

**ESTUDIO PARA DETERMINAR LAS CONDICIONES TECNICAS DE
APLICACIÓN DE UN PROYECTO PILOTO DE INYECCION DE GAS
ALTERNADA CON AGUA (WAG) EN EL CAMPO TELLO**

**DIANA FERNANDA SALAZAR BRAVO
MARIA GORETTY OVIEDO CLAROS**

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



**ESTUDIO PARA DETERMINAR LAS CONDICIONES TECNICAS DE
APLICACIÓN DE UN PROYECTO PILOTO DE INYECCION DE GAS
ALTERNADA CON AGUA (WAG) EN EL CAMPO TELLO**

**DIANA FERNANDA SALAZA R BRAVO
MARIA GORETTY OVIEDO CLAROS**

Trabajo de grado presentado como requisito final para optar al título de
Ingeniera de Petróleos

Director

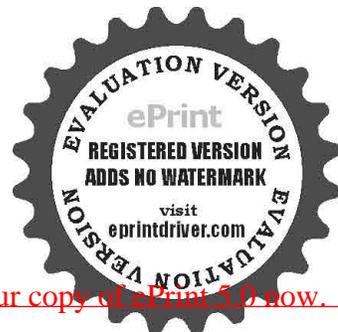
CESAR AUGUSTO DUARTE PRADA
Ingeniero de Petróleos.

Departamento de operación y producción de ECOPETROL S.A.

Codirector

JAIRO ANTONIO SEPULVEDA GAONA
Ingeniero de Petróleos

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



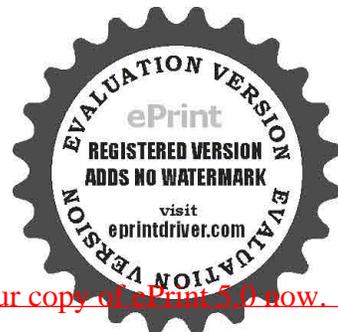
Nota de aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Neiva, 7 de mayo de 2009



AGRADECIMIENTOS

Las autoras desean expresar sus más sinceros agradecimientos a:

Cesar Augusto Duarte Prada, Ingeniero de Petróleos, superintendencia de producción y operaciones Huila – Tolima, director del proyecto por sus invaluable aportes, sugerencias y recomendaciones.

Jairo Antonio Sepúlveda Gaona, Ingeniero de Petróleos, docente de la Universidad Surcolombiana, codirector del proyecto por su valiosa y oportuna colaboración.

Ricardo Parra Pinzón, Ingeniero de Petróleos, docente de la Universidad Surcolombiana, por su valiosa y oportuna colaboración.

Alfonso Ortiz Sánchez, Ingeniero Químico, docente de la Universidad Surcolombiana, por su colaboración y apoyo.

Freddy Escobar Macualo, Ingeniero de Petróleos, docente de la Universidad Surcolombiana, por su contribución.

Elcy Obregón Tamayo, Secretaria del programa de Ingeniería de Petróleos, por ayudarnos a solucionar todos los problemas que se nos presentaron en el camino.

La **Universidad Surcolombiana**, por habernos formado tanto en lo personal como en lo profesional.

ECOPETROL S.A. y todos sus empleados, por darnos la oportunidad de aplicar nuestros conocimientos y hacer posible la realización de este proyecto



A papito Dios, por el intenso amor y por la infinita misericordia que ha tenido conmigo.

A mi padre, Fernando Salazar por todo el apoyo incondicional que me brindó no solo en mi carrera profesional sino durante todo este tiempo de mi vida.

A mi mamita, Amanda Bravo por su esfuerzo y dedicación para hacer de mi un ser humano cada día mejor.

A mi hermanito Faver A. Salazar Bravo por su apoyo.

Al hombre que apareció en mi vida para llenarla de amor y gracias a su cariño y apoyo, contribuyó para hacer realidad este gran logro: Jonathan Arango.

A mis familiares, especialmente a mi tía Nelfy y prima Leidy.

A mis amigos por confiar y creer en mí, especialmente a María Goretty por apoyarme de diversas maneras.

Diana Fernanda Salazar Bravo

A Dios que impulsa cada uno de mis buenos y malos instantes al lado de él, a mis padres Kelly Claros y Jairo Oviedo que me alientan a seguir adelante, Gracias a ellos soy quien soy y quien seré.

A mis hermanos Andrés, Alfonso y Camilo que han estado a mi lado en las grandes alegrías y los pequeños altibajos que brinda la vida.

A todos mis familiares, especialmente a mi tía Martha y a José Javier por todo su apoyo.

A mis amigos especialmente a Diana Fernanda que estuvieron a mi lado dándome la fuerza que a veces tiende a desaparecer.

María Goretty Oviedo Claros



CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCION

1. PROCESO DE INYECCION ALTERNADA DE AGUA Y GAS (WAG)	1
1.1 Historia del proceso WAG	1
1.2 Principios fundamentales del proceso WAG	1
1.2.1 Factores que afectan la inyección WAG	3
1.2.2 Eficiencias microscópica y macroscópica.	4
1.2.3 Eficiencia de desplazamiento microscópica (EM)	4
1.2.4 Propiedades del sistema roca / fluido	5
1.2.5 Mojabilidad y cambios en las permeabilidades relativas y en las saturaciones gas-agua-petróleo.	5
1.2.6 Heterogeneidad y anisotropía	6
1.2.7 Diseño de proyectos WAG	8
1.2.8 Inyección de hidrocarburos en el proyecto WAG	9
1.2.8.1 Inyección de gas pobre.	9
1.2.8.2 Inyección de gas rico	11
1.2.9 Consideraciones generales y monitoreo del yacimiento	12
1.2.10 Pruebas piloto	13
1.2.11 Requerimientos operacionales	14
1.2.12 Consideraciones económicas.	15
1.3 Clasificación de procesos WAG	16
1.3.1 Inyección WAG inmisible (IWAG)	16
1.3.2 Inyección WAG miscible (MWAG)	17
1.3.3 Inyección WAG híbrida (Hybrid WAG)	18



2. EXPERIENCIAS DE CAMPO EN PROCESOS DE INYECCION WAG	19
2.1 Campo North Pembina (Canadá).	19
2.1.1 Descripción del campo	19
2.1.2 Descripción del proceso WAG	20
2.1.3 Problemas reportados	23
2.2 Campo Lick Creek (Estados Unidos).	23
2.2.1 Descripción del campo	23
2.2.2 Descripción del proceso WAG	24
2.2.3 Problemas reportados.	26
2.3 Campo Jay Little Escambia (Estados Unidos)	27
2.3.1 Descripción del campo	28
2.3.2 Descripción del proceso WAG	29
2.3.3 Problemas reportados	30
2.4 Campo Wertz Tensleep (Estados Unidos)	31
2.4.1 Descripción del campo	32
2.4.2 Descripción del proceso WAG	33
2.4.3 Problemas reportados	33
3. ASPECTOS GENERALES PARA LA REALIZACION DE UN ESQUEMA OPERACIONAL PARA EL DESARROLLO DEL DISEÑO TECNICO DE UN PROYECTO PILOTO WAG	34
3.1 Identificación de las fuentes de gas y agua necesarias para el proyecto piloto.	34
3.1.1 Disponibilidad de gas	34
3.1.2 Disponibilidad de agua	36
3.2 Condiciones técnicas generales	37
3.2.1 Sistema de recibo	37
3.2.2 Infraestructura	37



3.2.2.1	Planta de recolección	38
3.2.2.2	Planta de tratamiento	39
3.2.2.2.1	Tratamiento al agua	39
3.2.2.2.2	Tratamiento al gas	41
3.2.2.3	Planta de inyección	41
3.2.3	Sistema de compresión	42
3.2.4	Sistema de distribución e inyección	43
3.2.5	Sistema de cabezal	45
3.2.6	Estado mecánico del pozo	45
3.2.7	Sistema de producción	47
3.2.7.1	Bombeo mecánico	47
3.2.7.2	Bombeo hidráulico	47
3.2.7.3	Bombeo por cavidades progresivas (PCP)	48
3.2.7.4	Bombeo electrosumergible (ESP)	48
3.2.7.5	Bombeo por gas lift:	48
3.2.8	Fuentes de energía	49
3.3	Monitoreo y control	50
3.3.1	Esquema metodológico para el monitoreo y control de un proceso WAG	50
3.3.2	Problemas operacionales frecuentes	53
3.3.2.1	Irrupción temprana del gas en los pozos productores	53
3.3.2.2	Reducción en la inyectividad	55
3.3.2.3	Corrosión	55
3.3.2.4	Formación de escamas.	56
3.3.2.5	Formación de hidratos y asfáltenos.	56
3.3.2.6	Asfáltenos	56
3.3.2.7	Hidratos.	57
3.3.2.8	Diferentes temperaturas de las fases inyectadas.	57
3.3.2.9	Concentración de sales.	
3.3.2.10	Otros problemas operacionales	



4. DESCRIPCION DE CAMPO TELLO	59
4.1 Reseña histórica	59
4.2 Localización	60
4.3 Marco regional	60
4.4 Marco geológico	61
4.5 Modelo estructural del campo Tello	62
4.6 Ambiente de depositación	64
4.7 Propiedades de los fluidos	64
4.7.1 Crudo	64
4.7.2 Gas	64
4.7.3 Agua	67
4.8 Características del yacimiento	68
4.9 Comportamiento de presión	69
5. CONSIDERACIONES TECNICAS PARA CAMPO TELLO	72
5.1 Área del piloto	72
5.2 Reporte de simulación	73
5.3 Disponibilidad de gas	75
5.4 Disponibilidad de agua	77
5.5 Sistema de recibo	78
5.6 Infraestructura	80
5.6.1 Planta de recolección	80
5.6.2 Planta de tratamiento	80
5.6.2.1 Tratamiento al agua	81
5.6.2.2 Tratamiento al gas	84
5.6.2.3 Planta de inyección de agua	85
5.7 Sistema de compresión	87
5.8 Distribución e inyección	



5.9	Cabezales de inyección	88
5.10	Estado mecánico del pozo	89
5.11	Sistema de producción	93
5.12	Fuentes de energía	94
6.	ESTUDIO ECONOMICO	95
6.1	Costo el tratamiento para la inyección de agua	95
6.2	Costos del gas a inyectar	95
6.3	Inversiones adicionales para el transporte del gas y facilidades de superficie.	95
6.3	Costos en adecuación de los pozos y estados mecánicos	96
6.4	Precio del petróleo	96
6.5	Análisis económico	97
6.5.1	Análisis de los resultados económicos	100
7.	CONCLUSIONES	103
8.	RECOMENDACIONES	105
	BIBLIOGRAF IA	106
	ANEXOS	



LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1: Vista esquemática del proceso WAG	3
Figura 2: Comportamiento de las permeabilidades relativas y saturaciones en un proceso WAG.	7
Figura 3: Efecto de la relación de movilidad y de la relación viscosidad/gravedad en un proceso WAG	8
Figura 4: Esquema de facilidades de superficie para la inyección WAG.	15
Figura 5: Localización del North Pembina Cardium Unit No. 1 dentro del campo Pembina	20
Figura 6: Patrón de inyección del piloto WAG llevado a cabo en la unidad Cardium No 1 del campo Pembina.	21
Figura 7: Comportamiento de la producción en el piloto de inyección WAG llevado a cabo en la unidad Cardium No. 1.	22
Figura 8: Localización del campo Lick Creek dentro del estado de Arkansas.	24
Figura 9: Esquema de facilidades de superficie para separación y reciclaje del gas de inyección.	25
Figura 10: Comportamiento de la producción en el campo Lick Creek luego de la inyección WAG.	26
Figura 11: Localización del campo Jay Little Escambia entre los estados de Alabama y Florida.	28
Figura 12: Comportamiento y proyección de la producción en el campo Jay Little Escambia.	31
Figura 13: Sección transversal que muestra la división de los campo Wertz Tensleep y Losct Soldier.	32
Figura 14: Localización de Campo Tello	61
Figura 15: Láminas estructurales del Campo Tello	62



