a nivel mundial, llamada “WAG_DATAB”, desarrollado por la Universidad Industrial de Santander –UIS, en convenio con el Instituto Colombiano del Petróleo –ICP, la cual permitirá al usuario realizar las siguientes tareas:

- Consultar datos de algún yacimiento en particular que haya sido sometido a inyección alternada de agua y gas (WAG).
- Realizar analogías o comparaciones entre potenciales prospectos y los campos listados en la base de datos.
- Actualizar los datos existentes de cualquier campo.
- Incorporar información de un campo o yacimiento nuevo.

Con la utilización de la base de datos se obtuvo como resultado los campos que por sus condiciones son análogos con el campo Tello y fueron analizados uno por uno en detalle con el fin de tener en cuenta los aspectos de la aplicación del proceso WAG.

Muchos de los procesos WAG que se han realizado en campo involucran la inyección de CO₂ y por este motivo fueron analizados otros casos que no necesariamente son análogos con campo Tello pero que cumplen la condición de inyección de gas natural similar al gas disponible para inyección.

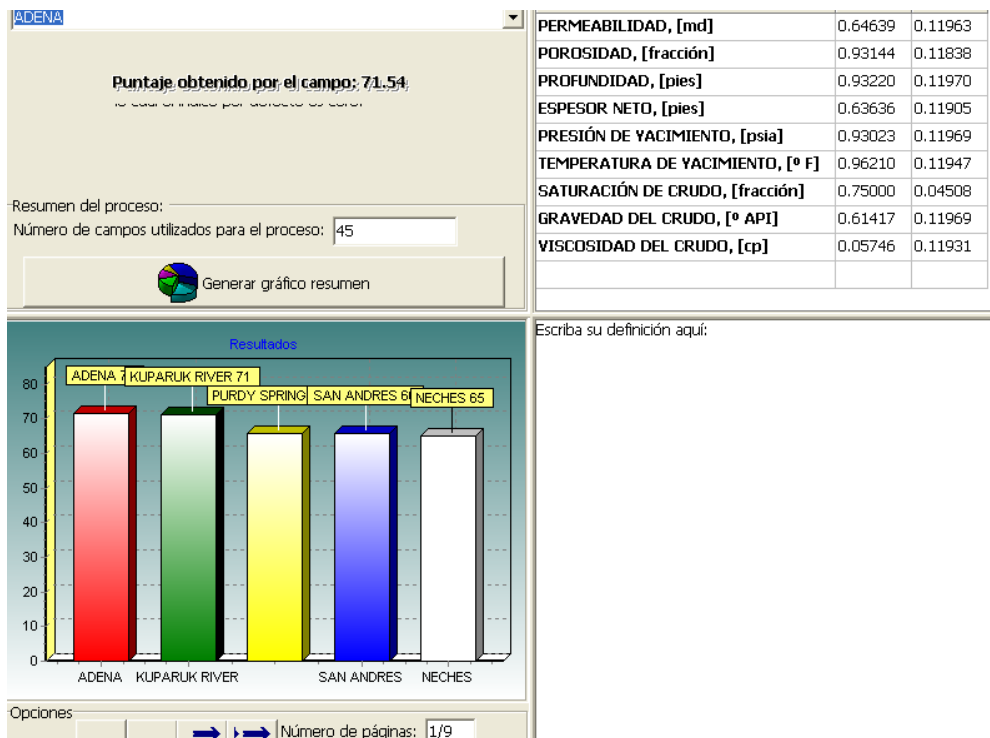
1.5.1. Chihuido de la Sierra Negra⁶. El campo Chihuido de la sierra negra se localiza a 200 Km, al noroeste de la ciudad de Neuquén. El campo fue descubierto en 1968, la producción primaria comenzó en 1979, la inyección de agua comenzó en 1993.

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 caudal de inyección de gas promedio de 3.5 MMSCF/D en cada pozo.

⁶Esteaban Fernandez Rigui, SPE; Mario Pascual, REPSOL YPF. Water Alternating Gas Pilot in the Langest Oil field in Argentina: Chihuido de la Sierra Negra, Neuquen Basic.

Figura 2. Resultados consultados de la base de datos analogías WAG, WAG-DATAB



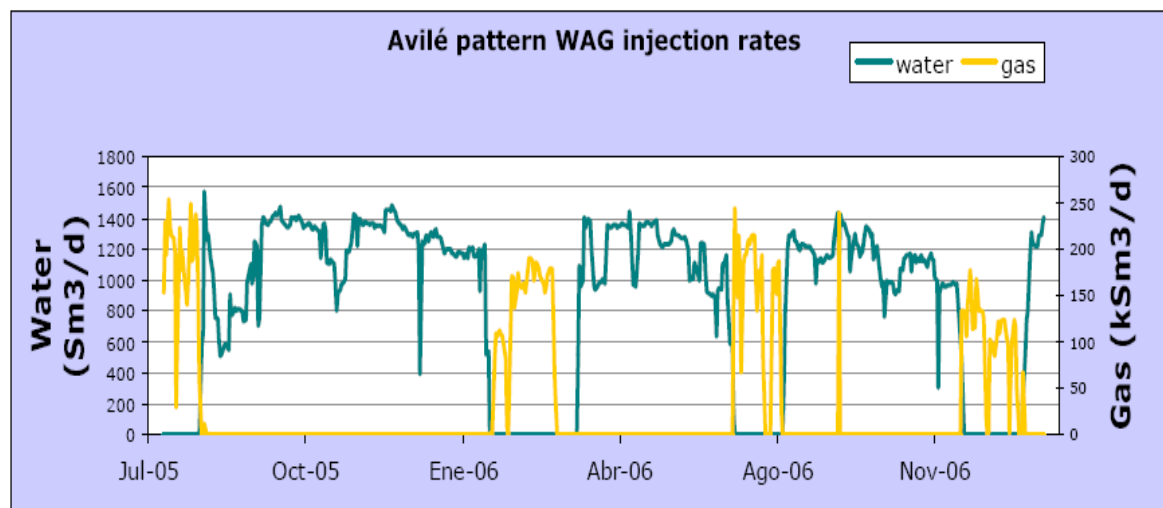
Fuente. Visualización de resultados consultados de la Base de Datos Analogías WAG, WAG-DATAB, Convenio UIS- ICP

La inyección WAG comenzó en julio del 2005, los programas de inyección actual son diferentes de lo planeado por varias razones que se explicaran a continuación (Figura 3): Se presentó irrupción temprana de gas a través del productor 339, los altos caudales fueron suficientes para interrumpir la operación de la ESP debido a la baja carga y se tomó la decisión de disminuir el caudal de inyección de gas a la mitad en el inyector más cercano F-12. (Figuras 3, 4, 5, 6). En la figura 5, se puede apreciar un incremento de producción por efecto del primer ciclo WAG de $100 \text{ Sm}^3/\text{d}$ a $165 \text{ Sm}^3/\text{d}$ y después en los siguientes ciclos el incremento es menor pero se mantiene en $150 \text{ Sm}^3/\text{d}$. Es evidente un buen efecto del proceso

WAG con las condiciones de 10 ciclos, relación WAG 1:1, 50% VP de gas y Caudal de 3.5 MMSCF/D/pozo.

1.5.2. Campo Gullfaks⁷. El campo Gullfaks, localizado Offshore en Noruega, tiene 582 millones Sm³ STOOIP de petróleo y se espera recuperar unas reservas de 325 millones Sm³ 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 produjo a la fecha del 2002, 290 millones de Sm³ que equivale a un factor de recobro de 50%.

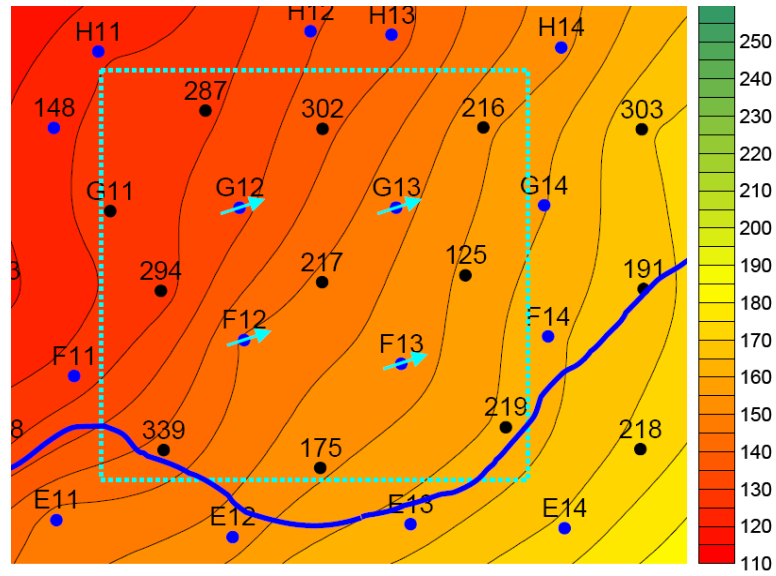
Figura 3. Volumen de gas y agua inyectados en el patrón Avile.



Fuente: Esteaban Fernandez Rigui, SPE; Mario Pascual, REPSOL YPF. Water Alternating Gas Pilot in the Langest Oil field in Argentina: Chihuido de la Sierra Negra, Neuquen Basic.

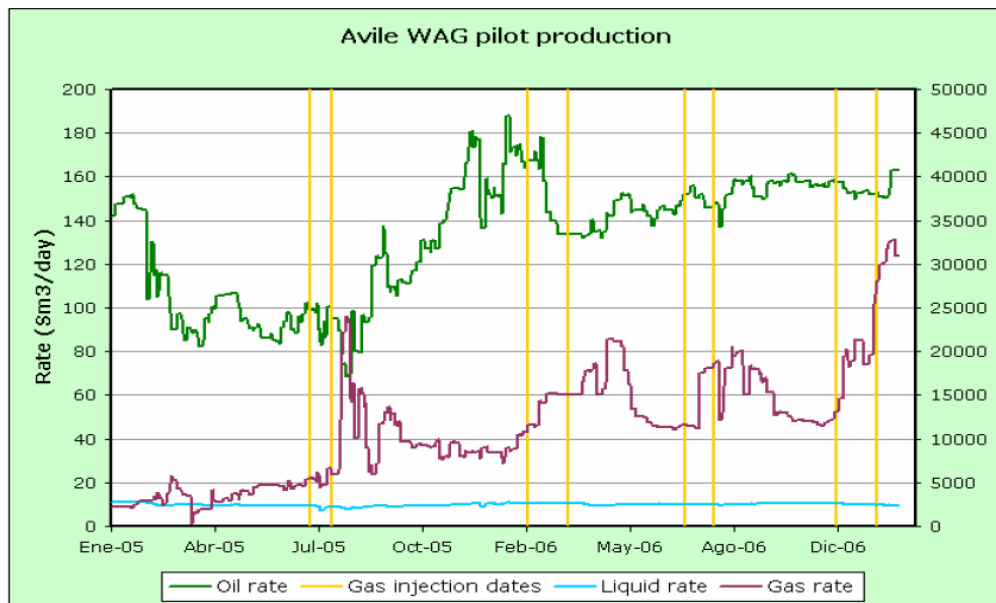
⁷ Rune Instefjord, r. et. al. "10 Years Of WAG Injection in Lower Brent at the Gullfaks Field". SPE 78344. Octubre 2002.

Figura 4. Distribución areal del patrón



Fuente: Esteaban Fernandez Rigui, SPE; Mario Pascual, REPSOL YPF. Water Alternating Gas Pilot in the Langelst Oil field in Argentina: Chihuido de la Sierra Negra, Neuquen Basic.

Figura 5. Producción e inyección



Fuente: Esteaban Fernández Rigui, SPE; Mario Pascual, REPSOL YPF. Water Alternating Gas Pilot in the Langest Oil field in Argentina: Chihuido de la Sierra Negra, Neuquen Basic.

La estrategia principal de drenaje es 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 permitirá un mayor uso del gas para incrementar el factor de recobro.

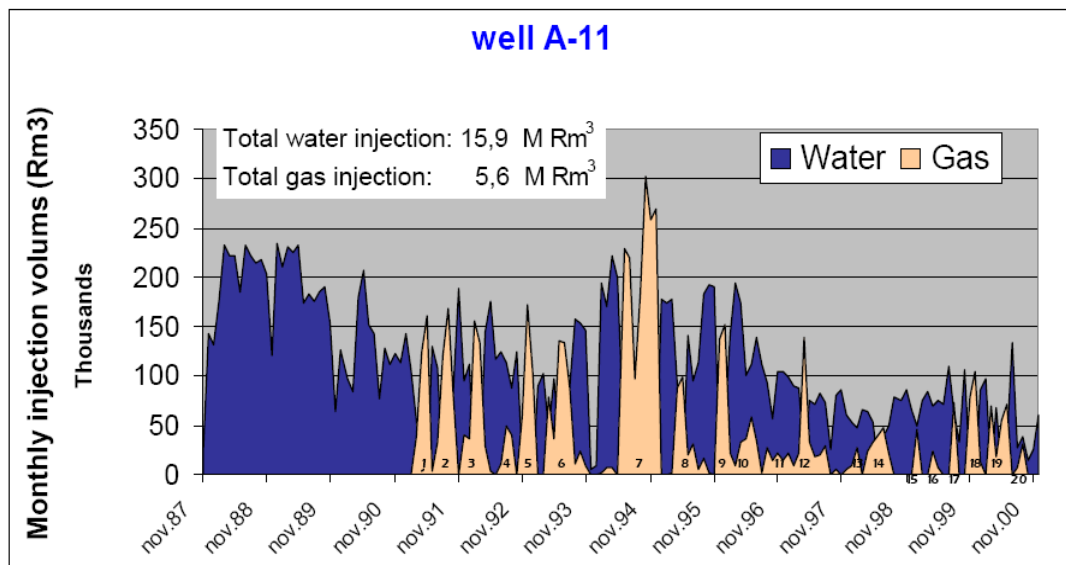
En el caso de este campo y el efecto en la producción es debido a la fuerte segregación gravitacional, sándwich y no al desplazamiento en las líneas de inyección, con desplazamiento inmisible a partir de un corte de agua del 50%.

Dentro de las consideraciones de producción y operacionales se puede encontrar: Aproximadamente el 60% del gas inyectado en el pozo fue producido en los pozos A-19, A-10, A10A, A-13, A-14 y A-44. Un incremento significativo del GOR fue observado en los pozos A-10, A-13, A-44, y A-14. La inyección de gas en el pozo A-11 tuvo un efecto significativo en la evolución del corte de agua en los pozos A-10, A-13, y A-14. Cada periodo de inyección de gas fue generalmente seguido por una reducción en el corte de agua. La inyección WAG ha permitido una alta flexibilidad en el manejo del gas que la inyección de solo gas no hubiera generado tan buenos resultados. En ambos pozos A-19 y A10, se observó simultáneamente una reducción en el caudal total de fluidos, y un incremento considerable en el corte de agua, y producción de arena. Esto pudo haber sido causado por la producción de arena.

El desarrollo de inyección en el pozo A-11, se puede apreciar en la Figura 6, se ven los cambios en las tasas de inyección y en la relación volumétrica ajustadas a los efectos de producción de gas.

Al analizar las graficas 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 petróleo y disminuir el corte de agua. Se observó un efecto negativo al incrementar de manera brusca el volumen del bache de gas inyectado en el ciclo 7 y que se refleja en la disminución de la producción de petróleo en la figura 7 para finales del año 1994, ya que generó un incremento en el GOR y el caudal de producción disminuyó. (Figura 7 y 8)

Figura 6. Caudal de inyección de gas y agua en el pozo A-11.

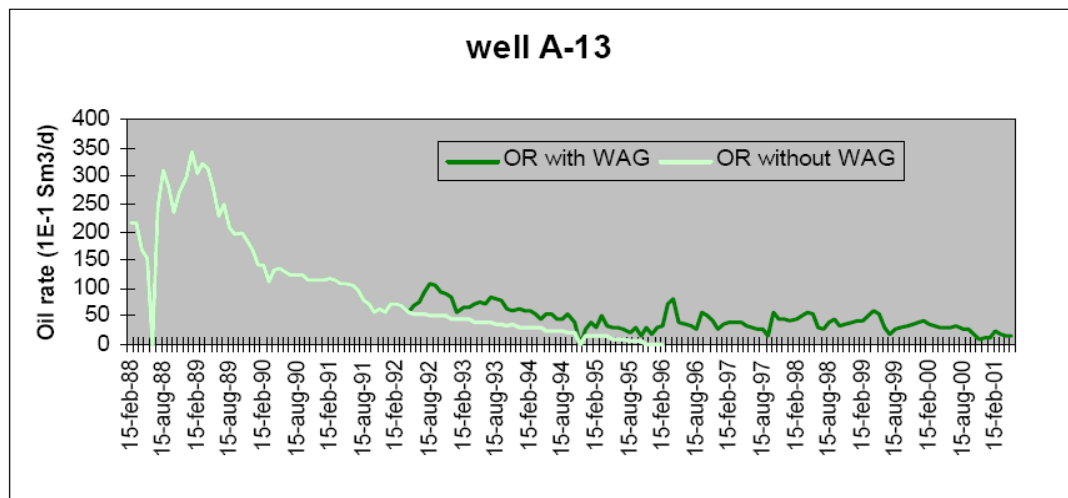


Fuente: Rune Instefjord, r. et. al. "10 Years of WAG Injection in Lower Brent at the Gullfaks Field". SPE 78344. Octubre 2002.

Como se puede apreciar estos cambios son desfavorables para el comportamiento del proceso porque se crean nuevos canales de flujo de gas, se incrementa el GOR, por reducción de la producción de petróleo, pero se puede apreciar que seguido de un bache grande de agua en el ciclo 8 permitió barrer una cantidad considerable de petróleo contactado por el gas y se puede ver en las figuras 7 y 8.

1.5.3. Campo Kaparuk River⁸. El campo Kaparuk fue descubrimiento en 1969, en 1974 se termina la delimitación del campo, la cual había presentado inconvenientes debido a la cercanía con el campo Prudhoe Bay. Inició su producción en diciembre de 1981 con mecanismo de producción el 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 de producción.

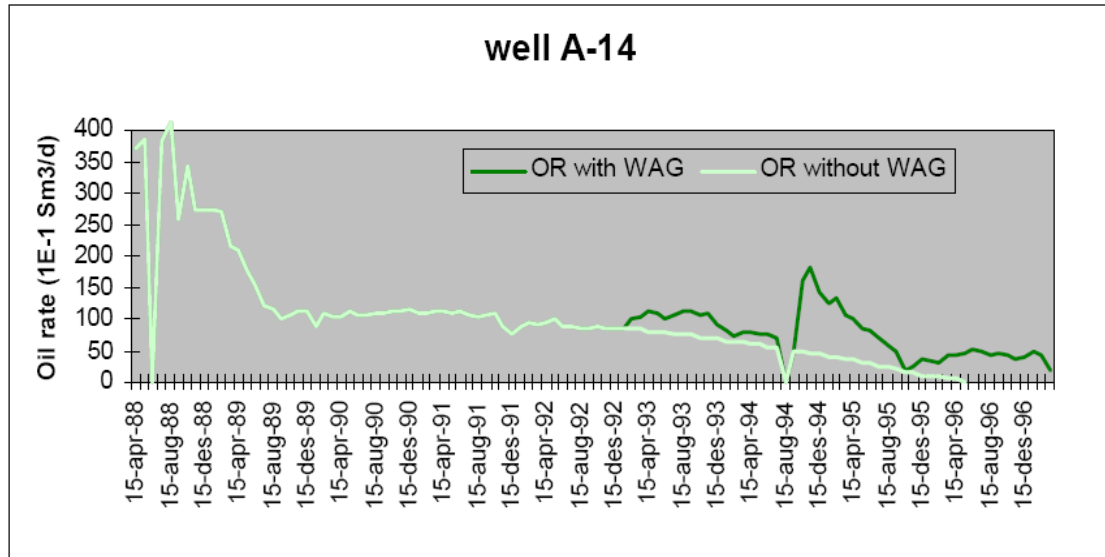
Figura 7. Producción de petróleo del pozo A-13 con y sin proceso WAG.



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

⁸ T.D. Ma, ARCO Alaska Inc., and G.K. Youngren, ARCO E&P Technology SPESPE 16719-1987. Performance of Immiscible Water-Alternating-Gas (IWAG) Injection at Kuparuk River Unit, North Slope, Alaska

Figura 8. Producción de petróleo del pozo A-14 con y sin proceso WAG.



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

Al faltar un mercado para comercializar el gas producido, la cantidad de gas no usado fue inyectado (aproximadamente 240 MMSCF/D) en áreas del yacimiento designadas para almacenar gas. Aclarando que las areniscas relativamente horizontales y la falta de una capa de gas, genero una ruptura temprana del gas inyectado. Con las limitaciones del manejo del gas producido se cerraron pozos aledaños por el incremento del GOR, disminuyendo la producción por la inyección de gas en esta área. Los datos acerca de 500 MMSTB de OOIP se vieron seriamente afectados por la inyección de gas.

En un sistema mojado por agua, el petróleo tiende a ocupar los espacios porosos más grandes. El gas es no mojante con respecto al agua y el petróleo, por consiguiente el gas tiende a desplazar el petróleo de los poros más grandes hacia los canales más móviles. El espacio poroso ocupado inicialmente por petróleo residual es ocupado por el petróleo residual y el gas, generando que el petróleo previamente inmóvil se movilice, disminuyendo la saturación residual del petróleo.

Los estudios de laboratorio han mostrado que el atrapamiento de gas reduce la movilidad de agua, generando que el agua desplace el petróleo de los poros pequeños. Los resultados de este mecanismo es una disminución en la saturación residual de petróleo, se obtiene un mayor recobro incremental en los casos que se inyecta gas soluble, generando que el petróleo se hinche, reduciendo la viscosidad e incrementando la movilidad relativa.

Después de un año de servicio, todas las señales indican que el proceso WAG ha cumplido con las expectativas. Más de 12 Bscf (340 E6 m³) de gas han sido inyectados usando el proceso WAG. Todos los pozos inyectoros han completado un ciclo de inyección de gas y no han aparecido problemas.

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 a 2 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. (Figura 9)

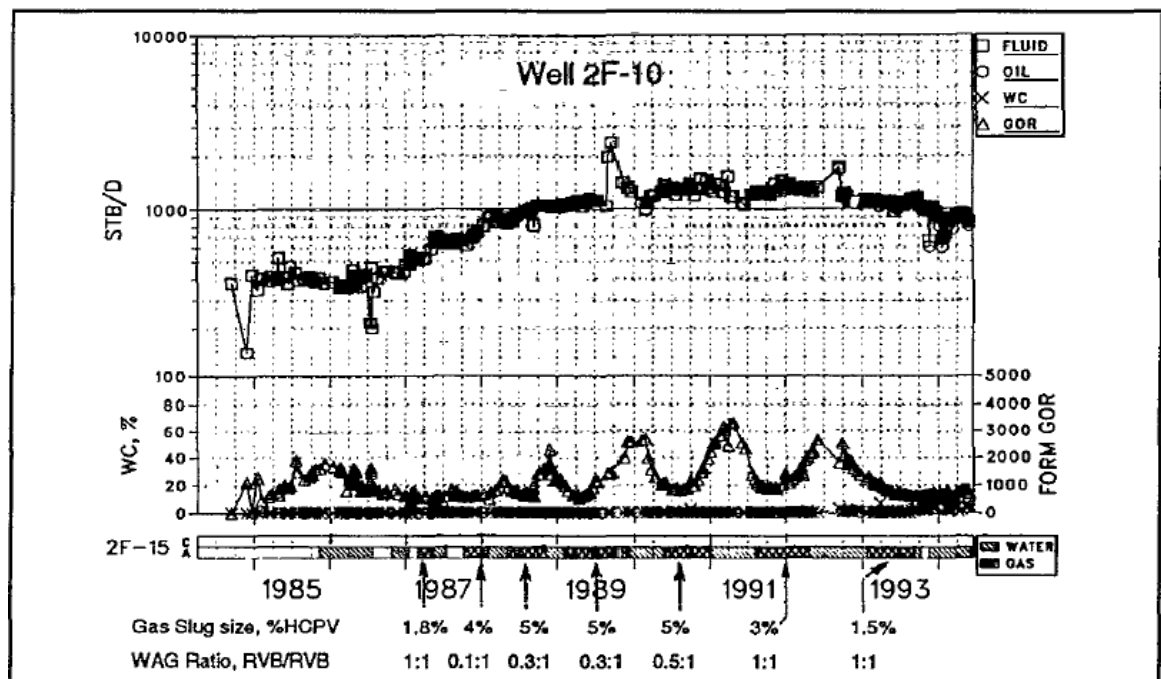
Según la figura 9 la producción de petróleo pasó en el año 1986 de 500 a 1000 STB/D con baches de gas en promedio del 5%VP y una relación menor a 1, pero luego fue aumentada para reducir la irrupción en los productores.

Evaluando la figura 9, se puede ver que al iniciar el proceso WAG se utilizan volúmenes porosos pequeños 0.05 (total 1.2%) promedio de los 21 pozos y una relación WAG de 1. A los 4 años se empieza a incrementar el volumen poroso 0.24 (5%) y a disminuir la relación WAG 0.3 (inyectando más gas y menos agua). Pero se incremento el GOR por tal razón se comenzaron a hacer variaciones

hasta llegar a las más adecuadas en las que el GOR se mantiene en un nivel aceptable y constante, con un volumen poroso de 0.09 por pozo (2% total), y una relación WAG de 2.

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

Figura 9. Producción de fluidos



Fuente: T.D. Ma, ARCO Alaska Inc., and G.K. Youngren, ARCO E&P Technology
 SPESPE 16719-1987. Performance of Immiscible Water-Alternating-Gas (IWAG) Injection
 at Kuparuk River Unit, North Slope, Alaska

1.5.4. San Andres Field ⁹. 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)

Como resultado de las simulaciones se obtuvo una relación WAG de 2:1 y se seleccionó con base en el máximo recobro del proyecto. Un tamaño del bache de 0.40 HCPV fue seleccionado base, una comparación económica de varios tamaños de baches. El 0.40 HCPV del tamaño del bache representa un valor promedio para todos los patrones en el área. Sin embargo, el patrón del bache de gas podrá variarse de acuerdo al comportamiento del yacimiento.

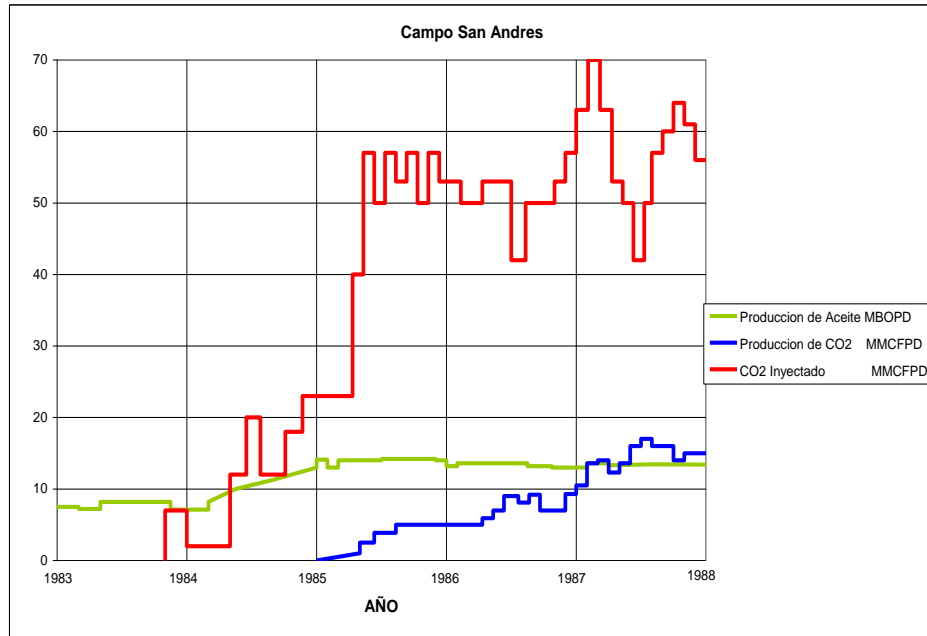
La inyección acumulada de CO₂ a Dec.1987 fue alrededor del 11 % HCPV. Figura 10, muestra la inyección y producción actual de CO₂ del proyecto. Los patrones no se han ejecutado tan rápido como se preveía por la baja presión en unos patrones, como consecuencia del aumento gradual en los caudales de CO₂. Actualmente, solo hay 16 patrones (9% del total) en los cuales no ha sido inyectado CO₂ por la baja presión de yacimiento.

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.

La producción de petróleo pasó aproximadamente de 800 a 1500 STB/D, pero a principios del año 1985 cuando el caudal de inyección se aumentó a más del doble se presentó la irrupción de gas y la eficiencia del proceso se redujo porque la producción de petróleo se estabilizó en 1500 STB/D.

⁹ MAGRUDER, J. et. al. "Review of the Means San Andres Unit CO₂ Tertiary Project". SPE 17349. JPT Mayo 1990.

Figura10. Producción de fluidos del campo San Andres.



1.6 EVALUACIÓN DEL WAG EN EL CAMPO SAN FRANCISCO – COLOMBIA

El campo San Francisco fue descubierto en Febrero de 1985, con el pozo Exploratorio SF-001, posteriormente en el primer semestre de ese mismo año se perforaron tres (3) pozos mas SF-002, 003 y 006, con el fin confirmar la presencia del yacimiento en todo el campo obteniéndose la comercialidad del campo por parte de ECOPETROL en Julio de 1985. Durante el segundo semestre de ese año se perforaron 28 pozos adicionales.

El campo San Francisco esta localizado en la Sub-cuenca de Neiva en el Valle Superior del Magdalena, una depresión amplia orientada en sentido NE, de aproximadamente 400 Km de longitud, ubicada entre las cordilleras central y occidental en un marco de placa continental de intramontaña. La Sub-cuenca de

Neiva es una de las varias subcuencas “en Echelon” las cuales fueron originadas durante la Orogenia Calima (Eoceno-Oligoceno).

El campo produce de la Formación Caballos (rocas cretáceas de Albiano-Aptiano). La Formación Villeta es el sello de la estructura y es la formación generadora de hidrocarburo. Los intervalos Superior (KCU) e Inferior (KCL) de la Formación Caballos están separados por 100 pies de shales ricos en materia orgánica, denominados Caballos Medio (KCM).

El campo San Francisco presenta 8 Bloques localizados en la zona Norte (Bloques 1 y 2), en la zona Central (Bloques 2, 3, 4, 5 y 6) y en la zona Sur (Bloques 7 y 8), los cuales se han definido por facilidades operacionales del campo y algunos rasgos estructurales importantes.

El principal reservorio del campo lo constituye la Formación Caballos (KB), el cual se ha dividido en 12 unidades de flujo: 9 unidades en la Formación Caballos Superior (KCU) con un 77% del STOIP total, y 3 capas en la Formación Caballos Inferior (KCL) con un 23% del STOIP total. Estos cálculos han sido determinados con base en la información Petrofísica existente.

El yacimiento esta clasificado como un yacimiento Subsaturado, cuya presión inicial de 1100 psi @ 300 ft tvdss, se encuentra por encima de la presión de burbuja de 950 psi. En estas condiciones, el yacimiento solamente contiene agua connata y petróleo con sus respectivas cantidades de gas en solución, siendo su principal mecanismo de producción la expansión del gas en solución con un limitado soporte del acuífero. En la actualidad se está ejecutando el programa de inyección de agua, el cual inició en 1993 con excelentes resultados y el proyecto WAG el cual inició en el 2000 con la implementación de un piloto en el Bloque 1.

En 1993, se inició el proceso de inyección de agua en el campo, proceso con el cual se ha aumentado el factor de recobro, manteniendo presurizado el yacimiento y mejorando el barrido de aceite. A Noviembre de 2004 se ha inyectado un acumulado de 466 MMbbls de agua y se tiene una producción acumulada de petróleo a esta misma fecha de 141.6 MMbbls.

En la actualidad el campo San Francisco tiene 152 pozos, de los cuales hay 102 productores, 44 inyectoros y 6 inactivos, el sistema de levantamiento artificial utilizado en el campo ha variado a través del tiempo, pasando de pozos que producían en flujo natural a los utilizados hoy en día como ESP, BM y PCP.

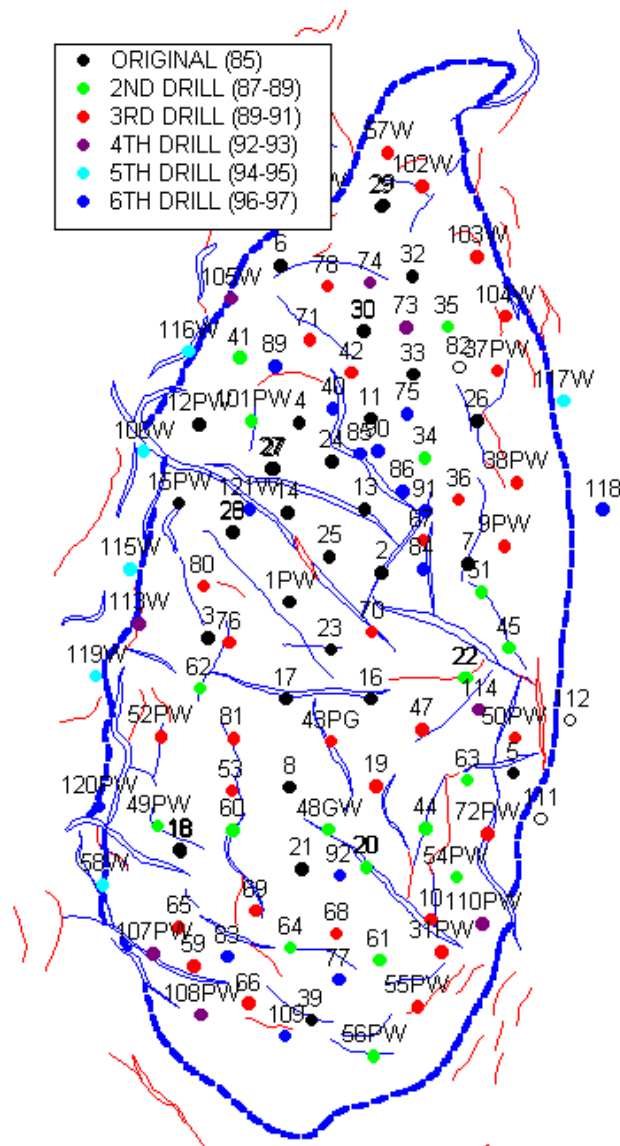
Al inicio del desarrollo del campo los pozos producían en flujo natural, y debido al alto potencial de producción de fluido en algunos de ellos se implementaron diferentes sistemas de levantamiento artificial tales como bombeo mecánico o “Beam Pumping”, bombas de cavidades progresivas “Progressing Cavity Pumping (PCP)”, Bombas Electrosumergibles (ESP), levantamiento con gas “Gas Lift” y Bombas Hidráulicas. En la actualidad, el campo tiene 10 pozos con PCP, 56 pozos con ESP y 36 con Bombeo Mecánico. En Agosto del 2004 la producción promedio diaria fue de 14,918 bppd, con un BSW de 93.87 % y un GOR de 411 scf/bls.

1.6.1. Antecedentes del Proyecto WAG. El campo San Francisco ya tenía un proceso de recobro secundario y con el fin de mejorar la eficiencia se decidió implementar un proyecto WAG que comenzó a finales del año 2000, con la inyección alternada agua y gas en los pozos Inyectoros: SF-37 y SF-104, e inyección de agua en el SF-117 como soporte de presión para el área piloto.

Los pozos Productores del área Piloto son los siguientes: SF-26, SF-33, SF-73 & SF-75 y los pozos Productores de la segunda línea son: SF-11, SF-30, SF-34, SF-74, SF-90 y SF-99 (Figura 11,12).