Figura 16: Columna estratigráfica del Valle Superior del Magdalena	65
Figura 17: Correlación estratigráfica en la lámina 1	68
Figura 18: Comportamiento de presión del Campo Tello	70
Figura 19: Grafica de la producción incremental de aceite obtenida por la simulación	75
Figura 20 : Grafica de disponibilidad de gas total para el proyecto.	77
Figura 21: Tanque de almacenamiento (Skimmer tank)	78
Figura 22: Diagrama de flujo actual	79
Figura 23: Manifold de la batería	80
Figura 24: Filtros de agua tipo cáscara de nuez	81
Figura 25: Diagrama de flujo del tratamiento al gas	84
Figura 26: Inyección de agua	85
Figura 27: Compresor Ariel JGP-1	86
Figura 28: Cabezal de Inyección	89
Figura 29: Estado mecánico del pozo piloto inyector 1	91
Figura 30: Estado mecánico del pozo piloto inyector 2	92
Figura 31: Planta de generación de Campo Tello.	94
Figura 32: Comparación del flujo de caja neto influenciado por el precio del WTI	100
Figura 33: Punto de equilibrio con un precio de WTI (US\$30)	101
Figura 3 4: Punto de equilibrio con un precio de WTI (US\$40)	102
Figura 3 5: Punto de equilibrio con un precio de WTI (US\$50)	102



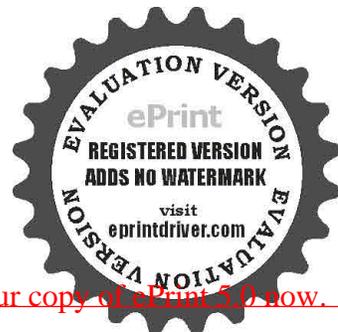
LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Propiedades del área del piloto WAG de la unidad Cardium No. 1.	22
Tabla 2: Propiedades del campo Jay Little Escambia.	29
Tabla 3: Propiedades PVT del Campo Tello	66
Tabla 4: Cromatografía de gases de la estación del Campo Tello (Junio de 2008)	67
Tabla 5: Propiedades petrofísicas de la formación Monserrate del Campo Tello	69
Tabla 6: Disponibilidad de gas	76
Tabla 7: Características de los desnatadores	82
Tabla 8: Características de los filtros	82
Tabla 9: Características de las bombas booster para el hidrociclón	83
Tabla 10: Especificaciones de las bombas de inyección de agua	86
Tabla 11: Estado mecánico pozo piloto inyector 1.	90
Tabla 12: Estado mecánico pozo piloto inyector 2.	90
Tabla 13: Producción de crudo con el proyecto piloto de inyección WAG	97
Tabla 14: Costos del proyecto piloto de inyección WAG	97
Tabla 15: Flujo de caja del proyecto piloto de inyección WAG precio del WTI (US\$30)	98
Tabla 16: Flujo de caja del proyecto piloto de inyección WAG precio del WTI (US\$40)	99
Tabla 17: Flujo de caja del proyecto piloto de inyección WAG precio del WTI (US\$50)	99



LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo N°1 : Tabla dificultades y problemas reportados en algunos proyectos WAG	109
Anexo N° 2 : Mapa de ubicación de las posibles fuentes del proyecto	110



RESUMEN

TITULO: ESTUDIO PARA DETERMINAR LAS CONDICIONES TECNICAS DE APLICACIÓN DE UN PROYECTO PILOTO DE INYECCION DE GAS ALTERNADA CON AGUA (WAG) EN EL CAMPO TELLO

AUTORAS: DIANA FERNANDA SALAZAR BRAVO
MARIA GORETTY OVIEDO CLAROS

DESCRIPCION:

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

Dada la necesidad de incrementar las reservas de hidrocarburos en el país, es importante contar con herramientas que permitan el estudio de la aplicabilidad de procesos de recobro mejorado como la inyección WAG, en yacimientos colombianos. Debido a esto surge el interés de la compañía ECOPETROL S.A. en el campo Tello para realizar un estudio que pueda determinar las condiciones técnicas de aplicación para un proyecto piloto de inyección WAG.

Para cumplir con los objetivos de este trabajo de grado, se revisaron los proyectos realizados en el ámbito mundial, buscando parámetros análogos que permitieran determinar las condiciones técnicas necesarias para la aplicación de un proyecto de inyección WAG; posteriormente se revisó las condiciones técnicas que presenta el área piloto para determinar los cambios necesarios para lograr cumplir con todos los requerimientos en la implementación del proyecto.

El estudio encontró que para la aplicación del proyecto piloto en campo Tello se cumple con gran parte de las condiciones necesarias como disponibilidad de gas y agua, líneas de transporte óptimas, fuentes de energía, infraestructura, requiriendo solo algunos ajustes a los estados mecánicos de los pozos inyectoros y la implementación de un sistema de compresión.

Una vez conocidos los requerimientos se realizó un análisis económico que aporta una visión global de la inversión y rentabilidad esperada para el momento de aplicación del método de recobro.



ABSTRACT

TITLE: STUDY TO DETERMINE THE TECHNICAL CONDITIONS OF APPLICATION OF A PILOT PROJECT OF GAS INJECTION ALTERNATE WITH WATER (WAG) IN TELLO FIELD

AUTHOR: DIANA FERNANDA SALAZAR BRAVO
MARIA GORETTY OVIEDO CLAROS

DESCRIPTION:

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

Due the necessity of augmenting hydrocarbon reserves in the country, it is important to take into account tools that allow to make applicability studies of Enhanced Oil Recovery processes such as WAG injection, in Colombian reservoirs. Because of this the interest has arisen in ECOPETROL S.A. in Tello field, to develop a study that can determinate the technical condition of application of a pilot project of injection WAG.

To achieve the objectives of this work, the projects developed in the world area were observed, searching for analogous parameter which allowed the necessary technical conditions for the application of an injection project WAG; subsequently, the technical conditions of the pilot area were established, to determinate the necessary changes that need to be carry out and the necessary requirements for the implementation of the project.

It was found in this study that for the recommendation of the pilot project in Tello field to be fulfilled, require water and gas availability, good lines of transport, energy fuels, infrastructure, needing only some adjustments to the mechanical conditions of injector wells and the implementation of a compression system.

Once the requirements are known, an economic analysis can be realized that brings a global view of the capital injection and profitability needed for this recovery method.



INTRODUCCION

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

El Campo Tello se encuentra 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 subcuenca del Valle Superior del Magdalena, la zona más productiva de este campo es el sector norte de la lámina 1.

En el sector norte de la lámina 1 presenta la mejor respuesta a la inyección de agua debido a las excelentes propiedades petrofísicas y al papel importante que están jugando las fallas, estas ayudan a crear un frente de barrido más homogéneo, con lo cual la eficiencia areal se hace más alta; por tanto se prevé que al implementar la inyección WAG, ésta sea aún más alta por la eficiencia microscópica (de desplazamiento) que ofrece el gas combinada con la eficiencia macroscópica (volumétrica) dada por el agua como sucede en el WAG.

En los primeros capítulos se pretende dar una información general de los principales aspectos del campo Tello; también se encuentra la explicación de las bases teóricas del proceso WAG. Seguidamente, se mostrarán algunas experiencias representativas de campos a los cuales se les ha implementado este método de recobro. Además, se reseñarán los aspectos generales para la realización de un esquema operacional para el desarrollo del diseño técnico de un proyecto piloto WAG de forma general y aplicada al campo Tello. El presente estudio económico verificando la rentabilidad del proyecto.



1 PROCESO DE INYECCION ALTERNADA DE AGUA Y GAS (WAG)

1.1 Historia del proceso WAG

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

En el país este método no ha sido muy difundido ya que en nuestros campos el método de recobro que se ha implementado con gran cobertura ha sido la inyección de agua; sin embargo en Colombia se ha aplicado la inyección de agua alternada con gas en el Campo San Francisco, el cual se encuentra ubicado a 20 kilómetros del Noreste de la ciudad de Neiva.

En el campo Tello se ha implementado la inyección de agua como método de recobro, el cual ha arrojado buenos resultados, dando un indicio de la buena aceptación de este yacimiento a los métodos de inyección.

1.2 Principios fundamentales 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 aceite y el gas remanente, reduciendo la saturación residual de petróleo¹.

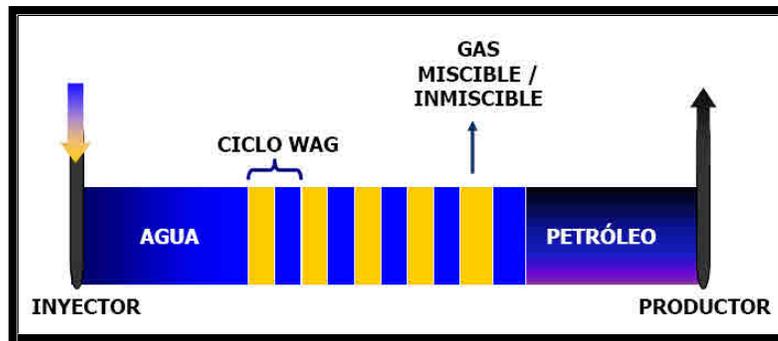
El proceso WAG fue propuesto inicialmente como un método para mejorar la eficiencia de barrido durante la inyección de gas. En la práctica este proceso consiste en la inyección de baches alternados de agua y gas por ciclos (un ciclo = un bache de agua + un bache de gas), con el objetivo de mejorar el factor de recobro de la inyección de agua o de la inyección de gas miscible o inmisible, si se utilizaran de forma independiente. El uso del agua está justificado por el hecho que ésta ayuda a controlar la movilidad y estabilizar el frente de desplazamiento, reduciendo los efectos de digitación viscosa que presenta el gas.

La inyección WAG combina entonces las bondades que ofrecen tanto la inyección de agua como la inyección de gas, es decir, una mejor eficiencia microscópica (de desplazamiento) que ofrece el gas, con una mejor eficiencia macroscópica (volumétrica) dada por el agua. La 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) La inyectividad dentro de cada estrato depende de la razón Agua / Gas, el volumen de fluido inyectado en cada ciclo, y esta puede cambiar entre ciclo y ciclo.

¹ TEHRANI, D., DANESH, A., SOHRABI, M. and HENDERSON, G. "Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) Injection". Department of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, Edinburgh, U. K. Noviembre 2001



Figura1: Vista Esquemática del Proceso WAG



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

1.2.1 Factores que afectan la inyección WAG.

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

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

La estratificación del yacimiento, y la relación entre fuerzas de viscosidad y fuerzas de gravedad (relación viscosidad / gravedad ó Rv/g) tienen una gran influencia sobre el proceso de desplazamiento. Son estas caracter



que van a repercutir de un modo u otro en la determinación de las eficiencias horizontal (areal) y vertical.

1.2.2 Eficiencias microscópica y macroscópica.

El Factor de Recobro en un proceso de recuperación secundaria o terciaria, está definido de la siguiente manera:

$$F_R = E_v * E_H * E_M$$

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.

1.2.3 Eficiencia de desplazamiento microscópica (EM)

Cuando se efectúa un desplazamiento miscible, la saturación residual de petróleo tenderá a cero en las zonas contactadas, como ya se mencionó en la sección 1.1 del presente capítulo. Sin embargo, aún con desplazamientos de carácter inmiscibles, la saturación remanente de petróleo después de la inyección de gas es normalmente más baja que después de una inyección



agua, lo que confirma que el gas tiene una mejor eficiencia microscópica que el agua, ya que si se tiene en cuenta que:

$$E_M = E_d = \frac{S_{oi}^* - S_{or}}{S_{oi}^*}$$

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.

1.2.4 Propiedades del sistema roca / fluido

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

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

1.2.5 Mojabilidad y cambios en las permeabilidades relativas y en las saturaciones gas -agua-petróleo.

Durante la inyección WAG, los cambios de saturación son cíclicos. La fase no mojante (gas) es dejada atrás (“by-paseada”) por la fase mojante (generalmente el agua), quedando atrapada en un estado inmóvil y discontinuo. El incremento de volumen de la fase atrapada reduce la permeabilidad relativa de los fluidos inyectados posteriormente. Una predicción real del comportamiento del yacimiento requiere un correcto tratamiento



efectos de las tres fases en el yacimiento y una historia de saturación para los procesos de drenaje e imbibición.

En un yacimiento con mojabilidades mixtas, los poros grandes tienden a ser mojados por petróleo y los poros pequeños tienden a ser mojados por agua. Este efecto de alteración en la mojabilidad ocurre en un yacimiento mojado inicialmente por agua. Desde el punto de vista de la distribución de fluidos, estos cambios que se llevan a cabo en yacimientos de mojabilidad mixta no son significativos en comparación con un yacimiento mojado solo por agua. Es por esto que los sistemas de mojabilidad mixta se representan usualmente mediante un modelo mojado por agua (ver figura 2)

El proceso de entrapamiento del gas juega un papel importante en la movilización y desplazamiento del petróleo residual por la inyección de agua en una inyección WAG. El grado de reducción de la saturación de aceite y la correspondiente saturación de gas atrapada depende de la saturación de gas inicial antes de la inyección de agua y de las características de mojabilidad de la roca. En la siguiente figura se observa un diagrama de tres fases que indica el desempeño de dos ciclos de inyección de agua y gas en un proceso WAG.