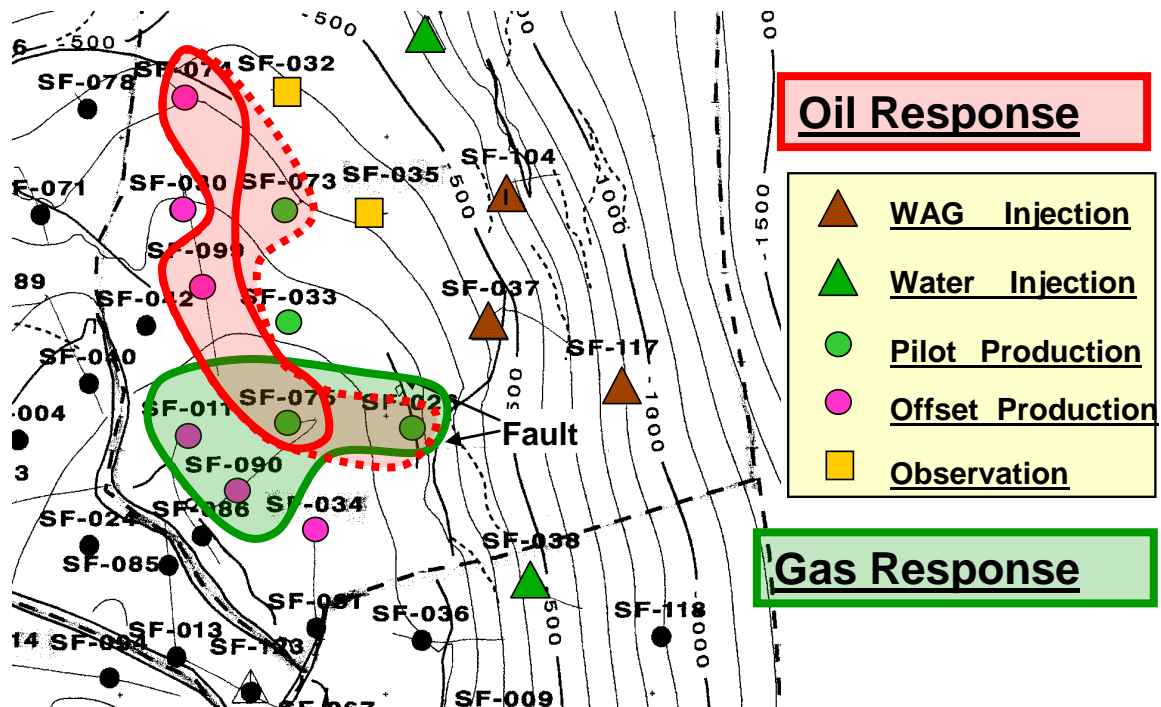
En la figura 12, se presenta la ubicación de los pozos en el área piloto, en el área roja están ubicados los pozos que incrementaron la producción de petróleo por efecto del proceso WAG y de color verde los pozos que fue evidente la irrupción del gas y que perjudica la eficiencia del proceso porque reduce el barrido areal en el piloto.

Figura 11. Ubicación de los pozos en el campo San Francisco.



Fuente: Revisión Técnica Proyecto WAG, campo San Francisco, HOCOL SA, Julio 2003.

Figura 12. Área del piloto para el proyecto WAG, Pozos inyectoros, Productores área piloto (Primera línea) y Productores Segunda línea.



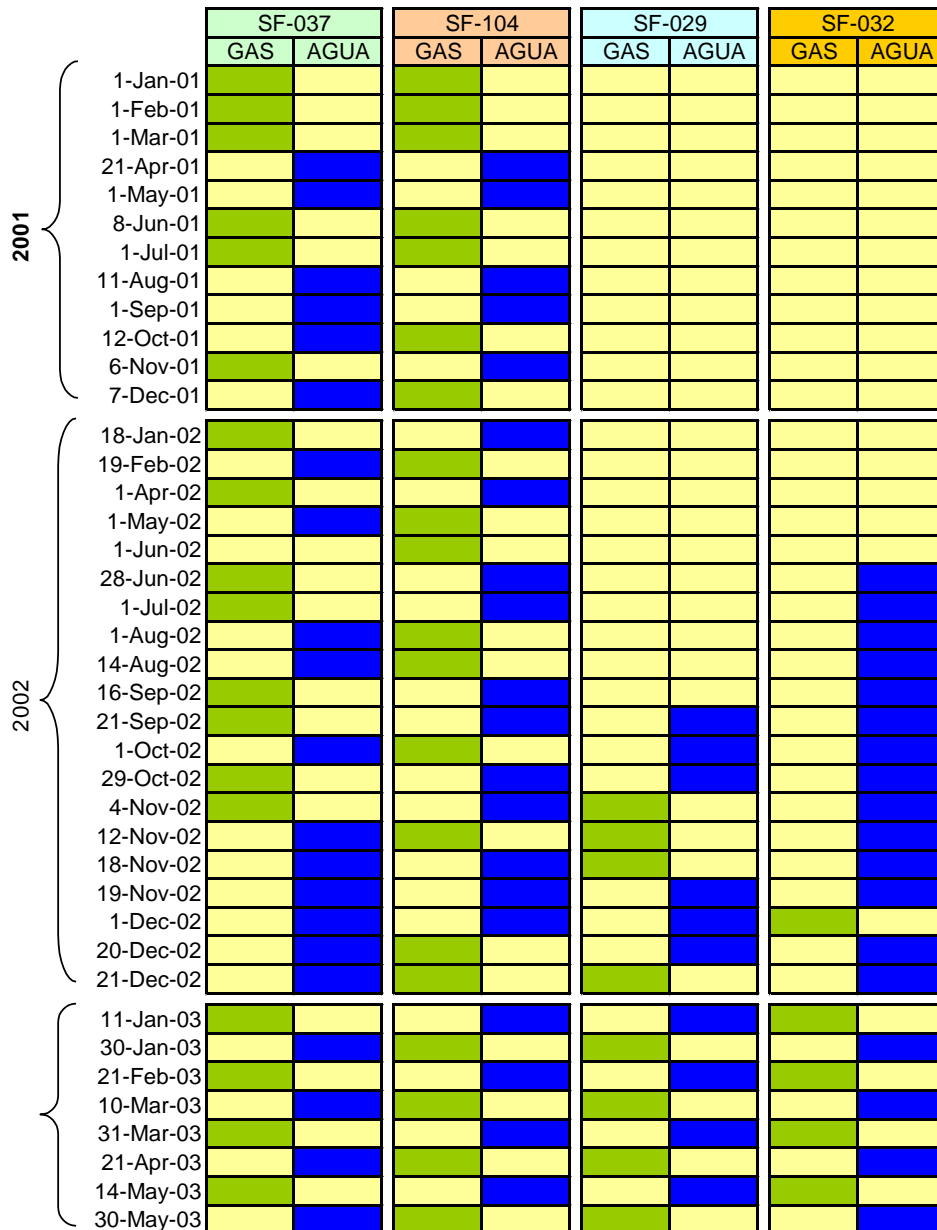
Fuente: Revisión Técnica Proyecto WAG, campo San Francisco, HOCOL SA, Julio 2003.

Al analizar el volumen poroso inyectado por ciclo, las recomendaciones realizadas fueron: aumentar la relación WAG, y disminuir el volumen poroso de gas inyectado. Para mantener estable la producción de gas en los pozos SF-11, SF-90, SF-99, SF-75, ya que esto es lo que se observa al analizar los volúmenes porosos inyectados.

1.6.2. Ciclos de Inyección de Agua y Gas Proyecto WAG 2001- 2003. La secuencia de los ciclos de inyección alternada de agua y gas del proyecto WAG para los Pilotos 1 & 2 se presentan en la Figura13, de color verde los periodos de

inyección de gas y color azul la de agua. Después del año 2003 se suspendió el proyecto por no tener disponibilidad de gas.

Figura 13. Ciclos de inyección alternada de agua y gas 2001 al 2003.



El Volumen Poroso del área del Piloto del proyecto WAG se estimó en 83.4 MMBbls.

1.6.3. Historia de inyección proyecto WAG. La empresa HOCOL SA, suministró la información de todas las condiciones de inyección de cada uno de los pozos que fueron incluidos en la inyección WAG, la cual fue utilizada para la construcción de las tablas de 3 a 7.

En las tablas 3 a la 6 se presentan los datos específicos de la inyección del WAG para cada pozo inyector, y en la tabla 7 se encuentra un resumen de las condiciones promedio de inyección para cada pozo y por ciclo para las variables: caudal de inyección, volumen poroso inyectado y relación volumétrica; en cuanto a el caudal de inyección de gas se utilizaron dos perfiles que obedecen a la inyectabilidad de cada pozo por un lado un rango alto superior a 2 MMSCF/D y/o entre 0.75 y 0.85 MMSCF/D.

En el inyector SF-037, se fue incrementando el caudal hasta llegar a 3.4 MMSCF/D y cuando se detecto la irrupción temprana de gas se redujo a 1.6 MMSCF/D y luego trato de estabilizarse en 2.5 MMSCF/D promedio, el volumen poroso de gas inyectado que se refleja en el tamaño del bache de gas también se redujo de más del 3%VP a un 1.8 %VP y la relación trato de mantenerse cerca a 1, todo como respuesta a la irrupción del gas.

En el inyector SF – 104, el caudal de inyección fue menor y por esto la reducción del %VP inyectado solo se redujo después del octavo ciclo, la relación volumétrica en muchos casos fue menor a 1 que pudo no ser beneficiosa para el control de movilidad del gas.

La relación volumétrica WAG, también disminuye de la misma forma que disminuye el caudal de inyección, el volumen poroso de gas inyectado por todos

los pozos es de 6.42 VP en los cuatro pozos.

La inyección en los pozos SF-029 y SF-032 comenzó al tiempo del ciclo octavo de los primeros pozos con caudal de inyección menor a 1 MMSCF/D y volumen poroso menor al 1%VP, con relación volumétrica menor a 1, es decir, con mayor cantidad de gas en cada ciclo.

Un resumen de las condiciones de inyección se muestra en las tablas 7 y 8, se observa que los mayores caudales y volúmenes de inyección de gas se dieron en los pozos SF-037 y SF-104 y que los otros dos pozos tuvieron bajos caudales y volúmenes de inyección.

Tabla 3. Condiciones de inyección del pozo SF-037

Inyector SF -037	Caudal de inyección		Volúmen poroso inyectado		Relación WAG	
	CICLOS	GAS, MMSCF/D	AGUA, BAPD	GAS, % VP	AGUA, %VP	ADIM, %VP AGUA / %VP GAS
	1	1	6500	0.37	0.38	1.02
	2	2.5	6300	0.52	0.66	1.28
	3	3.4	6300	0.35	0.32	0.92
	4	3.25	6250	0.33	0.3	0.91
	5	1.8	6250	0.18	0.24	1.31
	6	1.6	6300	0.18	0.35	1.95
	7	2.5	6250	0.12	0.21	1.7
	8	2.5	6250	0.12	0.45	3.91
	9	2.75	6250	0.18	0.17	0.91
	10	1.5	6300	0.08	0.16	1.9
	11	2.5	6250	0.17	0.18	1.04
	12	2	6000	0.11	0.17	1.58

Tabla 4. Condiciones de inyección del pozo SF-104

Inyector SF -104	Caudal de inyección		Volúmen poroso inyectado		Relación WAG
	CICLOS	GAS, MMSCF/D	AGUA, BAPD	GAS, % VP	AGUA, %VP
1	0.38	5942	0.14	0.34	2.42
2	1.07	3600	0.23	0.27	1.19
3	2.35	3440	0.19	0.13	0.66
4	2.8	3375	0.39	0.13	0.32
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	0.27
8	2.5	5940	0.23	0.1	0.43
9	1.9	6250	0.04	0.24	6.41
10	2.7	6250	0.19	0.15	0.81
11	2.7	6300	0.2	0.13	0.66
12	1.9	6300	0.13	0.16	1.21
13	2.5	5942	0.2	0.11	0.58

Tabla 5. Condiciones de inyección del pozo SF-29

Inyector SF -029	Caudal de inyección		Volumen poroso inyectado		Relación WAG
	CICLOS	GAS, MMSCF/D	AGUA, BAPD	GAS, % VP	AGUA, %VP
8	0.69	1300	0.14	0.03	0.23
9	1.05	1300	0.06	0.03	0.55
10	0.875	1250	0.05	0.03	0.65
11	0.815	1100	0.06	0.03	0.52
12	0.8	1075	0.04	0.02	0.46

Tabla 6. Condiciones de inyección del pozo SF-032

Inyector SF -032	Caudal de inyección		Volumen poroso inyectado		Relación WAG
	GAS, MMSCF/D	AGUA, BAPD	GAS, % VP	AGUA, %VP	ADIM, %VP AGUA / %VP GAS
8	0.5	1100	0.14	0.04	0.3
9	0.7	1125	0.05	0.02	0.48
10	0.875	1075	0.06	0.02	0.33
11	0.815	1125	0.05	0.03	0.53
12	0.89	1075	0.06	0.02	0.28

Tabla 7. Resumen de las condiciones de inyección por pozo.

POZO	Caudal de inyección		Volumen poroso inyectado		Relación WAG
	GAS, MMSCF/D	AGUA, BAPD	GAS, % VP	AGUA, %VP	ADIM, %VP AGUA / %VP GAS
SF-037	2.28	6266.67	2.71	3.59	1.54
SF-104	2.11	5541.46	3	2.35	1.28
SF-029	0.85	1205	0.35	0.14	0.48
SF-032	0.76	1100	0.36	0.13	0.38

Si se quiere hacer un análisis por ciclo de cada una de las variables la tabla 8

permite ayudar para ver que el caudal de inyección fue aumentando hasta el cuarto ciclo, el volumen poroso fue superior al 0.7 %VP en los ciclos 2 y 4 que luego se redujeron, la tendencia de la relación volumétrica es la misma que la de los pozos individuales. El volumen total inyectado llegó a un 6,42 %VP y una relación volumétrica promedio menor a la unidad que pudo influir en un bajo control de movilidad del gas.

Tabla 8. Resumen de las condiciones de inyección por ciclo.

CICLOS	Caudal de inyección		Volumen poroso inyectado		Relación WAG
	GAS, MMSCF/D	AGUA, BAPD	GAS, % VP	AGUA, %VP	ADIM, %VP AGUA / %VP GAS
1	0.69	3,111	0.51	0.72	1.41
2	1.79	2,475	0.75	0.93	1.24
3	2.88	2,435	0.54	0.45	0.83
4	3.03	2,406	0.72	0.43	0.60
5	1.70	3,113	0.39	0.47	1.21
6	1.90	3,125	0.6	0.6	1.00
7	2.65	3,138	0.55	0.32	0.58
8	1.55	3,648	0.63	0.62	0.98
9	1.60	3,731	0.33	0.46	1.39
10	1.49	3,719	0.38	0.36	0.95
11	1.71	3,694	0.48	0.37	0.77
12	1.40	3,613	0.34	0.37	1.09
13	2.50	1,486	0.2	0.11	0.55
TOTAL	1.91	3,053	6.42	6.21	0.97

1.6.4. Análisis del comportamiento del WAG hasta diciembre del 2005. En las Figuras 14 y 15, se puede apreciar el efecto del proceso WAG para cada uno de los pozos, se puede ver que en general, la declinación de producción se redujo significativamente, la producción se mantiene en algunos pozos y en otros se incrementa.

A partir del año 2002 se nota que se obtiene una producción incremental promedio diaria superior a 600 barriles de petróleo por día BOPD, notándose en la curva de producción acumulada un cambio en la pendiente lo que significa una mayor producción y se mantiene la pendiente casi constante.

Con evaluación de datos pozo a pozo en relación a la declinación que mantiene cada uno de ellos se determinó que la producción acumulada del proyecto a diciembre del 2005 es superior a 1.000.000 (un millón) de barriles de petróleo.

El único pozo que presentó un efecto adverso a la inyección WAG fue el SF-11, donde la producción se redujo notoriamente y se explica por la canalización del gas hacia producción como se puede ver en la figura 15.

Evaluando las variables del proceso WAG se puede decir que el caudal de inyección promedio fue de 1.92 MMSCF/D con algunos valores altos en el cuarto ciclo que no fueron muy beneficiosos porque permitieron que algunos pozos productores se canalizaran en gas.

El volumen poroso de gas inyectado fue de 6.42% VP, y la relación volumétrica de 0.97. Con este balance se puede identificar que el volumen de agua no fue el óptimo para mantener un buen control de producción del bache de gas, se debió manejar una relación volumétrica mayor.

El verdadero efecto del WAG en la producción incremental se puede ver después de un año y medio de iniciado el proyecto, después de junio del 2002, donde se puede obtener una producción incremental promedio cerca a los 650 STB/D en el proyecto piloto y el cambio en la pendiente de la curva en la figura 17.

En este tiempo se presentaron inconvenientes operacionales y técnicos como adecuaciones en las bombas de pozos productores, reducción del caudal de inyección de gas que permitió un retraso al verdadero efecto del proceso.

Figura 14. Producción petróleo por pozo (primera línea).

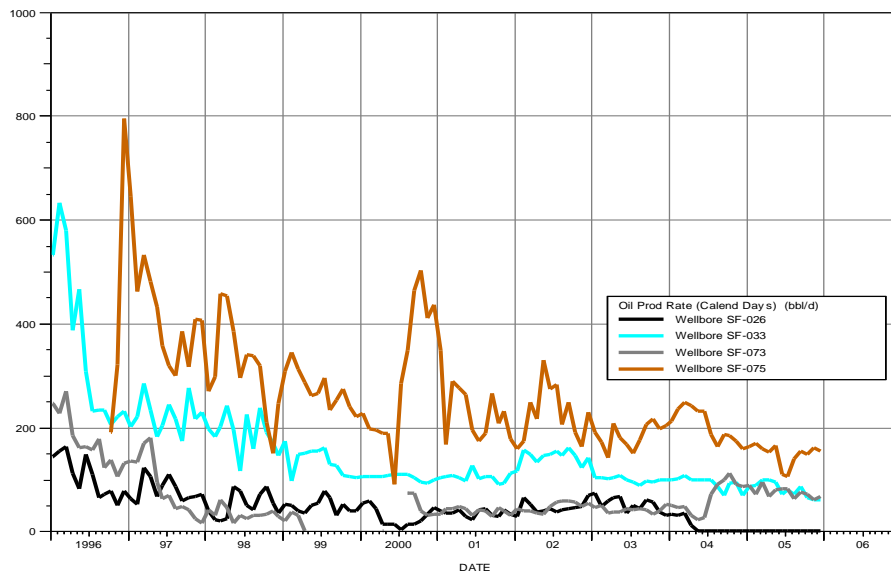


Figura 15. Producción petróleo por pozo (Segunda línea).

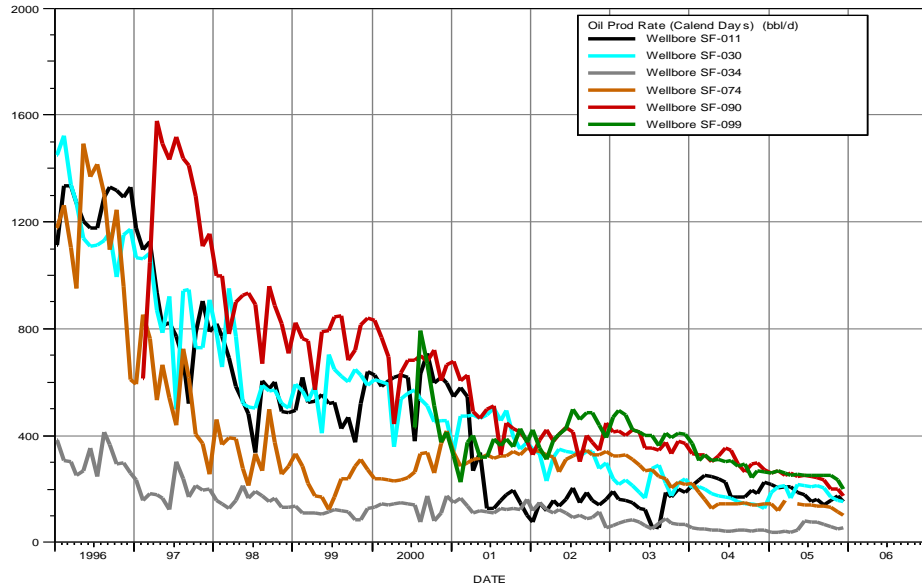


Figura 16. Caudal de producción incremental de petróleo, pozos de primera y segunda línea.

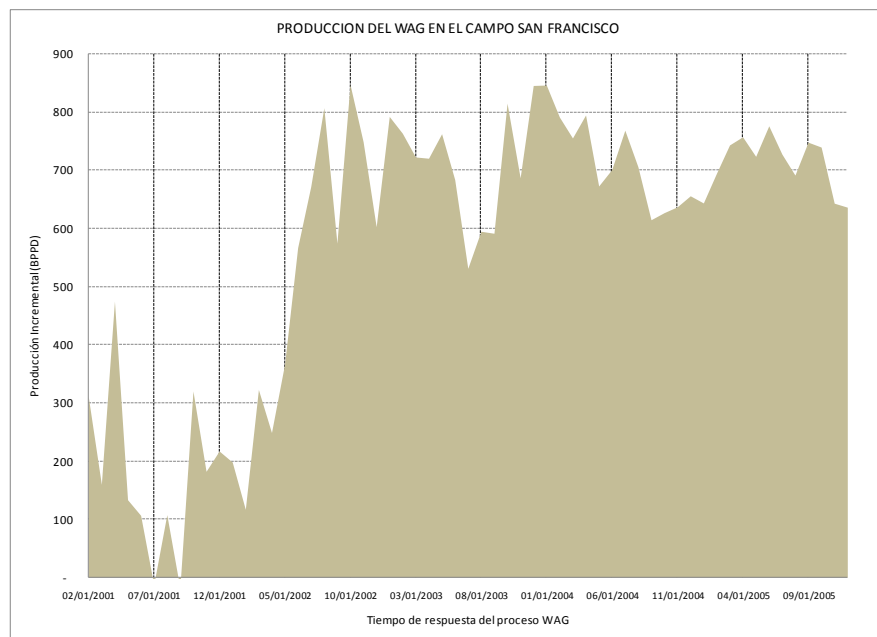
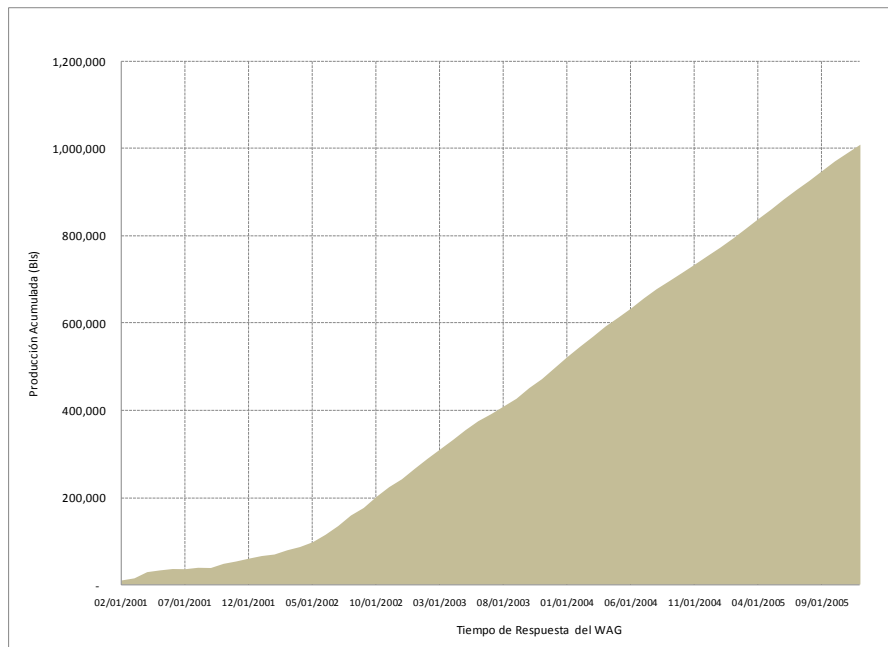


Figura 17. Producción incremental de petróleo acumulada, pozos de primera y segunda línea.



2. FACTORES QUE AFECTAN EL PROCESO WAG

Existen factores que afectan los procesos WAG y que deben ser controlados y evaluados para poder obtener los mejores resultados en el proceso. Dentro de estos factores se tiene: la relación volumétrica de agua y gas, el volumen poroso total de gas a inyectar, el caudal de inyección gas y por último el número de ciclos, el cual puede obtenerse de las dos primeras. Dos de los aspectos de diseño más importantes para la optimización del proceso WAG, es la relación WAG y la cantidad de gas a inyectar o tamaño del bache¹⁰

Para el proceso 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 yacimiento¹¹

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). El tamaño total del bache de gas típico reportados en proyectos de campo han sido 15% al 30% del volumen poroso de hidrocarburo (HCPV), aunque pequeños y grandes baches han sido reportados¹²

El control de la movilidad del gas inyectado puede ser logrado por la típica inyección simultánea de baches alternados de agua y gas (WAG)¹³. De esta forma

¹⁰ 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

¹¹ SURGUCHEV, L. y KRAKSTAD, O. S. "Optimum Water Alternate Gas Injection Schemes for Stratified Reservoirs". SPE 24646. Octubre 1992

¹² Green, D.W. and Willhite, P. "Enhanced Oil Recovery SPE Textbook Series". Richardson, Texas (1998).

¹³ 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

el contraste de movilidad entre el fluido inyectado y el fluido desplazado es reducido, y por consiguiente se limita el grado de digitación¹⁴.

Cuando se hace referencia a la relación WAG, es la relación entre el 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 de 2.

2.1 MÉTODOS PARA PREDECIR LA ÓPTIMA RELACIÓN WAG

2.1.1. Blackwell et al. Al acercarse al valor máximo de la producción de gas¹⁵, se sugiere que la relación WAG debe aumentarse gradualmente después de que se alcanza la máxima producción de gas, a través de la vida del proyecto. Un incremento gradual del agua inyectada genera un aumento en el control de la movilidad y un perfil de producción de gas constante.

Al seleccionar la óptima relación WAG se puede mejorar la eficiencia de barrido del proceso. La ecuación para calcular la mínima relación de inyección agua-gas en yacimientos homogéneos fue sugerida por Blackwell et al. Esta puede ser modificada para el recobro terciario en yacimientos estratificados.

➤ Ecuación para calcular la mínima relación de inyección agua-gas en yacimientos homogéneos sugerida por Blackwell et al es:

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

Ecuación 4

¹⁴ R Juanes, M.J. Blunt, SPE "Impact of Viscous Fingering on the Prediction of Optimum WAG Ratio". SPE 99721. Abril del 2006.

¹⁵ Pariani, G.J., McColloch, K.A., and Warden, S.L. "An Approach to Optimize Economics in a West Texas CO2 Flood". paper SPE 22022 presented at the Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas, TX, 11-12 April

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

Donde:

$$S_{w,rg} = 1 - S_{gtr} - S_{orm} \quad \text{Ecuación 5}$$

$$S_{gtr} = S_{gi} / (1 + C * S_{gi}) \quad \text{Ecuación 6}$$

La K_{rw} al flujo de gas – $K_{w, rg}$ y la K_{rg} al flujo de agua – $K_{g, wr}$ son evaluadas a $S_{w, rg}$ y $S_{g, wr} = 1 - S_{orm} - S_{wc}$.

2.1.2. Método de stalkup. En el flujo miscible, la inyección de gas es a menudo combinada con agua para intentar reducir el contraste de movilidad entre lo inyectado y los fluidos desplazados, (controlando el grado de digitación). Usando la tradicional teoría de flujo fraccional, Stalkup estimó la óptima relación de agua – gas (o relación WAG) cuando el efecto de la digitación viscosa es ignorado, imponiendo que el gas y el agua viajan a igual velocidad¹⁶.

Los resultados del documento¹⁷ sugieren que la predicción de la óptima relación WAG no cambia dramáticamente al incorporar el efecto de la digitación viscosa, es conveniente inyectar más gas que el estimado por el método de Stalkup. Pero Stalkup proporciona un método para calcular la óptima relación WAG para el flujo fraccional de agua – gas mediante la construcción de una grafica. Sin embargo este método asume que la permeabilidad relativa de agua – petróleo y agua – gas son iguales. Sin tener en cuenta la influencia de la presión capilar en la eficiencia

¹⁶ R Juanes, M.J. Blunt, SPE "Impact of Viscous Fingering on the Prediction of Optimum WAG Ratio". SPE 99721. Abril del 2006

¹⁷ R Juanes, M.J. Blunt, SPE "Impact of Viscous Fingering on the Prediction of Optimum WAG Ratio". SPE 99721. Abril del 2006

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 Stalkup¹⁸.

Hay una relación óptima de agua y gas 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 gráfica de la óptima relación WAG fue dada por Stalkup para los dos flujos secundarios (inyección de agua - gas en un medio lleno con petróleo móvil y agua inmóvil) y el flujo terciario (inyección de agua - gas en un medio lleno con agua móvil y petróleo inmóvil).

Las condiciones de diseño impuestas en el método de Stalkup es que la velocidad del frente de agua y del gas son las mismas¹⁹.

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

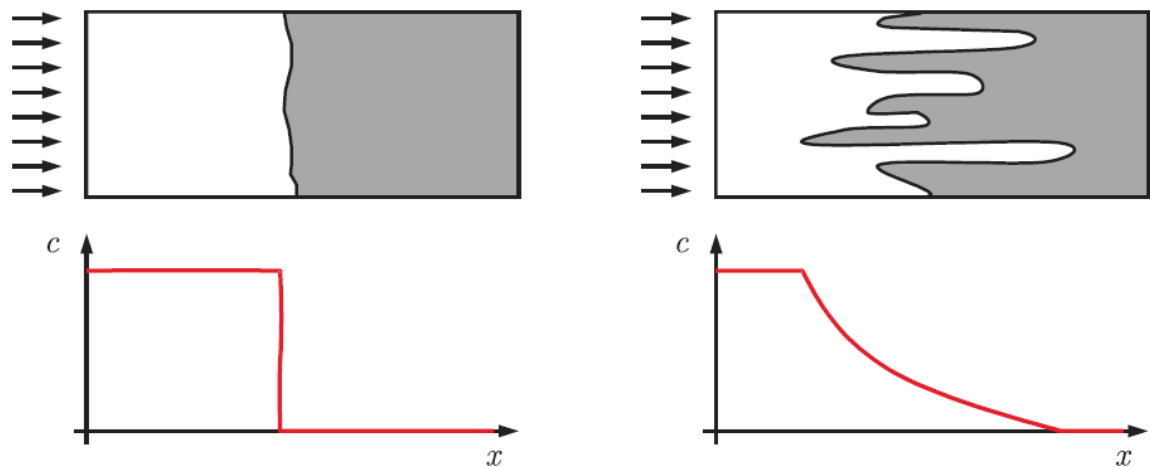
Esto se sustenta por el hecho que en la mayoría de los desplazamientos WAG no se recuperó la cantidad de petróleo que originalmente se había pronosticado

¹⁸ 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

¹⁹ R Juanes, M.J. Blunt, SPE “Impact of Viscous Fingering on the Prediction of Optimum WAG Ratio”. SPE 99721. Abril del 2006

mediante estudios de simulación. A pesar de esto la simulación de yacimientos tiene en cuenta la heterogeneidad del yacimiento y la gravedad²⁰.

Figura 18. Izquierda diagrama del desplazamiento estable, y derecha desplazamiento inestable cuando se desarrolla la digitación viscosa.



Fuente: 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.

2.1.3. Relación WAG en capas de alta y baja permeabilidad. La eficiencia de la inyección WAG depende en su mayoría de las fuerzas gravitacionales, viscosas y capilares. En un yacimiento estratificado, estas fuerzas pueden tener una particular influencia en el proceso de desplazamiento. Inyectar a una desfavorable relación de movilidad puede causar diferentes regímenes de flujo en diferentes

²⁰ 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

capas. En el caso extremo, el desplazamiento puede ser dominado por múltiple digitación en una capa y por segregación gravitacional en otra capa²¹.

Dependiendo de la cantidad de las reservas de petróleo en las zonas de alta o baja permeabilidad, el incremento de los caudales de inyección puede incluso disminuir el recobro total de petróleo en yacimientos estratificados.²²

Las condiciones óptimas para el desplazamiento de petróleo 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 capa.

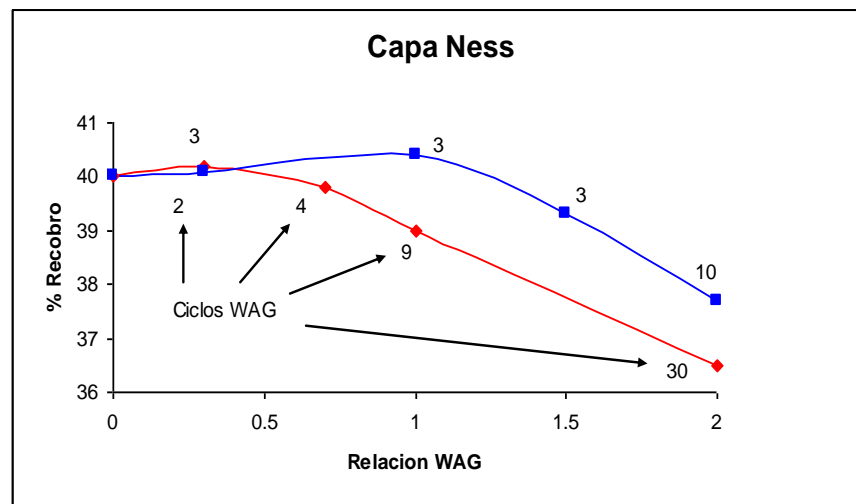
El recobro en la capa de menor permeabilidad (Ness) requiere volúmenes pequeños de gas al desplazar el petróleo, sin embargo no se puede decir que la inyección continua de gas (relación WAG de 0:1) proporciona el mejor recobro para la capa Ness. La dependencia del recobro de petróleo por la relación 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.

²¹ 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

²² SURGUCHEV, L. y KRAKSTAD, O. S. "Screening of WAG Injection Strategies for Heterogeneous Reservoirs". SPE 25075. Noviembre 1992

En la figura 19 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)²³.

Figura 19. Recobro de petróleo a diferentes ciclos y relaciones WAG.



Tomada y modificada: 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 20, 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 desplazamiento²⁴.

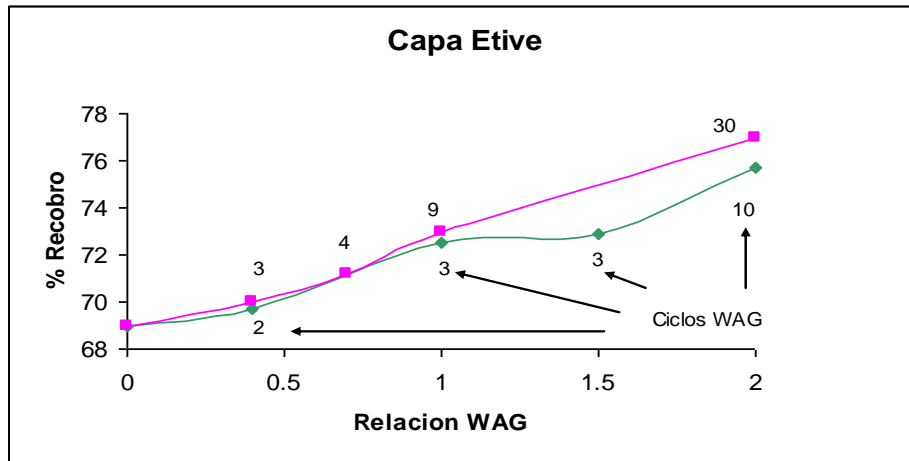
Las simulaciones fueron corridas para validar los datos obtenidos y estimar la influencia del recobro a diferentes relaciones WAG. Para la formación Brent se

²³ SURGUCHEV, L. y KRAKSTAD, O. S. "Optimum Water Alternate Gas Injection Schemes for Stratified Reservoirs". SPE 24646. Octubre 1992

²⁴ SURGUCHEV, L. y KRAKSTAD, O. S. "Optimum Water Alternate Gas Injection Schemes for Stratified Reservoirs". SPE 24646. Octubre 1992

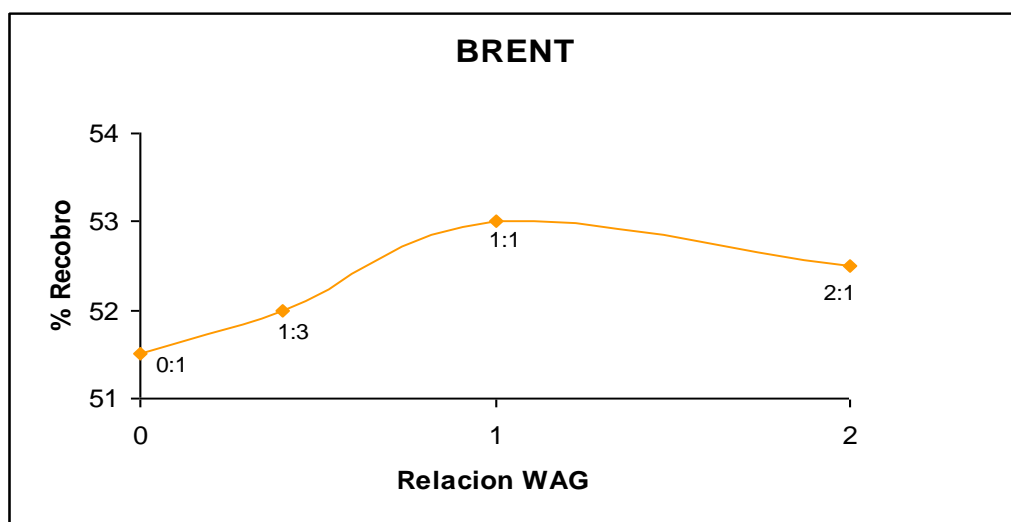
recomienda una relación WAG de 1:1 ya que proporciona el recobro más alto: 53.1 % OOIP, como se puede ver en la figura 21.

Figura 20. Recobro de petróleo a diferentes ciclos y relaciones WAG.



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

Figura 21. Recobro de petróleo a diferentes relaciones WAG.