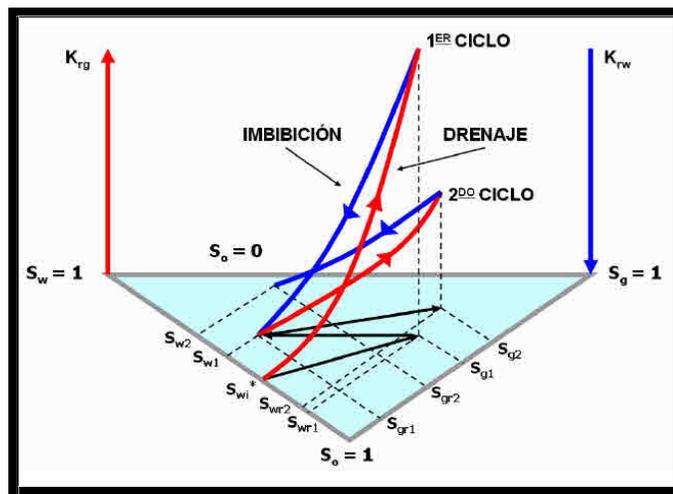
1.2.6 Heterogeneidad y anisotropía

La estratificación y la anisotropía, la comunicación entre diferentes zonas del yacimiento y la relación entre fuerzas viscosas y fuerzas gravitatorias tienen una fuerte influencia sobre el comportamiento del desplazamiento agua-gas. El objetivo es lograr condiciones óptimas de desplazamiento de aceite mediante inyección WAG. La tasa de inyección y la relación agua-gas puede controlar la inyectividad del agua y el gas dentro de capas de baja y alta permeabilidad. Cerca al pozo inyector, el agua y el gas fluyen como fases disp; embargo la segregación gravitacional reduce el flujo de la zona disp



que esta desaparece, desarrollándose una zona con solo agua en el fondo y gas en el tope. Analizando este proceso se puede demostrar que el tamaño de la zona dispersa es función de la relación viscosidad / gravedad, incrementándose el recobro si esta relación es alta, lo cual puede conseguirse reduciendo el espaciamento entre pozos e inyectando un gas con una densidad mayor.

Figura 2: Comportamiento de las permeabilidades relativas y saturaciones en un proceso WAG.

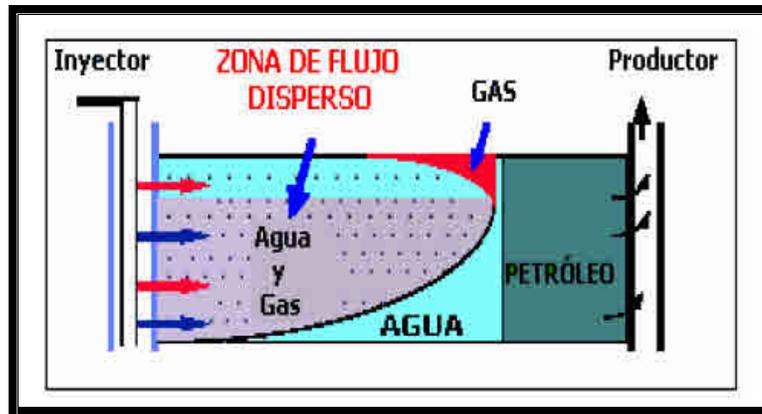


Tomada y modificada de: CHRISTENSEN, J., et al. "Compositional and Relative Permeability Hysteresis Effects on Near-Miscible WAG". SPE 39627. Abril 1998.

La simulación de procesos WAG usando modelos de sección transversal, indica que un alto recobro de petróleo se obtiene cuando hay una baja movilidad del gas (baja permeabilidad relativa) debido a un incremento de la zona dispersa donde el gas y el agua están fluyendo como una mezcla homogénea. El proceso WAG puede también ser afectado por la gravedad como se muestra en la figura 3.



Figura 3: Efecto de la relación de movilidad y de la relación viscosidad/gravedad en un proceso WAG.



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

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

1.2.7 Diseño de proyectos WAG

La inyección alternada de agua y gas es un método de recobro mejorado, lo cual quiere decir que el yacimiento ha estado en producción durante algún tiempo tanto por depleción (recuperación) primaria como por inyección de agua. Es obvio que el objetivo principal es obtener un mejor recobro adicional comparado con otra técnica de inyección. Los campos revisados en la literatura en su inmensa mayoría han reportado incremento en el recobro y casi todos



se han reportado como exitosos. Uno de los principales retos operacionales es decidir si se va a efectuar una inyección miscible o inmisible; esta decisión está basada en la disponibilidad del gas a inyectar, pero es reportada principalmente como una consideración económica. Varios de los casos históricos han estado bajo represurización para alcanzar miscibilidad antes de iniciar la inyección WAG².

1.2.8 Inyección de hidrocarburos en el proyecto WAG.

La utilización de este tipo de gases se ha hecho masiva a yacimientos cuyos fluidos se encuentran cercanos al punto crítico (aceite volátil y gas condensado), debido al relativamente alto contenido de hidrocarburos de peso molecular liviano e intermedio que estos presentan. Se pueden clasificar en gases ricos y gases pobres (dependiendo de la concentración de intermedios que tengan) y sus propiedades van a variar de acuerdo a su composición general. La principal fuente de estos gases, es el mismo gas que se produce en el yacimiento o el procedente de un separador de campo, el cual se enriquece según sea el caso, mediante la mezcla con hidrocarburos intermedios. Otra fuente de gases hidrocarburos, son los gases residuales de, por ejemplo, plantas de gasolina o refinerías.

1.2.8.1 Inyección de gas pobre.

Cuando se tiene un yacimiento de gas condensado se producen los siguientes efectos al inyectar un gas pobre (seco):

² CHRISTENSEN, J. STENBY, E. and SKAUGE, A. Review of WAG field experiences. SPE reservoir evaluation & engineering, SPE 7103, 2001, Pág. 100.



- Vaporización del condensado retrógrado por contactos múltiples con el gas pobre. El gas seco vaporiza componentes livianos e intermedios del condensado retrógrado cerca de los pozos de inyección. Estos componentes se mezclan con el gas seco y lo enriquecen. Luego de contactos múltiples el gas seco se ha enriquecido en hidrocarburos intermedios y se forma un solvente que es miscible con el condensado retrógrado.
- Desplazamiento miscible del gas condensado por el gas seco al primer contacto. Cuando se trata de un yacimiento de aceite volátil, la inyección de gas seco tiene una doble función, desplazar el aceite hacia los pozos productores y al mismo tiempo contribuir al mantenimiento de presión parcial o total, por lo tanto se reduce o elimina la mema del aceite, la cual ocurre por reducción de presión.

Ventajas de la inyección de gases pobre

- La reinyección de gas seco impide el desperdicio de este recurso energético cuando no se tiene mercado para él.
- Al mantener altas presiones estas permiten recuperar el gas condensado en menos tiempo que por agotamiento natural. Además impide la formación de condensado retrógrado cerca de los pozos de producción y mantienen la productividad de los mismos.
- La eficiencia de desplazamiento es bastante alta (gran reducción del Sor).

Desventajas de la inyección de gases pobre

- Se requiere de gastos adicionales como son: mayor número de pozos productores e inyectores, sistema de compresión y distribución del gas.



- Cuando existen grandes variaciones áreales y/o verticales de permeabilidad producen rápida canalización del gas inyectado hacia los pozos de producción recuperándose poco volumen de condensado.
- Se pueden presentar problemas de inyectividad en los pozos debido a que los residuos de lubricante usado en los compresores pueden fluir a través de las tuberías y quedar atrapados en el medio poroso cerca de los pozos de inyección, lo cual disminuye drásticamente la inyectividad del gas.
- El proceso tiene una aplicabilidad limitada porque el petróleo del yacimiento debe ser rico en componentes de C2 a C6.
- Este proceso implica altas presiones de inyección

1.2.8.2 Inyección de gas rico

En el caso de la inyección de gas rico, la formación de un banco miscible se obtiene por medio de los componentes intermedios del gas natural. El proceso es conocido como empuje de gas por condensación (empuje por gas enriquecido), donde el gas inyectado es relativamente rico en componentes intermedios (i.e. C2 – C6)

Ventajas de la inyección de gas rico

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

Desventajas de la inyección de gas rico

- Este proceso tiene eficiencias macroscópicas pobres.
- La segregación gravitacional ocurre en formaciones de gran esp



- Los costos de inyección pueden ser relativamente altos.

1.2.9 Consideraciones generales y monitoreo del yacimiento.

La interpretación de las pruebas piloto y el monitoreo de las aplicaciones de campo a gran escala pueden dar un punto de vista invaluable para el entendimiento y cuantificación de la efectividad de un proceso WAG.

La mayoría de las operaciones de campo han comenzado con un programa piloto. Hechos como mediciones de inyectividad, la toma de registros y pruebas de presión en pozos de observación, el empleo de trazadores radiactivos, una detallada descripción del yacimiento y un adecuado muestreo y análisis de fluidos dotan a los ingenieros de información necesaria para investigar eficiencias de desplazamiento en unidades de flujo, variación composicional de los fluidos, utilización de solventes y desempeño de la inyección WAG. La correcta interpretación de estos datos es crítica para identificar e implementar estrategias de optimización. El monitoreo del yacimiento es importante para, valga la redundancia, el monitoreo del proceso WAG, para asegurar que el suministro de gas, algunas veces limitado, está siendo efectivamente aprovechado. Esto se logra mediante el muestreo rutinario del gas producido en los pozos bajo el área de influencia del proyecto WAG para de este modo determinar el volumen de solvente que está retornando. Este procedimiento permite corroborar que el solvente (gas) está siendo utilizado efectivamente en todos los patrones y unidades de flujo, además de que sirve para chequear la exactitud de las predicciones de los modelos de simulación³. A continuación se mencionan algunos requerimientos para lograr un óptimo monitoreo de los programas de inyección WAG:

- Registros de producción e inyección.
- Mediciones rutinarias de presión del yacimiento.



- Análisis del gas producido y medición de la gravedad API para controlar la irrupción del gas y el grado de enriquecimiento del frente de desplazamiento.
- Diseñar programas de trazadores radiactivos durante las pruebas piloto para controlar los fluidos de inyección, canales preferenciales de flujo y comunicación entre capas.
- Mediciones de la saturación residual de petróleo en la zona barrida.
- Monitoreo de la relación WAG, recobro de petróleo y volúmenes porosos inyectados, por patrón o unidad de flujo.
- Controlar el desempeño de los patrones de inyección y producción a fin de comparar con el desempeño predicho por simuladores para establecer las correcciones a que haya lugar, como consecuencia de una alta relación petróleo, irrupción prematura del gas, distribución irregular de los fluidos inyectados e identificación de zonas pobremente drenadas.

1.2.10 Pruebas piloto

El diseño y localización de una prueba piloto debe ser tanto técnica como económicamente viable para que sus resultados y conclusiones puedan ser aplicados o eventualmente reproducidos en todo el yacimiento, o al menos en las áreas de interés (aquellas en que haya mayores reservas). El patrón de inyección que se considere para la prueba piloto depende del número de pozos disponibles en el área para tal fin. Un hecho importante es la necesidad de aislar el área de influencia de la prueba piloto para obtener tantos datos confiables como sean posibles. Un programa piloto WAG ayudará a cuantificar las eficiencias de recobro y los costos respectivos de manera que con esta información se soporte la implementación del proyecto a escala de campo. Muchos proyectos WAG pueden ser llevados a cabo, y de hecho han sido llevados a cabo, sin una prueba piloto previa debido a que se h tecnología probada.



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

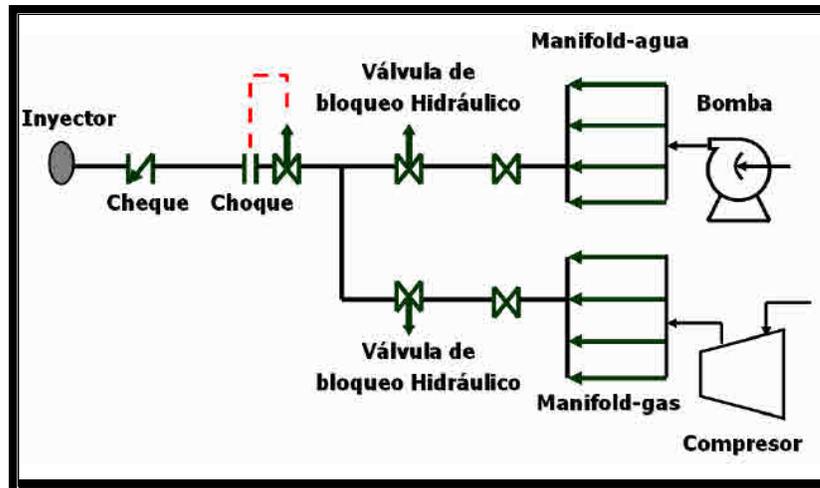
Se requiere un modelo de simulación con un enmallado refinado 3D de todo el yacimiento para predecir el desempeño de cada pozo y de este modo optimizar el diseño de un proyecto WAG. Los tiempos óptimos de los ciclos WAG son determinados a partir de simulaciones numéricas, teniendo en cuenta la disponibilidad del gas de inyección. El área piloto es escogida para tomar ventaja de las características del yacimiento y de la ubicación de los pozos disponibles en el campo.

1.2.11 Requerimientos operacionales

El trabajo operacional requerido es relativamente poco, pero incluye modificaciones sobre el pozo inyector, las líneas de flujo y el árbol de navidad. Para el diseño del proyecto es necesario considerar facilidades adicionales para el manejo del gas, si la tasa de inyección de agua es baja debido a los problemas de inyectividad en los patrones localizados en determinadas zonas del yacimiento (zonas de baja permeabilidad). Para incrementar la presión del yacimiento y drenar las reservas en un tiempo razonable, será necesario incrementar la tasa de inyección de gas por patrón (Figura 4).



Figura 4: Esquema de facilidades de superficie para la inyección WAG.



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

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

1.2.12 Consideraciones económicas.

Algunos de los aspectos de carácter económico que deben ser considerados durante el desarrollo de un proyecto WAG son: el costo del agua y el gas, costo del tratamiento requerido para el agua de inyección, disponibilidad de gas de inyección, debido a que en este tipo de proyecto EOR se requiere suficiente



disponibilidad del gas a bajo costo, a fin de garantizar la economía del proyecto.

Entre otras consideraciones se tienen:

- Evaluar si es necesario invertir en nuevas facilidades para agua y gas.
- Evaluar costos de estimulación y fracturamiento de pozos para combinar ambos procesos (WAG + fracturamiento en pozos inyectores y productores).
- Costo de la perforación de nuevos pozos y trabajos de workover.
- Posibilidad de corazonar nuevos pozos.
- Costo de estudios de laboratorio y de simulaciones requeridas.
- Uso de trazadores radiactivos para monitorear la inyección durante la prueba piloto.

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

1.3 Clasificación de procesos WAG

Los procesos WAG pueden agruparse de varias maneras. La más común es distinguir entre desplazamientos miscibles e inmiscibles como una primera clasificación.

1.3.1 Inyección WAG inmisible (IWAG)

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



estable y en aquellos que presentan fuertes heterogeneidades. Algunas veces el primer bache de gas se disuelve en algún grado en el petróleo.

1.3.2 Inyección WAG miscible (MWAG)

Algunas veces es difícil distinguir entre inyecciones WAG miscibles o inmiscibles. En muchos casos se ha obtenido una miscibilidad por contactos múltiples entre el gas y el aceite, pero aún existe mucha incertidumbre acerca del proceso de desplazamiento real en tales casos. La literatura muestra que la mayoría de las aplicaciones en campo han sido clasificadas como miscibles.

La mayoría de proyectos de WAG miscible se encuentran “onshore” y en las primeras aplicaciones se empleaban solventes costosos como el propano o el butano, que hoy día irían en contra de la economía de los proyectos. En gran parte de los WAG miscibles, por no decir que en todos, los yacimientos son resaturados para alcanzar la Presión Mínima de Miscibilidad (MMP) de los fluidos de formación. Pero debido a los problemas existentes para mantener una presión suficientemente alta, lo cual repercute en pérdidas de miscibilidad, el desplazamiento en muchos casos oscila entre miscible e inmisible durante el lapso que dure la inyección WAG⁵.

A manera de ejemplo de WAG miscibles (MWAG) se pueden citar los campos *Adena* (Colorado, EE.UU.) en el cual se usó propano, *Wasson* (Texas, EE.UU.) donde se usó CO₂ y el *Hassi Messaoud* (Argelia) donde se empleó una mezcla de hidrocarburos gaseosos.

⁵ CHRISTENSEN, J. et al. Op. cit., p. 97



La saturación residual de petróleo generalmente es más baja por inyección WAG que por inyección de agua y por inyección de gas, debido a los efectos de permeabilidades relativas de tres fases ciclo-dependientes, además de que con el WAG se mejoran tanto la eficiencia microscópica (de desplazamiento) como la macroscópica (volumétrica). Como ejemplos de casos de campos donde se ha implementado WAG inmiscible (IWAG) se tienen el *Lick Creek* (Arkansas, EE.UU.) donde se usó CO₂, el *Daqing* (China) en el que se usó un gas hidrocarburo y el *Willesden Green* (Alberta, Canadá) donde se empleó nitrógeno como gas de desplazamiento.

1.3.3 Inyección WAG híbrida (Hybrid WAG).

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



2. EXPERIENCIAS DE CAMPO EN PROCESOS DE INYECCION WAG

El fin de este capitulo es hacer una descripción de algunos casos históricos de campos donde se han llevado a cabo algún proyecto de inyección WAG, y por tanto mostrar como se efectuó el proceso en cada caso particular, ver que problema operacionales se presentaron y de que forma fueron resueltos. (ANEXO 1)

2.1 Campo North Pembina (Canadá).

Este campo tiene una importancia histórica dentro de los procesos de inyección WAG, dado que se considera como el primero en el cual se aplicó este método de recobro aunque en este caso se concibió como recobro secundario y no EOR como tal. Se encuentra ubicado hacia el suroeste del estado canadiense de Alberta.

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

Inicialmente se desarrollo una prueba piloto en un área de 10 acres, llevándose a cabo mediante un patrón de cinco puntos invertido (un pozo inyector y cuatro pozos productores) con un espaciamento entre pozos de aproximadamente 467 pies (que equivalen aproximadamente a 2.5 acres).

2.1.1 Descripción del campo.

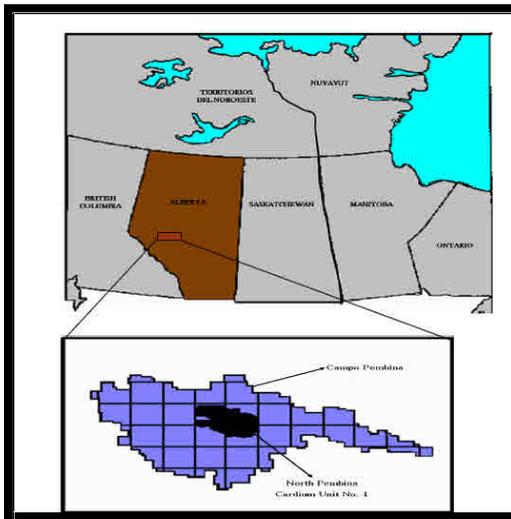
El campo Pembina se localiza en la provincia de Alberta al occidente de Canadá, cerca de 70 millas (113 Km. aproximadamente) al suroeste de al ciudad de Edmonton, capital de la provincia. El campo cubre un área total de 616 acres y fue descubierto en 1953 por la Socony Mobil Oil of Canadá, Ltd.



Al yacimiento lo constituye una trampa estratigráfica y la roca fuente es la arena Cardium, que se encuentra a una profundidad aproximada de 5000 pies. El mecanismo de recobro primario fue el empuje de gas en solución y el aceite recuperado debido a éste, se estimó entre un 13 y un 16 % del OOIP.

Para facilitar la administración del campo, la Alberta Oil and Gas Conservation Board dividió el área del campo Pembina en 100 proyectos siendo el más grande el North Pembina Cardium Unit No 1, con un área de 45520 acres. (Figura 5)

Figura 5: Localización del North Pembina Cardium Unit No. 1 dentro del campo Pembina



Tomada y modificada de: GROENEVELD, H. Pressure maintenance by fluid injection in the North Pembina Cardium unit No. 1, JPT, 1964.

2.1.2 Descripción del proceso WAG.

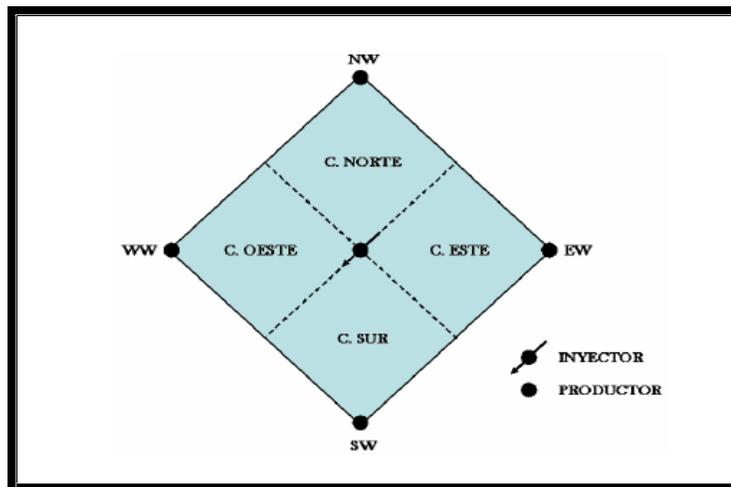
Como ya se hizo referencia, en el año 1957 se dio inicio a la inyección WAG en la unidad Cardium No 1, perteneciente al Campo Pembina, mediante un piloto de 10 acres de área para tal fin.



Empleó un patrón de inyección de cinco puntos invertido. En la figura 6 y en la tabla 1, se presentan algunas de las características del área piloto.

La inyección se llevo a cabo con LPG, gas y agua. El bache de LPG era una mezcla 50:50 en volumen de propano y butano y equivalía al 7,1% del volumen inyectable del patron⁶. En el comportamiento de la producción se observó una respuesta favorable. Esto puede evidenciarse en la figura 7.

Figura 6: Patrón de inyección del piloto WAG llevado a cabo en la unidad Cardium No 1 del campo Pembina.

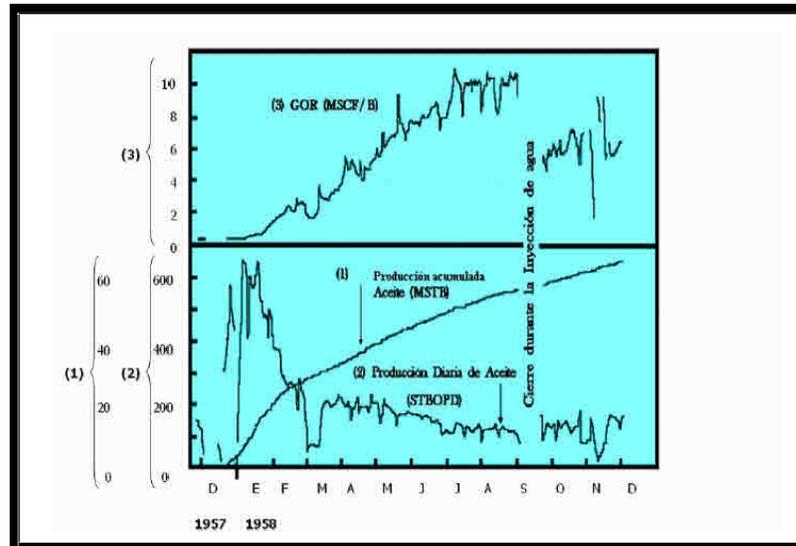


Tomada y modificada de: VAN POLLEN, H. Fundamental of enhanced oil recovery. Tulsa, Penwell Book.1980

⁶ VAN POLLEN, H. Fundamental of enhanced oil recovery. Tulsa, Penwell Book.1980



Figura 7: Comportamiento de la producción en el piloto de inyección WAG en la unidad Cardium No. 1.



Tomada y modificada de: VAN POLLEN, H. Fundamental of enhanced oil recovery. Tulsa, Penwell Book.1980

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

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

Tomada y modificada de: VAN POLLEN, H. Fundamental of enhanced oil recovery. Tulsa, Penwell Book.1980



2.1.3 Problemas reportados. El desempeño de la inyección, y consecuencias el comportamiento de la producción, en el área extendida no fue el esperado, debido a que se presentaron problemas de canalización tanto de gas solvente (LPG) como del gas de empuje, lo que hizo que estos irrumpieran relativamente pronto en los pozos productores. Estos problemas fueron atribuidos a la fuerte estratificación que presenta la arena Cardium, además de los gradientes de presión existentes en el yacimiento⁷. En 1967 la Alberta Oil and Gas Conservation Board notó que la miscibilidad ya se había perdido debido a la pérdida de los fluidos de inyección por la alta canalización y se optó entonces por convertir el proyecto en una inyección de agua convencional⁸.