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

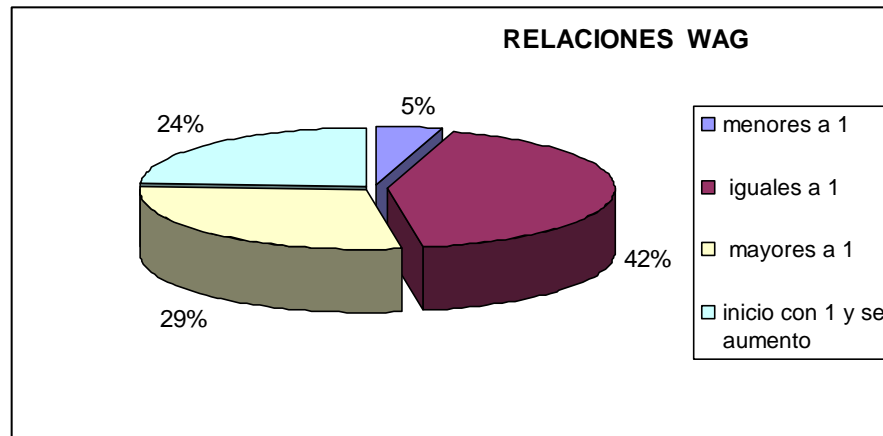
2.1.4. Relación WAG en los proyectos aplicados en campo. De acuerdo a la recopilación de información acerca de la aplicación de los proyectos WAG en campo, se puede decir que han sido muy pocos los campos en los cuales se utilizó una relación WAG menor a 1 ya que no resulta conveniente la inyección de mayor cantidad de gas con relación al agua, porque el agua es la encargada 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 (42%) como se muestra en la figura 22, se utilizó relaciones WAG iguales a 1 siendo la base para la implementación del proyecto WAG, y en un 24% 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. En un 29 % de los casos se inicio el proyecto con una relación WAG mayor a 1.

La cantidad de proyectos que tienen relaciones WAG menores a 1 son menores al 5 %, muy bajas y representan técnicamente que no son necesarias grandes cantidades de inyección de gas por bache sino al contrario el tamaño del bache debe ser menor al de agua.

2.1.5. Interacción entre la relación WAG y el número de ciclos. Para el análisis del número de ciclos la publicación realizó un estudio mediante la simulación composicional, que se uso 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.

Figura 22. Relación WAG en las diferentes aplicaciones en campo.



La principal conclusión para un gas rico en la que su composición está sobre la mínima concentración de miscibilidad MME, se requiere de un número pequeño de ciclos WAG para maximizar el recobro de petróleo a una relación WAG dada²⁵.

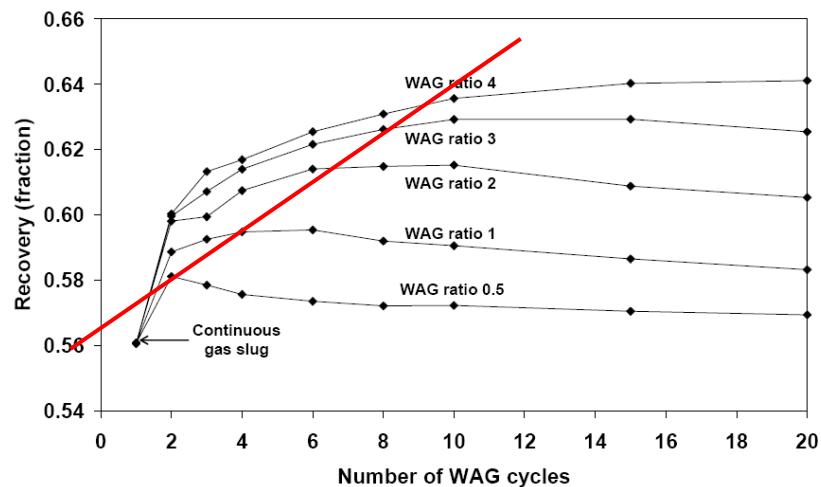
En la figura 23 y 24, se muestra el recobro de petróleo en función del número de ciclos y la relación WAG, el gas total inyectado es el 20 % HCPV. Al incrementar la relación WAG aumenta el recobro pero de acuerdo al número de ciclos en cada relación.

Con la línea roja de la figura 23, se está señalando la tendencia del mejor comportamiento en cada una de las curvas de la relación y significa que para una relación baja como la de 0.5 sólo se requiere de inyectar dos ciclos WAG y se obtienen los mejores resultados, pero comparada con las demás relaciones no es la más eficiente. Para una relación de 1 son suficientes 4 ciclos, para una relación de 2 son necesarios 6 ciclos, para una de 3 con 8 ciclos se obtienen buenos resultados y para relación de 4 requerimos de 10 ciclos. La figura 23 muestra que

²⁵ Russell t. Johns, Leonardo Bermudez. "WAG Optimization for Gas Floods Above the MME". SPE 84366. Octubre 2003

al aumentar la relación WAG, aumenta el recobro como resultado al mejorar la eficiencia de barrido de la inyección de agua²⁶.

Figura 23. Recobro de petróleo en función del número de ciclos y la relación WAG para un gas seco enriquecido con 65 % de gas



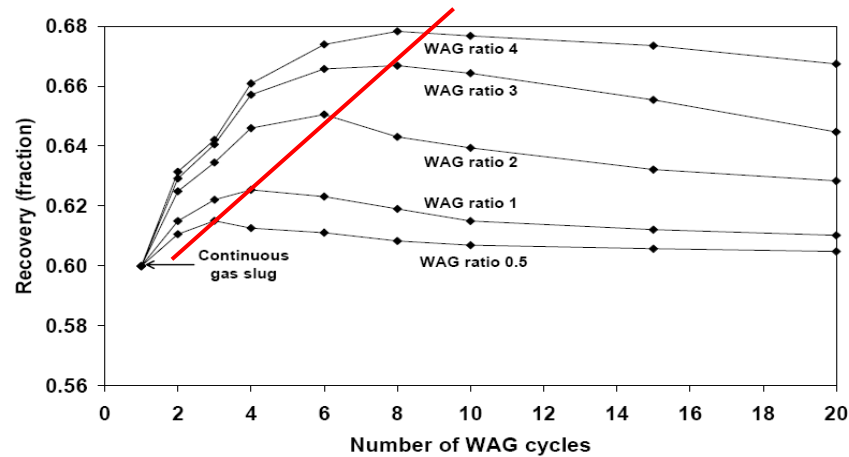
Tomada y modificada: Russell t. Johns, Leonardo Bermudez. "WAG Optimization for Gas Floods Above the MME". SPE 84366. Octubre 2003

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.

En las figuras 23 y 24 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 petróleo (según estudios de simulación). Se obtiene mejores resultados con la relación WAG de 4 con un número de ciclos de 10 para un gas seco enriquecido con 65 % de gas y con 8 ciclos para un gas seco enriquecido con 85 % de gas.

²⁶ Russell t. Johns, Leonardo Bermudez. "WAG Optimization for Gas Floods Above the MME". SPE 84366. Octubre 2003

Figura 24. Recobro de petróleo en función del número de ciclos y la relación WAG para un gas seco enriquecido con 85 % de gas



Tomada y modificada: Russell t. Johns, Leonardo Bermudez. "WAG Optimization for Gas Floods Above the MME". SPE 84366. Octubre 2003

En la figura 24 para un gas más enriquecido se tiene una tendencia muy parecida a la descrita anteriormente.

2.2 EFECTO DEL VOLUMEN POROSO TOTAL DE GAS INYECTADO.

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 evalúa, el comportamiento del volumen poroso de gas inyectado.

La eficiencia del WAG es generalmente 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 petróleo 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 yacimiento²⁷.

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

- VGR, relación de fuerzas viscosas a gravitacionales.
- Relación WAG: puede ser atractivo usar la relación más alta para disminuir el volumen de gas miscible requerido. Los mejores volúmenes porosos de inyección resultarán en mejor producción de fluidos inyectados y una vida del proyecto más larga. Sin embargo, el requerimiento más bajo de gas puede compensar estas desventajas en aplicaciones específicas²⁸.

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 petróleo. El recobro de petróleo con fracción de gas de 20% fue casi el mismo recobro observado cuando se inyectaba 50% o 100% de gas²⁹.

En yacimientos mojados por agua y de mojabilidad mixta, el entrampamiento 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 inyectado³⁰.

²⁷ Russell t. Johns, Leonardo Bermudez. "WAG Optimization for Gas Floods Above the MME". SPE 84366. Octubre 2003

²⁸ Herbert L. Stone. "VERTICAL CONFORMANCE IN AN ALTERNATING WATER-MISCIBLE GAS FLOOD". SPE 11130. 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of The Society of Petroleum Engineers of AIME. New Orleans, LA. Sept. 26-29. 1982

²⁹ D. H. Tehrani, A. Danesh, K. S. Sorbie, G. Henderson, M. Sohrabi and M. I. J. van Dijke. "Water Alternating Gas Injection Studies – Phase 2". Improved Oil Recovery Research Dissemination Seminar. Aberdeen, 24 June 2003

³⁰ SURGUCHEV, L. y KRAKSTAD, O. S. "Optimum Water Alternate Gas Injection Schemes for Stratified Reservoirs". SPE 24646. Octubre 1992

El efecto del tamaño del bache de gas en el ciclo fue analizado en un número de trabajos que sugieren el incremento del factor de recobro con la disminución del tamaño de bache. Entre más grande sea el tamaño del bache, más bajo es el factor de recobro³¹.

³¹ P. Bedrikovetsky, G. M. Andrade, L. E. A. Ferreira and G. L. Menezes. "Optimization of Miscible Water - Alternate-CO2 Injection (Based on analytical model)". SPE/DOE 35390. Tenth Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa, OK. 21-24 April. 1996.

3. SELECCIÓN Y CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS DEL AREA PILOTO PARA EL CAMPO TELLO

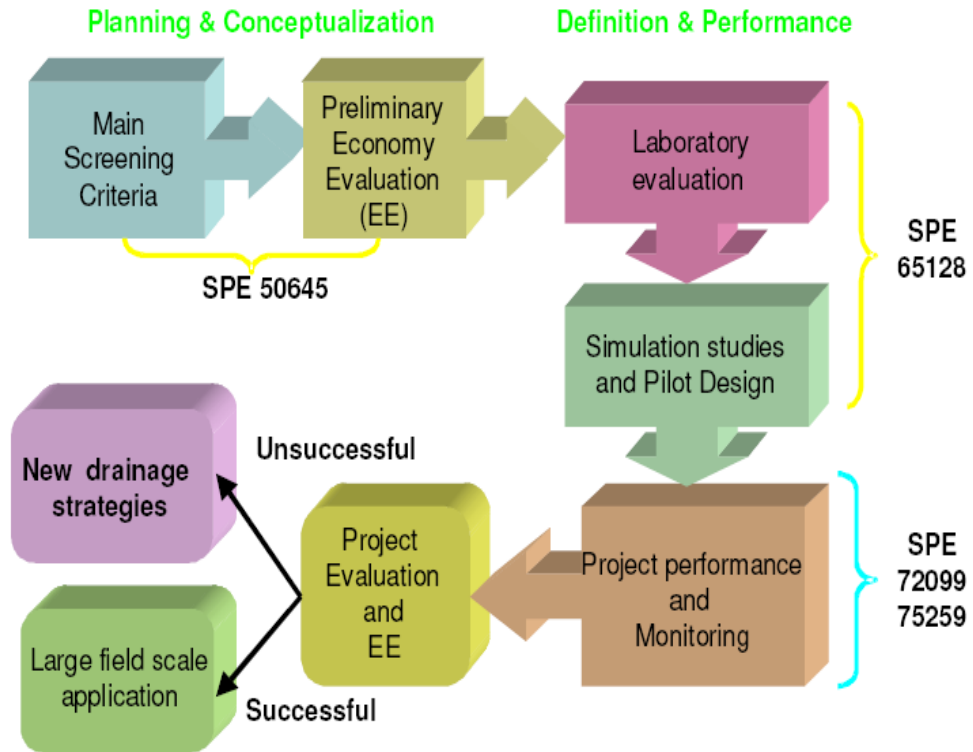
Cuando se está evaluando un proceso de recobro mejorado y en este caso específico del proceso WAG se debe llevar una secuencia lógica de la planeación del proyecto que permita tomar las mejores decisiones y a tiempo, el libro presenta en orden la secuencia de planeación y ejecución de las etapas que se han llevado a cabo para el proyecto piloto de WAG en el campo Tello.

En la figura 25 se presenta un esquema de las etapas que se deben seguir para el estudio e implementación de un proceso de Recobro Mejorado que puede servir de guía para un proyecto de inyección WAG.

La primera etapa que se refiere al “Screening Criteria”, fue estructurada para los sectores del yacimiento que han sido invadidos por la inyección de agua y que requieren la aplicación de un proceso de recobro mejorado. La segunda fue sustentada por la empresa HOCOL con los datos de equipos, de infraestructura, requerimientos de gas, instalación de líneas para gas y otros equipos y actividades necesarias para la implementación del proyecto en el campo Tello, basados en la experiencia que tienen del proyecto implementado en el campo San Francisco, Colombia.

Siguiendo con el orden se encuentra que es necesaria la realización de los análisis de laboratorio, en cuanto a pruebas de desplazamiento, permeabilidades relativas y si se define que el proceso es miscible se requiere de comportamiento de fases en análisis PVT.

Figura 25. Etapas de seguimiento para un proceso de Recobro Mejorado.



Fuente. SPE 78332 Selección of EOR/IOR Opportunities Based on Machine Learning Vladimir Alvarado, SPE, PDVSA-Intevp, Aaron Ranson, PDVSA-Intevp, Karen Hernández, PDVSA-Intevp, Eduardo Manrique, SPE, PDVSA-Intevp, Justo Matheus, PDVSA-Intevp, Tamara Liscano, FUNDATEC, Natasha Proseri, PDVSA-Intevp.

3.1 ANALISIS DE LABORATORIO DEL PROCESO WAG

En base a los resultado de un estudio realizado por el Instituto Colombiano del Petróleo –ICP en diciembre de 2002, en el cual se presenta la evaluación de pruebas de desplazamiento de procesos de inyección alternada gas – agua a través de núcleos nativos del campo Tello con el fin de determinar la influencia de la relación volumétrica agua / gas inyectada en el factor de recobro y la selección

del mejor esquema de inyección aplicando este tipo de proceso de recobro mejorado de petróleo.

En esta sección se presenta un resumen de los resultados obtenidos en el estudio realizado por el ICP en el año 2002.

Estas pruebas no se realizaron simultáneamente con la simulación numérica por lo que no se presentó dicha interacción que permitiría ajustes. Las pruebas fueron conducidas desde condiciones iniciales de yacimiento (Presión de 3500 psi) y luego se simuló el desplazamiento Inyección de Agua para llegar a condiciones de corte de agua para la fecha del año 2002 (80%), a partir del cual se iniciaron los diferentes desplazamientos WAG y posteriormente al completar los ciclos alternados se continuó con la inyección continua de agua al mismo caudal de inyección inicial.

El muestreo de agua y crudo en campo se realizó en el pozo Tello 56, teniendo en cuenta que se ubica en el sector que se tiene seleccionado para la aplicación del proceso WAG. Adicionalmente se tomaron muestras del gas de producción del campo Tello en el separador general a una presión de 60 psi y gas del campo Río Ceibas a una presión de 258 psi en la línea de entrada del gas en el campo Tello.

Con el fin de obtener muestras representativas del medio poroso del yacimiento se escogieron 10 núcleos de los pozos Tello Norte 01 (Profundidades 8508', 8519', 8542', 8560', 8570', 8574', 8587' y 8594') y Pozo Tello 04 (Profundidades 8616' y 8628'). En este caso se tuvieron en cuenta las principales arenas productoras de la Lámina A así como la conectividad de éstas con las arenas de los pozos inyectoros Pozo Tello 04, 07, 49 y en un futuro el pozo Tello 60. Se desarrollaron pruebas de desplazamiento en núcleos nativos, una curva base de inyección de agua y cinco desplazamientos WAG que se describen en la tabla 9.

Los desplazamientos del proceso WAG se realizaron a caudal constante de 2.16 y 3.88 cm³/min para la inyección de agua y el gas respectivamente.

El %VP de gas a inyectar fue superior al 50% distribuido en 10 y 16 ciclos y la relación volumétrica fue variada desde 0.1 a 0.3, muy bajas comparadas con lo obtenido en la literatura pero los resultados en incremento de producción fueron satisfactorios.

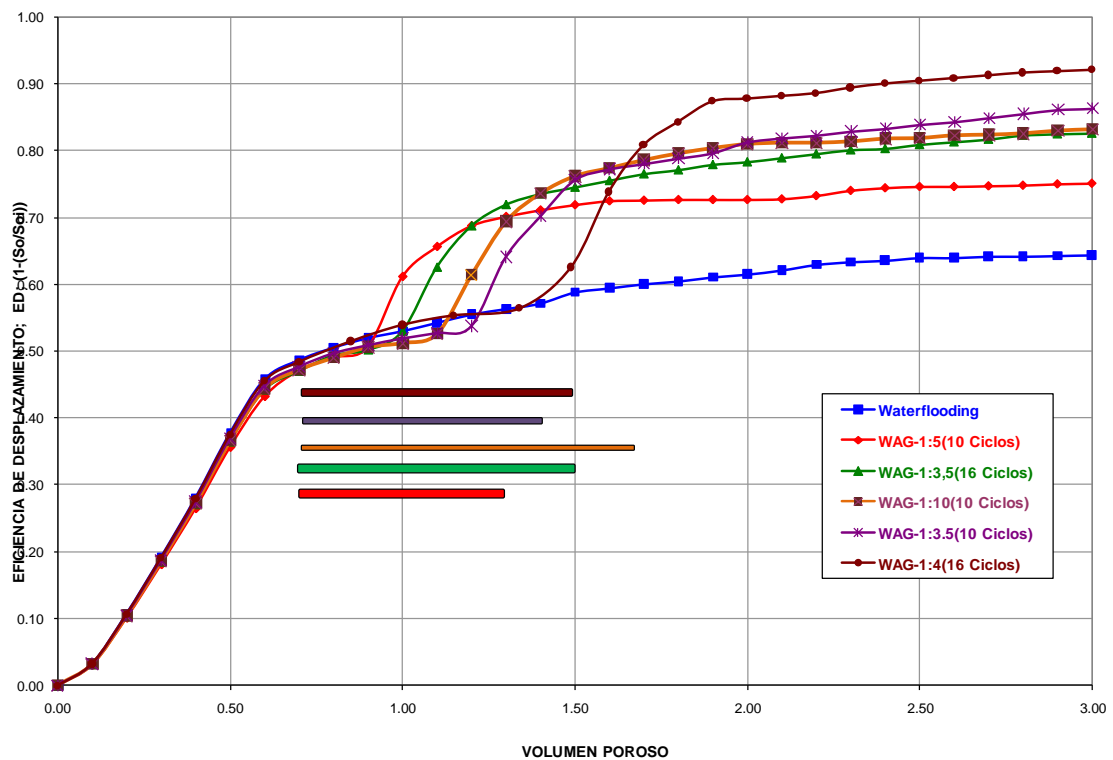
Es importante tener en cuenta que en el caso de pruebas de desplazamiento a través de núcleos, el equipo brinda las condiciones necesarias para que las variables estén bien controladas y los efectos que en dado caso como segregación gravitacional o digitación no son tan evidentes.

Tabla 9. Resumen de las pruebas de desplazamiento a través de núcleos.

Desplazamiento	Número de ciclos WAG	Volumen poroso inyectado		Relación WAG ADIM, %VP AGUA / %VP GAS
		Agua	Gas	
WAG 1	10	0.1	0.5	0.2
WAG 2	16	0.16	0.56	0.3
WAG 3	10	0.1	1	0.1
WAG 4	10	0.16	0.56	0.3
WAG 5	16	0.16	0.64	0.25

En general se puede apreciar que las pruebas en medio poroso del WAG dan buenos resultados en cuanto a eficiencia de desplazamiento se refiere, en comparación con la inyección de agua. Los cinco ensayos realizados no son suficientes para obtener un comportamiento que pueda definir la sensibilidad de las variables que afectan el proceso WAG, como son la relación volumétrica, número de ciclos WAG, tamaño del bache de gas y caudal de inyección de gas³².

Figura 26. Eficiencia de desplazamiento a través de núcleos del campo Tello.



Fuente: Recobro Mejorado por inyección de Agua Alternada con gas WAG para el campo Tello, Instituto Colombiano del Petróleo, Diciembre de 2002.

³² Recobro Mejorado por inyección de Agua Alternada con Gas WAG para el campo Tello, Instituto Colombiano del Petróleo, Diciembre de 2002. NOTA: La información correspondiente al análisis de laboratorio fue tomada de este informe.

3.2 SELECCIÓN Y EVALUACIÓN DEL AREA PILOTO

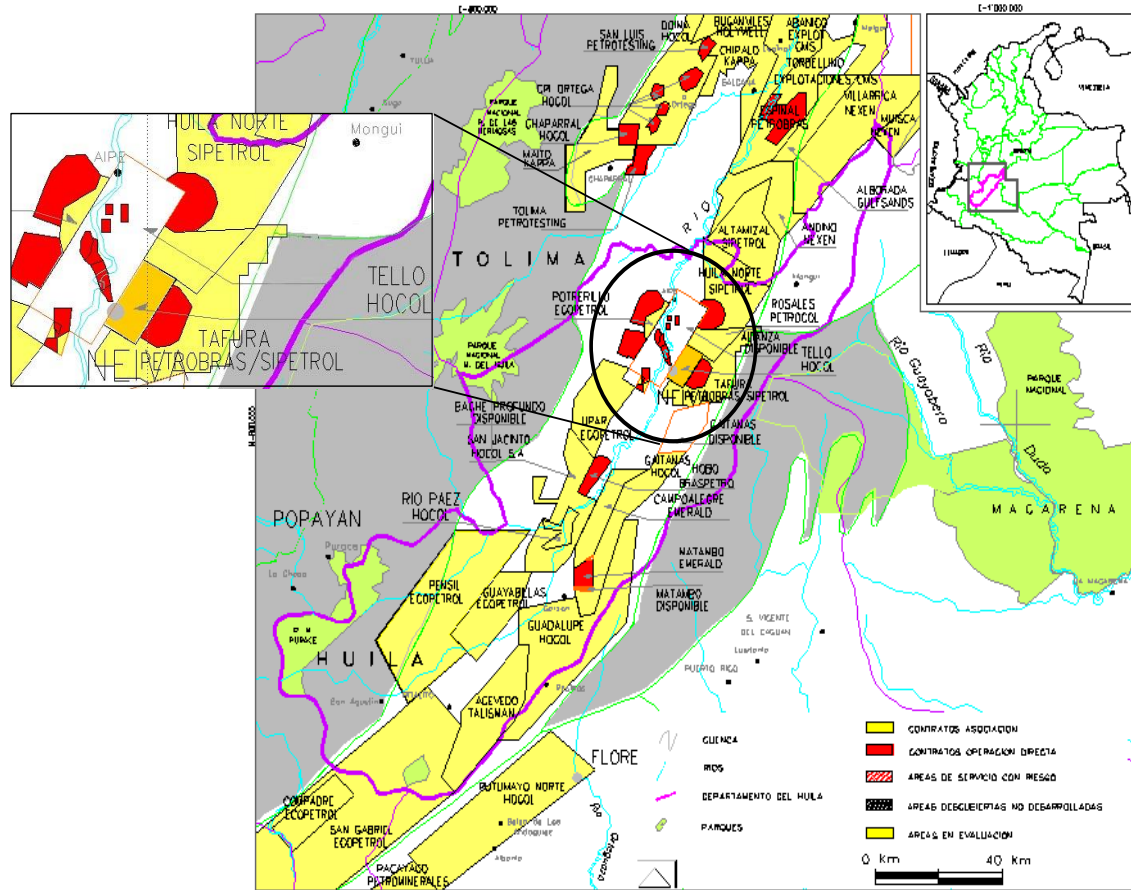
Para realizar la selección del área piloto en la inyección de un proceso de recobro mejorado se requiere hacer una evaluación del comportamiento de todo el campo y determinar las áreas que ya tienen un proceso maduro de recobro secundario ya sea por inyección de gas o agua. En este análisis se hará una evaluación del comportamiento de la inyección de agua en el área piloto seleccionada.

3.2.1 Generalidades del campo Tello. El Campo Tello está ubicado al noreste de la ciudad de Neiva en el departamento del Huila, a tres kilómetros aproximadamente del casco urbano de la ciudad de Neiva, en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (Figura 27). La Subcuenca de Neiva se extiende desde el sur del arco de Natagaima hasta la población de Pitalito (Huila), entre las cordilleras Central y Oriental.

El Campo Tello fue descubierto con la perforación del pozo Tello 1 en marzo de 1972. En septiembre de 1997 en el Campo Tello se inicia el proyecto de inyección de agua, el desarrollo de la zona norte del campo y la perforación infill. Con este plan de desarrollo se incrementó notablemente la producción, así como también las reservas del campo y se alcanzó una producción máxima de 15.552 barriles por día, en marzo del 2001.

La Formación productora del Campo Tello es Monserrate. Actualmente, la producción del Campo Tello es de 7000 barriles diarios de petróleo con 33 pozos productores activos y nueve pozos inyectores (Marzo de 2008). 2 años La producción acumulada, en el Campo Tello, a Marzo de 2008 es de 97,6 millones de barriles y con los pozos activos actualmente se estima que la producción acumulada será de aprox. 111 millones de barriles en el año 2037.

Figura 27. Localización de los Campos Tello y La Jagua



La formación Monserrate, de edad Cretácea, es considerada el reservorio principal del campo Tello. El yacimiento se encuentra dividido en cinco láminas estructurales, separadas entre sí por fallas de cabalgamiento con un anticlinal asociado a cada una de ellas. Las cinco láminas estructurales han sido denominadas de este a oeste A, B, C, D y E.

Operacionalmente, con base en la respuesta de los registros y las características petrofísicas, la Formación Monserrate se ha subdividido en cuatro miembros: Kmb1, Kmb2, Kmb3 y KmC como se observa en la Figura 28.

3.2.2 Área piloto para el proceso WAG. El campo Tello tiene dos áreas que están afectadas por el proceso de inyección de agua y que son potencialmente candidatas para la inyección WAG.

Con el análisis general del campo y la información de las áreas del campo se puede identificar que el sector donde la inyección de agua está en proceso de madurez, corresponde al sector norte de la Lamina A y su área está delimitada en la figura 28. Este sector adicionalmente brinda las características estructurales de un piloto cerrado aislado que no tiene influjos a otras láminas del campo, condición importante para la implementación de un proceso WAG.

El desarrollo de este bloque inició con la perforación del pozo Tello 46 (Ene 1998) y en forma simultánea se inició la inyección de agua en el pozo Tello 49 (Dic. 1998). Luego se perforaron los demás pozos productores e inyectores en las siguientes fechas:

- T-58 julio 5 de 2000
- T-56 noviembre 23 de 2000
- T-57 diciembre 29 de 2001
- T-60 febrero 27 de 2003
- T-59 julio 1 de 2004
- T-61 agosto 22 de 2004
- T-62 diciembre 7 de 2007
- T-63 enero 2 de 2008
- T-65 junio 5 de 2008

Figura 28. Columna estratigráfica del campo Tello.

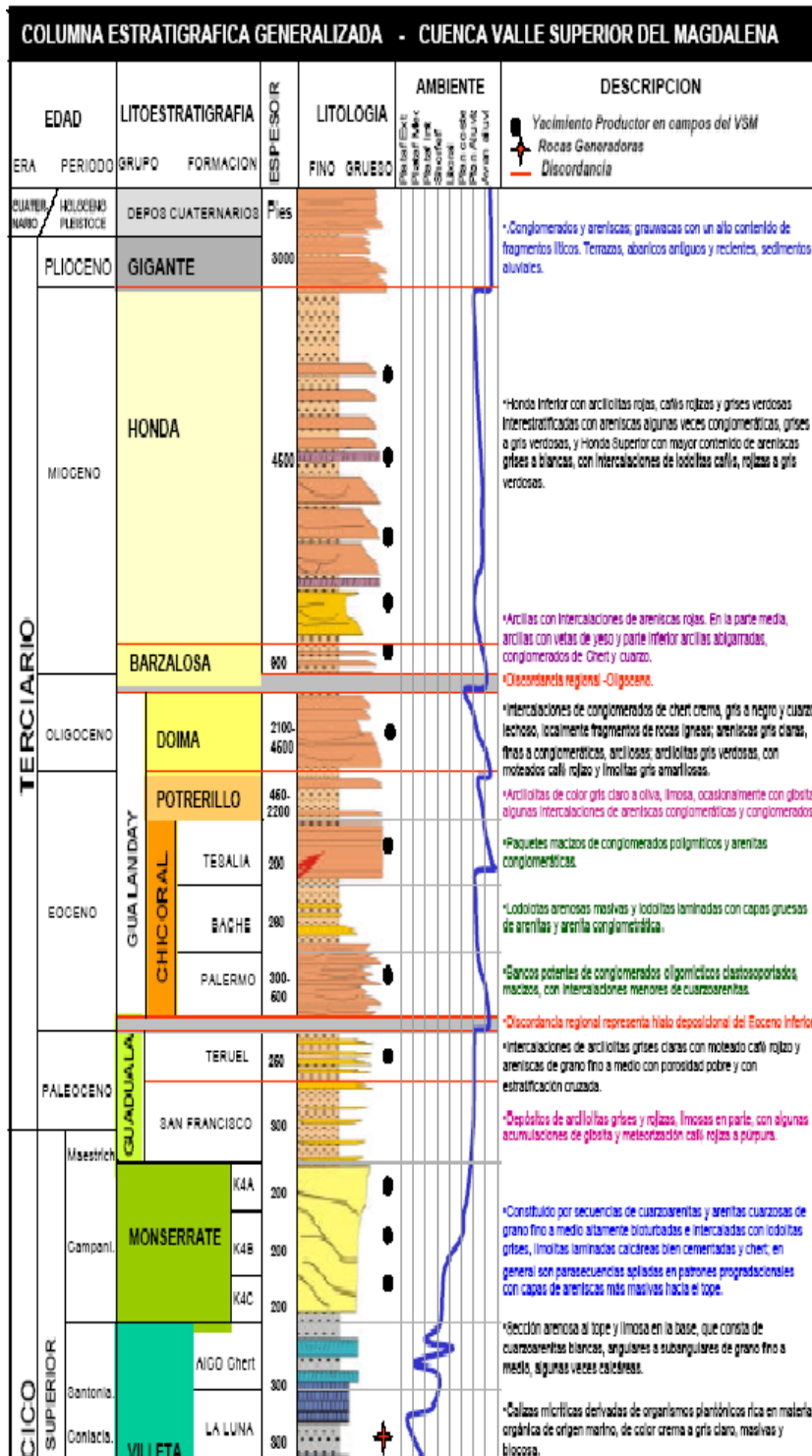
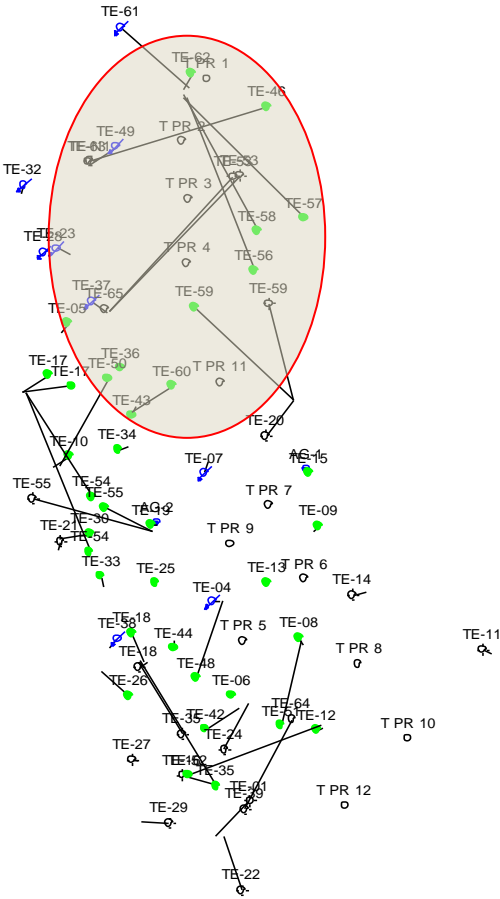


Tabla 10. Parámetros de yacimiento- Lámina A domo norte

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

El Domo Norte de la Lámina A está ubicado en el sector nororiental del campo Tello, como se muestra en la figura 29.

Figura 29. Lámina A domo norte y domo sur



En la figura 30 se presenta un plano de la distribución de los pozos en el área piloto donde se tienen los pozos inyectoros ubicados por debajo del contacto agua – aceite y los pozos productores casi en una misma línea de ubicación cerca a la delimitación del yacimiento.

3.2.2.1. Comportamiento inyección - producción domo norte

Los pozos perforados en esta lámina son en su mayoría altamente desviados ($>50^\circ$) y tienen alta productividad; la figura 31 muestra la influencia de inyección sobre la producción en el tiempo, se observa la influencia del pozo Tello 49st sobre el Tello 46 y sobre el pozo Tello 57 que fue perforado posteriormente, también se puede observar cómo la inyección del pozo Tello 49st los afecta los otros pozos productores perforados. En el año 2004 se perfora el inyector Pozo Tello 61, el cual afecta también a todos los productores que ya han estado bajo el efecto de la inyección.

Figura 30. Área piloto del yacimiento.

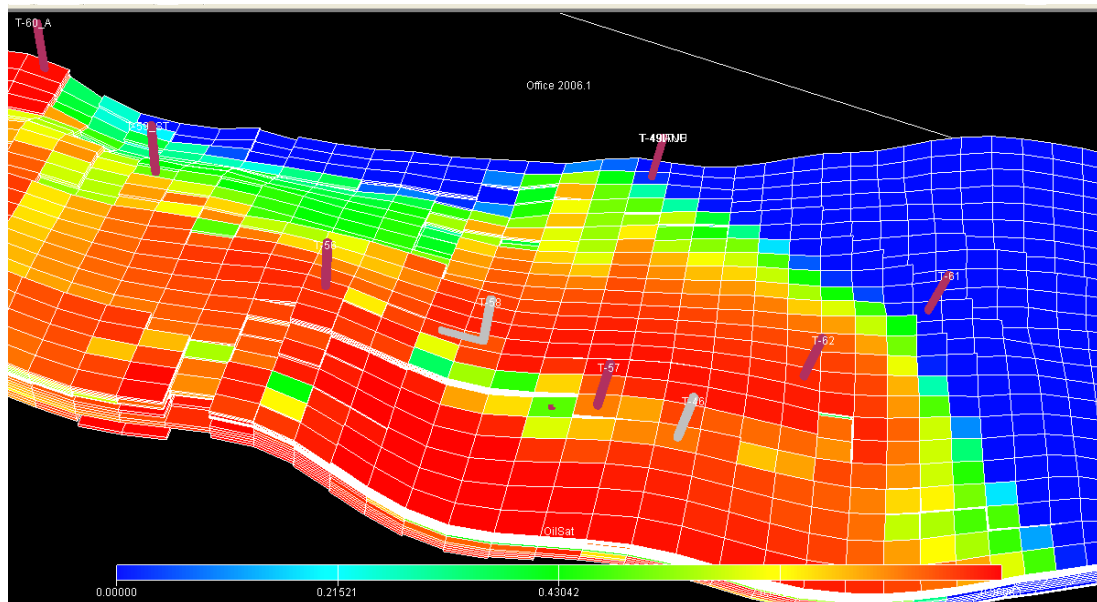
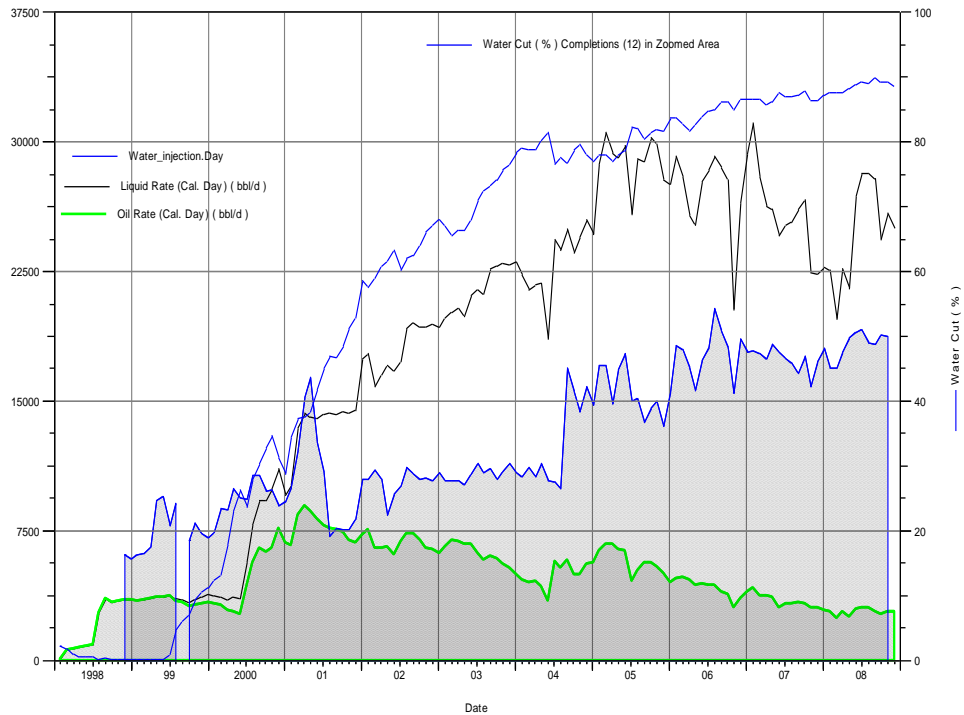


Figura 31. Comportamiento inyección - producción-domo norte



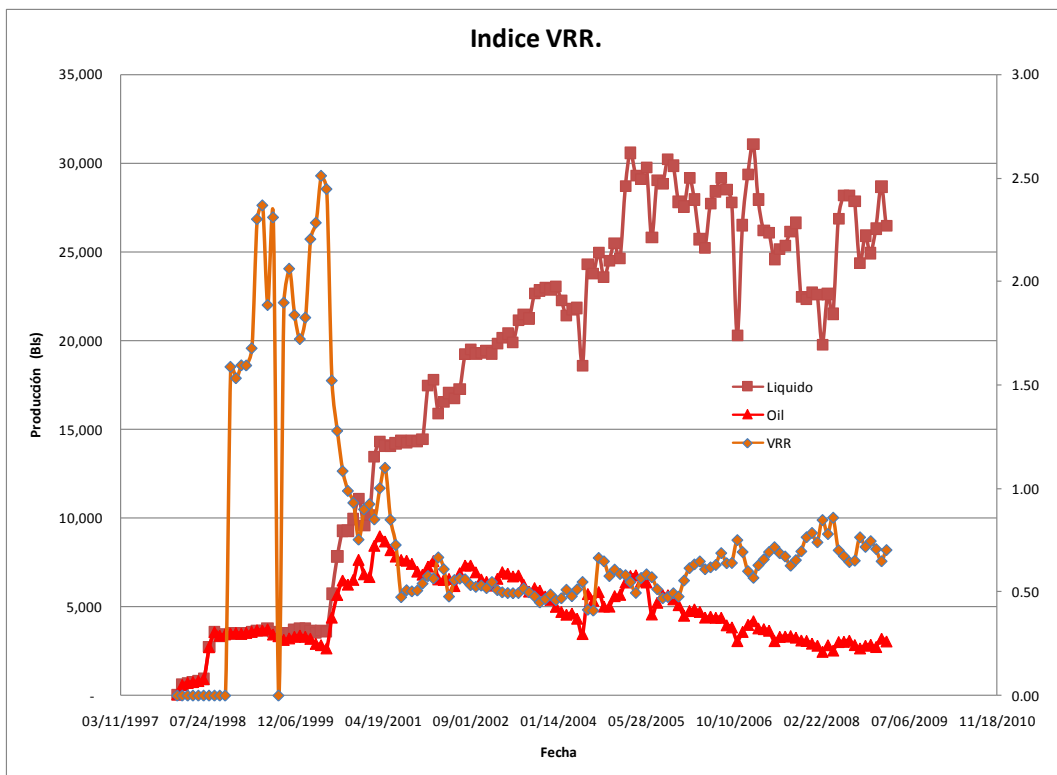
3.2.2.1.1. Evaluación del Índice de Vaciamiento – VRR.

En el sector norte de la Lámina A esta relación es de 0.85, esto significa que hay mayor extracción de líquidos en relación a los inyectados por lo cual se presenta una pérdida de presión en el yacimiento. Este sector requiere un mejoramiento de la estrategia de inyección y extracción, requiriendo balanceo de los volúmenes actuales de extracción e inyección o mayores volúmenes de inyección.

La disminución de presión presentó un desbalance con la perforación del pozo Tello-60, que inició con un bajo corte de agua y se incrementó rápidamente hasta llegar a un 98%. Actualmente el alto caudal de producción del pozo T-60 genera un desequilibrio en los otros pozos productores y la declinación aumentó después de perforado este pozo, (ver figura 31).

El piloto WAG seleccionado se caracteriza por ser un patrón que se puede definir como periférico porque estando los pozos inyectoros ubicados en el centro del campo, su efecto es en una sola dirección, desde el occidente hacia el oriente donde están los pozos productores y no tiene pérdida de agua a las otras laminas del campo por una falla sellante que se ubica cerca al pozo Tello 49 y Pozo Tello 60.

Figura 32. Índice de Vaciamiento-domo norte



4. SIMULACIÓN DEL PROCESO WAG PARA TELLO

4.1 AJUSTE HISTÓRICO

El ajuste histórico se realiza con el fin de obtener las mejores predicciones de simulación en el proceso WAG.

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

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

La simulación fue realizada en ECLIPSE 100, tipo Black Oil porque el tipo de desplazamiento es inmisible que no requiere de simulación composicional, involucra como datos las curvas de permeabilidad relativa agua petróleo y gas petróleo, considerando histéresis para los procesos de imbibición y drenaje. La saturación crítica de gas es de 0.15. El modelo estático tiene dimensiones que se presentan en la tabla 11, que comprende en el eje Z los intervalos cañoneados en cada pozo y se divide en 30 celdas en promedio de 6 ft con un neto promedio en pozo de 180 ft.

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

El modelo se considera como un modelo confinado, porque se ha identificado que la falla entre las laminas A y B es sellante y hacia el oriente el yacimiento está bien delimitado. El área para un proyecto piloto de WAG puede parecer alta, pero sus propiedades petrofísicas lo hacen viable, adicionalmente que tiene analogía con el área del proyecto piloto del campo San Francisco.

En cuanto a la presión, en la figura 33, se puede apreciar que se presenta un buen ajuste, pero después del 2003 no se tienen reportes de pruebas de presión por lo tanto solo se realizó hasta esta fecha. Posiblemente por la falta de datos de presión se puedan presentar cambios en el ajuste de la producción de fluidos, atribuidos principalmente a la falta de datos de presión en los años 2003 a 2008, motivado principalmente por la transición en la operación del campo entre dos empresas operadoras.

Tabla 11. Descripción de las dimensiones del modelo estático

DESCRIPCION	VALOR
Grid	23*101*30
X	50 m
Y	60 m
Z	2 m
Área Modelo	230 Acres
Profundidad	8200 ft
Espesor neto	180 ft

En la figura 34 se observa el ajuste de la producción de petróleo del piloto. El ajuste tiene una pequeña variación que se puede atribuir a la falta de datos de pruebas de presión o el ajuste de uno de los nuevos pozos perforados después del año 2002.

Figura 33. Ajuste de la presión en el área piloto

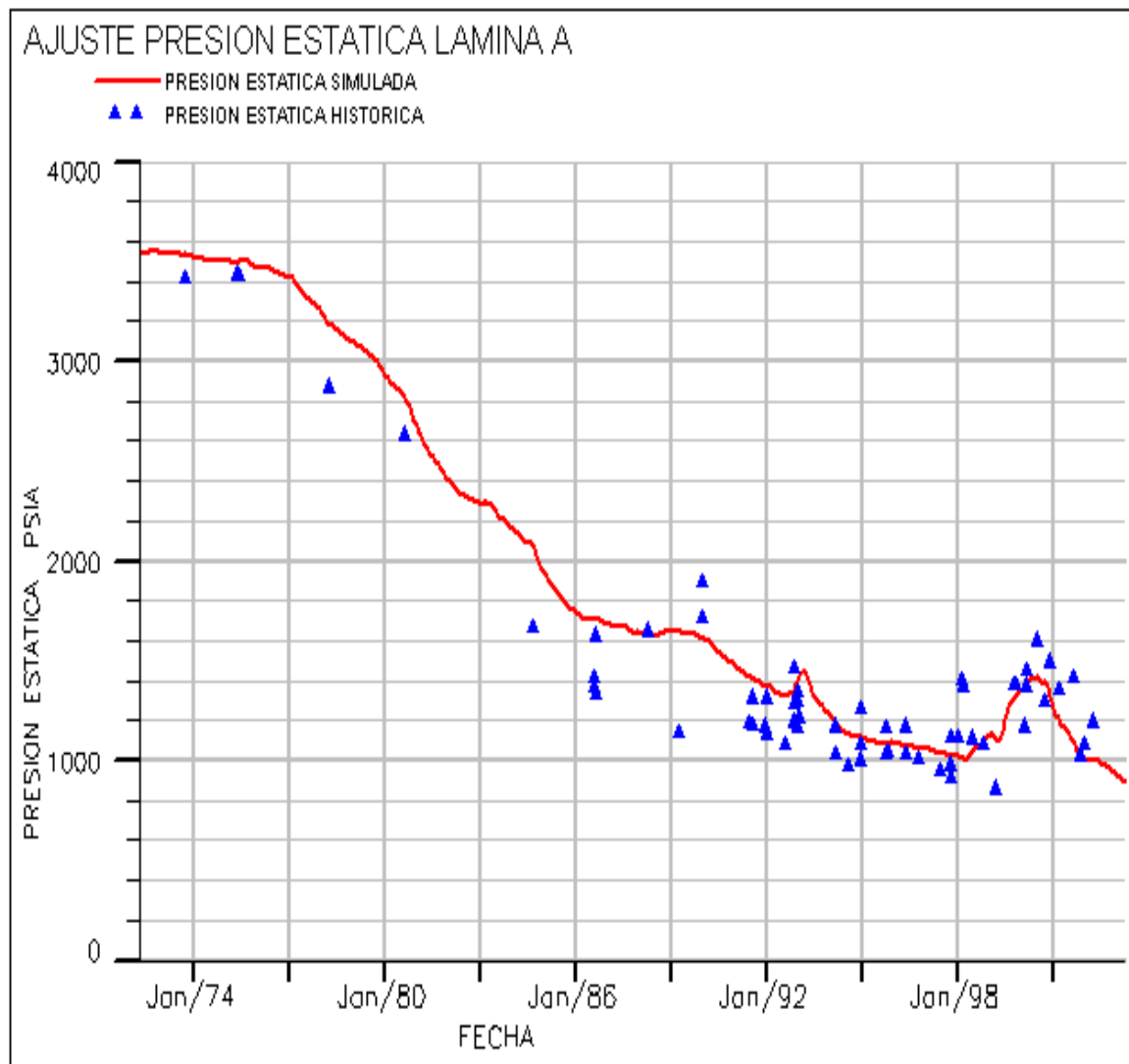


Figura 34. Ajuste histórico de la producción para el área piloto.



4.2 CORRIDAS DE SIMULACIÓN PARA EL PROCESO WAG EN EL PILOTO DEL CAMPO TELLO.

Para la realización de la simulación del proceso WAG es necesario determinar el caudal de inyección de gas equivalente a la inyección de agua que actualmente se tiene en cada uno de los pozos inyectoros, el ejercicio se realizó para una caudal de 9,000 bls de agua por día por pozo y se determinó su equivalencia, según la siguiente ecuación.

$$P1 \cdot V1 \cdot T2 \cdot Z2 = P2 \cdot V2 \cdot T1 \cdot Z1$$

Ecuación 7

1: Condiciones de Superficie

2: condiciones de yacimiento

Usando la ecuación se puede determinar el volumen de gas a condiciones de yacimiento

$$V2 = (P1*V1*T2*Z2) / (P2*T1*Z1) \quad \text{Ecuación 8}$$

En éste caso se realizó el cálculo para una caudal de gas de 1, 000,000 PCS/D, que equivale a 16,724 ft³/d a condiciones de yacimiento y luego esconvertido a barriles equivalentes dividiendo por 5.615; como resultado final se define que 1,000,000 PCS/D equivalen a 2,979 barriles equivalentes de líquido.

En la tabla 12 se presentan los cálculos siguiendo las ecuaciones 7 y 8. Tomando como base el caudal de inyección de agua por pozo de 9,000 BAPD entonces se necesita una caudal de inyección de gas de 50,535 ft³/d a condiciones de yacimiento, que equivale a 3, 021,643 PCS/D

De otra manera se puede decir que para este caso específico del campo Tello, un barril a condiciones de yacimiento equivale a 335 PCS.

En la tabla12, se presenta la equivalencia de caudal de inyección utilizada en la simulación WAG.

4.2.1. Simulación para determinar el efecto de la relación volumétrica WAG.

Las figuras 35, 36 y 37 corresponden a las simulaciones realizadas para seleccionar la mejor relación WAG, estas corridas son comparadas con la curva básica que corresponde a la simulación del comportamiento de la inyección de agua a las condiciones de 9000 BAPD promedio por pozo inyector y el nombre es "Piloto_WAG_Basic_2".

Tabla 12. Cantidad de gas a condiciones de yacimiento.

Volúmen		Presión	Temperatura	
		PSI	° F	° R
SCF/D	1,000,000	15	60	520
PC/D	16,555	1100	165	625
Barril equivalente a condiciones de yacimiento	2,948			

Inyección de agua por pozo	BAPD	9,000
FACTOR	BA/BG	3.05
INYECCION DE GAS POR POZO	PC/D	50,535
	SCF/D	3,052,476

Cada una de las corridas que aparecen en la tabla 13 corresponde a una relación WAG diferente usada para evaluar el efecto de la relación volumétrica, dejando constante el caudal de inyección y %VP total de gas inyectado variando así la relación volumétrica que finalmente se relaciona con el incremento del tamaño del bache de agua en los ciclos.

En la tabla 14 se presenta la correlación entre días de simulación y fechas para dar claridad en los análisis porque las figuras de simulación se presentan con días en el eje horizontal y se requiere tener una idea a qué fecha corresponde.

Tabla 13. Curvas de relación volumétrica WAG.

Nombre de la simulación en ECLIPSE	Relación WAG	% Volumen Poroso			Caudal de Gas MMSCF/D
		Total	Por Bache		
		Gas	Gas	Agua	
basic_2	-	-	-	-	-
1	0.5	23.7	2.37	1.2	3 (T-61); 3.7 (T-49)
2_1	1		2.37	2.4	
3_1	2		2.37	4.8	
4_1	3		2.37	7.2	
5_1	4		2.37	9.6	

Tabla 14. Equivalencia de días de simulación a fecha

DIAS	FECHA
-	1/04/1972
1.000	27/12/1974
2.000	22/09/1977
3.000	18/06/1980
4.000	15/03/1983
5.000	9/12/1985
6.000	4/09/1988
7.000	1/06/1991
8.000	25/02/1994
9.000	21/11/1996
10.000	18/08/1999

11.000	14/05/2002
12.000	7/02/2005
13.000	4/11/2007
13.180	2/05/2008
14.000	31/07/2010
15.000	26/04/2013
16.000	21/01/2016
17.000	17/10/2018
18.000	13/07/2021
19.000	8/04/2024
20.000	3/01/2027
21.000	29/09/2029
22.000	25/06/2032
23.000	22/03/2035

4.2.1.1 Análisis de Presión de yacimiento (FPR):

La Figura 35 muestra que hay un incremento en la presión del yacimiento, alcanzando un promedio de 80 psi por encima de la línea básica durante el proceso WAG, sin embargo la recuperación de la presión es más significativa con la simulación WAG_4-1, que corresponde a una relación WAG de 3 en donde se observa que alcanza presiones hasta de 100 psi aproximadamente.

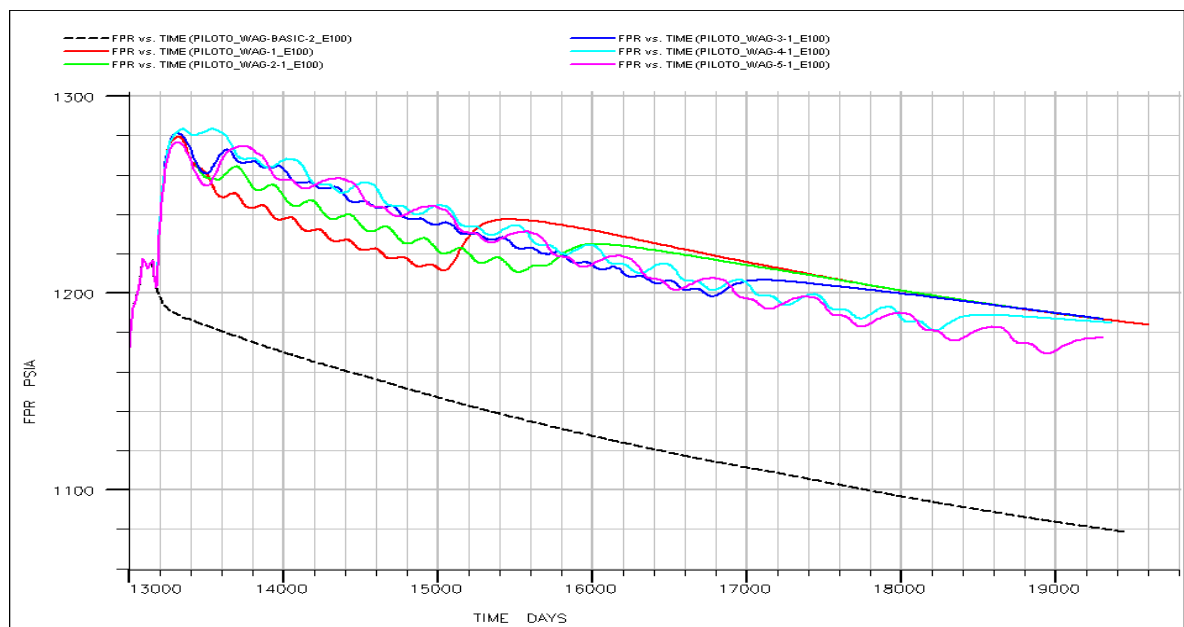
Al terminar cada proceso WAG, la presión tiene un incremento mayor al que se obtiene en los WAG alcanzando y manteniéndose en 100 psi, debido a la inyección de agua continua, ya que este fluido (agua) por ser mas viscoso que el gas y ligeramente compresible a condiciones de yacimiento contribuye al incremento de la presión de yacimiento.

A menor relación WAG hay más gas en cada uno de los ciclos y se presenta menos incremento de presión del yacimiento, debido al carácter compresible del gas.

4.2.1.2. Producción incremental de petróleo en el piloto (GOPT):

En La Figura 36 se presenta la producción incremental de petróleo para cada uno de los procesos WAG simulados en el piloto, se observa que a medida que se incrementa la relación WAG aumenta la producción incremental de petróleo, pero con el proceso con relación WAG de 0.5 no presenta un gran incremento y solo después de que se termina la inyección WAG de los 5 años se ven los resultados en la producción incremental.

Figura 35. Presión de yacimiento (FPR) Vs. Tiempo



La producción incremental de petróleo del piloto aumenta como respuesta a la movilidad del petróleo de las zonas contactadas por el gas o microscópicamente en barrido de los poros pequeños. A partir del tiempo de 13 años la tendencia de las curvas de producción se mantiene relativamente constante hasta el final de la simulación.

4.2.1.3. Caudal de producción de petróleo del piloto (GOPR):

En la Figura 37 se observa que la producción de petróleo del piloto tiene buena respuesta al proceso WAG y que se pueden tener resultados mejores si se utilizan relaciones WAG mayores que 1, pues la curva de producción de estas simulaciones tienen un comportamiento oscilatorio que sube cuando esta desplazando con agua y baja cuando se desplaza con el bache de gas, preferencialmente afectado por los efectos de presión de yacimiento dados por la inyección de cada fluido.

El caudal de producción de petróleo del piloto de cada WAG simulado, se incrementa al terminar cada uno de ellos, debido a los efectos generados por la inyección continua de agua con régimen de flujo ms viscoso que el que se presenta cuando tenemos los baches alternados con gas, y este efecto es menor cuando la relación es mayor porque existe un menor diferencial de densidades que la que se tiene cuando la cantidad de gas en cada ciclo es mayor. La viscosidad del agua contribuye a la eficiencia del barrido del gas y el petróleo atrapado en la formación sean desplazados al pozo productor.

Figura 36. Producción incremental acumulada de petróleo Vs Tiempo

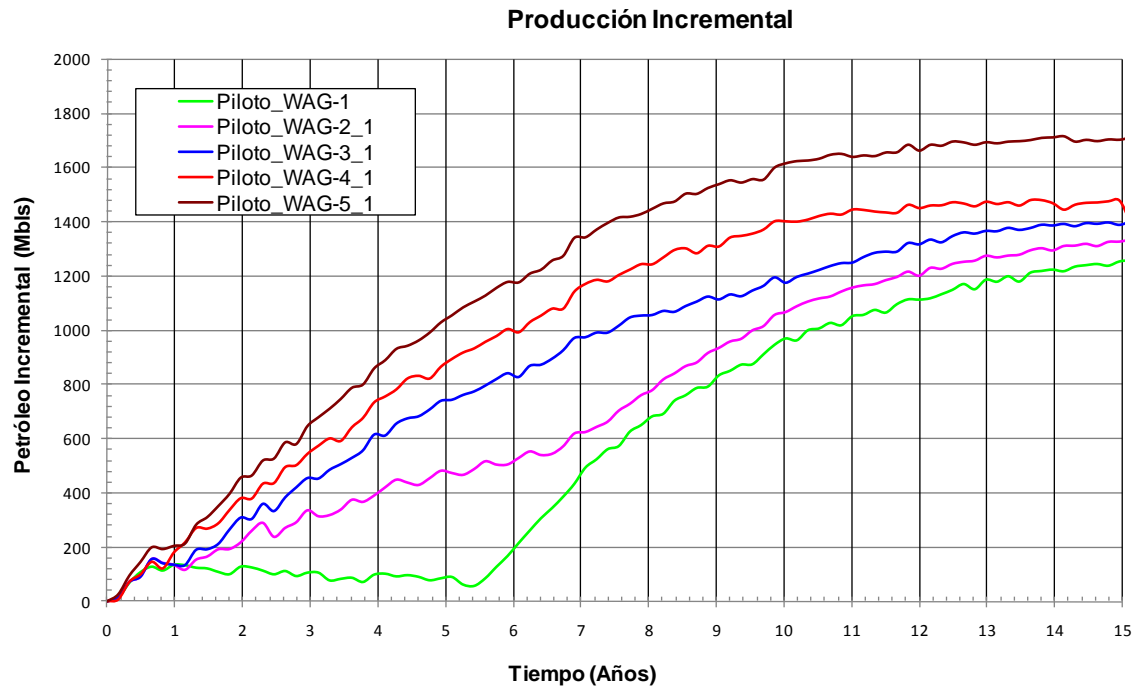
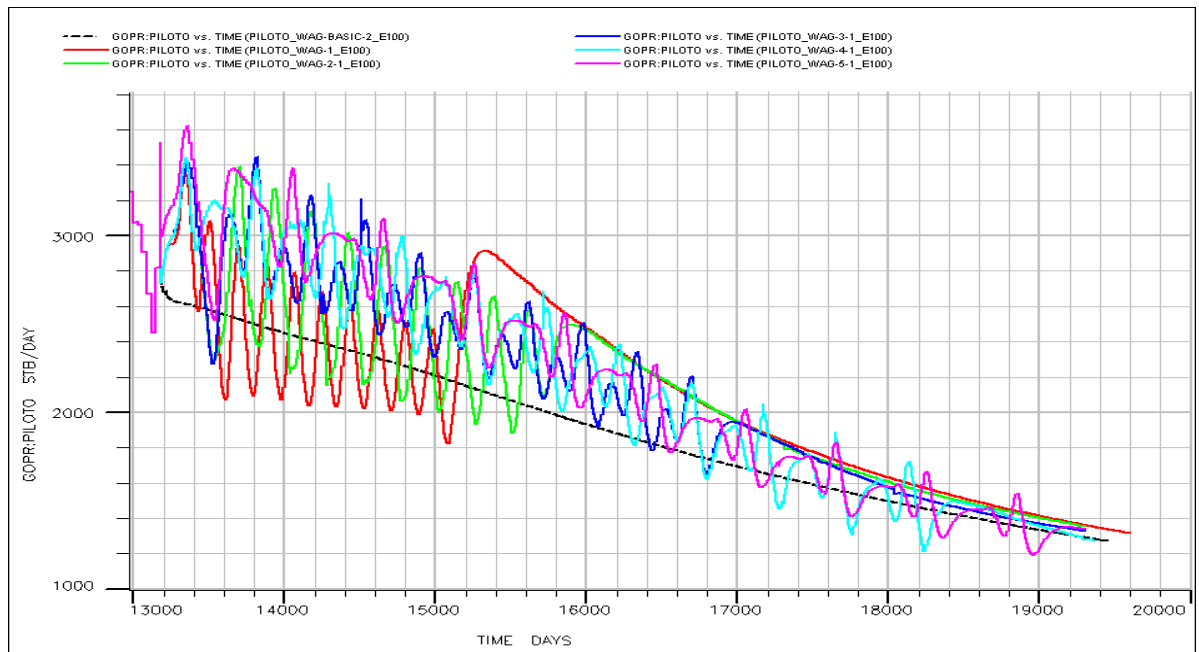


Figura 37. Caudal de producción de petróleo Vs. Tiempo



En el instante en el que se inicia el proceso WAG en estas simulaciones, la producción de petróleo alcanza su tope máximo, al utilizar una relación WAG de 4 con una producción de 3600 STB/D, y con las relaciones WAG de 3, 2, y 1 se obtiene una producción de 3,400 STB/D de petróleo.

La amplitud de la oscilación en la curva de producción de petróleo en la figura 37 se reduce con el incremento de la relación WAG, lo cual puede ser un indicativo de un control de producción de gas y la menor cantidad de gas que se inyecta lo que se indico en la presión del yacimiento que cuando se inyecta el bache de gas se reduce la presión y por este efecto el nivel de fluido en los pozos productores y lo contrario cuando se inyecta el bache de agua.

4.2.1.4. Análisis del control de producción del gas:

Relación WAG 0.5: En la figura 38, se observa la inyección y producción de gas, con la producción de petróleo. En el piloto se tiene tres caudales de inyección, una para el pozo T-60 de 3 MMSCF/D, T-49 de 3.7 MMSCF/D y 6.7 MMSCF/D en un tiempo cuando los dos pozos están inyectando al mismo tiempo que para efectos de disponibilidad de gas es muy probable que no se den las condiciones. Se puede apreciar que la producción de gas llega a valores promedio de 6.2 MMSCF/D, comparado con un promedio menor a 5 MMSCF/D de inyección, siendo evidente que esta relación de inyección no favorece el control de la movilidad del gas inyectado, se digita y se produce rápidamente en los pozos productores involucrados y sus resultados en producción de petróleo se reflejan en la línea roja con producción menor a la curva base cuando se inyectan los baches de gas y mayor cuando se inyecta el bache de agua, donde una producción incremental de 100 MSTB durante los cinco años que dura el proceso WAG, como se presento en la figura 36.

Relación WAG 1: En la figura 39, se puede apreciar que para la relación volumétrica de 1 el caudal de inyección es para el T-60 de 3 MMSCF/D y T-49 de 3.7 MMSCF/D, sin embargo ya en el segundo ciclo tenemos irrupción de gas en los pozos productores a un caudal de 4.2 MMSCF/D que sigue incrementando hasta un valor promedio de 5.53 MMSCF/D, siendo evidente que con esta producción de gas mayor a la inyectada no tenemos condiciones de buen control de la movilidad del gas. La producción de petróleo tiene un mejor comportamiento que la relación WAG 0.5, pero también cuando se inyecta el bache de gas la producción de petróleo llega a valores menores a la curva básica.

Relación WAG 2: El comportamiento de la producción e inyección para la relación WAG 2, se presenta en la figura 40 y permite identificar que para los caudal de inyección en el T-61 de 3 MMSCF/D y T-49 de 3.7 MMSCF/D, se puede apreciar que después del primer ciclo se presenta una irrupción temprana de gas hasta 4.3 MMSCF/D y luego disminuye a menos de 3.7 MMSCF/D en el segundo y tercer ciclo y en los demás ciclos se obtiene una producción promedio de gas de 4 MMSCF/D hasta el final de los diez ciclos.

Relación WAG 3: En la figura 41, se puede identificar que la irrupción a caudales iguales a las inyectadas se obtienen después del tercer o cuarto ciclo de inyección, sin embargo no es un buen indicador de control de movilidad del gas inyectado, lo que demuestra que se necesita un mayor tamaño en el bache de agua para mejorar el control de producción. Después del octavo ciclo se tienen picos de producción de petróleo por debajo de la curva base, que permite deducir la baja eficiencia en el proceso a partir de este punto.

Cada vez que la relación aumenta el comportamiento en la producción de petróleo se mejora y por ende la producción incremental, como se aprecia en la figura 36.

Figura 38. Caudal de producción e inyección de gas para la relación WAG 0.5

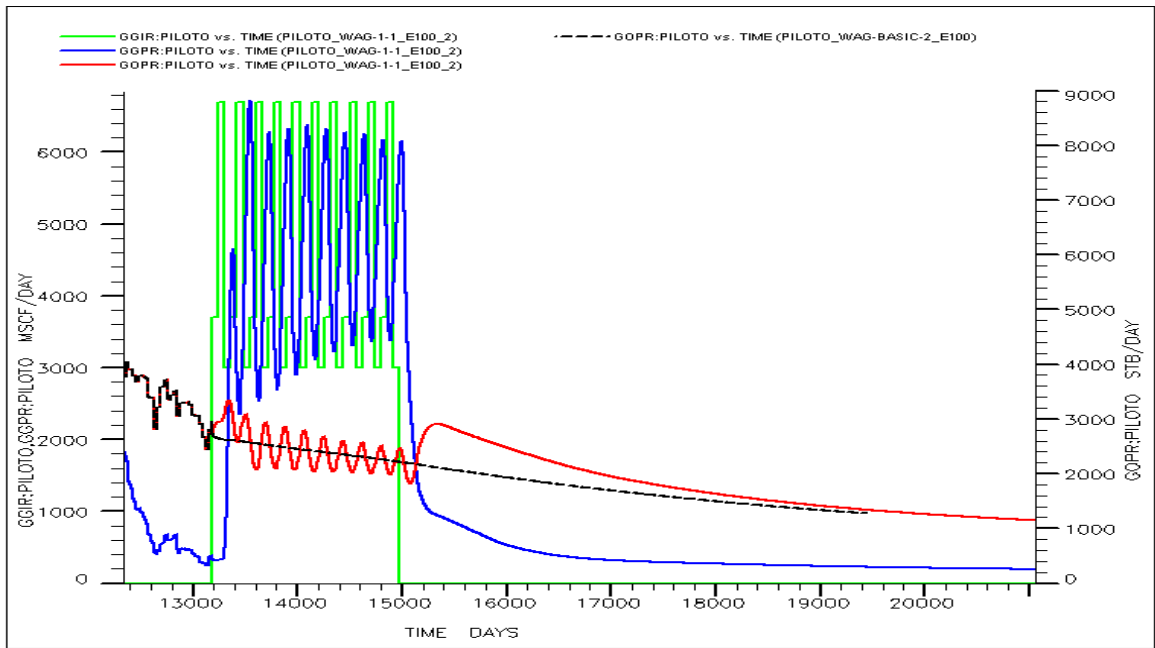


Figura 39. Caudal de producción e inyección de gas para la relación WAG 1.

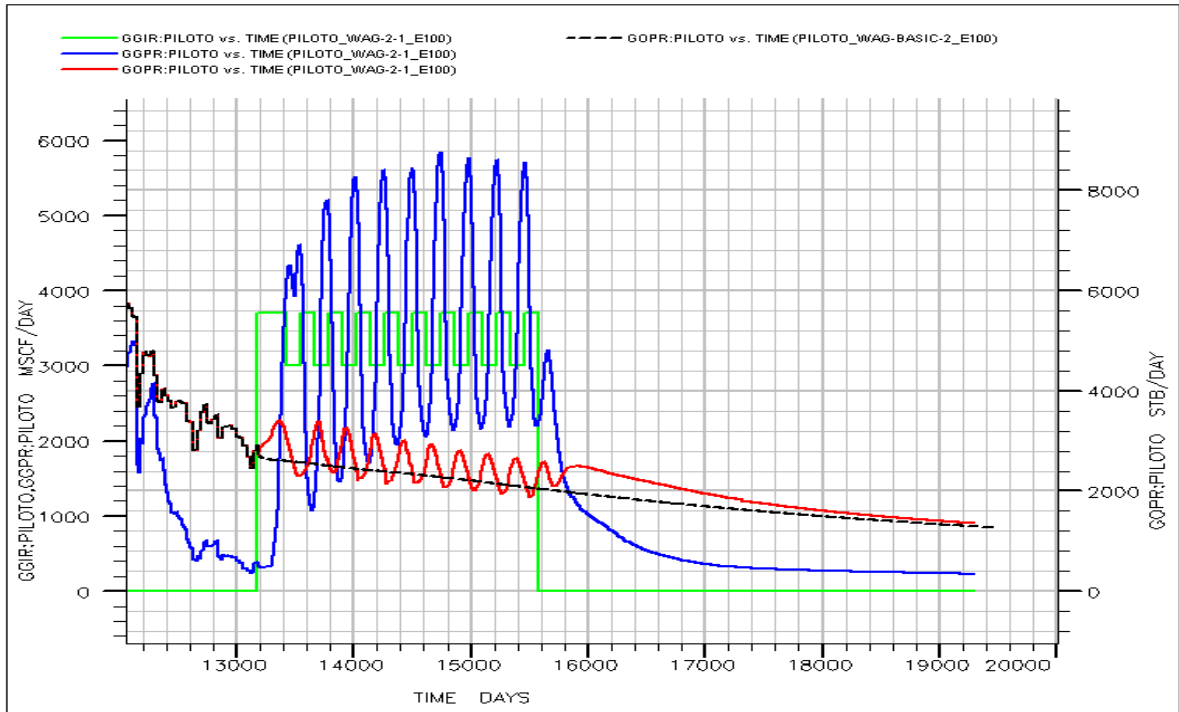


Figura 40. Caudal de producción e inyección de gas para la relación WAG 2.

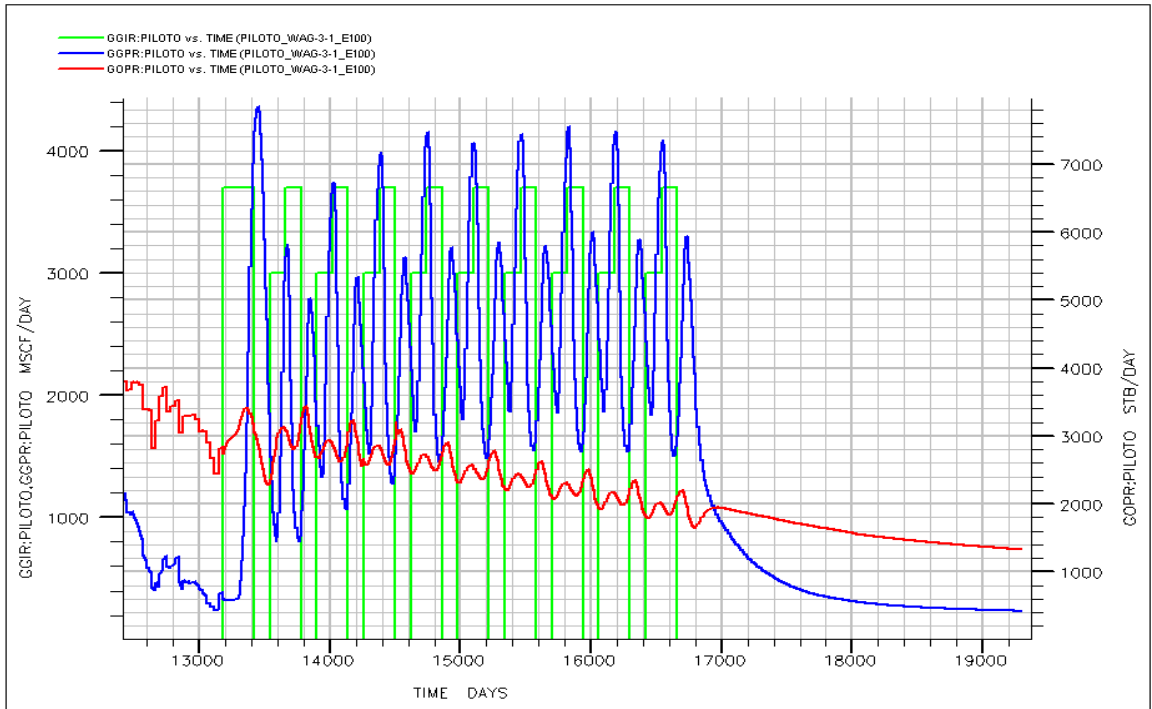
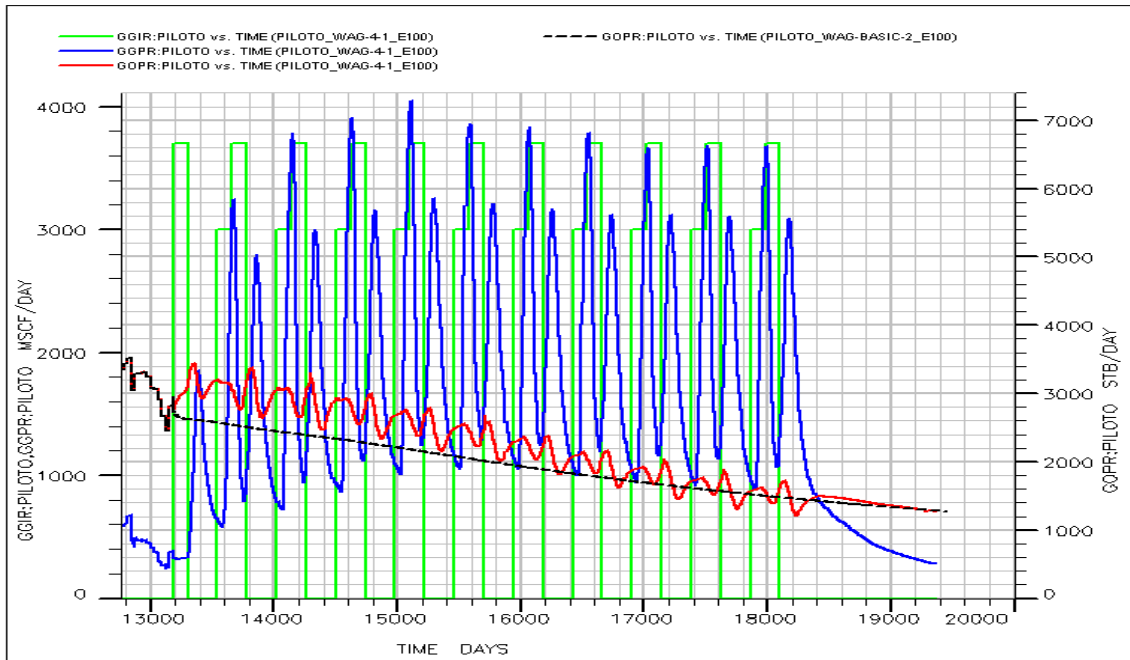


Figura 41. Caudal de producción e inyección de gas para la relación WAG 3



Relación WAG 4: En la figura 42, nuevamente se puede ver el efecto de irrupción temprana después del primer ciclo como en la relación WAG 2, pero después del segundo ciclo la producción de gas estuvo por debajo del caudal de inyección, lo que permite deducir que se tiene un mejor control de la movilidad del gas después de cada ciclo, pero que todavía la producción de gas es alta y es ineficiente porque después del quinto ciclo la producción de petróleo es inferior a la de la curva base. Para obtener los mismos resultados a estas condiciones es necesario inyectar solo la mitad del gas en cinco ciclos, es decir el 11.8 %VP.