2.2 Campo Lick Creek (Estados Unidos).

Es importante reseñar el campo Lick Creek como uno de los casos históricos representativos de procesos WAG inmisible. Aquí, el gas utilizado para desplazar fue el CO₂. Se encuentra en el sureste del estado de Arkansas.

2.2.1 Descripción del campo.

Se ubica a 112 millas de Little Rock, como puede notarse en la figura 8. Este campo fue descubierto en 1957 por la Phillips Petroleum Co. y la producción primaria se presentó hasta 1976, por depleción y un débil empuje de agua⁹. La arena productora del yacimiento es la Meakin, esta presenta características como: grano fino, no consolidada con altas permeabilidades y porosidades.

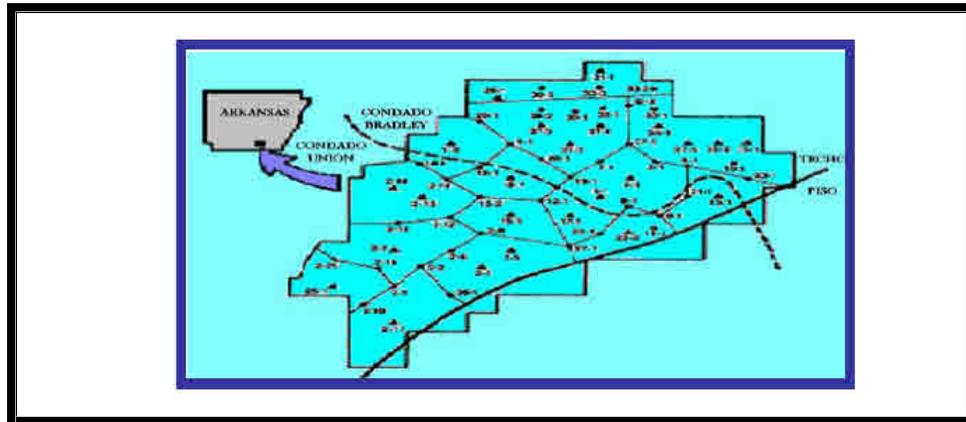
⁷ STALKUP, F. Miscible displacement, Monograph series volume 8, SPE, Texas, 1983, p 107

⁸ GROENEVELD, H. Pressure maintenance by fluid injection in the North Pembina Cardium unit No. 1, JPT, 1964, p 982

⁹ MOFFIT, P. AND ZORNES, R. "Postmortem Analysis: Lick Creek Meakin Sand Ur CO₂ – Waterflood Project". SPE 24933. Octubre 1992



Figura 8: Localización del campo Lick Creek dentro del estado de Arkansas.



Tomada y modificada de: ROBINSON, J. AND REID, T. Lick Creek meakin sand unit inmisible CO₂ – waterflood project, 1981, SPE / DOE 9795.

2.2.2 Descripción del proceso WAG.

El proyecto se planeó para ser ejecutado en 3 fases:¹⁰

(1). *Estimulación cíclica de todos los pozos inyectoros con CO₂*. Se extendió por un periodo de un año. La idea era lograr los siguientes propósitos: (a) contactar el aceite residual NO alcanzado desde los inyectoros permanentes, (b) lograr una presión de yacimiento tal que el CO₂ inyectado reduzca la viscosidad del aceite y (c) proveer al yacimiento de energía adicional para la producción por flujo natural.

¹⁰ ROBINSON, J. AND REID, T. Lick Creek meakin sand unit inmisible CO₂ – waterflood project 1981, SPE / DOE 9795

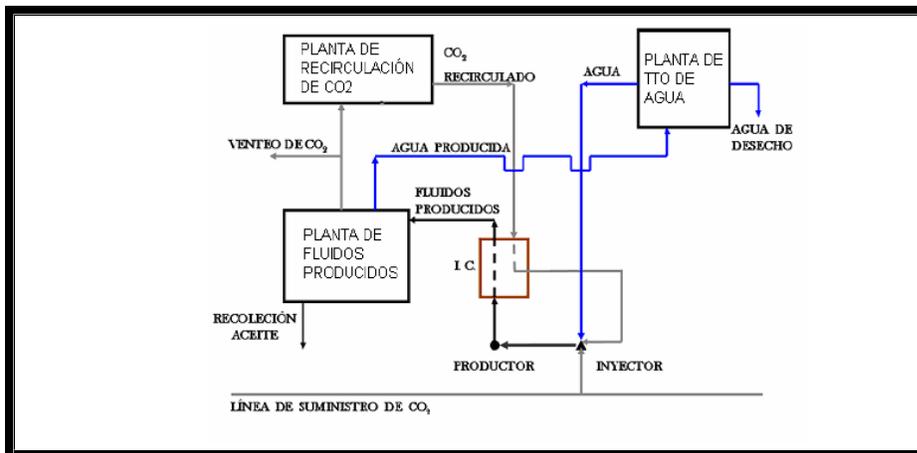


(2). *Inyección de CO₂ en los pozos inyectoros.* En esta etapa, se perseguían los siguientes objetivos: (a) Contactar el aceite residual NO alcanzado en la estimulación de la fase anterior, (b) alcanzar y mantener la presión de yacimiento, (c) desplazar aceite mediante los mecanismos que para tal fin tiene el gas y (d) permitir a los pozos producir por flujo natural en lugar de bombeo.

3). *Inyección alternada de agua y gas inmiscible (CO₂) en los pozos inyectoros.* Se presentó por más de tres años y el objetivo era desplazar con agua el aceite residual, en la medida que se aumentaban los ciclos de inyección. La relación WAG utilizada fue de 1,0.

En la figura 9 se puede observar el esquema de las facilidades de superficie utilizadas en este campo. Puede observarse la respuesta en la producción a partir del año 1976, luego de la implementación de la inyección WAG en el campo Lick Creek. (Ver figura 10)

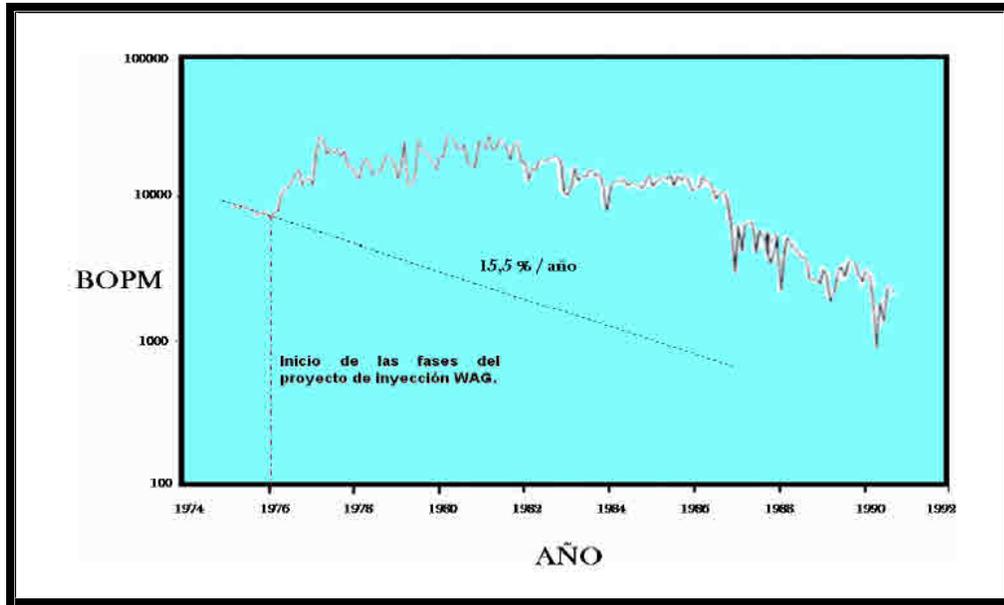
Figura 9: Esquema de facilidades de superficie para separación y reciclaje del gas de inyección.



Tomada y modificada de: REID, T. and ROBINSON, J. "Lick Creek Meakin Sand Unit Immiscible CO₂ / Waterflood Project". SPE / DOE 9795. Abr



Figura 10: Comportamiento de la producción en el campo Lick Creek luego de la inyección WAG.



Tomada y modificada de: MOFFIT, P. AND ZORNES, R. "Postmortem Analysis: Lick Creek Meakin Sand Unit Immiscible CO₂ – Waterflood Project". SPE 24933. Octubre 1992.

2.2.3 Problemas reportados.

El principal problema que se presentó fue la canalización o "channeling" de los fluidos inyectados debido a la presencia de zonas de alta permeabilidad, debido a la alta heterogeneidad del yacimiento.

Se requirió entonces el uso de trazadores radiactivos para determinar las zonas por las cuales se estaban canalizando tanto el Dióxido de Carbono como el agua. Una vez encontradas tales zonas, se procedió a realizar tratamientos con



geles y polímetros, con la idea de controlar los perfiles de inyección y reducir la irrupción temprana de los fluidos inyectados¹¹.

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

En otras palabras, una moderada o baja heterogeneidad sería lo ideal para estos casos, ya que así se lograría una mejor distribución vertical del gas y se aprovecharía mejor la alta eficiencia microscópica que este presente, lo que provocaría a un incremento en el factor de recobro.

2.3 Campo Jay Little Escambia (Estados Unidos).

Este campo es importante puesto que fue uno de los pocos proyectados de inyección WAG en los que el gas empleado fue el nitrógeno y el proceso fue clasificado como miscible¹².

El campo se encuentra ubicado entre los estados de Alabama y Florida, en los Estados Unidos, tal como se muestra en la figura 11. Fue descubierto en 1970 y la formación productora es un carbonato (Smackover) altamente dolomitizado.

¹¹ MOFFIT, P. AND ZORNES, Postmortem analysis: Lick Creek meaking sand unit inmisible CO₂ – waterflood project, 1962, SPE 24933, p 8

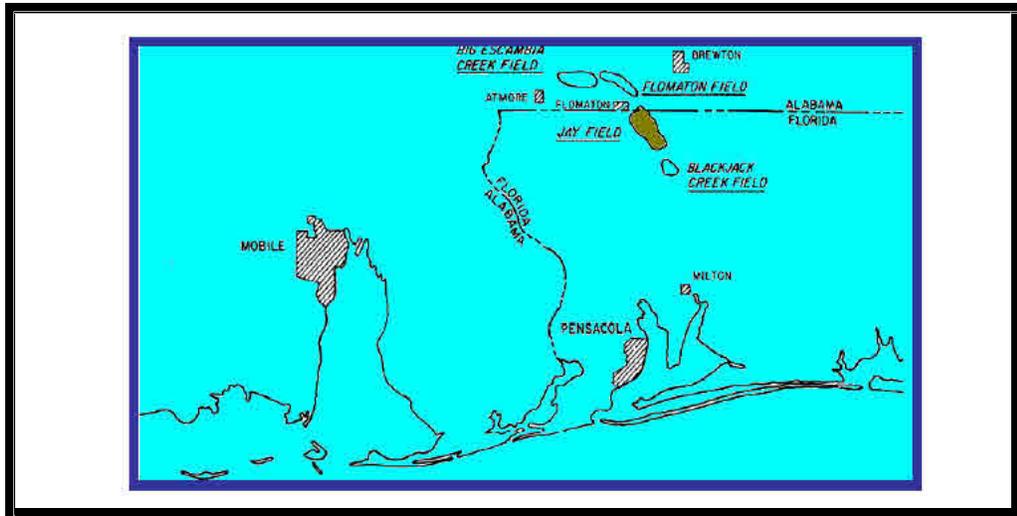
¹² CHRISTIAN, L, SHIRER, J. KIMBEL, E., AND BLAKWELL, R. Planning a tertiary project for Jay/LEC fields Unit, JPT, 1981



2.3.1 Descripción del campo.

En el yacimiento existen capas permeables e impermeables que presentan una buena continuidad áreal; este hecho refleja presencia de heterogeneidades en el yacimiento.

Figura 11 : Localización del campo Jay Little Escambia entre los estados de Alabama y Florida.



Tomada y modificada de: MAXSON, R. Producción case history, Jay Field, Florida. SPE 5180, Septiembre 1974.

En la tabla 2 se resumen algunas de las propiedades más importantes del sistema roca – fluido, para el yacimiento Jay Little Escambia.

El patrón de inyección del campo es el de línea recta y se usó tanto para recobro secundario (inyección de agua) como para recobro terciario (inyección alternada de agua y N_2 miscible).



Para lograr una optima descripción del yacimiento, se corazonaron todos los pozos. En pruebas de laboratorio hechas sobre esos corazones, se obtuvo un recobro del 85% en desplazamiento WAG con N₂ miscible. También se cuenta con una amplia base de datos pruebas de presión, que sirven para comprender mejor el comportamiento del yacimiento.