4.2.2. Simulación para determinar el efecto del volumen poroso de gas inyectado en el proceso WAG. Para determinar el efecto del volumen poroso total de gas inyectado contra la producción de petróleo, se realizaron simulaciones variando la cantidad total gas inyectado en todos los ciclos (%VPHC) y así seleccionar el óptimo, las corridas o simulaciones son comparadas entre sí y con una misma línea base de inyección de agua para observar el incremento con cada volumen poroso. El nombre de cada una de las corridas, junto con el volumen poroso es relacionado en la tabla 15:

Para evaluar el efecto en la producción de petróleo al variar el volumen poroso total de gas inyectado en todos los ciclos de cada una de las corridas WAG (afecta directamente el tiempo de inyección), se mantuvo constante la relación WAG de 4, caudal de inyección de gas de 3 y 3.7 MMSCF/D y de agua de 9000 y 11000 BAP/D por pozo y el número de ciclos de 10.

Figura 42. Caudal de producción inyección de gas para la relación WAG 4

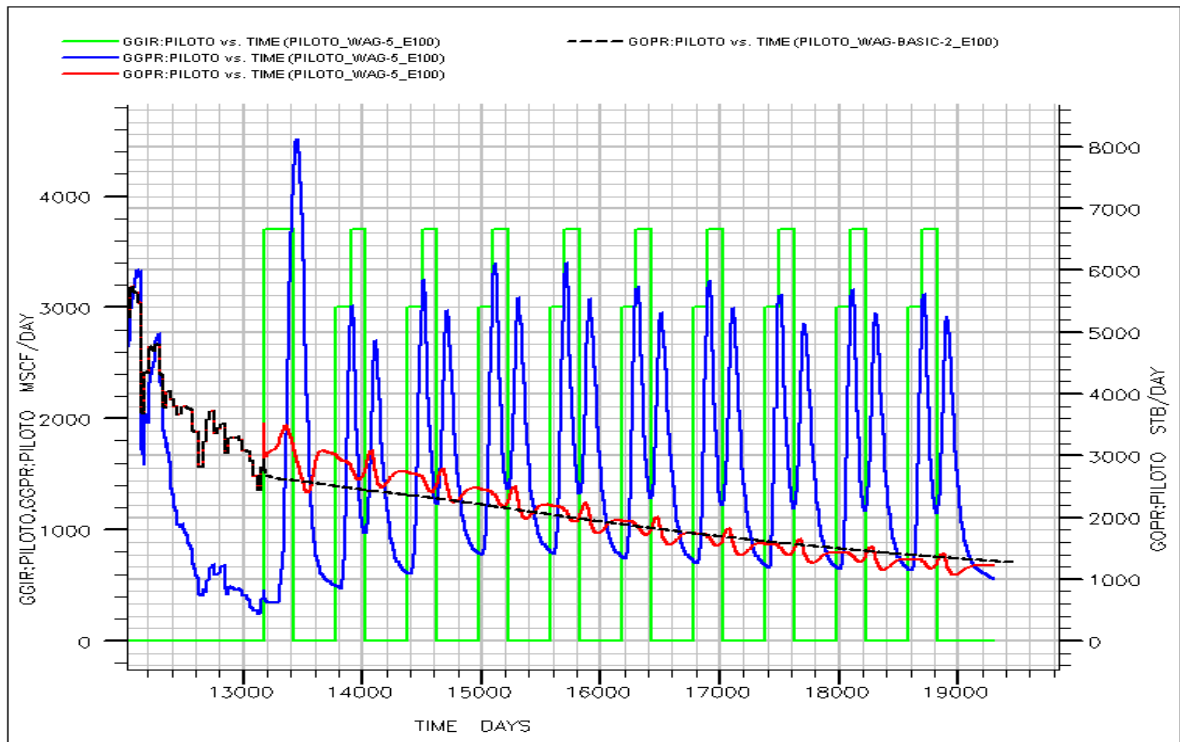


Tabla 15. Curvas de volumen poroso de gas inyectado.

Nombre de la simulación en ECLIPSE	Relación WAG	% Volumen Poroso			Caudal de Gas MMSCF/D
		Total	Por Bache		
		Gas	Gas	Agua	
basic_2	-	-			-
6_1	4	5.91	0.59	2.4	3 (T-61); 3.7 (T-49)
7_1		11.83	1.18	4.8	
5_1		23.65	2.37	9.6	
9_1		35.48	3.55	14.4	

4.2.2.1 Análisis de la presión de yacimiento (FPR):

La presión de yacimiento variando el volumen poroso de gas inyectado muestra (Figura 43) que aproximadamente a los 200 días después de haber iniciado el proceso WAG se alcanza el pico máximo de presión a 1290 psi, con volúmenes porosos de gas inyectado de 35.45%, 11.83% y 5.91% y son estos los que presentan los mejores resultados en incremento de producción, el incremental de presión se conserva igual al que se obtuvo con la simulaciones para la relación WAG (100 PSI).

El mayor incremento 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% de volumen poroso, pero a los 18000 días, (4820 días después de iniciar del proceso WAG) la presión para cada uno de estos dos volúmenes porosos se iguala y se mantiene constante a 100 PSI por encima de la curva básica.

Con volúmenes porosos grandes (23.65% y 35.49%), la presión se mantiene con un valor más bajo (85 PSI aprox.) que con volúmenes porosos pequeños, siendo un comportamiento característico de una mayor saturación de gas que puede estar recirculando o que ya ha sufrido irrupción en el pozo productor.

4.2.2.2. Producción incremental acumulada de petróleo del piloto:

La mayor producción incremental de petróleo en el piloto se obtiene cuando se utiliza un volumen poroso de 5.91%. Con la inyección continua de agua se habrían producido aproximadamente 28.4 MMSTB para el día 19000 (5820 días después de iniciar el proceso WAG), mientras que a la misma fecha aplicando el proceso WAG, se obtienen aproximadamente 30.2 MMSTB, es decir 1.8 MMSTB más que con sólo la inyección de agua.

Figura 43. Presión de yacimiento (FPR) Vs Tiempo

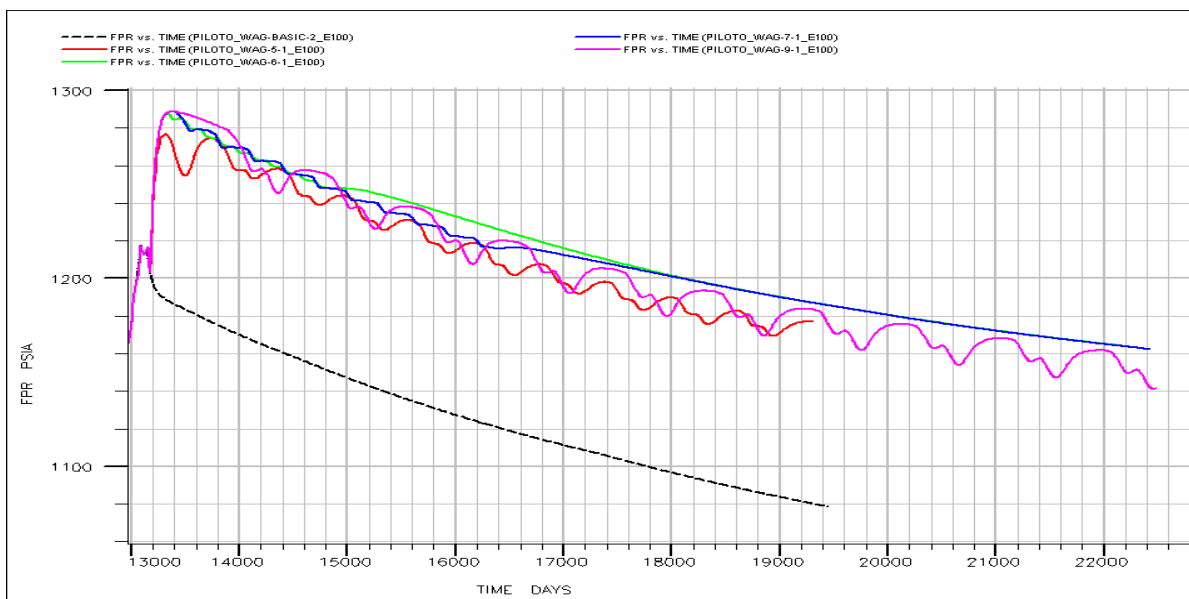
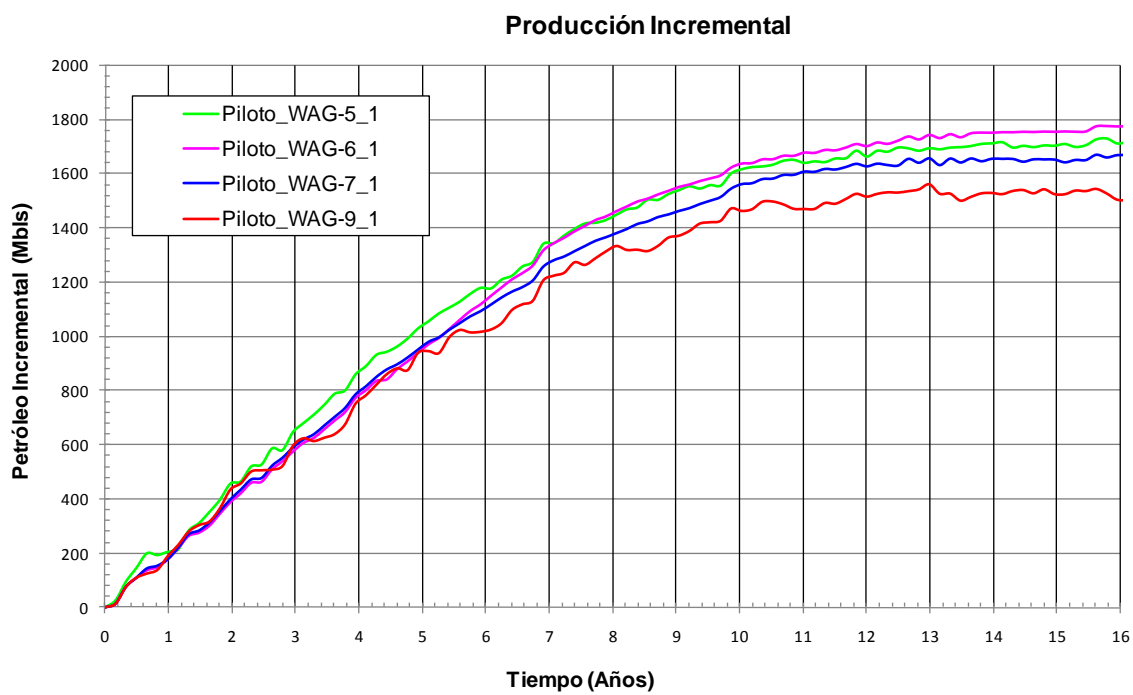


Figura 44. Producción incremental de petróleo Vs Tiempo



El volumen poroso de 35, 23, 11.8 y 5.91 de gas inyectado, muestra resultados eficientes durante un tiempo, desde el inicio del proceso WAG hasta pasados 13 años la producción incremental en cada proceso es: 1741, 1693, 1654 y 1564 MSTB respectivamente, como se puede apreciar en la figura 44, a menor volumen poroso inyectado mayor es la producción incremental y por factor económico es ventaja para el proyecto por menor consumo de gas y menores costos de compresión.

4.2.2.3. Caudal de producción de petróleo del piloto:

En la figura 45, se observa que los picos de producción de petróleo más altos se presentan cuando se usan volúmenes porosos grandes (23.65% y 35.49), pero también a estos mismos volúmenes porosos, el caudal de petróleo muestra los picos más bajos cuando se inyecta el bache de gas, por esta razón la producción acumulada incremental de petróleo del 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.

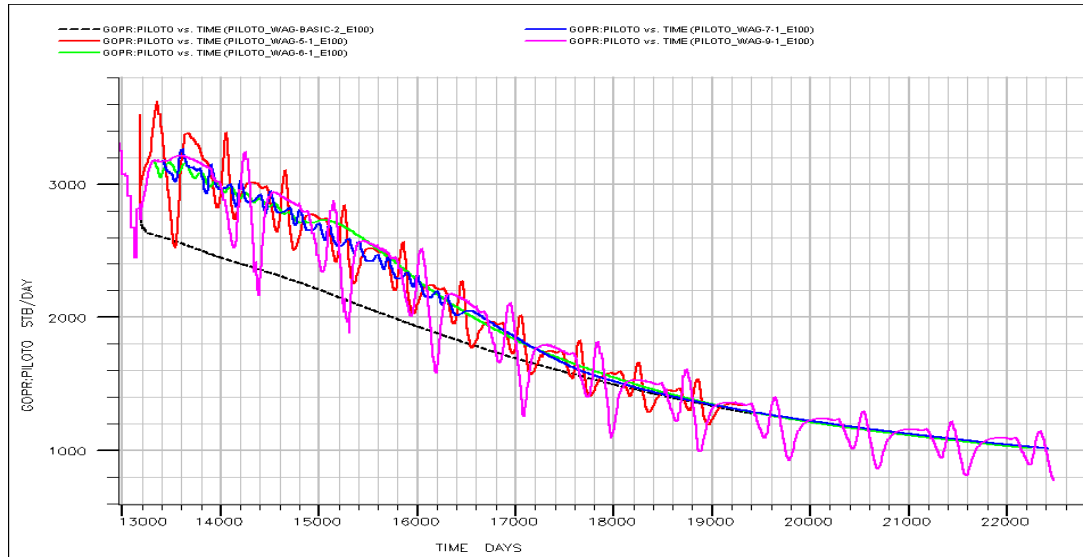
El caudal de producción de petróleo tiene su mejor comportamiento cuando se utilizan volúmenes porosos pequeños (5.91% y 11.83%), pero el más eficiente de los dos se da cuando se utiliza menos gas (5.91%). La curva presenta menor oscilación debido a la menor cantidad de gas que se utiliza en cada ciclo y puede controlar su movilidad del desplazamiento de fluidos a través del yacimiento.

4.2.2.4. Análisis del control de producción del gas:

En la figura 46, se puede ver el comportamiento de la producción e inyección de gas para el caso de incremental al 35 % VP de gas a inyectar con una relación de 4 y un caudal de 3 y 3.7 MMSCF/D en los pozos inyectoros y se puede apreciar que el caudal de producción de gas es muy parecido al que se obtuvo en la relación WAG de 2 (Ver figura 40), con un bajo control de producción y después

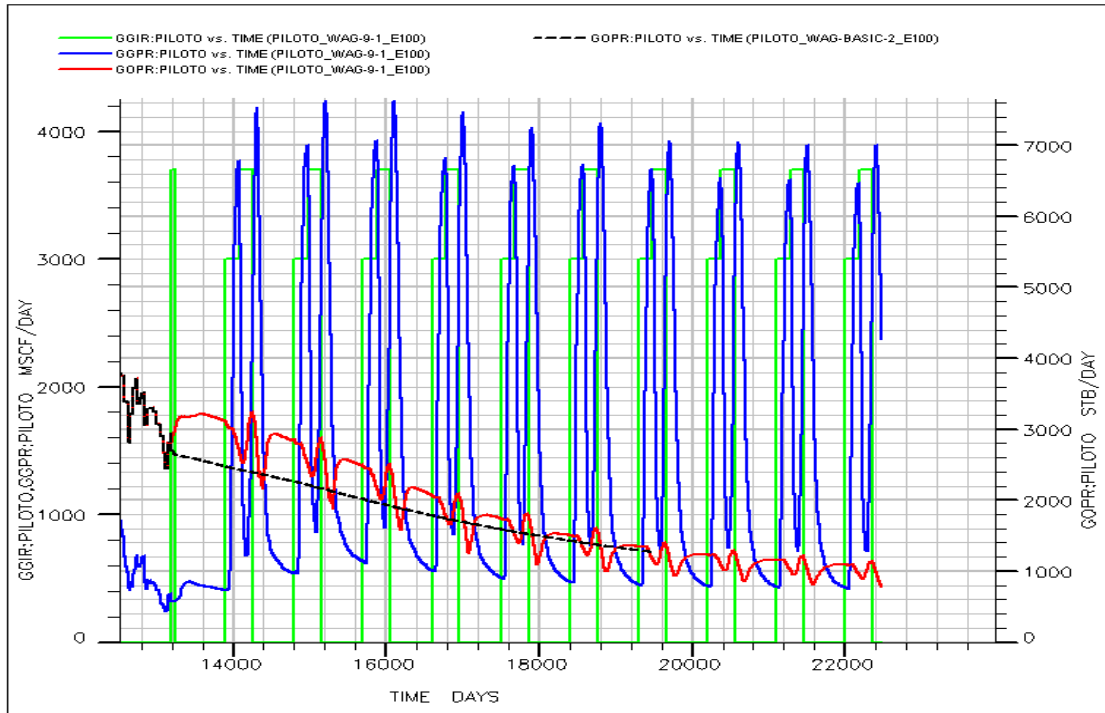
del quinto ciclo la producción de petróleo igual o menor a la curva base, deduciendo así que para estas condiciones ya se está inyectando en exceso un 17%VP de gas.

Figura 45. Caudal de producción de petróleo Vs. Tiempo



En la figura 47, se puede ver el comportamiento de la producción e inyección de gas para el caso de incrementar al 5.91 % VP de gas a inyectar con una relación de 4 y un caudal de 3 y 3.7 MMSCF/D en los pozos inyectoros, a diferencia del anterior en cada ciclo se tiene sólo una novena parte de gas, y se puede apreciar un buen control de la movilidad del gas porque sólo se produce en promedio 1.5 MMSCF/D, y se mantiene un rango casi constante de producción incremental de 600 STB/D durante más de 6 años. También se observa que el rango de oscilación entre los valores de producción de gas tiene una diferencia de 0.5 MMSCF/D y en los demás datos de producción de gas analizados son superiores a 1.5 MMSCF/D.

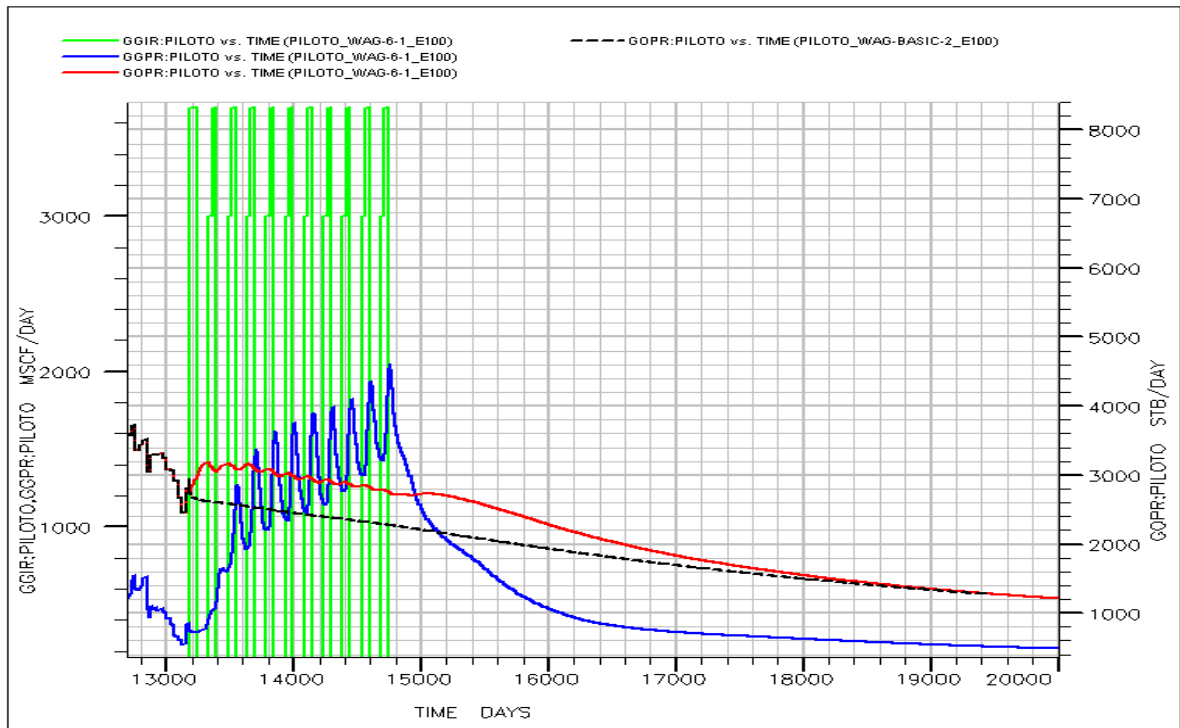
Figura 46. Caudal de producción e inyección de gas.



En la tabla 16, se presenta un índice que relaciona el caudal de inyección y producción de gas, el cual puede dar un indicativo del control de producción de gas cuando varía la relación volumétrica gas agua y el %VP de gas inyectado total. Se puede concluir que al aumentar la relación volumétrica WAG se puede controlar la producción de gas y se ve reflejado en la disminución del factor en la última columna de la tabla 16.

Si se mantiene la relación volumétrica de 4 y se disminuye el %VP de gas inyectado se obtiene un mejor control de la producción de gas, esto a lo que se refiere es que es necesario reducir el tamaño del bache de gas por ende el volumen total de gas inyectado, que permite reducir la inyección y producción de gas.

Figura 47. Caudal de producción e inyección de gas.



4.2.3. Simulación para determinar el efecto del caudal de inyección de gas en el proceso WAG. Al momento de establecer el caudal óptimo se hizo necesario realizar unas simulaciones variando los caudales de inyección de gas y manteniendo constante el caudal de inyección de agua, 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_2) 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. El nombre de cada simulación está relacionado en la tabla 17 con su respectivo caudal utilizado.

Tabla 16. Análisis de la producción e inyección de gas.

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

Tabla 17. Efecto del caudal de inyección de gas.

Nombre de la simulación en ECLIPSE	Relación WAG	% Volumen Poroso			Caudal de Gas MMSCF/D	Duración de los Ciclos WAG (años)
		Total	Por Bache			
		Gas	Gas	Agua		
BASIC – 2	-	-			-	
5_1	4	23,54	2,37	9,6	3	16,7
11_1			2,35	9,6	2,5	17,8
12_1			2,35	9,6	2	18,9
13_1			2,35	9,6	1,5	20,8
14_1			2,35	9,6	1	24,4

A continuación se realizará un análisis para cada una de las figuras en donde se observa el comportamiento del piloto y de cada pozo haciendo variaciones en el

caudal y manteniendo constante la relación WAG de 4, el volumen poroso de 23.5 y el número de ciclos (10).

4.2.3.1. Análisis de la presión de yacimiento (FPR):

Con todos los caudales que se utilizaron se obtuvieron resultados satisfactorios. 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/D y 2 MMSCF/D 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/D de gas.

Con 3 MMSCF/D y con 1 MMSCF/D 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, tienen un promedio de 100 PSI más que con la línea básica.

El pico más alto de presión mostrado en las Figura 48 está a los 520 días (día 13700) después de iniciado el proceso WAG, luego sigue decreciendo conservando diferencia entre la línea básica y cada línea simulada a caudal distinto hasta el final de la simulación WAG.

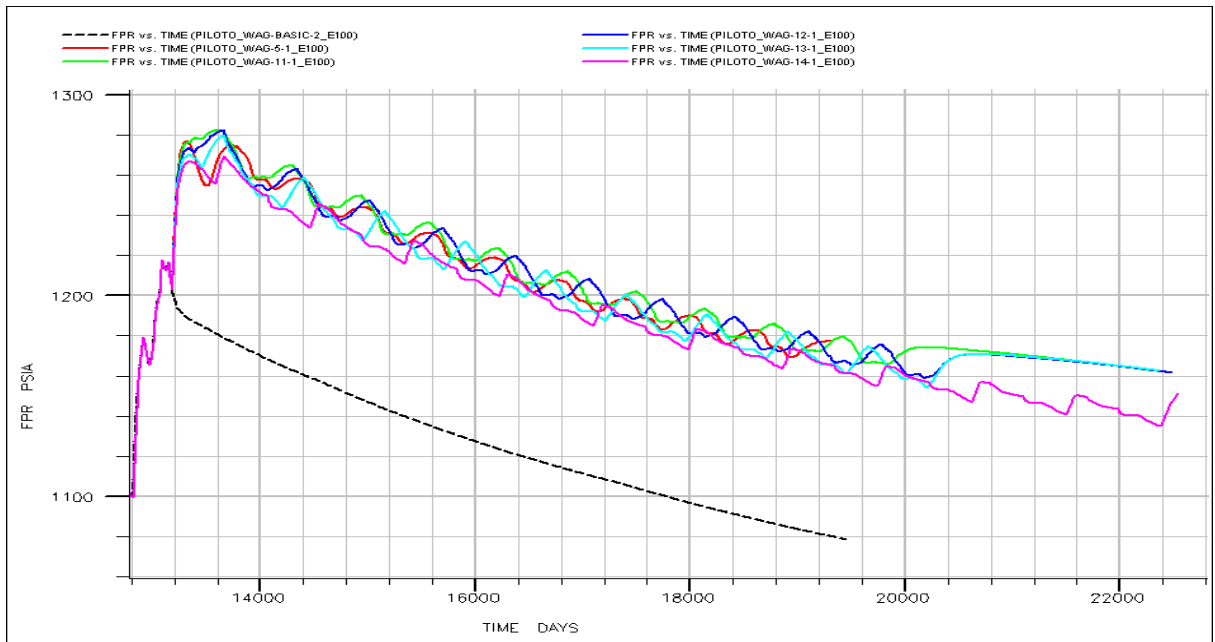
4.2.3.2. Producción incremental de petróleo del piloto (GOPT):

Con el propósito de evaluar el efecto que se pueda tener al cambiar el caudal de inyección de gas, se dejó constante en 23 %VP y la relación volumétrica de 4, realizando cambios en el caudal de inyección como se muestra en la tabla 17.

La Figura 49 muestra que con un caudal promedio de gas de 3 y 3.7 MMSCF/D se obtiene a los 13 años después de iniciados los procesos WAG se obtiene una producción incremental de 1700 MSTB, y se puede identificar claramente que a

menor caudal de inyección menor en la producción incremental de petróleo con un incremental de 600 MSTB para la menor tasa de inyección de 1 y 1.223 MMSCF/D.

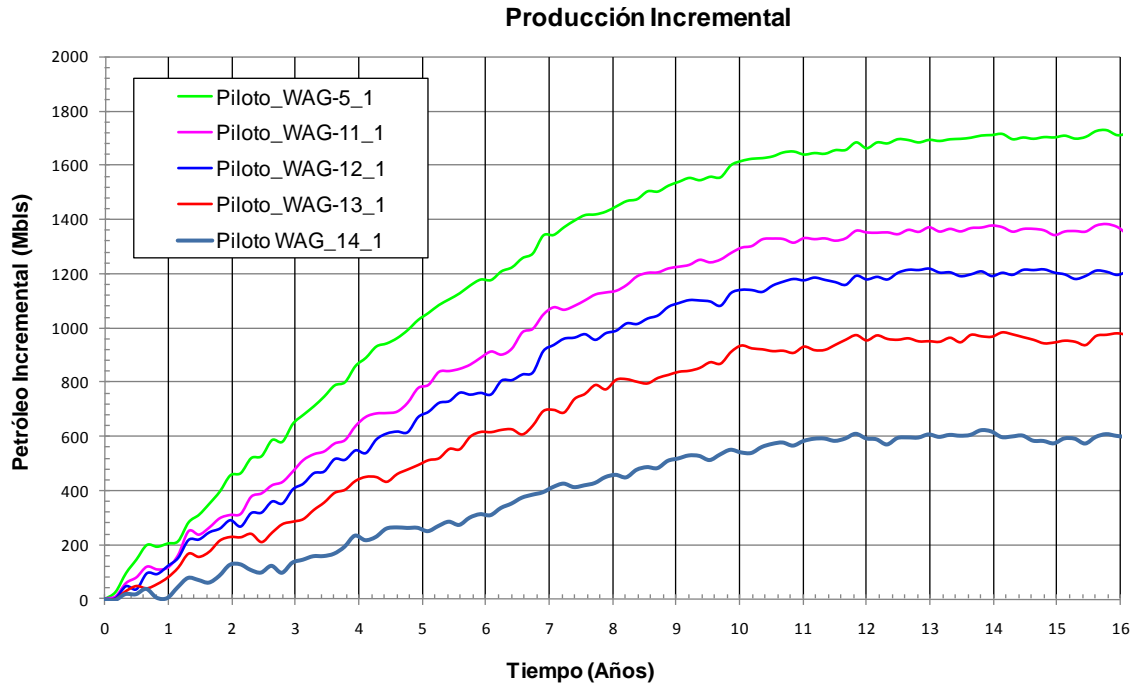
Figura 48. Presión de yacimiento (FPR) Vs Tiempo



Al disminuir el caudal de inyección el efecto se ve en el incremento del tiempo de aplicación del proceso WAG aumentando de 16.7 a 24.4 años respectivamente como se describe en la tabla 17.

En las curvas de producción incremental de la figura 49 la pendiente de la curva después de los 11 años no sufre grandes cambios y permanece constante lo que indica que después de este tiempo en todas las simulaciones se está inyectando gas en exceso que no hace ningún efecto en la producción.

Figura 49. Producción acumulada incremental de petróleo Vs Tiempo



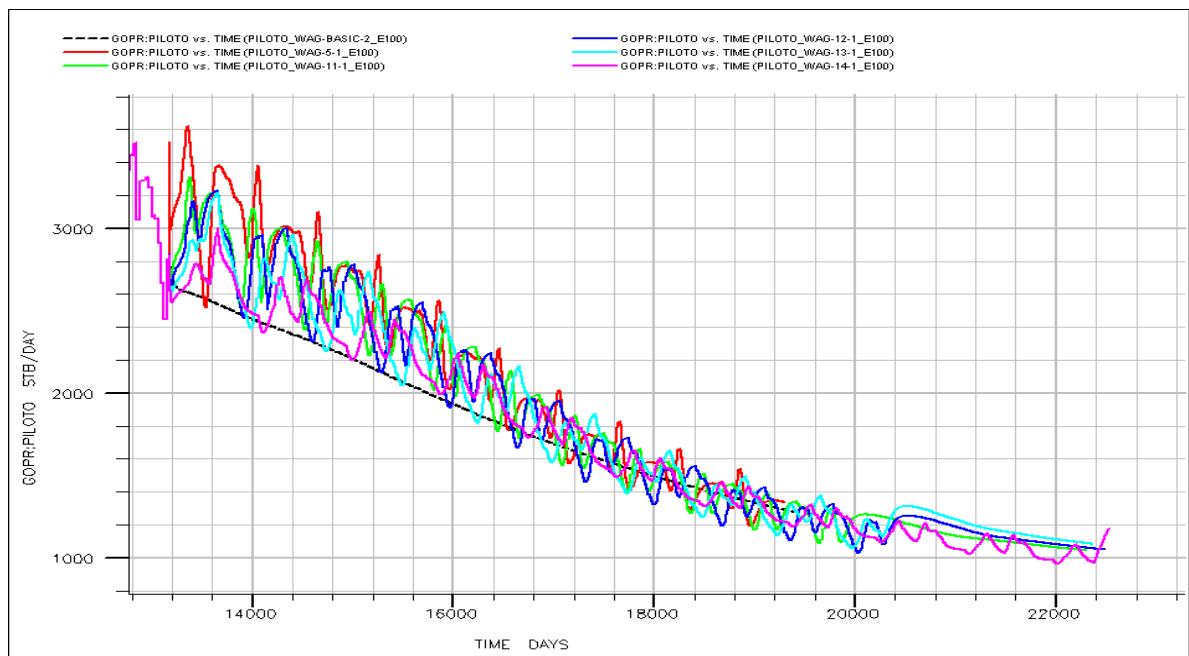
4.2.3.3. Caudal de producción de petróleo del piloto (GOPR):

La figura 50 muestra que entre más grande sea el caudal de gas de inyección se obtiene un mayor caudal de petróleo. Sin embargo con caudales de inyección de gas del orden de 2.5, 2 y hasta de 1.5 MMSCF/D se tienen buenos caudales de producción de petróleo (3200 STB/D en el primer pico), con un pico inicial de aproximadamente 250 STB/D menos que con 3 MMSCF/D de gas, pero con el paso del tiempo el pico más alto (el que se obtiene con 3 MMSCF/D de gas) empieza a disminuir hasta mantener el mismo comportamiento que con los otros caudales hasta el final de la simulación WAG. Se puede recomendar que para obtener una condición estable en producción se debe comenzar con una tasa de inyección de 2.5 MMCSF/D y después del segundo bache aumentarla a 3 MMSCF/D.

4.2.4. Simulación para evaluar el efecto del número de ciclos WAG.

Para evaluar el efecto que se tiene si se cambia el número de ciclos en el proceso se toma como referencia una relación volumétrica de 4, un mismo %VP inyectado total de 5.91%, el mismo caudal de inyección de 3 MMSCF/D y se realizaron dos cambios uno distribuyendo el %VP inyectado en 5 ciclos grandes de 60 días de inyección de gas y 240 de agua y el otro se divide el volumen en 20 ciclos con 15 días de gas y 60 días de agua, el tiempo total de inyección no varía, los datos específicos de las características están en la tabla 18.