Tabla 2: Propiedades del campo Jay Little Escambia.

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

Tomada y modificada de: : CHRISTIAN, L, SHIRER, J. KIMBEL, E., AND BLAKWELL, R. Planning a tertiary oil recovery project for Jay/LEC fields Unit, JPT, 1981.

2.3.2 Descripción del proceso WAG.

Este campo fue reconocido como un candidato ideal para realizar algún tipo de desplazamiento miscible debido principalmente a la combinación de dos razones;

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



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

Las facilidades de inyección de agua existentes en el campo fueron modificadas debido a la inyección de N_2 . Estas facilidades incluían un sistema de compresión, un sistema de distribución a escala de campo y una unidad de reinyección de nitrógeno. La inyección WAG comenzó en diciembre de 1981 y la inversión se calculó en 80 millones de dólares.

El Nitrógeno se inyectó alternadamente con agua, por un periodo de 15 años, a una tasa de 67 MMcf/D hasta completar un 20% de HVVP. Se tenía ciclos de inyección de N_2 de 1 ó 2 semanas. Al cabo de esos 15 años, se continuó con una inyección de agua convencional hasta la depleción del yacimiento.

En la figura 12 se presenta una curva de producción del campo, donde se tiene en cuenta la producción primaria, la secundaria y la terciaria, donde se muestra claramente el incremento en la producción debido al recobro secundario (inyección de agua) como al recobro terciario (inyección WAG)

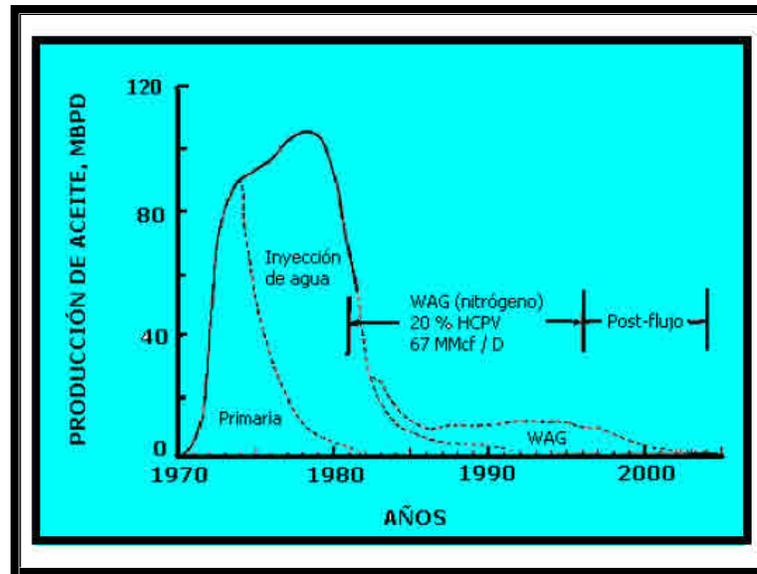
2.3.3 Problemas reportados: En algunos procesos WAG, particularmente en los miscibles, se ha reportado un descenso en las ratas consecutivas de inyección de agua después de que se inyectan baches de gas.

Este fenómeno puede deberse a varias causas:

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



Figura 12: Comportamiento y proyección de la producción en el campo Jay Little Escambia.



Tomada y modificada de: LANGSTON, E. and SHIRER, J. Performance of Jay/LEC fields unit under mature waterflood and early tertiary operations. JPT, Febrero 1985.

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

2.4 Campo Wertz Tensleep (Estados Unidos).

Este campo representa una aplicación de un proceso WAG miscible, donde el gas utilizado fue el dióxido de carbono. Se encuentra ubicado en el estado de Wyoming, EE.UU.

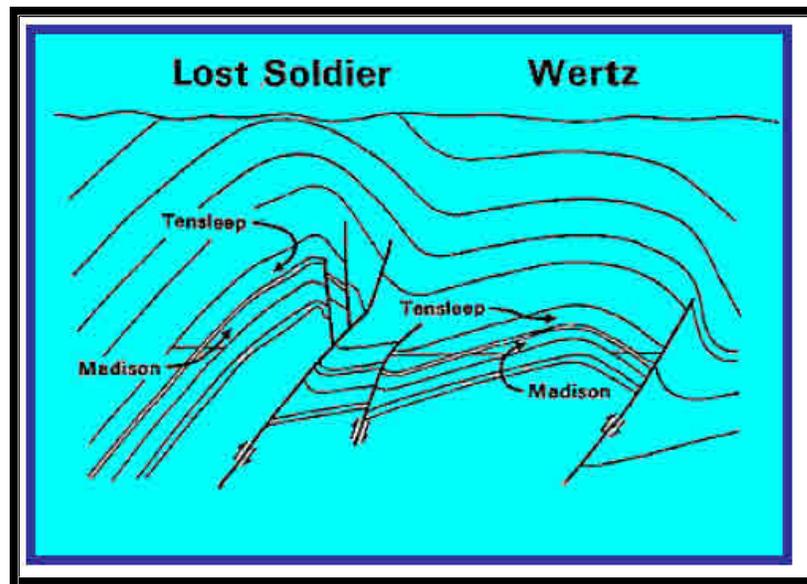


2.4.1 Descripción del campo.

Este es uno de los dos campos más grandes de la cuenca Great Divide; el otro es el campo Lost Soldier, en el cual también se desarrolló un proyecto de inyección WAG miscible usando CO₂. Estos dos campos son en realidad un solo yacimiento y están separados por una falla. Ver figura 13. Producen desde la arenisca Tensleep y desde el carbonato Madison. Tiene un OOIP combinado de más de 700MMSTB.

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

Figura 13: Sección transversal que muestra la división de los campos Wertz Tensleep y Lost Soldier.



Tomada y modificada de: KLEINSTEIBER, S. The Wertz Tensleep CO₂ flood design and initial performance. JPT. Mayo 1990.



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

2.4.2 Descripción del proceso WAG.

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

En el proceso WAG el volumen de CO₂ (60% HCPV) se dividió en 24 baches de 2.5% del HCPV para evitar tiempos innecesarios de ciclos cortos. La relación WAG empleada fue de 1,0 y el factor de recobro terciario fue de 3.8%.

2.4.3 Problemas reportados.

Los problemas reportados es este campo no fueron realmente traumáticos. El más severo de tales problemas fue la depositación de asfáltenos en 15 pozos productores. Para tratar este inconveniente se implemento un lavado de las zonas afectadas con 1000 galones (3.8 m³) de xileno. El tratamiento se hacía cada tres semanas para evitar que las precipitaciones obstruyeran considerablemente la producción. Con el tiempo, el problema desapareció.

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



3. ASPECTOS GENERALES PARA LA REALIZACION DE UN ESQUEMA OPERACIONAL PARA EL DESARROLLO DEL DISEÑO TECNICO DE UN PROYECTO PILOTO WAG

La inyección de agua alternada con gas (WAG), es un método de Recobro Mejorado de petróleo; el cual 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 sistema 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 estó, es necesario tener en cuenta los siguientes factores:

3.1 La identificación de las fuentes de gas y agua necesarias para el proyecto piloto.

3.1.1 Disponibilidad d e gas

Al llevar acabo un análisis de disponibilidad de gas es indispensable tener en cuenta algunos factores claves. El primer factor que se recomienda analizar es la cantidad de gas necesaria para suplir el proyecto, es decir que se logre el barrido de la zona de interés en el yacimiento. Una vez identificada la cantidad de gas necesaria se debe hacer un análisis cuantitativo de la fuente de suministro, es decir que se cuantifica la cantidad de gas que produce el yacimiento para determinar si esta es suficiente para lograr los objetivos propuestos. Sí el resultado de dicho análisis es que el gas del yacimiento no es el requerido entonces procedemos a considerar las posibles fuentes de gas externas. Para este estudio se recomienda analizar el caudal y la potencia que las fuentes de gas nos pueden brindar, es decir, la cantidad de podemos inyectar diariamente y cuanto va a ser el tiempo de duracion



fuelle, esto se hace teniendo en cuenta la rata de inyección requerida en el proyecto piloto para así lograr la ejecución completa de éste.

Teniendo en cuenta la disposición de fuentes externas de gas para el desarrollo del proyecto es necesario realizar estudios específicos al gas proveniente de fuentes ajenas al yacimiento, esto con el fin de lograr identificar las características de dicho gas para estar seguros que la composición de este sea compatible con los fluidos de nuestro yacimiento y no causar un daño al mismo. Para llevar acabo este estudio se recomienda realizar cromatografías a todas las fuentes de suministro para realizar un análisis de las propiedades de mezcla del gas con que se cuenta para suplir las necesidades del proyecto.¹³

Al implementar un sistema de recobro como la inyección WAG, es recomendable realizar un estudio del estado del sistema de recolección del gas y los posibles cambios que este requiera; por ejemplo, los cambios que se pueden presentar en válvulas, en conexiones, tubería adicional, sistemas de medición y control y otras modificaciones que pueden ser posibles en un campo que ya ha producido y que por ende ya tenga un sistema de manejo para el gas.¹⁴

Después de analizar y determinar las fuentes de suministro con las que se cuenta para utilizar según las propiedades del yacimiento de la zona de interés; es necesario determinar las necesidades de transporte y recolección del gas de suministro; bien sea que provenga del mismo yacimiento o de otros.

¹³ Hild, G. P.and Wackowski, R. Results of the injection Well Polymer Gel Treatment Program at the Rangely Weber Sand Unit, Rangely, Colorado, , SPE 39612.

¹⁴ HERVEY, J.R and IAKOVAKIS A.C. Performance Review of a Miscible CO2 Tertiary Project: Rangely Weber Sand Unit. Colorado, SPE 19653.



Cuando se realiza el estudio de este sistema, puede dar como resultado dos aspectos, uno de ellos es que el sistema de transporte y de recolección ya este funcionando y el otro es que surja la necesidad de diseñarlo.¹⁵

Cuando el sistema ya está funcionando es necesario realizar un estudio del estado en el que se encuentra y de la capacidad que tiene para brindar una buena eficiencia para el desarrollo del proyecto. Si de lo contrario, no se cuenta con este sistema, se recomienda a algunos aspectos para lograr su diseño como lo son: en primer lugar analizar la capacidad de manejo tanto del caudal como de la presión necesaria, la distancia que este sistema debe tener y la cantidad de gas a recolectar. Otra recomendación que se puede hacer es tener en cuenta el tipo de terreno por el cual va a pasar las líneas de distribución, ya que si el terreno es rocoso se recomienda que la tubería sea enterrada al menos con 2ft de profundidad y si este es llano con 3ft.¹⁶

3.1.2 Disponibilidad de agua

Tanto la cantidad de gas como de agua son de igual importancia para la realización de un proyecto piloto WAG. Al llevar a cabo un análisis de disponibilidad de agua se recomienda tener en cuenta algunos factores claves. Uno de estos es el análisis de cantidad de agua necesaria para suplir el proyecto.

¹⁵ MENGUAL R.D. Challenges opportunities and reservoir management of a giant field in Venezuela, Venezuela, SPE 65174, 2000.

¹⁶ PHILLIPS, L.A. MCPHERSON, J.L. and LEIBRECHT, R.J. CO₂ Flood: Design and Initial Operations, Ford Geraldine (Delaware Sand) Unit, SPE 12197,1983.



Una vez identificada la cantidad de agua necesaria se debe hacer un análisis cuantitativo de la fuente de suministro, esto con el fin de determinar si esta es suficiente para lograr los objetivos propuestos. Sí el resultado de dicho análisis es que el agua producida por el yacimiento no es suficiente, entonces procedemos a considerar las posibles fuentes externas. Para este estudio se recomienda analizar el caudal y la potencia de agua requerida, es decir, la cantidad de agua que podemos inyectar diariamente y cuanto va a ser el tiempo de duración de esta fuente, esto se hace teniendo en cuenta la rata de inyección que se va a manejar en el proyecto.

Teniendo en cuenta la disposición de fuentes externas de agua para el desarrollo del proyecto es necesario realizar estudios específicos de las fuentes ajenas al yacimiento, esto con el fin de lograr identificar las características del agua para estar seguros que la composición de esta sea compatible con los fluidos de nuestro yacimiento y no causar un daño al mismo. Para llevar a cabo este estudio se recomienda realizar un análisis de las propiedades del agua. Sin embargo hay que tener en cuenta que generalmente el agua del yacimiento es suficiente para suplir las necesidades del proyecto.