Figura 50. Caudal de producción de petróleo Vs. Tiempo

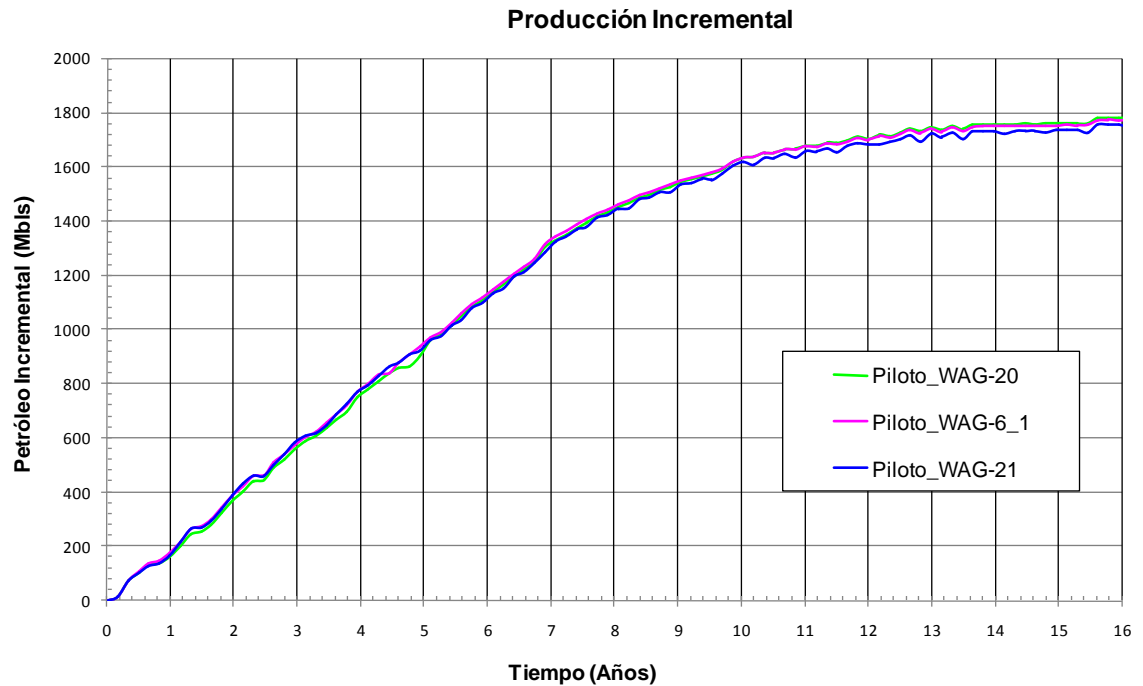


La comparación en la curva de producción incremental acumulada como se presenta en la figura 51, se puede apreciar que la diferencia entre las tres curvas es muy pequeña y no sería un punto de decisión o de selección de las condiciones técnicas de inyección en cuanto al número de ciclos se refiere, pero si corrobora que las demás condiciones como 5.91%VP, relación volumétrica WAG de 4 y caudal de inyección de 3 y 3.7 MMSCF/D.

Tabla 18. Efecto por cambios en los ciclos WAG

Nombre de la simulación en ECLIPSE	Relación WAG	% Volumen Poroso			Caudal de Gas MMscf/día	Ciclos WAG
		Total	Por Bache			
		Gas	Gas	Agua		
BASIC – 2	-	-			-	
PILOTO_WAG – 21	4	5.91	1.183	4.8	3	5,0
PILOTO_WAG – 6– 1	4	5.91	0.591	2.4	3	10,0
PILOTO_WAG – 20	4	5.91	0.296	1.2	3	20,0

Figura 51. Producción incremental acumulada de petróleo Vs Tiempo



Al disminuir el número de ciclos a 5 se está incrementando el tamaño del bache de gas en el ciclo y como se puede apreciar en la figura 52, se pierde control de

movilidad del gas, se tienen mayores valores de producción de gas y la curva roja que identifica la producción de petróleo comparada con la celeste se presenta una variación oscilatoria que se debe precisamente a un menor control de la movilidad.

En el caso del incremento de los ciclos WAG a 20 el tiempo de inyección de gas se reduce a 15 días y 60 días de agua, se puede apreciar que la producción de gas en baja y controlada llegando en promedio a 1.3 MMSCF/D y la producción de petróleo es muy similar entre la roja y la magenta que corresponde a la simulación WAG_6_1, no se presenta oscilación en la curva de producción evidenciando un buen control de la movilidad del gas.

4.2.5. Analisis del comportamiento del corte de agua.

En cuanto al efecto en el Corte de agua como se puede ver en la figura 54, la mayoría de las simulaciones tienen una tendencia parecida y ligada a la respuesta de cada proceso WAG en producción de agua que tiene oscilaciones que aumenta cuando se inyecta gas y disminuye cuando se inyecta el bache de agua. De acuerdo a los resultados se presentan una disminución inicial del 2% en promedio, bajando del 91 al 89 %, luego a los 15800 días cerca de 8 años de iniciados los procesos WAG el diferencial va disminuyendo a 1.5 y a los 11 años llega a tener los mismos cortes de agua con la curva base.

Figura 52 Caudal de producción e inyección de gas.

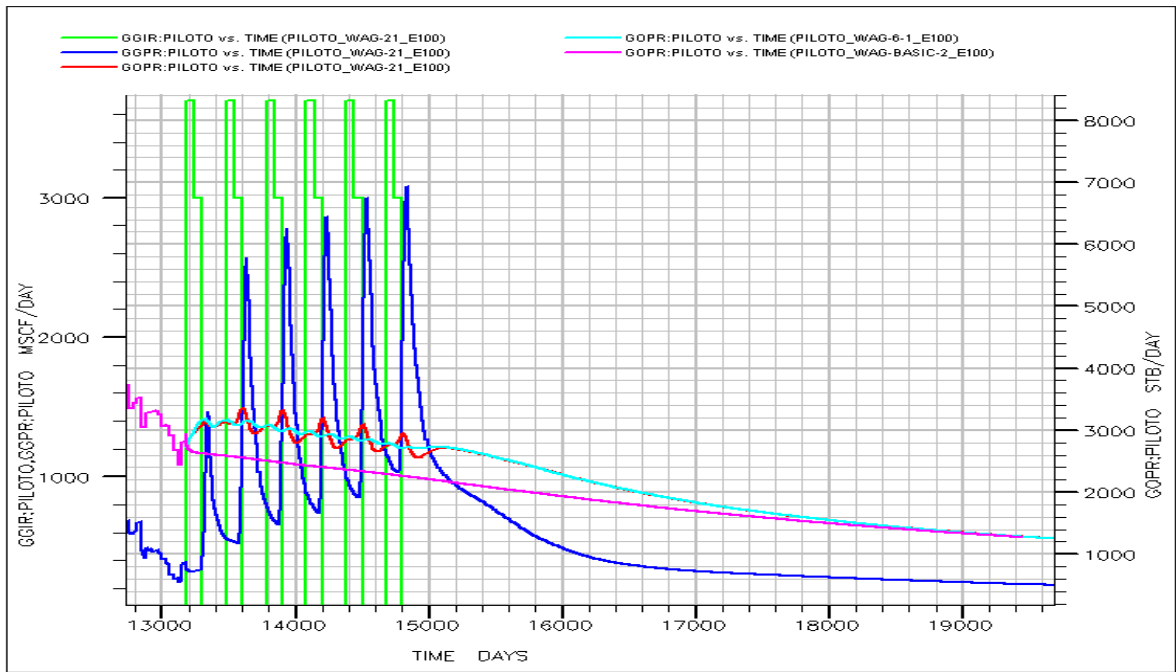


Figura 53. Caudal de producción e inyección de gas.

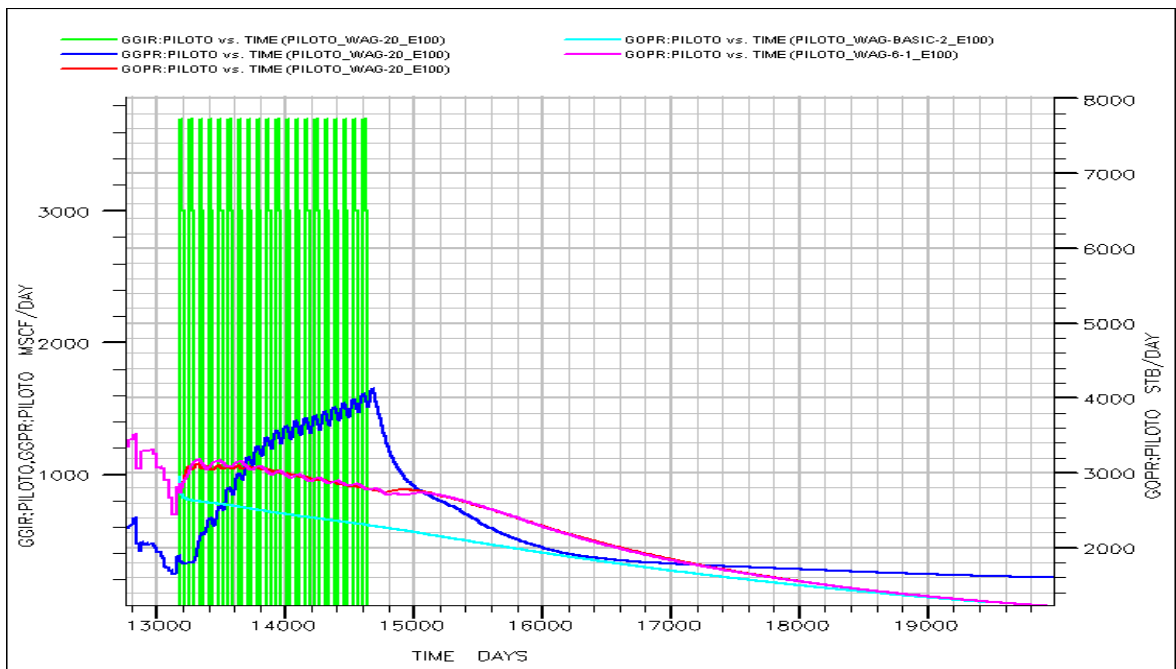
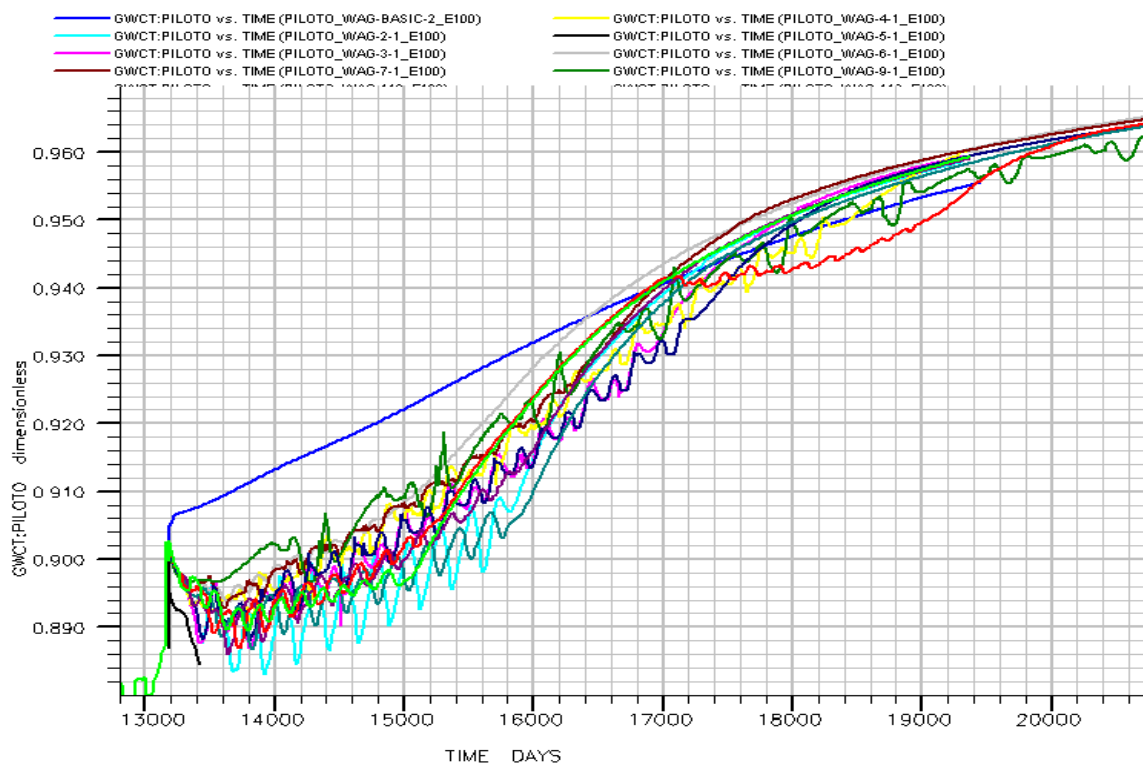


Figura 54. Comportamiento del corte de agua en los procesos WAG simulados.



4.3 EVALUACION DE LOS FACTORES QUE AFECTAN EL PROCESO WAG PARA EL PILOTO DEL CAMPO TELLO.

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 19, 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 estudios

de aplicaciones realizados en proyectos WAG a nivel mundial donde se registran datos de relación WAG entre 0.5 y 4.

El análisis se llevó a cabo hasta un tiempo de 13 años después de iniciados los WAG, tomando como variable a comparar el factor de producción incremental que se estandariza, teniendo en cuenta la producción incremental de cada proceso dividido por la producción incremental que se obtuvo con la relación WAG de 1.

Tabla 19. Efecto de la relación WAG.

Nombre de la simulación en ECLIPSE	Relación WAG	% Volumen Poroso			Caudal de Gas MMSCF/D	Factor de producción incremental	Duración de los Ciclos WAG (años)
		Total	Por Bache				
		Gas	Gas	Agua			
basic_2	-	-	-	-	-	-	
1	0.5	23.5	2.37	1.2	3 (T-61); 3.7 (T-49)	0.93	5.0
2_1	1		2.37	2.4		1.00	6.7
3_1	2		2.37	4.8		1.07	10.0
4_1	3		2.37	7.2		1.16	13.3
5_1	4		2.37	9.6		1.33	16.7
7_1	4	11.2	1.18	4.8	3 (T-61); 3.7 (T-49)	1.30	8.3
111	2		1.06	2.4		1.24	5.0

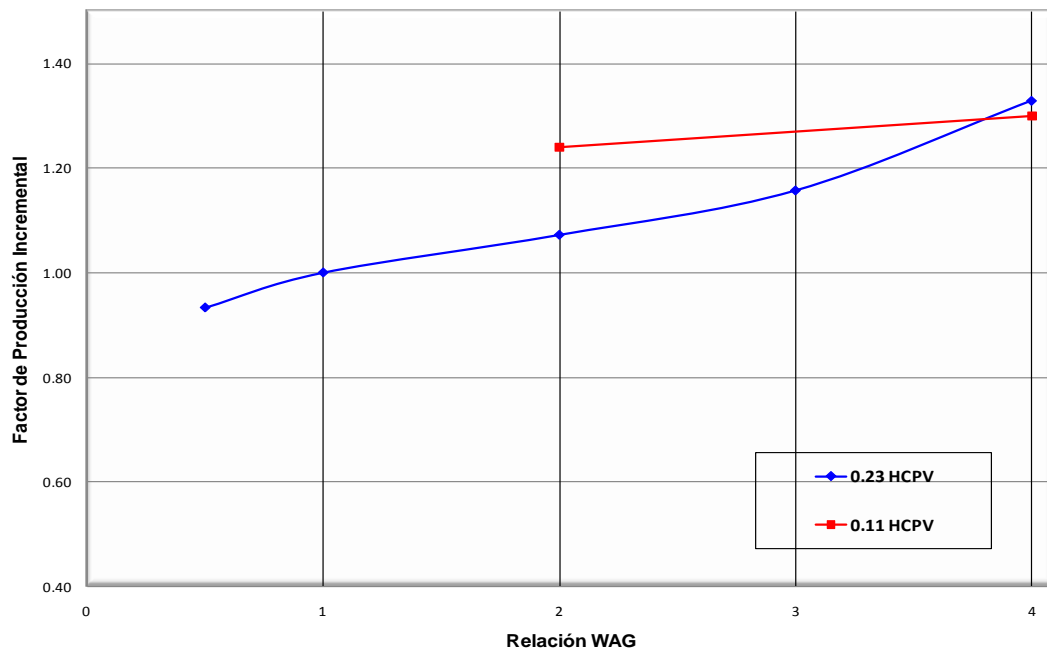
Se observa en la figura 55 cómo, a medida que se incrementa la relación WAG se mejora la producción incremental en la simulación del área piloto, es claro que con una relación WAG de 0.5 el incremento es muy poco y que con relaciones mayores de 1 se obtienen buenos resultados, se muestra que al variar la relación de 1 a 4 se aumenta el factor de 1 a 1.33 comparado con la relación WAG 1.

Además al disminuir el volumen poroso a 0.112 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 (1.3 y 1.33 respectivamente); pero se disminuye el tiempo de operación del proyecto de 13.3 años a 5 años, que es muy importante para la economía y la operatividad.

Los dos mejores resultados se obtienen con la relación 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 y retorno de capital por producción. Al aumentar la relación volumétrica agua gas, se aumenta la producción incremental de petróleo, pero es necesario tener en cuenta la variable de tiempo que también se puede aumentar.

Figura 55. Efecto de la relación WAG.



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 20, se muestra cual es la variación de una corrida a otra.

Tabla 20. Efecto del volumen poroso acumulado de gas inyectado.

Nombre de la simulación en ECLIPSE	Relación WAG	% Volumen Poroso			Caudal de Gas MMSCF/D	Factor de producción incremental	Duración de los Ciclos WAG (años)
		Total	Por Bache				
		Gas	Gas	Agua			
basic_2	-	-			-	-	-
6_1	4	5.91	0.59	2.4	3 (T-61); 3.7 (T-49)	1.37	4.2
7_1		11.8	1.18	4.8		1.30	8.3
5_1		23.7	2.37	9.6		1.33	16.7
9_1		35.5	3.55	14.4		1.23	25.0
111	2.3	10.6	1.06	2.4	3 (T-61);	1.24	5.0
112		21.2	2.12	4.8	3.7 (T-49)	1.03	10.0
4_1	3	23.7	2.37	3.24	3 (T-61); 3.7 (T-49)	1.16	13.3

En la figura 44, se puede concluir que con una relación WAG de 4 y tasa de inyección de 3 MMSCF/D, la inyección de una cantidad extra de gas no incrementa significativamente la producción de petróleo, ya que el incremento de producción con un volumen poroso de gas de 23% fue mayor, al incremento de producción cuando se inyectó un 35%. Los mejores resultados se obtienen al disminuir el volumen poroso o rangos entre 5.91% a 11.83% HCPV (factor de 1.37

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

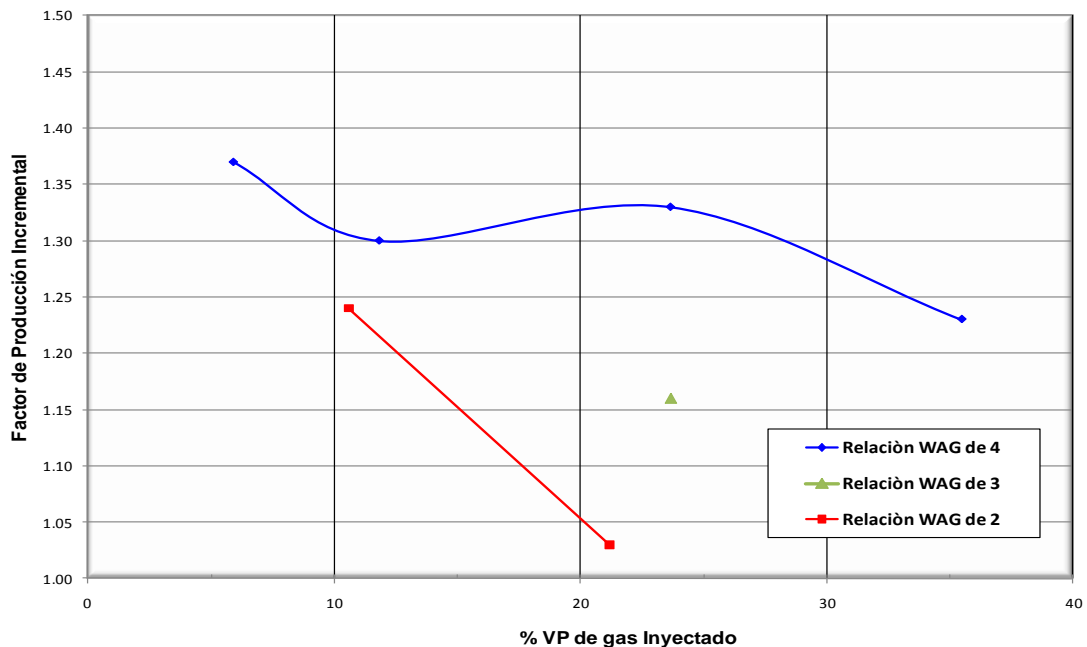
Un comportamiento similar se observa cuando se baja la relación WAG a 2,3 indicando que al disminuir el volumen poroso se logra un mayor incremento en la producción de petróleo. Si la tendencia de esta línea se mantiene se puede decir que al disminuir el volumen poroso a un valor de 5.91 % se tendría un factor más alto en producción cercano al 1.4 aproximadamente, y este incremento estaría en un valor cercano al obtenido con la relación WAG de 4 y con un volumen poroso de 11.83 %

Y al incrementar la relación WAG y mantener el volumen poroso constante se mejora el recobro de petróleo, al igual que lo observado en la figura 55. Este volumen poroso concuerda con lo dicho en estudios ya realizados en los que mencionan, que para un desplazamiento inmisible (IWAG) se emplea un menor volumen poroso de gas, que en un desplazamiento miscible (MWAG) y que a medida que se incrementa la relación WAG se mejora el recobro.

El cambio en el %VP de gas inyectado es más sensible para relaciones WAG menores, se puede deducir de la figura 56 que el aumentar el %VP gas inyectado se reduce la eficiencia del proceso, en una relación WAG baja existe mayor cantidad de gas en el ciclo, el control de movilidad es menor y por esto es menos eficiente, adicionalmente si aumentamos el volumen de gas inyectado se tiene más gas en el yacimiento y se presentan canales preferenciales de flujo al gas, segregación gravitacional, mayor saturación de gas y otros fenómenos que hacen incrementar la permeabilidad relativa al gas y la saturación crítica de gas que permite que fluya fácilmente y quede petróleo inmóvil.

Si se realiza una proyección de las líneas de las tres relaciones WAG, en la figura 56, al variar el %VP de gas inyectado, se puede ver que convergen a un rango entre 5 y 10 %VP para obtener procesos WAG eficientes.

Figura 56. Efecto del volumen poroso acumulado de gas inyectado.



En resumen la tendencia es que al reducir el %VP de gas a inyectar, la producción incremental de petróleo es mayor. Para el caso específico de piloto del campo Tello se puede recomendar un volumen poroso de gas menor al 10%VP.

4.3.3 Caudal de inyección de gas. El tercer parámetro de analizar es el caudal de gas a inyectar, en la cual se mantuvo constante la relación WAG y el volumen poroso. En la tabla 21, 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 que está

entre 2 y 3 MMSCF/D, y luego que caudal de gas es equivalente al caudal actual de agua que se tienen en los pozos inyectoros (T_49I y T_61) a condiciones de fondo.

La figura 57 muestra que independientemente del volumen poroso y la relación WAG empleada se obtendrá mejores resultados al incrementar el caudal de inyección de gas, pero teniendo en cuenta que los caudales utilizados fueron menores e iguales al escalado del caudal de inyección de agua actual equivalente a 3 MMSCF/D. En este momento toma gran importancia el caudal de disponibilidad de gas para el proyecto (3.7 MMSCF/D), pero no se evaluaron caudales superiores en caso de que la disponibilidad de gas aumente.

Al observar los caudales de inyección de gas empleados en las simulaciones realizadas, se puede decir que los menores incrementos en la producción se obtienen con caudales menores a 1.5 MMSCF/D y el mayor incremento en la producción siempre se obtiene cuando se utiliza un caudal mayor en este caso 3 y 3,7 MMSCF/D.

4.3.4. Análisis de sensibilidad de los parámetros que afectan el proceso WAG.

Graficando en un mismo plano las tres variables, la relación WAG, el caudal de inyección y el %VP, en la figura 58, se pueden apreciar tres tendencias con diferentes pendientes las cuales indican el nivel de sensibilidad. Al incrementar el %VP la pendiente no es menos pronunciada pero si reduce significativamente la economía del proyecto y el tiempo de inyección de gas es mayor. Al aumentar el caudal de inyección de gas también son necesarios mayores requerimientos de compresión y mayor volumen de gas lo cual afecta también la economía del proyecto, pero al aumentar la relación volumétrica se requiere menos gas y mejora la economía y la operación.

Las condiciones optimas determinadas de un 5,91%VP, relación volumétrica agua-gas de 4 y caudal de inyección de 3,7 MMSCF/D, favorecen la economía y la operatividad del proyecto por un menor consumo de gas y menor requerimiento de compresión.

Con este análisis se puede deducir que para el %VP de gas lo más importante es evaluar la disponibilidad de gas en el tiempo, pero una inyección de gas adicional después del 6% no brinda un beneficio significativo.

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

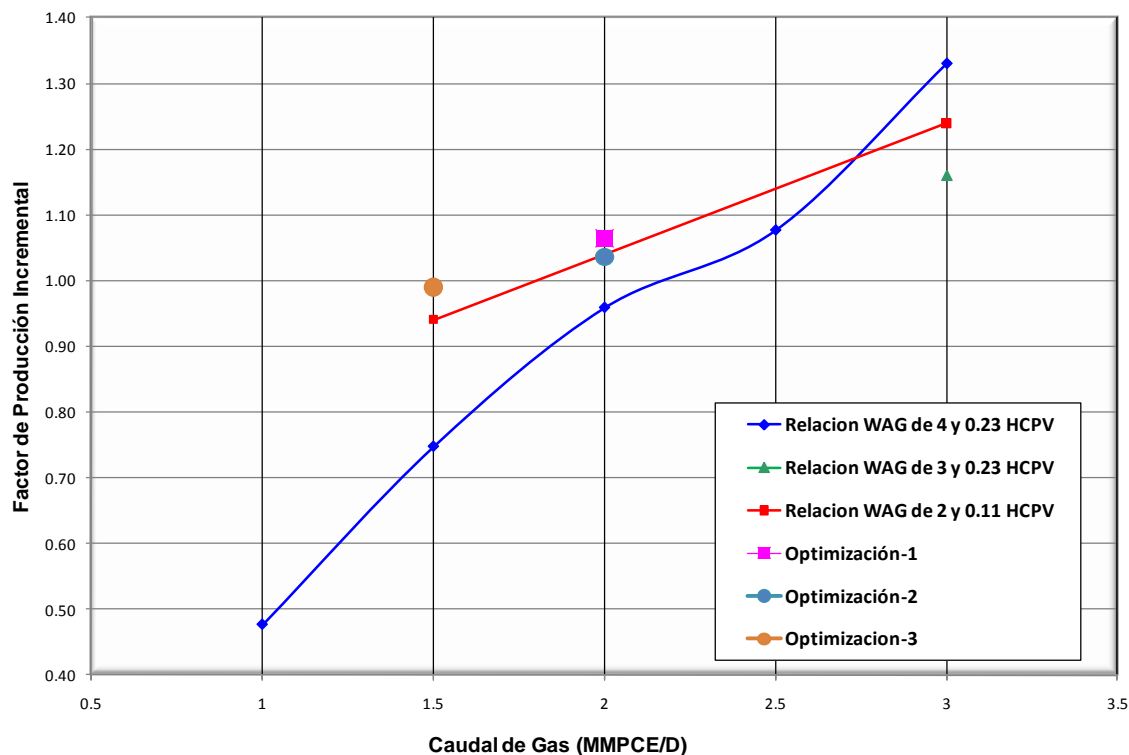
La simulación del proceso WAG para el campo Tello es menos sensible al %VP de gas inyectado y que a la relación WAG y al caudal de inyección de gas.

En la figura 58, se puede apreciar en el eje Y, un factor que relaciona la producción incremental de cada WAG simulado dividido por la producción incremental de la relación WAG 1, con el fin de hacer la misma comparación de todas las variables.

Tabla 21. Efecto del caudal de inyección de gas.

Nombre de la simulación en ECLIPSE	Relación WAG	% Volumen Poroso			Caudal de Gas MMSCF/D	Factor de producción incremental	Duración de los Ciclos WAG (años)
		Total	Por Bache				
		Gas	Gas	Agua			
basic_2	-	-			-	-	-
5_1	4	23.5	2.37	9.6	3 (T-61); 3.7 (T-49)	1.33	16.7
11_1			2.35	9.6	2.5 (T-61); 3 (T-49)	1.08	17.8
12_1			2.35	9.6	2 (T-61); 2.45 (T-49)	0.96	18.9
13_1			2.35	9.6	1.5 (T-61); 1.83 (T-49)	0.75	20.8
14_1			2.35	9.6	1 (T-61); 1.223 (T-49)	0.48	24.4
111			2.3	10.6	1.06	2.4	3 (T-61); 3.7 (T-49)
113	1.06	2.4			1.5 (T-61); 1.83 (T-49)	0.94	6.7
114	Hibrido 1				2 (T-61); 2.45 (T-49)	1.06	7
116	2.6	8.99	Hibrido 2		2 (T-61); 2.45 (T-49)	1.04	5.4
117	2.3	7.06	0.7	1.6	1.5 (T-61); 1.83 (T-49)	0.99	4.4

Figura 57. Efecto de el caudal de inyección de gas..

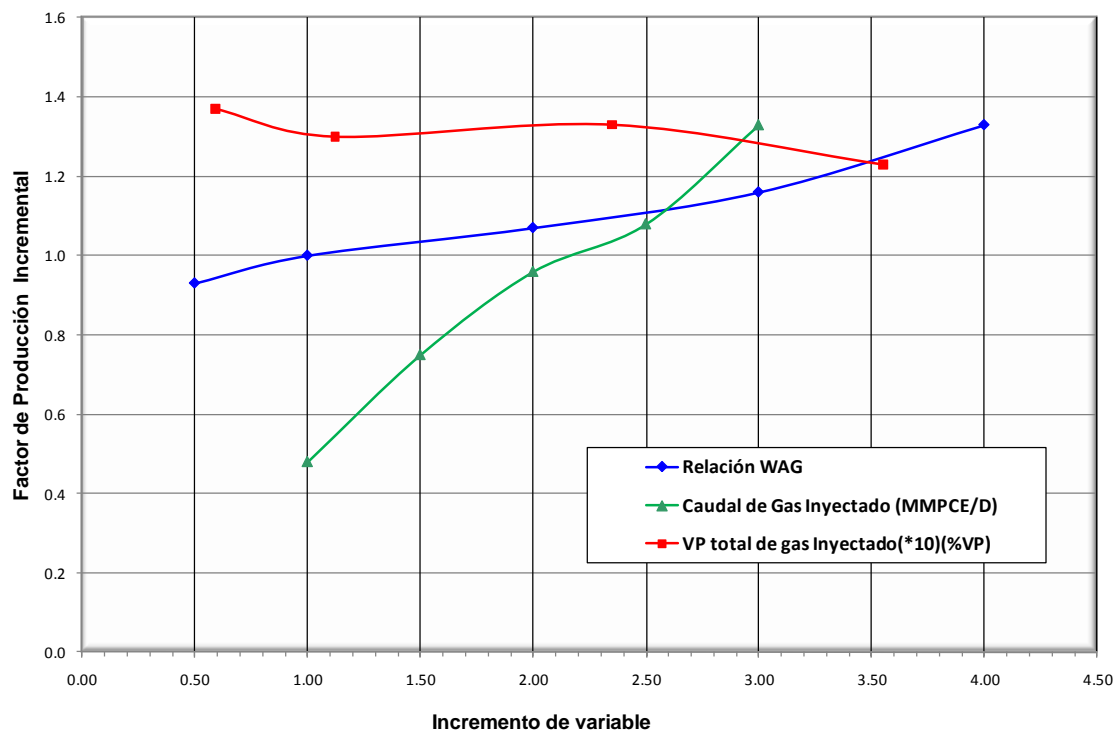


4.3.5 Optimización. Se diseñaron dos simulaciones teniendo en cuenta las condiciones actuales para una disponibilidad de gas de 1.5 a 2 MMSCF/D. El fin primordial de este diseño no era la optimización propiamente dicha sino ajustar el caudal de inyección a unas condiciones de disponibilidad de gas menor y así determinar los resultados que se puedan obtener.

Tabla 22. Resumen del factor de producción – inyección.

	Relación WAG		Caudal de inyección de gas		VP inyectado de gas	
			MMSCF/D		*10 (%VP)	
1	0.50	0.93	1.00	0.48	0.59	1.37
2	1.00	1.00	1.50	0.75	1.12	1.30
3	2.00	1.07	2.00	0.96	2.35	1.33
4	3.00	1.16	2.50	1.08	3.55	1.23
5	4.00	1.33	3.00	1.33		

Figura 58. Efecto de los parámetros que afectan el proceso WAG.



En este tipo de simulaciones se hacen variaciones de un ciclo a otro, empezando con una relación WAG de 1.7 y se incrementó hasta una relación WAG de 4, el caudal utilizado fue de 2 MMSCF/D en todos los ciclos y el volumen poroso por ciclo se fue disminuyendo de 1.76 a 0.7 %HCPV. Esto se realizó teniendo en cuenta que con las relaciones WAG de 2 a 4 se obtienen buenos resultados, al igual que al disminuir el volumen poroso.

Tabla 23. WAG Optimización 1, corrida de simulación 114.

WAG Optimización- 1- / Corrida 114			
Ciclos WAG	% Volumen Poroso por Ciclo por Pozo		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

La segunda simulación se denomina piloto_WAG-116, y quiso mejorar la simulación anterior, manteniéndose constante el caudal de inyección de gas en 2

MMSCF/D, y se disminuyó el volumen poroso inyectado a 8.9 %HCPV, además las variaciones se realizaron de forma lineal.

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/D, y un volumen poroso de gas de 7 % HCPV. Los resultados de petróleo 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.

Tabla 24. WAG Optimización 2, corrida de simulación 116.

WAG Optimización- 2 / Corrida 116			
Ciclos WAG	% Volumen Poroso por Ciclo por Pozo		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

El resultado obtenido en las corridas piloto_WAG-114 y piloto_WAG-116 (WAG híbridos) es mostrado en la figura 59, indicando un incremento en la producción al compararse con las corridas realizadas con 2 MMSCF/D. Por causa de la disminución del volumen poroso en la corrida piloto_WAG-116 se genero 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.

Realizando una comparación de las simulaciones de optimización y de las corridas WAG 5_1, WAG 6_1 y WAG 7_1 (Ver Figura 58), se puede concluir que los procesos WAG son sensibles al caudal de inyección de gas y lo que se recomienda en este caso es inyectar a una tasa de 3 MMSCF/D, y las mejores condiciones las presenta el WAG 6_1 con relación volumétrica de 4, tasa de inyección de 3MMSCF/D, VP acumulada de gas de 5.91% VP y 10 Ciclos.

4.3.6. Eficiencia del proceso WAG:

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

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

En la tabla 26, de color gris fueron seleccionadas las corridas de simulación que cumplieron como mínimo con dos de los tres indicadores de eficiencia descritos anteriormente y se encuentran graficados en la figura 59, para poder visualizar las diferencias en producción incremental.

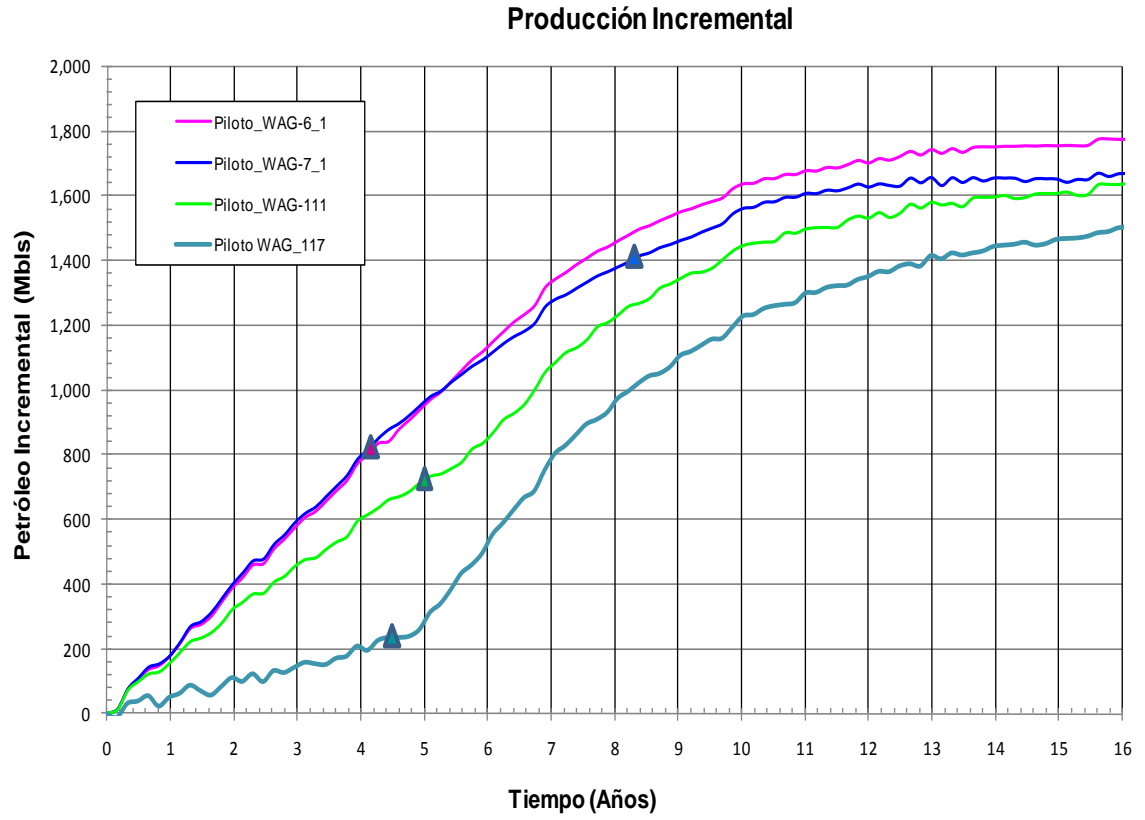
Tabla 25. Resumen de todas las simulaciones realizadas.