3.2 Condiciones técnicas generales .

Para la aplicación de un proyecto piloto WAG en cualquier campo, es indispensable hacer un análisis de las condiciones técnicas generales necesarias para la implementación de dicho proyecto; estas condiciones técnicas son descritas a continuación con el fin de tener una orientación clara acerca del desarrollo de un esquema operacional para el proyecto piloto.



3.2.1 Sistema de recibo

Cuando ya hemos realizado el análisis de disponibilidad de los fluidos de inyección es fundamental identificar el sistema de recibo, el cual está conformado por los manifold y el sistema de recolección de los fluidos.¹⁷ Para el desarrollo del proyecto es recomendable que el sistema de manifold usado sea abierto, esto con el fin de tener a disposición tanto los fluidos producidos en el campo como el de las otras fuentes, dependiendo de los resultados del estudio de la disponibilidad de las fuentes de agua y gas. Además del manifold, como sistema de recibo también se tiene las líneas de recolección de gas y agua, las cuales llevan estos fluidos hasta el sistema de tratamiento.¹⁸

3.2.2 Infraestructura

Otro de los aspectos importantes en el desarrollo de un proyecto piloto de este tipo es la infraestructura que se tendrá para el esquema de las facilidades de superficie; dicha infraestructura consta de la planta de recolección, la planta de tratamiento tanto para gas como para agua y la planta de inyección; las cuales serán tratadas con más detalle a continuación:

3.2.2.1 Planta de Recolección .

Está conformada por las líneas de tubería que se utilizan para transportar tanto el gas como el agua desde la fuente de suministro hasta sus lugares respectivos;

¹⁷ MOORE, J.S. The Quarantine Bay 4RC CO₂-WAG Pilot Project: A Pc Flood Evaluation, USA, SPE 15498.

¹⁸ CHRISTIAN, L.D. Design and implementation of a miscible Water-Alternating-Gas Flood at Prudhoe Bay, Houston, SPE-13272, 1984.



El gas es dirigido hacia el separador y el agua es dirigida a la planta de tratamiento.¹⁹

3.2.2.2 Planta de Tratamiento .

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. Para lograr esto, se tiene una planta de tratamiento tanto para el gas como para el agua en las cuales se van a retirar todas las sustancias que puedan afectar de manera negativa nuestro proceso de inyección.

3.2.2.2.1 Tratamiento al Agua .

Con el fin de tener el agua en óptimas condiciones de inyección se realiza el tratamiento necesario; para esto se recomienda tener una planta de tratamiento la cual es diseñada con base a las condiciones del agua a tratar y la capacidad de manejo de fluido que se requiera; con base a esto se recomienda tener en cuenta que el tratamiento que el agua requiere depende de la fuente y la composición química de ésta, porque dependiendo del sitio de donde proviene varía su composición principalmente, por ejemplo: el agua proveniente de ríos tienden a tener una alta concentración de oxígeno disuelto, sólidos suspendidos y bajas concentraciones de sólidos disueltos; mientras que el agua subterránea presenta características opuestas a las mencionadas, así mismo cuando el agua proviene de nuestro yacimiento también necesita un tratamiento adecuado para ser inyectada.

¹⁹ SCOTT, R. Horizontal Miscible Water Alternating Gas Development of the Alpine Field, Alaska, Alaska, SPE 76819, 2002.



Sin embargo, el tratamiento general que se le realiza es: la reducción de la dureza, la eliminación de sólidos disueltos por medio de filtros, la aplicación de inhibidores de corrosión, y demás tratamientos que el agua requiera.

Una planta de tratamiento para el agua en general está diseñada por una secuencia de requerimientos operacionales como se describen a continuación:

- En primer lugar se debe tener un tanque de almacenamiento para el agua sin tratar.
- Seguidamente el agua pasa a un sistema de filtros en donde se realiza un proceso de eliminación de sólidos y aceite en suspensión.²⁰
- A continuación del proceso de filtrado se recomienda tener un tanque de almacenamiento para el agua que ya ha pasado por este proceso y en este se le aplican ablandadores con el fin de evitar formación de escamas (calcio, magnesio, hierro y sílice); esto se hace mediante agente queláticos, también se le pueden aplicar inhibidores de corrosión, secuestrantes de oxígeno y se recomienda regular el Ph. La ubicación de estos tanques de almacenamiento de agua preferiblemente debe ser en un lugar más elevado que el sitio donde se encuentra la bomba de inyección, con el fin de eliminar los problemas de cavitación que se pueden generar en ellas.²¹

²⁰ REDERON, C. and BRISAC, J. Rilling and production problems in Hassi- Messaoud field”, SPE-149

²¹ MACON, R. Desing and operation of the levellano unit Co₂ injection facility, SPE 8



3.2.2.2 Tratamiento al Gas .

En un proyecto WAG en donde uno de los fluidos a inyectar es el gas, éste debe estar en las condiciones adecuadas las cuales se logran mediante un tratamiento; al igual que el agua, el tratamiento al gas depende de la fuente de suministro de la cual provenga, por ejemplo cuando el gas viene de un pozo productor del mismo yacimiento, este no es totalmente puro, sino que se encuentra constituido por una mezcla de hidrocarburos, los cuales son principalmente metano (CH_4) e impurezas orgánicas (H_2O , CO_2 , H_2S , partículas sólidas, etc.) que deben removerse según el destino final. De acuerdo a lo anterior se recomienda contar con una planta tratadora en la cual se adecúa el gas mediante el siguiente procedimiento con sus respectivos pasos:

- Una vez el gas ha sido recolectado por el sistema de recolección es distribuido por las líneas, las cuales conducen el gas hacia el separador y éste como su nombre lo indica separa el gas que se encuentra en solución con el petróleo.
- Después que el gas es separado pasa a un Scrubber el cual elimina los sólidos y líquidos del gas, después de llevar a cabo este tratamiento el gas se encuentra en óptimas condiciones de inyección.

3.2.2.3 Planta de Inyección.

Una vez los fluidos han sido recolectados y han pasado por sus respectivos tratamientos procedemos a inyectarlos; para cumplir con los objetivos de la inyección WAG es necesario tener una planta de inyección para cada fluido, es decir, un sistema de inyección para el gas el cual está constituido por el sistema de compresión para poder inyectar el gas con la presión y caudal suficiente para mantener el régimen de flujo en el yacimiento; así mismo también tener un sistema de inyección para el agua el cual consta de b



inyección que son las que nos permiten aplicar el agua al yacimiento cumpliendo con las condiciones requeridas, adicional a este tipo de bombas podemos encontrar las bombas para aplicar tratamiento químico, con el fin de evitar los posibles problemas que se puedan presentar cuando los fluidos entran en contacto con nuestro yacimiento.²²

3.2.3 Sistema de compresión

El sistema de compresión en un proyecto de inyección de gas alternado con agua cumple una importante función, ya que hace parte del sistema de inyección de gas, y es la compresión de éste lo que le da la energía necesaria para alcanzar los niveles de presión requeridos en el diseño del proceso de inyección. También hay que tener en cuenta que un buen diseño, construcción y operación de la planta compresora de gas natural asegura el suministro adecuado de este. La compresión del gas natural se logra a través de diferentes etapas como lo son: La etapa de succión, compresión, descarga y expansión; para que estas etapas se lleven acabo es necesario que la planta compresora de gas esté compuesta principalmente por compresores centrífugos y/o reciprocantes, impulsadores y equipos auxiliares (motores o turbinas, depurador de gas de entrada, línea de gas de entrada de diferentes diámetros, enfriadores de gas, deshidratadores, enfriadores de aceite, bomba de suministro y de transferencia de líquidos, equipos de protección contra incendio, telemetría, sala de control y sistema de alarma y paro por mal funcionamiento²³.

²² FRIEDMANN, F. and HUGHES, T.L. Development and testing of a Foam-Gel technology to improve conformance of the Rangely CO₂ Flood. SPE 54429

²³ Sanchez N. Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects, Venezuela, SPE 53714



Teniendo en cuenta que en todos los proyectos de inyección WAG o en su gran mayoría la presión requerida para inyectar el gas no es la misma, entonces es necesario seleccionar la unidad de compresión que se va a utilizar, para esto se hace una comparación entre las unidades que satisfagan las necesidades del proceso prefiriendo utilizar una sola unidad; al realizar la selección se recomienda tener en cuenta algunos factores como lo son: el peso, el precio y la potencia del mismo, otro factor a tener en cuenta es la consideración de las proyecciones a futuro, es decir, si al cabo de un determinado tiempo se pretende aumentar la presión manejada o en efecto la capacidad de gas a inyectar, se hace necesario manejar un compresor que cumpla con una capacidad más alta de la que se tiene designada para cumplir el proyecto; también se recomienda tener un compresor de repuesto si este no afecta de manera significativa en el análisis económico, esto con el fin de impedir el paro del proceso por daño del compresor. Otros de los aspectos a tener en cuenta en la selección del sistema de compresión son el número de etapas, las cuales deben ser las mas bajas posibles para evitar las excesivas temperaturas de descarga.

3.2.4 Sistema de distribución e inyección

El sistema de distribución e inyección se encuentra compuesto básicamente por tuberías, éstas son generalmente de acero inoxidable, de diversos diámetros, se encuentran soldadas en la mayoría de los casos y dependiendo del orden público del sitio donde se está implementado el proyecto son entornadas por seguridad, ésto con el fin de protegerlas de el sabotaje y el robo, y para evitar algún derrame de fluido al ambiente, es decir, para evitar efectos negativos que algún fallo de la tubería pueda traer.



Las líneas de distribución también están compuestas por algunos accesorios como lo son: niple, bushing, collar o cuello, unibolt, reducción o botella, unión universal de tuerca, cruz, la T, el lateral y codos de 45, 90 y 180°. ²⁴

Una vez instaladas todas las tuberías se recomienda someterlas a diferentes pruebas para asegurar su buen estado, una de estas pruebas es la de presión, la cual se basa en la aplicación de presiones no menor de la usada en las operaciones normales del sistema para garantizar la ausencia de escapes. Otra de las pruebas recomendadas como seguridad por las altas presiones a las cuales son sometidas estas tuberías es realizar una revisión del 100% de las líneas con rayos X y realizar un proceso de marraneo, para verificar el estado de las líneas. ²⁵

Uno de los problemas típicos en las tuberías de distribución es la presencia de la corrosión la cual se puede ver intensificada si usamos la misma línea tanto para inyectar los baches de gas como los de agua, esta corrosión puede presentarse debido a que en las líneas pueden quedar residuos de gas natural que pueden reaccionar con el agua de inyección formando ácidos que aumentan la corrosión y el desgaste normal de la tubería; sin embargo, la presencia de estos ácidos tiene aspectos positivos como lo es la disolución de la matriz de la formación, mejorando la permeabilidad y la porosidad pero con mucho control ya que si la concentración de estos ácidos es muy alta puede generar migración de finos. ²⁶

²⁴ Hild, G. P. and Wackowski, R. Results of the injection Well Polymer Gel Treatment Program at the Rangely Weber Sand Unit, Rangely, Colorado, SPE 39612.

²⁵ PHILLIPS, L.A. MCPHERSON, J.L. and LEIBRECHT, R.J. CO₂ Flood: Design and Initial Operations, Ford Geraldine (Delaware Sand) Unit, SPE 12197, 1983.

²⁶ FRIEDMANN, F. and HUGHES, T.L. Development and testing of a Foam-Gel to improve conformance of the Rangely CO₂ Flood. SPE 54429



Al realizar una compresión del gas a una presión alta, y al transmitir este gas a dicha presión por medio de las tuberías las pérdidas de energía que se puedan presentar disminuyen optimizando el proceso.

3.2.5 Sistema de cabezal

El cabezal de inyección que se recomienda tener para llevar a cabo el proyecto de inyección de gas alternado con agua es un cabezal abierto con el fin de tener dos entradas para los dos fluidos a inyectar, otros de los componentes que se deben tener en cuenta para el sistema de cabezal son las válvulas de seguridad, la conexión para la tubería de inyección, los empaques de tensión y otros accesorios que según el proyecto se requieran.

3.2.6 Estado mecánico del pozo

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 de nuestro 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 es necesario aclarar que esto se debe hacer cuando se requiera cambiar el estado mecánico del pozo actual para acondicionarlo a la inyección WAG; sin embargo cuando dentro del proyecto no se requiere cambiar el estado mecánico de los pozos sino trabajar con los que actualmente se tienen se recomienda realizar estudios para evaluar las condiciones de las tuberías.²⁷

²⁷ MENGUAL R.D. Challenges opportunities and reservoir management of a giant field in Venezuela, Venezuela, SPE 65174, 2000.