Nombre de la simulación en ECLIPSE	Relación WAG	Volumen Poroso Inyectado (%VP)			Caudal de Gas MMSCF/D
		Total	Por Bache		
		Gas	Gas	Agua	
basic_2	-	-	-	-	-
1	0.5	23.5	2.37	1.2	3
2_1	1	23.5	2.37	2.4	3
3_1	2	23.5	2.37	4.8	3
4_1	3	23.5	2.37	7.2	3
5_1	4	23.5	2.37	9.6	3
6_1	4	5.91	0.59	2.4	3
7_1	4	11.2	1.18	4.8	3
9_1	4	35.5	3.55	14.4	3
11_1	4	23.5	2.35	9.6	2.5
12_1	4	23.5	2.35	9.6	2
13_1	4	23.5	2.35	9.6	1.5
14_1	4	23.5	2.35	9.6	1
111	2.3	10.6	1.06	2.4	3
112	2.3	21.2	2.12	4.8	3
113	2.3	10.6	1.06	2.4	1.5
114	2.6	11.7	Hibrido 1		2
116	2.6	8.99	Hibrido 2		2
117	2.3	7.06	0.7	1.6	1.5

Tabla 26. Eficiencia del proceso WAG.

Nombre de la simulación en ECLIPSE	Duración de los Ciclos WAG (años)	Factor de producción incremental	Eficiencia del WAG STB/ %VP gas inyectado
basic_2	-		
1	5	0.93	50,532
2_1	6.7	1.00	54,172
3_1	10	1.07	58,091
4_1	13.3	1.16	62,700
5_1	16.7	1.33	72,022
6_1	4.2	1.37	294,636
7_1	8.3	1.30	147,663
9_1	25	1.23	44,081
11_1	17.8	1.08	58,226
12_1	18.9	0.96	51,860
13_1	20.8	0.75	40,438
14_1	24.4	0.48	25,799
111	5	1.24	149,199
112	10	1.03	62,021
113	6.7	0.94	113,099
114	7	1.06	116,283
116	5.4	1.04	146,774
117	4.4	0.99	178,531

Figura 59. Comparación del mejor comportamiento de los WAG.



5. ESQUEMA OPERACIONAL DE UN PROYECTO PILOTO DE AGUA ALTERNADA CON GAS (WAG)

La inyección de agua alternada con gas (WAG), es un método de Recobro Mejorado de petróleo difundido en varios países del mundo desde hace aproximadamente 50 años. A grandes rasgos, la técnica consiste en inyectar al yacimiento baches alternados y sucesivos de agua y gas para lograr un mejor barrido de la zona de interés, mejorando así el factor de recobro. Cuando se decide aplicar este proceso de inyección en algún campo es necesario realizar un proyecto piloto, el cual debe mostrar un análisis de las condiciones básicas necesarias para poder ejecutar la inyección WAG; para lograr esto es necesario tener en cuenta factores como la disponibilidad de gas, de agua, plantas de tratamiento, sistema de compresión, infraestructura, etc.

En este capítulo se analizarán las condiciones o requerimientos técnicos para el proyecto piloto del campo Tello.

5.1 Consideraciones técnicas necesarias para aplicación del proceso WAG en un piloto del campo Tello.

5.1.1. Disponibilidad de gas

En un proyecto de Agua Alternada con Gas –WAG- se deben evaluar las fuentes y el potencial de gas de cada una; siendo el gas uno de los insumos para el proyecto. Primero se debe identificar todas las fuentes y luego determinar la cantidad de gas que puede aportar.

En la Superintendencia de Operaciones Huila –SOH, actualmente se cuenta con la interconexión de gasoductos entre todas las baterías de producción (Ver mapa), lo cual da la ventaja de que se puede contar con suministro de gas de una fuente individualmente o de todas en caso que el proyecto lo requiera.

Al realizar una proyección de la producción futura de las posibles fuentes como se puede ver en la figura 61, se tiene disponible para el año 2009 un total de 6.4 MMPCSD aclarando que ya se ha tenido en cuenta el consumo, es decir, que esta cantidad de gas está disponible para la inyección, por lo tanto las fuentes satisfacen ampliamente la cantidad de gas necesaria para la inyección proyectada de 3 y 3,7 MMSCF/D, la disponibilidad de gas es hallada a partir del GOR y la producción de petróleo que se tiene de las fuentes de suministro, ya que el gas con el que se cuenta es el gas asociado. En la figura 62 se presenta el balance de disponibilidad de gas para el proyecto ya descontado el consumo interno de gas que está alrededor de 4.5 MMSCF/D.

Además con estos datos dados por la simulación se pudo determinar aproximadamente el tiempo por el cual el proyecto va a tener gas disponible el cual será hasta el año 2019, sin embargo es recomendable tener en cuenta que debido al caudal de inyección requerida por el piloto el tiempo en el cual se va a contar con esta cantidad de gas será por cuatro años desde el inicio del proyecto, momento a partir del cual se requiere contar con otras fuentes o con la compra.

El potencial de gas de las fuentes fue proyectado con las condiciones actuales de producción sin tener en cuenta los proyectos de producción incremental u optimización de la producción; adicionalmente con los prospectos de yacimientos que se han descubierto en la actualidad, sin proyectar producción de otros prospectos de exploración.

Conociendo la cantidad de gas necesaria para suplir las condiciones del proyecto se pudieron identificar las posibles fuentes de suministro las cuales se encuentran relacionadas en la tabla 27, disponibilidad de gas para el año 2008 por cada campo y la disponibilidad de gas total promedio diaria para cada año hasta el 2018.

En la figura 60 se presenta la distribución geográfica de las fuentes de gas, se puede apreciar que todas están interconectadas lo que permite ser un beneficio para el proyecto WAG en el campo Tello, porque ya se tienen las líneas que pueden suministrar la corriente de gas necesaria.

Tabla 27. Disponibilidad de gas.

Disponibilidad por campo	
CAMPO	PRODUCCION 2008 (MMPCS)
Dina	
Cretaceo	0,17
Cebú	0,05
Palogrande	0,26
Santa Clara	0,88
Dina Terciario	1,79
Tenay	2,44
Brisas	0,10
Tello	0,96
Caimito	2,50
Tempranillo	1,77
Arrayán	0,03

Disponibilidad por año	
TIEMPO	DISPONIBILIDAD TOTAL
AÑO	(MMsfc/D)
2008	4,59
2009	6,36
2010	5,18
2011	4,21
2012	3,30
2013	2,59
2014	1,91
2015	1,37
2016	0,98
2017	0,53
2018	0,11

Figura 60. Mapa esquemático de las fuentes de gas en los campos de la SOH.

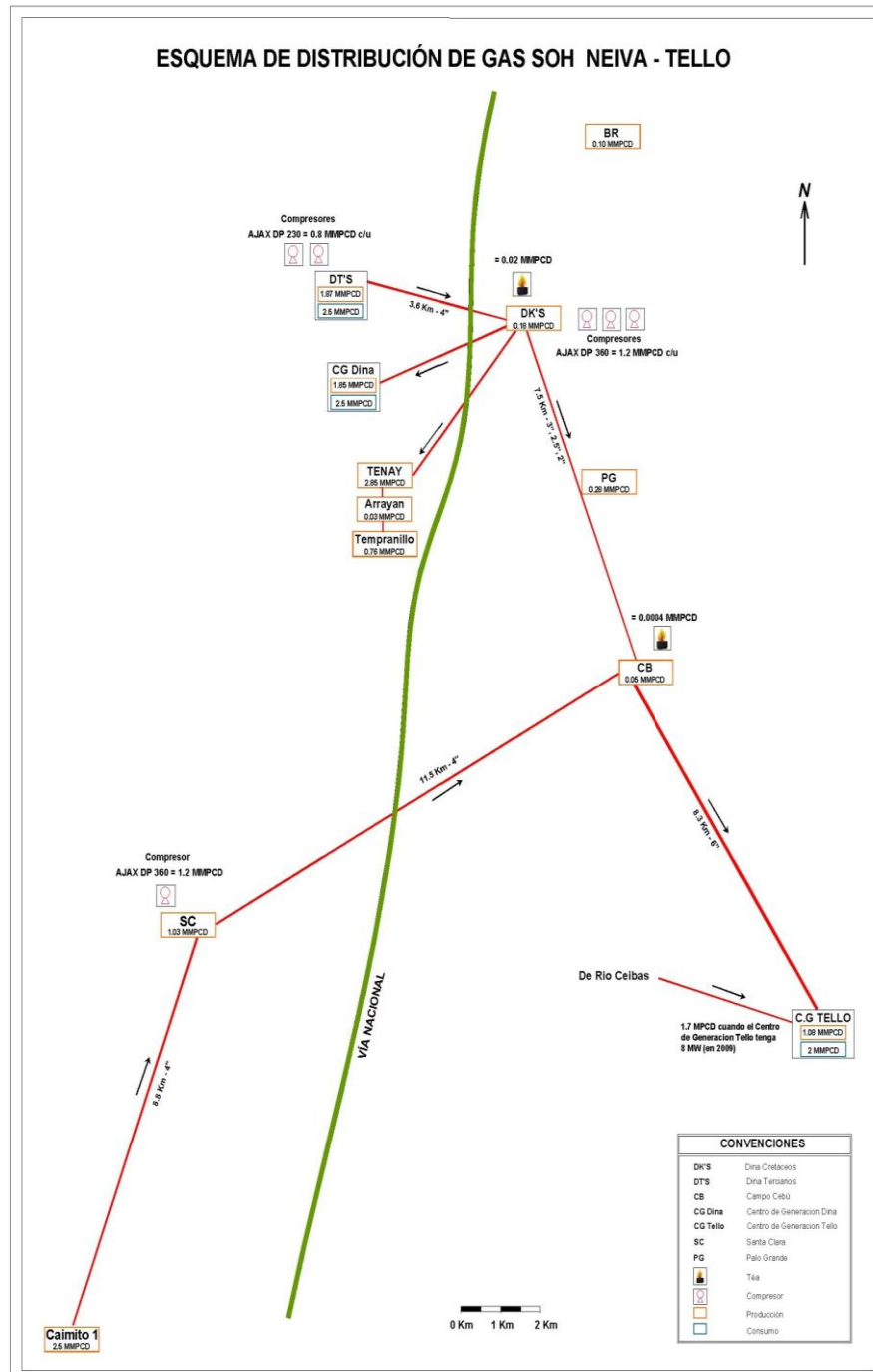


Figura 61. Producción de gas por cada campo

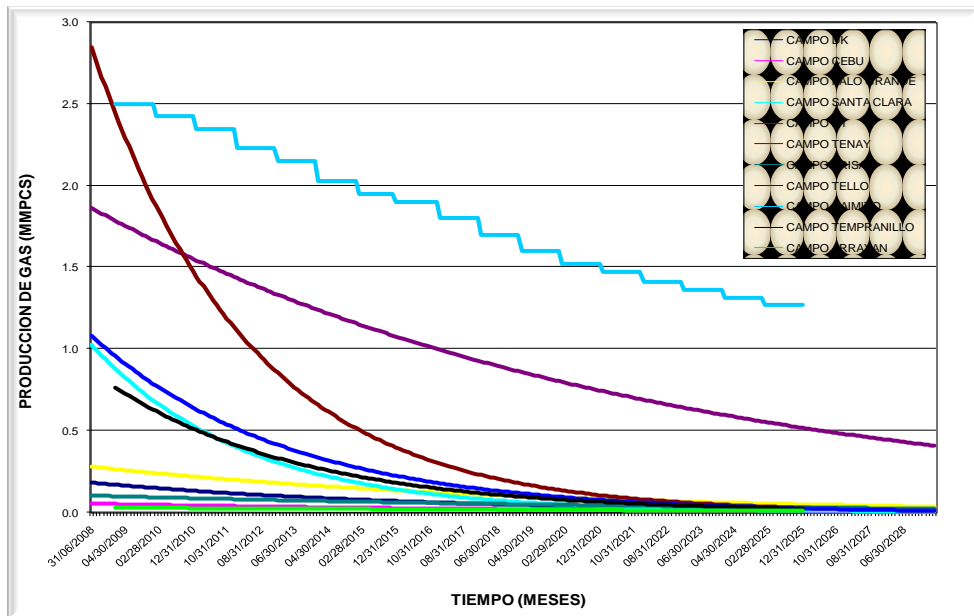
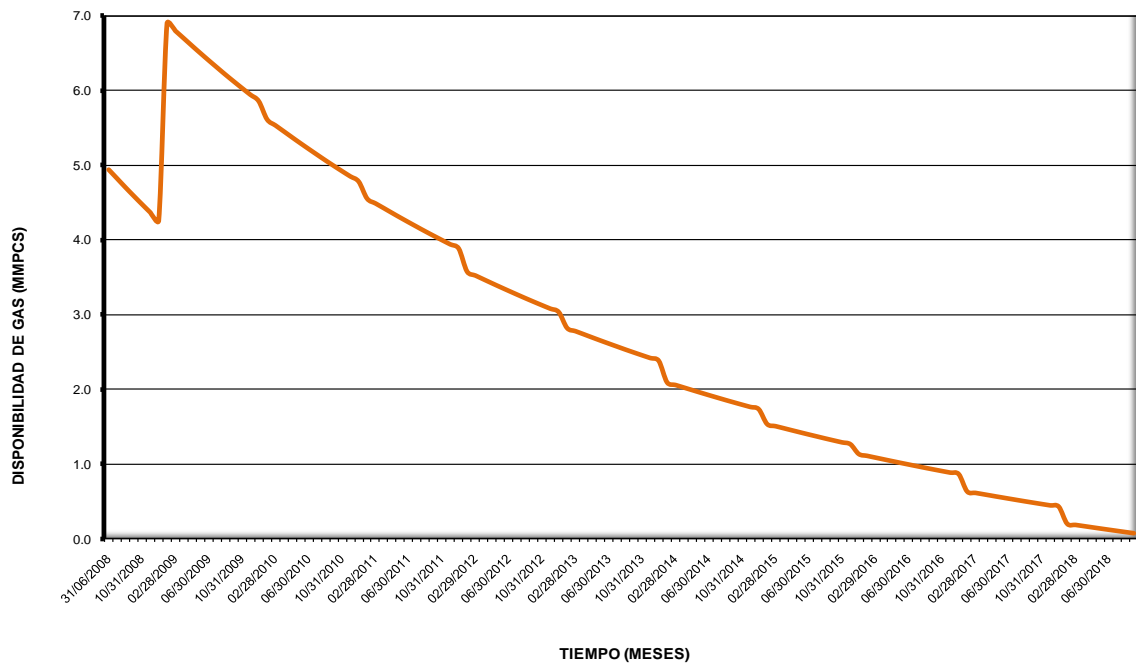


Figura 62. Disponibilidad de gas para el proyecto WAG en el campo Tello.



5.1.2 Disponibilidad de agua. La disponibilidad del agua también es vital a la hora de implementar un proyecto WAG, ya que se debe tener un análisis de costos tanto para la obtención de ésta como la de su tratamiento previo para poder ser inyectada.

El proceso de inyección de agua en el campo Tello lleva 12 años de haberse implementado, se tiene disponibilidad de agua para el proyecto WAG.

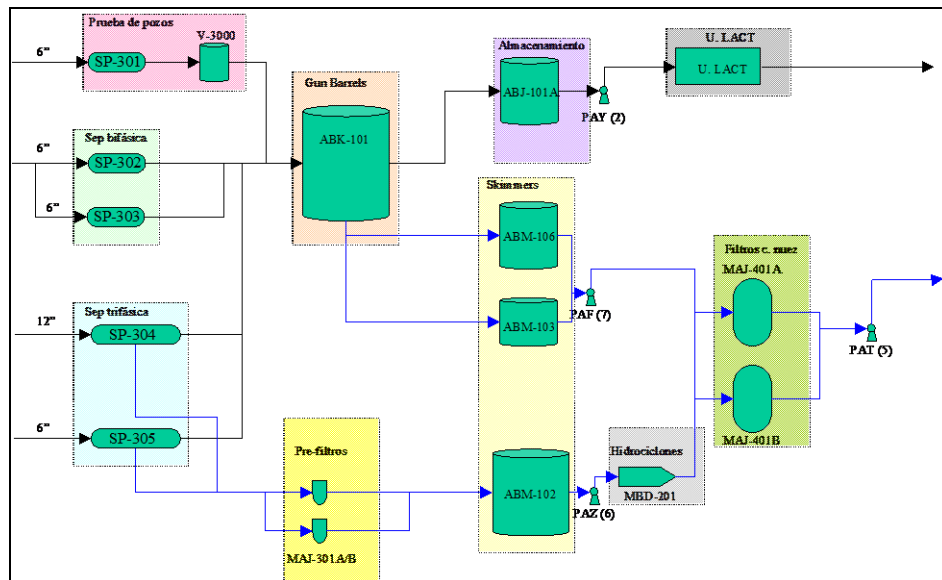
Para el proyecto se requieren 20.000 BAPD los cuales son suministrados por el yacimiento por la producción de agua que llega a los 60.000 BAPD y al separarla se obtiene agua de inyección a las condiciones requeridas; esta es acumulada en 3 tanques de almacenamiento de agua (Skimming Tank) con capacidades de 2.800 BAPD, 2.200 BAPD y 1.300 BAPD los cuales sirven también de desnatadores como inicio al tratamiento del agua.

Figura 63. Tanque de almacenamiento (Skimmer tank)



5.1.3 Sistema de recibo. Una vez realizado el análisis de disponibilidad de los fluidos de inyección es fundamental identificar el sistema de recibo de fluidos producidos. Para el desarrollo del proyecto piloto de Campo Tello este sistema estará conformado por un manifold de producción el cual trabaja a una temperatura de 110° F y una presión de 40 a 60 psig aproximadamente, y consta de cuatro (4) colectores: estos se encuentran distribuidos de tal forma que son tres (3) de producción y uno (1) de prueba. El múltiple tiene la flexibilidad de recibir crudo de todos los pozos, así como también para la inyección de químicos y se describe en el diagrama de flujo de la figura 64.

Figura 64. Diagrama de flujo actual del sistema de producción



El colector de 12" recibe el crudo de pozos de mayor porcentaje de corte de agua para ser tratado en el separador trifásico (FWKO T-SP-304), un (1) colector de 6" recibe el crudo de pozos con bajo corte de agua (<60%) para ser tratado en los

separadores bifásicos T-SP-302, T-SP-303 y el otro colector de 6" recibe crudo para ser tratado en el FWKO T-SP-305. En la figura 65 se presenta una foto del manifold de producción en la batería del campo Tello.

Para el recibo de gas existen dos líneas principales: un colector de 10" que recoge el gas producido de tanques atmosféricos y de disparos de válvulas de seguridad de los separadores bifásicos y trifásicos (Fwko's), y una línea de 6" la cual maneja el gas que se utiliza como consumo. El manifold con el que se cuenta es abierto el cual permite la recolección de los fluidos producidos en el campo como los de las otras fuentes.

5.1.4 Infraestructura. Como se mencionó la infraestructura es un factor básico para la implementación de cualquier tipo de proyecto y en el caso de un proyecto WAG, está consta de:

5.1.4.1. Planta de Recolección

Al estar conformada por líneas de tubería tanto para el transporte de gas como para el agua y debido a que en campo Tello ya se está aplicando inyección de agua no es necesario la instalación de una planta de recolección de agua y en el caso del gas tampoco es necesario la instalación de una planta de recolección porque el campo ya la tiene.

5.1.4.2. Planta de Tratamiento de agua

El funcionamiento básico de esta planta es la de hacer el tratamiento necesario a los fluidos después de ser recolectados para dejarlos en condiciones óptimas de inyección: el campo Tello cuenta con planta de tratamiento desde 1998 cuando se comenzó la inyección de agua.

Esta planta de tratamiento consta de tres (3) tanques desnatadores (Skimmer tank) T – ABM – 102, T – ABM – 106 y T – ABM – 103, también se le realiza una

separación ciclónica, y se cuenta con filtros tipo cáscara de nuez T – MAJ – 401A/ 401B, como se muestra en la figura 66.

Figura 65. Manifold de la Batería Tello.



La planta de tratamiento que existe en este momento tiene la capacidad de tratar 55000 BAPD cubriendo ya los requerimientos que exige el proyecto WAG.

Figura 66. Filtros de agua tipo cáscara de Nuez



5.1.4.3. Planta de tratamiento de gas

El tratamiento que se le realizará al gas es el tratamiento normal para dejarlo a condiciones de inyección, para lo cual el campo ya cuenta con un sistema de tratamiento que consta de un separador (Scrubber), dos (2) separadores bifásicos de 10.000 STBPD cada uno y dos (2) trifásicos (Fwko's) de 40.000 STBPD cada uno, una planta de glicol para bajar la humedad que este pueda tener; debido a la calidad del gas que se tiene no es necesario hacer un tratamiento para H₂S, N₂, CO₂, es decir que con el tratamiento anteriormente nombrado se logran las condiciones adecuadas del gas para inyección.

Si el gas que es suministrado por otras fuentes necesita tratamiento, la planta existente en campo Tello está en posibilidades de realizarlo, por contar con el equipo necesario.

5.1.4.4. Sistema de inyección de agua

El sistema de inyección para el agua consta principalmente de bombas que son las que permiten inyectar el agua al yacimiento cumpliendo con las condiciones requeridas.

La planta de inyección con la que cuenta en este momento campo Tello consta de cinco (5) bombas con capacidad de inyectar 54000 BAPD y tres (3) en stand by, por lo tanto no se va a requerir invertir en compra de bomba alguna. La figura 68 muestra la distribución de las bombas de inyección en paralelo para soportar las condiciones de inyección.

5.1.5 Sistema de Compresión. El sistema de compresión en Campo Tello es un aspecto a considerar debido a la inversión que se debe hacer para la compra de del compresor, con el fin de lograr el transporte del gas desde la fuente hasta el pozo donde se realizará la inyección; el compresor del sistema debe tener la capacidad de comprimir 2 a 3 MMPCSD de gas que es el caudal requerido en el proceso de inyección, sin embargo es recomendable que tenga un rango de inyección de gas entre 3 MMPCSD y 4 MMPCSD con el fin de garantizar el caudal evaluado por la simulación para la inyección; esto debido a las condiciones que se puedan dar en el momento de inyección, por ejemplo, es posible que en un determinado momento se requiera un menor o mayor caudal de inyección, y no se puede correr el riesgo que el compresor no sea el adecuado, por esto es recomendable tener un rango de inyección en el momento de elegir el compresor para no tener problemas en el futuro con el sistema de compresión.

Por otro lado, en el sistema de compresión se cuenta con el sistema existente en la batería Terciarios que consiste en un compresor AJAX DPC 360 que envía parte del gas producido por este campo a la línea de gas producido por la batería de Campo Tello para ser comprimido nuevamente y poder transportarlo hasta los pozos inyectoros de WAG. Este compresor descarga el gas a una presión de 400psi; de este punto a los pozos inyectoros como los son T-49ST y T-61 hay una distancia de aproximadamente de 2 Km; por lo tanto, para la inyección del gas se requiere de un compresor de alta, que comprima el gas de tal manera que este llegue al pozo a una presión mínima de inyección de 2000psi y un caudal de 3 MMPCSD.

Figura 69. Compresor Ariel JGP-1



Para la cotización del compresor se recurrió a la empresa ASERVIN S.A. la cual es la representante comercial en Colombia de varias empresas dedicadas a la fabricación de compresores. Según las características del gas a comprimir y las condiciones del lugar de operación, la empresa realizó su análisis y efectuó su oferta, ante las necesidades de compresión.

La oferta realizada corresponde a un compresor Ariel JGP-1 de dos (2) etapas acoplado directamente a un motor a gas marca Caterpillar G3304NA. De acuerdo a las condiciones de operación ($Q_g = 2$ MMPCSD; $P_{succion} = 400$ Psig; $P_{descarga} = 2000$ Psig; Temperatura del lugar = 38 °C), se requieren para el funcionamiento del compresor 48 caballos.

El valor de compra e instalación del compresor corresponde a 2MMUS.

5.1.6 Distribución e inyección. El sistema de distribución e inyección implementado en el proyecto piloto cuenta con tuberías de acero sin recubrimiento de 4" SCH40, las cuales cumplen las condiciones para la distribución de gas con presión de 100 psi y 4 MMSCF/D y para el agua de 10000 BAPD a 1200 psi.

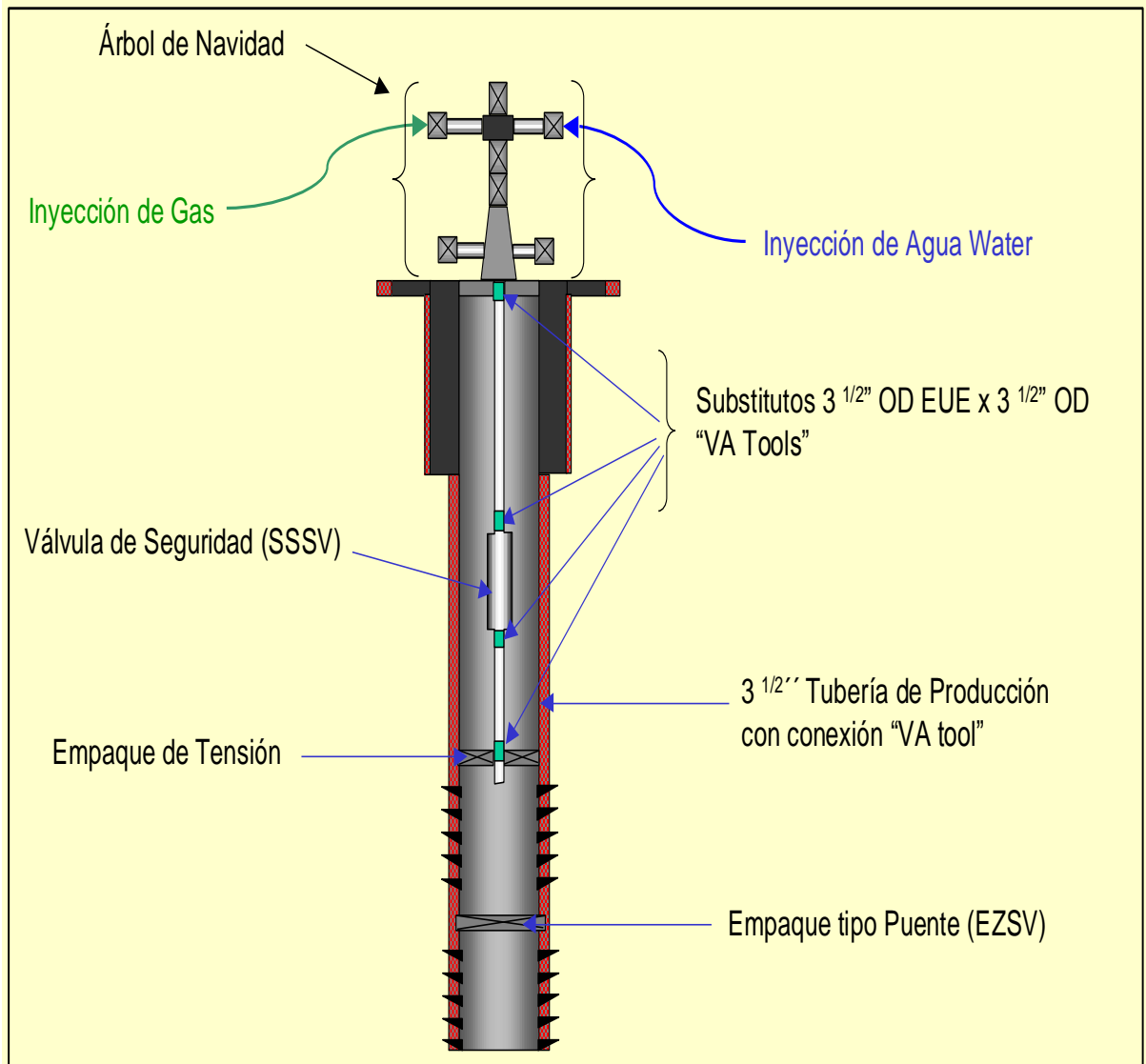
Como la presión de inyección está proyectada en 1600 psia, se recomienda que la tubería existente en el campo sea sometida a una prueba de presión aplicando presiones no menores a la presión proyectada y dependiendo de los resultados obtenidos con esta prueba se determinará los diferentes cambios necesarios para el buen funcionamiento de las líneas de distribución e inyección.

5.2 Requerimientos técnicos para los pozos inyectoros:

5.2.1 Cabezales de inyección. El cabezal con el que se cuenta para llevar a cabo el proyecto de inyección de Agua Alternada con Gas en Campo Tello es un cabezal abierto para contar con dos entradas para cada uno de los fluidos a inyectar, otros de los componentes que tendrá el sistema de cabezal serán las válvulas de seguridad, conexiones para la tubería de inyección los cuales son de un diámetro de 3 ½" para los pozos inyectoros T-61 y T-49, empaques de tensión y también contará con empaques tipo puente del mismo diámetro.

Las facilidades requeridas en cabeza de pozo, son sencillas, ya que para este tipo de inyección sólo se requiere que el árbol de navidad tenga un juego de válvulas (estilo flujo natural) para permitir la inyección de gas y agua por una línea de 3", las facilidades de superficie ya se encuentran instaladas, permitiendo que el proyecto resulte ser relativamente económico.

Figura 70. Cabezal de Inyección



5.2.2 Estado mecánico del pozo inyector. Para determinar el estado mecánico de los pozos que van a estar involucrados en el desarrollo del proyecto piloto se recomienda hacer una selección de las tuberías que harán parte del sistema, las cuales deben cumplir todas las especificaciones de resistencia a las altas

presiones, tensión, compresión y a la corrosión que se puede generar por el uso de los dos tipos de fluidos como lo son el gas y el agua. Esta selección se debe hacer de una manera responsable y teniendo en cuenta las normas de seguridad; sin embargo cabe aclarar que esta selección se debe hacer cuando se pretende cambiar el estado mecánico del pozo actual para acondicionarla a la inyección WAG; sin embargo cuando dentro del proyecto no se pretende cambiar el estado mecánico de los pozos si no trabajar con los que actualmente se tienen, se recomienda realizar estudios acerca del análisis del estado de las tuberías³³.

Se sugiere que al realizar el completamiento de las zonas se tenga como estrategia efectuar las perforaciones en dos etapas: la primera en las arenas que tengan baja inyectividad mejorando la permeabilidad relativa del gas; y como segunda etapa las arenas con buena conductividad con los pozos productores vecinos, esto con el objetivo de aplicar una inyección homogénea en todas las unidades de arena, en la cual predominen las fuerzas viscosas sobre las fuerzas gravitacionales y así evitar la irrupción temprana del gas en los pozos productores.

Otra de las partes del Estado Mecánico de los pozos son los empaques, estos brindan sello y aíslan las zonas para que la inyección se aplique como se tiene estipulado, estos empaques deberán soportar las altas presiones que se pueden generar dentro del yacimiento, y se recomienda que sean retirables mediante tensión y con un sistema j – spot.

En las tuberías de inyección siempre hay que tener en cuenta que se pueden generar problemas como el taponamiento, para solucionar estos inconvenientes es preciso tener un plan de contingencia como podría ser un procedimiento con wireline o un raspador cuando el taponamiento es pequeño, pero si este taponamiento es de un tamaño considerable es mejor usar disolventes que van a

³³ R.D. MENGUAL ET ALL: “Challenges opportunities and reservoir management, of a giant field in Venezuela” ; paper SPE 65174, presented at PDVSA E&P, AND A.D. RATTIA, PDVSA E&P . Oct 2000.

tener una mayor efectividad. Sin embargo cuando se tiene una zona ladrona el taponamiento premeditado pasa a ser una solución, es decir cuando se tiene este tipo de zona se manda un tapón de arena y seguidamente se vuelve a perforar con el fin de evitar el drenaje inadecuado de los fluidos.

Los estados mecánicos que presentan los pozos elegidos para la aplicación del proyecto cumplen con las especificaciones de resistencias, pues son pozos relativamente nuevos con menos de 10 años de completados y tienen registros actualizados de integridad de revestimiento como CVL, CCL y de imágenes que permiten definir las buenas condiciones para el asentamiento de empaques en las zonas de interés. En los pozos productores (T-46, T-56, T-57, T-58, T-59ST) no se les debe realizar ningún cambio debido a que los estados mecánicos de estos se encuentran en perfectas condiciones para la aplicación del proyecto.

El estado mecánico de los pozos inyectoros T – 61 y T -49 se muestran en las tablas 28 y 29.

Los cambios a realizar en los estados mecánicos de los pozos inyectoros serán la adición de empaques en el inicio de las perforaciones para lograr una inyección más efectiva en la zona de interés, se puede presentar que con el paso del tiempo se requieran hacer cambios al perfil de inyección en cada pozo y se puede requerir de más empaques. El estado final de cada pozo se puede ver en las figuras 71 y 72.

5.2.3 Esquema del pozo productor. El sistema de producción a aplicar en proyecto piloto de campo Tello será por bombeo electro sumergible (ESP) debido a la alta capacidad de levantamiento que este presenta y por todas las facilidades que tiene para el manejo de gas.

Los pozos elegidos para el proyecto como productores los cuales son T-46, T-56, T-57, T-58, T-59ST ya tienen como levantamiento artificial el bombeo electro sumergible, por lo tanto no será necesario la adquisición un nuevo sistema de bombeo.

Tabla 28. Descripción del estado mecánico del pozo T-61

Características	Casing de superficie	Casing intermedio	Liner de producción	Inyección String
Diámetro (in)	9.625	7	5	3.5
Clase	N - 80	N - 80	L - 80	L - 80
Peso (lb/ft)	43.5	29	18	9.3
Profundidad (ft)	2673	8637	9202.7	8427.9

Tabla 29. Descripción del estado mecánico del pozo T-49

Características	Casing de superficie	Casing intermedio	Liner de producción	Inyección String
Diametro (in)	9.625	7	5	3.5
Clase	N - 80	P - 110	N - 80	N - 80
Peso (lb/ft)	43.5	29	18	9.3
Profundidad (ft)	2038	8490	8965	8715.9

La bomba ESP usada en el pozo inyector Tello 46 se puede ver en la figura 73 y está compuesta por cinco (5) bombas cada una con una capacidad de levantamiento que se 4000 y 6000 STBPD, estas a su vez cuentan con Protectores MLE, un motor de alta y de baja de 380HP, el peso total de la bomba es de 7473 Lb con una longitud de 149 ft, la profundidad a la cual se encuentra es de 6914 ft. Otro de los aspectos importantes para resaltar en el proyecto es que se tienen 3 bombas en Stand By de la misma capacidad.

Figura 71. Descripción del estado mecánico del pozo T-61

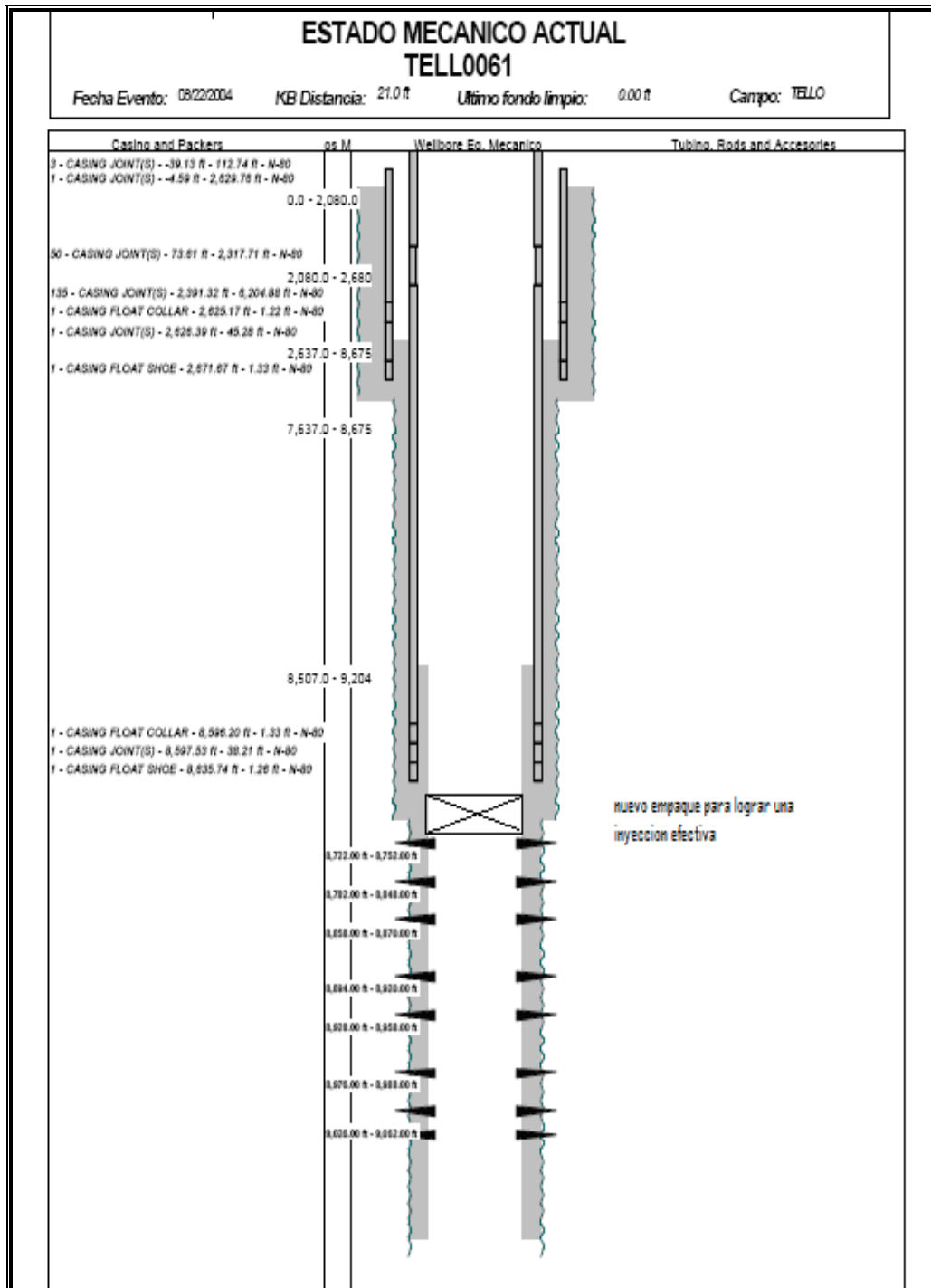
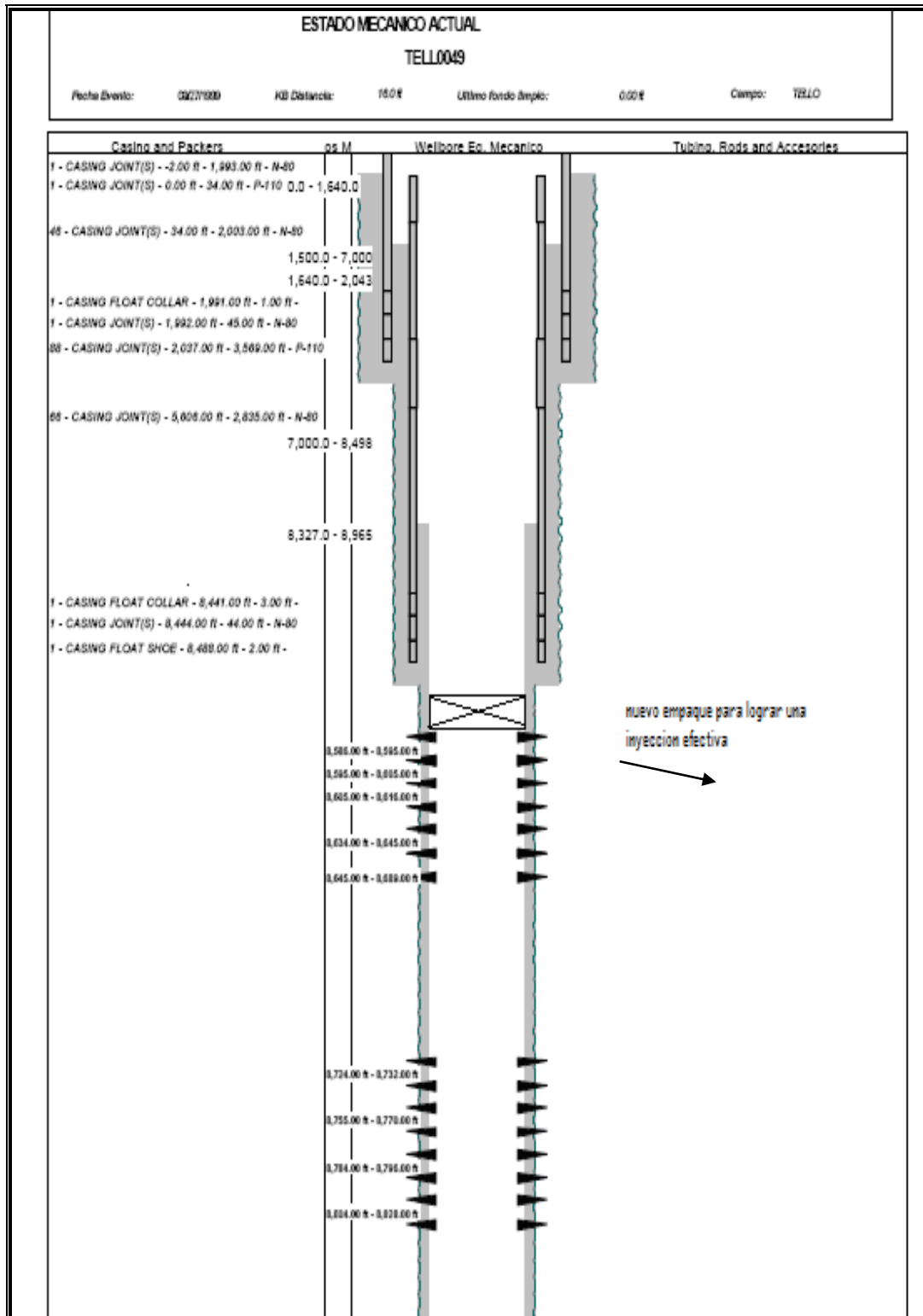
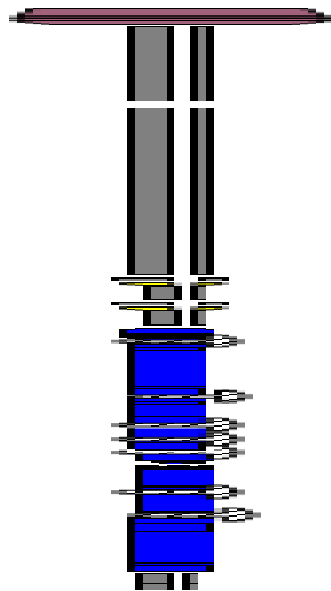


Figura 72. Descripción del estado mecánico del pozo T-49



Según la experiencia del WAG en el campo San Francisco ha demostrado que es necesario realizar cambios en los separadores de las bombas ESP, particularmente cuando se presenta la irrupción del gas, sin embargo las condiciones de inyección hacen un buen control de la movilidad del gas para minimizar la irrupción y la cantidad de gas producido.

Figura 73. Esquema del sistema de levantamiento ESP



5.2.4 Fuentes de energía. Por último, en el análisis de las condiciones técnicas generales para la ejecución del proyecto piloto se recomienda hacer un estudio de las posibles fuentes de energía las cuales son básicas para poder llevar a cabo cualquier proceso en la industria petrolera; en Campo Tello la energía manejada para los requerimientos eléctricos son suministrados por una planta de generación de energía eléctrica a base de gas que consta de 11 generadores que

proporcionan 4.1 MW, los cuales suministran parte la energía necesaria para la adecuada ejecución del proyecto y la otra parte es suministrada por Electrohuila.

Figura 74. Planta de Generación de Campo Tello.



5.3 Monitoreo y control en el proyecto piloto WAG.

El monitoreo del campo es una actividad que permite supervisar el proceso WAG y a la vez asegurarse que este está siendo utilizado eficazmente, además permite analizar las posibles maneras de optimización de un proceso.

La razón de implementar un plan de monitoreo y control en un proyecto piloto es porque da múltiples beneficios como permitir la evaluación de la producción de

petróleo incremental, ayudar a evitar las zonas ladronas, verificar el tiempo optimo de inyección que a la vez permite extrapolar para los otros modelos de inyección, suspendiendo la inyección en modelos de eficiencia pobre y que no pueden ser recuperados, permite el estudio costo Vs. barriles producidos para analizar los buenos resultados con bajos costos ya que se detecta la calidad de las condiciones de inyección por ciclos tanto del gas como las del agua, analiza el costo/operación Vs. Número de operaciones hechas en el principio del proyecto para mostrar los mejoramientos en cuanto al aumento de trabajos operacionales por menores costos, da una mejor definición de la heterogeneidad del yacimiento proporcionando un cuadro más exacto y detallado de la geología.

Suministra la información para calibrar los simuladores del reservorio y hacer predicciones ajustadas para el futuro ayudando al mantenimiento de la presión mínima para la optimización

Además un factor importante a lograr con el monitoreo es la reducción de la circulación de gas ya que las pruebas de campo indican que el uso de ciclos de gas lentos pueden disminuir de manera significativa la alta proporción gas-petróleo en el productor; aumentando la proporción del WAG de 0.3 a 2, reduciendo el volumen de gas inyectado por año del 5 a 2% del HCPV. Sin embargo, los ciclos de inyección lenta de gas deben ser justificados económicamente con base en las recuperaciones incrementales por la inyección en el modelo.

Para realizar un monitoreo y control de yacimientos es necesario tener un programa para identificar los puntos esenciales y las pruebas a realizar con los cuales se puede evaluar el proceso, estos consisten en:

1. Identificar el proceso de medición del petróleo incremental
2. Evaluar la eficacia relativa para cada modelo tratando de mantener la mínima presión de miscibilidad

3. Determinar la calidad de las estructuras sedimentarias y las unidades de flujo o unidades hidráulicas por las cuales se refleja la producción e inyección de fluidos.
4. Calcular el espesor de cada modelo de inyección con el fin de desplazar la cantidad óptima para obtener resultados superiores y por esto el monitoreo debe ser individual para que permita la clasificación de los pozos según su rendimiento permitiendo la optimización del modelo de inyección.
5. Realizar un análisis de muestras el cual consiste en tomar una prueba del hidrocarburo en los productores y realizar la prueba flash para determinar la proporción de C_1/C_3 ;
6. Tomar una cromatografía composicional la cual brinda un análisis de suma importancia para el seguimiento del comportamiento del gas observando el aumento en la relación gas-petróleo para así verificar el proceso de la inyección e interpretación adecuada de los datos, esta cromatografía se toma en el pozo productor³⁴.

Para poder lograr los puntos anteriormente establecidos y tener un óptimo monitoreo para un proceso de inyección WAG se deben realizar las siguientes labores:

1. Hacer mediciones rutinarias de presión en los pozos involucrados, (registros de producción e inyección).

³⁴ Sanchez Néstor L. SPE 53714 Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects; /PDVSA Exploration and Production

2. Realizar análisis del gas producido y medición de la gravedad API para controlar la irrupción del gas y el grado de enriquecimiento del frente de desplazamiento además de determinar las propiedades del fluido del reservorio y el comportamiento de fases, esto se realiza mediante muestras de gas y fluido que son obtenidas del separador.
3. Diseñar programas de trazadores radiactivos o trazadores químicos (HTO (Tritiated water), S14CN (Sodium Thiocyanite), IPA Isopropyl Alcohol), y Na22 (Sodium 22)) durante las pruebas piloto para controlar los fluidos de inyección, canales preferenciales de flujo, comunicación entre capas y temperatura en los pozos³⁵.
4. Realizar mediciones de la saturación residual de petróleo en la zona barrida mediante el uso de los Registro de Pulsos Neutrónico (PNL), (CNL) y (DIL) que sirve para identificar el cambio de saturación de agua en los pozos y seguir la propagación del frente miscible y el banco de agua³⁶.
5. Monitorear la relación WAG, el recobro de petróleo y los volúmenes porosos inyectados, por patrón o unidad de flujo.
6. Controlar el desempeño de los patrones de inyección y producción a fin de compararlo con el desempeño predicho por simuladores para establecer las correcciones a que haya lugar, como consecuencia de una alta relación gas-petróleo, irrupción prematura del gas, distribución irregular de los fluidos inyectados e identificación de zonas pobremente drenadas, los datos son obtenidos mediante el perfilaje de los pozos de interés y este perfilaje se debe realizar en dos ciclos de inyección tanto en el agua como en el del gas.

³⁵ J.R. Christensen,* SPE, and E.H. Stenby; Review of WAG Field Experience, SPE, IVC-SEP,DTU, , SPE 71203, Norsk Hydro A/S

³⁶ Christian L.D.. et al.: "Design and implementation of a miscible Water-Alternating-Gas Flood at Prudhoe Bay", Paper SPE-13272, presented at SPE Annual Meeting, Houston, Oct. 1984

6. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO WAG EN UN PILOTO DEL CAMPO TELLO.

En el capítulo anterior se definieron aspectos importantes para la implementación del proyecto piloto del proceso WAG para el campo Tello. Las necesidades más relevantes se presentan en infraestructura y corresponden esencialmente al sistema de inyección de gas y agua en los pozos inyectores. Lo más impactante en la economía del proyecto es el costo del compresor y sus respectivas instalaciones para distribuir el gas a los dos pozos inyectores.

En este capítulo se presenta la evaluación económica del proyecto piloto teniendo en cuenta todas las variables consideradas por ECOPETROL S.A, para la evaluación de proyectos de inversión.

Dentro de esta lista no se encuentra el costo del compresor, por su gran importancia se contempla por aparte en la tabla del análisis económico.

El indicador de análisis económico que considera ECOPETROL S.A, para la evaluación de los proyectos de inversión es el Valor Presente Neto (VPN), por eso a continuación se presenta un breve concepto de dicho indicador.

6.1. Valor presente neto (VPN).

El Valor Presente es el valor de los dineros de periodos futuros, traídos al periodo cero es decir hoy, a una tasa de oportunidad determinada. O dicho de otra manera es el equivalente en dinero hoy al flujo que se espera recibir en el futuro.

Así entonces, el Valor Presente Neto es la diferencia entre el Valor Presente de los Ingresos menos el Valor Presente de los Egresos, nuevamente calculado con la tasa de descuento del proyecto y a un periodo de tiempo determinado.

En términos matemáticos el VPN se calcula con la siguiente ecuación:

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}$$

Ecuación 9

Aunque teniendo en cuenta que actualmente las herramientas informáticas permiten facilitar estos cálculos, la forma en que Excel lo calcula es la siguiente:

$$F(x) = VNA(i, rango) - P_0$$

Ecuación 10

Donde:

i = Tasa de descuento.

Rango= Corresponde a los flujos desde el periodo uno hasta el último periodo.

P_0 = Corresponde al flujo efectuado en el periodo cero.

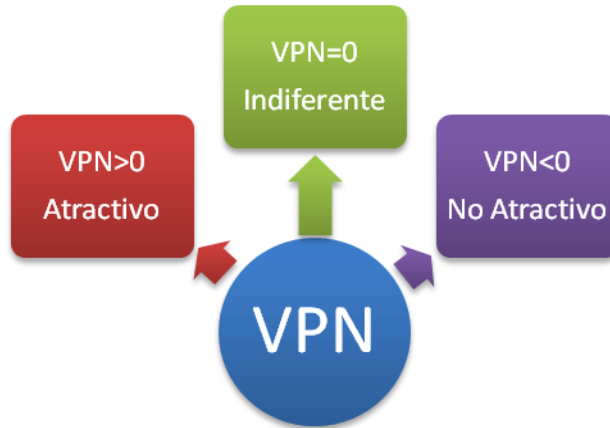
▪ Evaluación del VPN

Tras conocer su definición y método de cálculo, es necesario entonces evaluar en qué forma se toma decisiones en base al VPN de un proyecto. Las reglas básicas son las siguientes:

- Si el $VPN = 0$, el proyecto se considera indiferente, este caso significaría que el inversor recibirá simplemente la cantidad invertida sin ninguna utilidad adicional.
- Si el $VPN > 0$, el proyecto se aprueba, en este caso lo que sucede es que el inversor no solo va a recibir el monto de su inversión, sino además un monto adicional.

- Si el $VPN < 0$ = el proyecto se rechaza, este es el caso pesimista, en el cual el proyecto no basta ni siquiera para recuperar la inversión, por el contrario arroja pérdidas.

Figura 75. Criterio de Evaluación del VPN.



6.2 Análisis económico del proyecto WAG para el campo Tello.

Para realizar el análisis económico con los lineamientos que exige ECOPETROL S.A, se requiere obtener y calcular la información contenida en la tabla 30, uno de los insumos es la producción incremental promedio diaria, siendo la referencia para los ingresos.

En la tabla 30, se muestran todos los ítems necesarios y su descripción. La regalías para proyectos de producción incremental es del 8%.

En la tabla 31 se presenta un resumen de las necesidades en infraestructura para el montaje de líneas y adecuación de los pozos inyectores, no se están contemplando los costos adicionales por modificaciones en los pozos productores porque no se tienen identificados los requerimientos.

Como se menciona en la tabla 30, ECOPETROL S.A, realiza el total de las inversiones para el campo Tello, adicionalmente paga los gastos de operación del campo como son personal directo, contratista, manteniendo de pozos, energía y otros asociados a la producción y la inyección de agua.

De la producción incremental de petróleo ECOPETROL S.A, recibe el 50% de la utilidad y de este tiene que descontar las inversiones y gastos operacionales, que en resumen la utilidad neta para la empresa en cualquier inversión es menor al 40%. Teniendo en cuenta las anteriores apreciaciones con las cuales se realiza el respectivo análisis económico, son desventajas para el proyecto y sin embargo los VPN a 60 meses son positivos y atractivos para el inversionista.

La simulación arrojó que las mejores condiciones las presenta el WAG 6_1 con relación volumétrica de 4, tasa de inyección de 3 MMSCF/D, VP total de gas de 5.91% VP y 10 ciclos. Para el análisis económico se tomó los resultados en producción obtenidos para el WAG 6_1, y se encuentran en la tabla 32.

La tabla 32 proyecta la producción incremental promedio diaria por la implementación del proceso WAG en el piloto del campo Tello, son datos insumo para la hoja de entrada en la evaluación económica y luego hay una celda que solicita el porcentaje de participación de ECOPETROL S.A, en las inversiones y en la producción.

Tabla 30. Datos técnicos necesarios para el análisis económico de proyectos en ECOPETROL SA.

Variable	Descripción	Unidad
Producción	Producción incremental promedio diaria	BPPD
Producción Total	Producción total en el mes	bl
Regalias	Regalias en Bls.	8%
Producción Neta	Producción total en el mes descontando las regalias	bl
WTI	Precio Internacional WTI	US\$/bl
Dif. Calidad + Transp.	Descuento por calidad del crudo según cada campo	US\$/bl
Transporte Carrotanque	transporte	US\$/bl
Precio Referencia	Precio de referencia aplicado para el campo	US\$/bl
Ingresos	Venta de la producción neta al precio referencia	US\$
Costos asociados a la producción	Costos de producción total en el campo que los asume ECOPETROL según el convenio con la ANH	US\$ /Bls
Costos de compra de gas	El valor del gas en los meses que sea necesario, el costo es de 3.5 US\$/1000 SCF. Se presentan dos escenarios, uno comprando el gas y otro con la condicone actual en la cual no requiere la compra del gas.	US\$/1000 SCF
Inversión en infraestructura para el proyecto WAG	Los requerimientos descritos en la tabla 31	
Inversión en compresor	El costo del compresor	US\$
COSTOS TOTALES		
Flujo de Caja		US\$
Depreciación	Las inversiones se proyectan a una depreciacion de 120 meses	
Utilidad Neta		
Impuestos (33%)	Se paga impuestos por la Utilidad Neta	US\$
Flujo de Caja Neto	Libre de impuestos	US\$
VPN	Se cálcula para el proyecto	US\$
ECOPETROL		

Tabla 31. Resumen de las necesidades en infraestructura

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
TUBERÍA DESDE LA PLANTA DE TRATAMIENTO HASTA EL COMPRESOR, INSTALACION	m	4.000	50	200.000
TUBERÍA DESDE EL COMPRESOR HASTA LOS DOS POZOS, INSTALACIÓN	m	1.000	50	50.000
TUBERIA DE INYECCIÓN PARA LOS DOS POZOS	ft	5.000	25	125.000
EMPAQUES EZ Y RBP PARA LA INYECCIÓN SELECTIVA.	un	4	8.000	32.000
CABEZAL DE INYECCIÓN	un	3	75.000	225.000
EQUIPOS Y ACCESORIOS PARA MONITOREO Y CONTROL DE FLUJO DE FLUIDOS EN CABEZALES DE INYECCIÓN	un	2	50.000	100.000
VALOR TOTAL				732.000

Según la simulación se puede generar un cronograma de requerimiento de gas el cual se puede ver en la tabla 33 y se presenta no con fechas sino con orden de los meses desde cuando se inicia el proceso WAG.

Tabla 32. Producción incremental promedio del Piloto WAG (BPPD).

MESES	PRODUCCIÓN PROMEDIA (BPPD)	MESES	PRODUCCIÓN PROMEDIA (BPPD)
1	201,5	31	556,2
2	309,5	32	529,0
3	458,6	33	497,0
4	534,4	34	484,0
5	559,6	35	521,1
6	500,4	36	541,7
7	438,7	37	525,5
8	501,7	38	498,7
9	552,0	39	492,7
10	579,8	40	522,5
11	564,0	41	536,2
12	523,2	42	516,2
13	516,2	43	495,4
14	552,2	44	492,7
15	603,5	45	520,0
16	606,1	46	530,6
17	560,9	47	508,6
18	531,2	48	483,8
19	531,9	49	472,0
20	571,7	50	490,5
21	585,3	51	498,0
22	555,5	52	478,2
23	513,2	53	460,7
24	503,7	54	446,8
25	546,0	55	459,2
26	562,2	56	471,9
27	536,9	57	471,7
28	507,4	58	473,5
29	494,7	59	485,5
30	538,6	60	500,5

Tabla 33. Cronograma de suministro de gas para el proyecto WAG.

	Pozo T-61	Pozo T-49	MESES	Pozo T-61	Pozo T-49
1	30	30	26	30	30
2	30	30	27	30	30
3	30	30	28	30	30
4	30	30	29	30	30
5	30	30	30	30	30
6	30	30	31	30	30
7	30	30	32	30	30
8	30	30	33	30	30
9	30	30	34	30	30
10	30	30	35	30	30
11	30	30	36	30	30
12	30	30	37	30	30
13	30	30	38	30	30
14	30	30	39	30	30
15	30	30	40	30	30
16	30	30	41	30	30
17	30	30	42	30	30
18	30	30	43	30	30
19	30	30	44	30	30
20	30	30	45	30	30
21	30	30	46	30	30
22	30	30	47	30	30
23	30	30	48	30	30
24	30	30	49	30	30
25	30	30	50	30	30

Las corridas económicas se realizarán para 60 meses y el proyecto de inyección termina el mes 48, pero el resultado en incremento de producción se continua hasta los 100 meses, se hizo el análisis hasta el mes 60 un año después de la ultima inyección de gas.

Con el propósito de mostrar la corrida economía del proyecto en los cinco primeros meses se presenta la tabla 34.

Tabla 34. Resumen de datos para el análisis económico hasta el 6 mes.

	MESES	1	2	3	4	5
Producción Neta	bl	2.781	4.271	6.329	7.375	7.722
Ingresos	US\$	127.518	195.833	290.185	338.131	354.027
Costos asociados a la producción	US\$ /Bl	72.546	111.412	165.112	192.392	201.451
Costos de compra de gas	3.5 US\$/1000 SCF	315.000	315.000			
Inversión en infraestructura para el proyecto WAG		732.000				
Inversión en compresor	US\$	2.000.000	-	-	-	-
SUBTOTAL COSTOS		2.909.546	426.412	165.112	192.392	201.451
COSTOS TOTALES		2.909.546	426.412	165.112	192.392	201.451
Flujo de Caja Bruto	US\$	2.782.028	-230.579	290.185	338.131	354.027
Depreciación		24.246	24.246	24.246	24.246	24.246
Utilidad Neta		2.806.275	-254.825	265.939	313.885	329.781
Impuestos (33%)	US\$	-	-	87.760	103.582	108.828
Flujo de Caja Neto	US\$	2.806.275	-254.825	178.179	210.303	220.953

En la figura 76, se presenta el VPN del proyecto en tres escenarios de precios del petróleo:

1. Precio WTI de 30 US\$
2. Precio WTI de 40 US\$
3. Precio WTI de 50 US\$

La columna rosada corresponde al VPN en el evento de que sea necesario comprar la totalidad de gas para el proyecto y la verde es el VPN del proyecto sin la compra de gas.

Para un mismo escenario de precios del petróleo la diferencia en el VPN es en promedio de USD\$ 700.000, que esencialmente se debe a la compra del gas y por efecto del cambio del precio del petróleo en incremento de USD\$10, es en promedio de USD\$ 2.000.000, lo que indica que el proyecto es muy sensible a los precios del petróleo.

La siguiente figura 77 los colores interpretan los mismos escenarios, pero en este caso la cantidad de meses necesarios para que el proyecto se pague o de otra forma para que el VPN sea cero.

Figura 76. VPN del proyecto WAG a 60 meses.

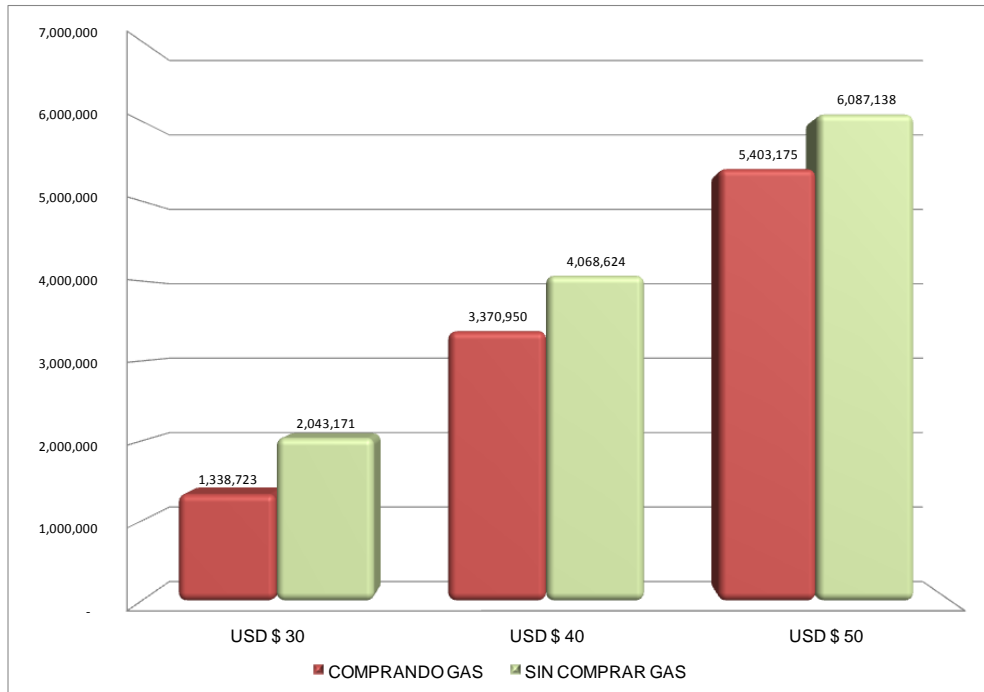
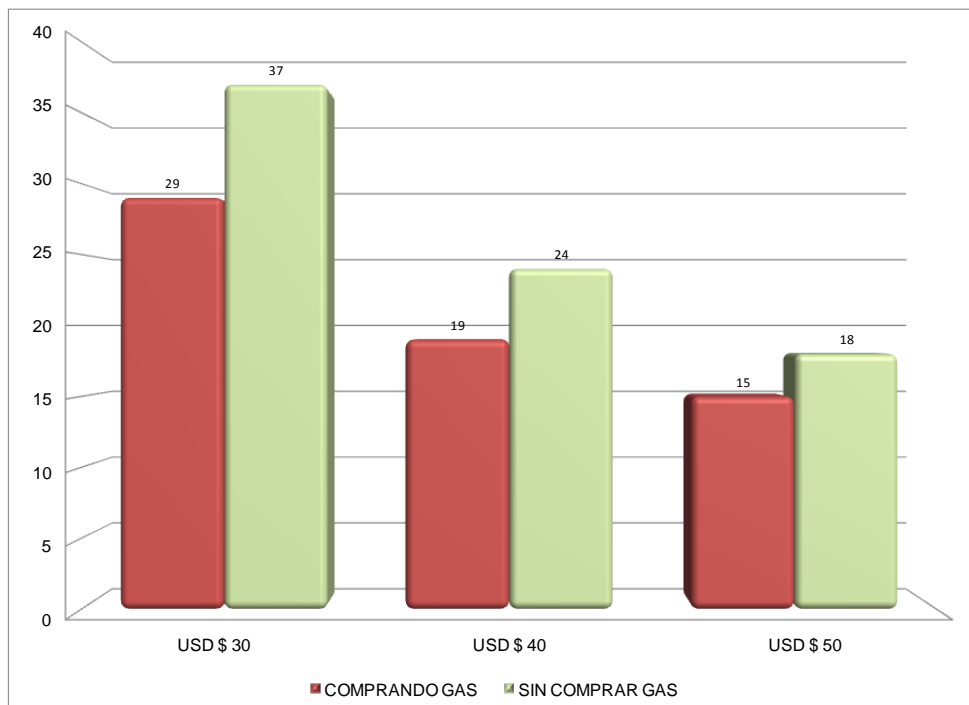


Figura 77. VPN del proyecto WAG a 60 meses



CONCLUSIONES

1. Al incrementar la relación volumétrica de 0.5 a 4, se aumenta el tamaño del bache de agua, permite controlar la movilidad del gas, y un proceso mas eficiente con mayor producción incremental de petróleo.
2. El proceso WAG es mas eficiente cuando se tiene un %VP menor, permitiendo tener beneficios técnicos con menos requerimientos de compresión, económicos por un menor consumo de gas y mayor producción incremental en menos tiempo.
3. Al aumentar el caudal de inyección gas, se cumplen con los requerimientos de presión para un eficiente desplazamiento de petróleo.
4. Técnicamente el Piloto WAG para el campo Tello cumple con la gran mayoría de las condiciones necesarias para desarrollarlo; los pozos inyectores están en buenas condiciones, sin embargo, se plantea el cambio de tubería de inyección y de los cabezales para los pozos T-49 y T- 61 Los pozos productores también cumplen con los requisitos para la implementación del proyecto.
5. Económicamente el proyecto con las condiciones de disponibilidad de gas (no se requiere comprar gas), los VPN para precios de WTI de USD\$ 30, 40 y 50 son de 2, 4 y 6 millones de dólares respectivamente a 60 meses de producción. Las condiciones económicas del proyecto WAG para el campo Tello no son las más atractivas porque ECOPETROL SA. invierte el 100% y se recibe menos del 50% de la producción, sin embargo el proyecto pasa el análisis económico.

RECOMENDACIONES

1. El costo y el tiempo de compra del compresor son los aspectos de mayor impacto en el proyecto, por lo tanto se recomienda la consecución del compresor con otras empresas del área como PETROBAS o HOCOL ya sea en arriendo o por compra, permitiendo agilidad y economía en la implementación del proyecto.
2. Para obtener beneficios técnicos y económicos es importante crear una sinergia con la empresa HOCOL, con el fin de poder capitalizar las experiencias vividas en proyecto WAG del campo San Francisco.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

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.

ATTANUCCL, KS. ASLESEN, K, A. I-lejl, and C.A. Wright, WAG Process Optimization in the Rangely CO₂ Miscible Flood Vincent, Chevron U.S.A. Production Co. SPE 26622. by L.A, Phillips, JL, McPherson, and R.J Leibrecht C, et all: “CO₂ Flood: Design and Initial Operations, Ford Geraldine (Delaware Sand) Unit” SPE 12197; 1983.

C. REDERON, J. BRISAC et all: “RILLING AND PRODUCTION PROBLEMS IN HASSI- MESSAOUD FIELD”, paper SPE-149 presented at compagnie Francaisedes Petrole

CHRISTIAN L.D.. et al.: “Design and implementation of a miscible Water-Alternating-Gas Flood at Prudhoe Bay”, Paper SPE-13272, presented at SPE Annual Meeting, Houston, Oct. 1984.

D. H. TEHRANI, A. DANESH, K. S. SORBIE, G. HENDERSON, M. SOHRABI AND M. I. J. VAN DIJKE. “Water Alternating Gas Injection Studies – Phase 2”. Improved Oil Recovery Research Dissemination Seminar. Aberdeen, 24 June 2003.

D.D. JACKSON, G.L. ANDREWS AND E.L. CLARIDGE. “Optimum WAG Ratio vs. Rock Wettability in CO₂ Flooding”. SPE 14303. 60TH annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. Las Vegas, NV. September 22-25 1985.

ESTRATEGIAS DE OPTIMIZACION PARA EL SISTEMA DE INYECCIÓN – PRODUCCIÓN EN EL CAMPO TELLO, : Wilson Barrios, Javier Duran Serrano, Vicente Gomez, Adriana Gomez H. Cesar Augusto Duarte.

EVALUACION INTEGRAL PARA EL CAMPO TELLO: : ECOPETROL SOH: César Duarte, Gerson Saúl Pérez, Julio Mario Rueda, Wilson Alexander Martínez, Hugo Iván Muñoz. ECOPETROL SYA: Juan Manuel León, Lina María Angel, Fabio Andrés Sánchez. ECOPETROL ICP: Vicente Gómez, Alberto Mendoza. SCHLUMBERGER: Jorge Hernández M.

F. FRIEDMANN , T.L. Hughes “Development and Testing of a Foam-Gel Technology to Improve Conformance of the Rangely CO2 Flood”. SPE 54429 , SPE, Chevron Petroleum Technology Co.; , SPE, Schlumberger Cambridge Research;M.E. Smith, SPE, Chevron Petroleum Technology Co.; G.P. Hild, SPE, Chevron U.S.A. Production Co.; A. Wilson, SPE, and S.N. Davies, SPE, Schlumberger Cambridge Research

G P. HIID, and R. K. WACKOWSKI; Results of the injection Well Polymer Gel Treatment Program at the Rangely Weber Sand Unit, Rangely, Colorado. SPE 39612, Chevron USA Production Company

GARY R. Jerauld. “Timing of Miscible Hydrocarbon Gas Injection after Waterflooding”. SPE 59341. Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, 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. 57th Annual Fall Technical

Conference and Exhibition of The Society of Petroleum Engineers of AIME. New Orleans, LA. Sept. 26-29. 1982.

HUANG, E.T.S. and HOLM, L.W “.Effect of WAG Injection and Rock Wettability J,C. Hs and JS. Moore, The Quarantine Bay 4RC CO₂-WAG Pilot Project: A Pc !-Flood Evaluation, SPE 15498; Chevron U.S.A. Inc.

J.J. HAVENSTRITE, R.E. HADLOW, AND R.W. HARRIS, et all: “Unitization and Additional Recovery Planning in the Jay-Little Escambia Creek Fields” Paper SPE 4997; Exxon Co., U.S.A. 1974.

J.R HERVEY ET ALL: “Performance Review of a Miscible CO₂ Tertiary Project: Rarngely Weber Sand Unit”, paper SPE 19653 Colorado, SPE, and A.C. Iakovakis, SPE, Chevron.

J.R. HRISTENSEN,* SPE, and E.H. Stenby; Review of WAG Field Experience, SPE, IVC-SEP,DTU, , SPE 71203, Norsk Hydro A/S.

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.

M,O, DURHAM, I THEWAY Corp./U. of Tulsa, and Gerald Miller, Imperial Oil—Resources Div. et all “ Enhancing Performance of Submersibles Operating in Miscible Flood Conditions” SPE 25446; 1993 on Oil Recovery During CO₂ Flooding”. SPERE (Feb. 1988) 119-129.

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.

P. BEDRIKOVETSKY, G. M. Andrade, L. E. A Ferreira and G. L. Menezes. “Optimization of Miscible Water - Alternate-CO₂ Injection (Based on analytical model)”. SPE/DOE 35390. Tenth Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa, OK. 21-24 April. 1996.

PARIANI, G.J., MCCOLLOCH, K.A., AND WARDEN, S.L. “An Approach to Optimize Economics in a West Texas CO₂ Flood”. paper SPE 22022 presented at the Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas, TX, 11-12 April
R Juanes, M.J. Blunt, SPE “Impact of Viscous Fingering on the Prediction of Optimum WAG Ratio”. SPE 99721. Abril del 2006.

R. SCOTT REDMAN ET AL: “Horizontal Miscible Water Alternating Gas Development of the Alpine Field, Alaska”, Paper SPE 76819, presented at Philips Alaska, 2002.

R.D. MENGUAL ET ALL: “Challenges opportunities and reservoir management, of a giant field in Venezuela” ; paper SPE 65174, presented at PDVSA E&P, AND A.D. RATTIA, PDVSA E&P . Oct 2000.

RICHARD B. MACON ET ALL: Desing and operation of the levellano unit Co₂ injection facility” Paper SPE 8410, 1979.

RUNE INSTEJFJORD, 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 NÉSTOR L. SPE 53714. Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects; /PDVSA Exploration and Production.

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

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

VINCENT ATTANUCCL, KS. ASLESEN, K,A. I-LEJL, AND C.A. WRIGHT, CHEVRON U.S.A. Production Co. "WAG Process Optimization in the Rangely CO₂ Miscible Flood". SPE 26622. 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. Houston, Texas, 2-6 Octubre 1993.