Otro aspecto importante para el diseño de el estado mecánico de los pozos es el mecanismo de completamiento que se va a utilizar, por ello se sugiere que antes de completar el pozo inyector se cuente con la siguiente información: la correlación que existe entre los pozos, los datos petrofísicos, los perfiles RFT y que se conozcan de antemano las zonas de contacto de los fluidos debido a que en la zona de transición del petróleo los espesores se reducen en un 40 a 60%, lo cual produce un daño en la inyectividad.

Es recomendable 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, ésto con el objetivo de aplicar una inyección homogénea en todas las unidades de arena, en las cuales 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, los cuales nos brindan sello y aíslan las zonas para que nuestra inyección se aplique como se tiene estipulado, los 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 se pueden generar problemas como el taponamiento, para solucionar estos inconvenientes es preciso tener un plan de contingencia el cual 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 tener una mayor efectividad. Sin embargo, cuando se tiene una zona ladrona el taponamiento pr

pasa a ser una solución, es decir, cuando se tiene este tipo de zona



cabo un taponamiento con arena y seguidamente se vuelve a perforar con el fin de evitar el drenaje inadecuado de los fluidos.

3.2.7 Sistema de producción

Los sistemas de producción hacen parte de una de las fases finales de nuestro ciclo, sin embargo, tiene igual grado de importancia, ya que mediante el sistema de producción manejado lograremos una mayor eficiencia y eficacia del proyecto piloto WAG; por ello a continuación se describe las principales características de los sistemas de producción para tener unas bases adecuadas y así decidir cual será el sistema de producción implementado en el momento de la ejecución de nuestro proyecto:

3.2.7.1 Bombeo mecánico .

Este sistema presenta alta eficiencia en pozos de baja producción, además de ser de simple operación y su principal desventaja es su baja eficiencia en presencia de altas concentraciones de gas, tiene una profundidad limitada y presenta problemas en pozos desviados²⁸.

3.2.7.2 Bombeo hidráulico .

El bombeo hidráulico no requiere de cables o varillas para ser operado, es más flexible para adaptarse a los cambios en caudales de producción además puede producir mayores caudales desde mayores profundidades y funcionan más confiablemente en los pozos direccionales; sus principales desventajas es ser un método relativamente ineficiente, la producción de gas libre reduce la habilidad de la bomba para desplazar fluidos y requiere de altas presiones en la superficie.

²⁸ BONILLA, Luís F, Sistemas de levantamiento, Universidad Surcolombiana, 1998



3.2.7.3 Bombeo por cavidades progresivas (PCP).

Por su diseño es un sistema de bajo costo, bajo consumo de energía y niveles de ruido, alta resistencia a la abrasión, alta eficiencia, alta capacidad para bombear fluidos de diferentes viscosidades y altos rangos de tasas de producción y presiones, su desventaja radica en el uso de varillas, por lo tanto no funcionan muy bien en pozos direccionales.

3.2.7.4 Bombeo Electrosumergible (ESP) .

Este tipo de levantamiento maneja grandes volúmenes y el costo es relativamente bajo, por la configuración de sus elementos, es aplicable en pozos costa afuera y locaciones urbanas, no tiene ninguna limitación en pozos desviados y puede ser usado en la producción de fluidos con alta viscosidad, pozos con producción de gas moderada y/o con altas temperaturas de fondo, la viscosidad del fluido limita el rendimiento del sistema electrosumergible, la electricidad es su fuente de energía, requiriendo altos voltajes para su funcionamiento, no se puede aplicar en completamientos múltiples y cuando existe producción de sólidos se presentan dificultades.²⁹

3.2.7.5 Bombeo por Gas lift .

El rango de profundidades manejado por éste sistema es amplio, puede levantar grandes o pequeños volúmenes, el equipo de producción no se ve afectado por la presencia de arena, tiene bajos costos de operación y es ideal para pozos con relaciones de gas – petróleo (GOR) relativamente altos; requiere una alta disponibilidad de gas y un excesivo espaciamiento entre pozos, dificultando la ubicación de una fuente.

²⁹ BONILLA, Luís F, Sistemas de levantamiento, Universidad Surcolombiana, 1998



Cuando se realiza la selección del sistema de levantamiento es básico analizar el estado mecánico del pozo, la profundidad a la cual se encuentran las perforaciones, los fluidos a producir y los problemas que tengamos como arenamiento y corrosión por algunos sustancias indeseables, como ya se mencionó estos factores son determinantes a la hora de escoger el equipo de levantamiento.

Los sistemas de levantamiento más comunes cuando se está aplicando inyección WAG son el sistema ESP y el Gas Lift.

Si ya se tiene un sistema de producción implementado en nuestros pozos, se debe tener en cuenta que este método de recobro va a incrementar la presión y la producción de fluidos y por lo tanto se deben adoptar las medidas correspondientes para evitar cualquier inconveniente que puedan producir problemas a futuro.

3.2.8 Fuentes de energía

Por ultimo, 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, debido a que todas nuestras herramientas requieren de energía para poder funcionar, esta puede provenir tanto de combustibles, gas natural o de la electricidad. Para realizar la selección de una de estas fuentes de energía se recomienda conocer la disponibilidad de esta, además de un análisis de costos tanto presentes como futuros, para poder tomar así la mejor decisión para la estabilidad técnico – económica del proyecto.



3.3 Monitoreo y control .

Otro factor para el desarrollo del proyecto piloto es el monitoreo y control, esto con el fin de garantizar un buen rendimiento a lo largo de la ejecución del mismo.

3.3.1 Esquema metodológico para el monitoreo y control de un proceso 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 aceite 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 de 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 más exactas para el futuro ayudando al mantenimiento de la presión mínima para la optimización

Un factor importante que se logra con el monitoreo es la reducción de la circulación de gas ya que las pruebas de campo indican que el uso



lentos de gas pueden disminuir de manera significativa la alta proporción gas-aceite en el pozo 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, estos ciclos deben ser justificados económicamente con base a las recuperaciones incrementales por la inyección en el modelo³⁰. 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 aceite 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.
- (4) Calcular el espesor de cada modelo de inyección con el fin de inyectar 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 efectuar la prueba flash para determinar la proporción de C_1/C_3 .
- (6) Tomar una cromatografía composicional la cual nos brinda un análisis de suma importancia para el seguimiento del comportamiento del gas observando el aumento en la relación gas-aceite para así verificar el proceso de la inyección e interpretación adecuada de los datos, esta cromatografía se toma en el pozo productor.

³⁰ Sanchez N. Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects, Venezuela, SPE 53714

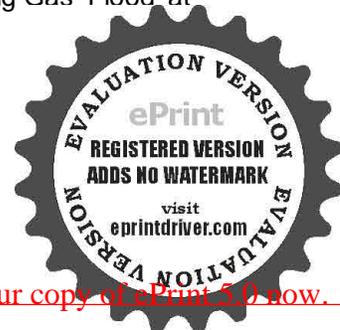


Para poder lograr los puntos anteriormente establecidos y tener un óptimo monitoreo para un proceso de inyección WAG se deben realizar las siguientes labores:

- (1) Hacer mediciones rutinarias de presión estática en los pozos involucrados, (registros de producción e inyección).
- (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 Tiocyanite), IPA Isoprophyllic 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 pozos³¹.
- (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 agua³².
- (5) Monitorear la relación WAG, el recobro de petróleo y los volúmenes porosos inyectados, por patrón o unidad de flujo.

³¹ HRISTENSEN, J.R. and STENBY, E.H. Review of WAG field experience, SPE 71203.

³² CHRISTIAN, L.D. Design and implementation of a miscible Water-Alternating-Gas Flood at Prudhoe Bay, Houston, SPE-13272, 1984.



- (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 para el agua y el gas.

3.3.2 Problemas operacionales frecuentes

En la vida productiva de un campo petrolero siempre existirán problemas intrínsecos, razón por la cual es difícil evitar que ocurran. Debido a que en la inyección alternada de agua y gas (WAG) los fluidos inyectados están siendo cambiados con relativa frecuencia, esta técnica de recobro mejorado se torna más compleja que la inyección de agua o la inyección de gas implementadas independientemente.

Los problemas operacionales reportados son básicamente los mismos para todos los casos y estos por lo general son:

3.3.2.1 Irrupción temprana del gas en los pozos productores

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



y la del agua. Este tipo de problema es difícil de resolver, y en algunos casos los pozos deben ser cerrados antes de lo previsto. En operaciones *offshore* este inconveniente es muy crítico debido al número limitado de pozos³³.

Debido a que el gas de alguna manera se está “escapando”, los proyectos WAG miscibles se ven seriamente afectados ya que se pierde miscibilidad lo cual resulta en un bajo recobro; Se puede concluir que este problema se presenta en yacimientos altamente heterogéneos, con fuertes gradientes de permeabilidad horizontal, lo que hace que los fluidos de inyección (agua y gas) tiendan a irse por los estratos o zonas que le ofrezcan menor resistencia al flujo, es decir, las de mayor permeabilidad. También es común en yacimientos con espesores netos muy grandes, lo cual posibilita que el gas tome camino por el tope de la formación, fenómeno conocido como *override*.

Para solucionar este problema se puede requerir el uso de trazadores radiactivos para determinar las zonas por las cuales se estaban canalizando tanto el gas como el agua. Una vez encontradas tales zonas, se procede a realizar tratamientos con geles y polímeros, con la idea de controlar los perfiles de inyección y reducir la irrupción temprana de los fluidos inyectados³⁴.

³³ HRISTENSEN, J.R. and STENBY, E.H. Review of WAG field experience, SPE 71203.

³⁴ MENGUAL R.D. Challenges opportunities and reservoir management of a giant field in Venezuela, Venezuela, SPE 65174, 2000.



3.3.2.2 Reducción en la inyectividad .

La reducción en la inyectividad significa que menos gas o menos agua están siendo tomados por el yacimiento. Este hecho conllevará a una más rápida caída en la presión del yacimiento lo cual afectará la eficiencia en el desplazamiento y, consecuentemente, el comportamiento de la producción. La causa de la reducción en la inyectividad puede deberse a un cambio en las permeabilidades relativas consecuencia del flujo en tres fases. Otra de las causas puede ser la precipitación de asfáltenos y/o hidratos cerca de la cara de los pozos inyectoros. Por lo general, la inyectividad del agua se reduce después de la inyección de un bache de gas, mientras que la inyectividad del gas después de un bache de agua no sufre mayores alteraciones. La explicación a este fenómeno puede ser el entrapamiento que sufre el gas una vez es inyectado y *by-passeado* por el agua.

3.2.2.3 Corrosión.

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

Los problemas asociados a la corrosión se han resuelto mediante el uso de aceros de alta calidad, recubriendo las tuberías con materiales anticorrosivos y aplicando tratamientos a los equipos, también se ha utilizado el acero férrico, la corrosión pueden corroer las bombas del subsuelo.



3.2.2.4 Formación de escamas .

La formación de escamas esta asociado principalmente a los proyectos en los que el gas inyectado es el dióxido de carbono. Las escamas a medida que se van expandiendo pueden tensionar fuertemente la tubería y ocasionar la falla de las mismas. Cuando se inyecta gas el casing es recubierto, generalmente, con una capa protectora anticorrosivo. Esta capa puede verse afectada con la presencia de escamas, facilitándose la aparición de la corrosión.

En algunos casos, estos problemas pueden ser tan severos que llegan a requerir el para total de la producción mientras se repara el daño mediante el empleo de algún tratamiento químico.

3.2.2.5 Formación de hidratos y asfáltenos.

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

3.2.2.6 Asfáltenos.

Las dificultades causadas por este son generalmente solucionadas mediante la inyección de solventes químicos en intervalos apropiados, La producción no se ve drásticamente influenciada, sin embargo, se han dado casos en los que se ha requerido parar la producción y por lo tanto esto ha traído consecuencias económicas serias.



3.2.2.7 Hidratos.

Se pueden presentar principalmente por bajas temperaturas en pozos inyectoros principalmente y en condiciones de temperaturas ambiente bajas el problema se hace mas intenso. Esto trae como consecuencia un congelamiento en la tubería y en la cabeza de pozo durante las noches y durante periodos de tiempo muy fríos.

3.2.2.8 Diferentes t emperaturas de las fases inyectadas.

Es normal que las temperaturas de la fase agua y la fase gas sean diferentes durante la inyección. Esta diferencia de temperatura tiene como efecto esfuerzos de tensión y compresión en la tubería de inyección que podrían llevarla al colapso.

3.2.2.9 Concentración de s ales.

Cuando tiene buena permeabilidad vertical y estructuralmente la zona baja es abierta, y el petróleo producido tiene alto contenido de sal, si no se toman medidas preventivas las depositaciones pueden taponar las líneas de tubería en unas pocas horas³⁵

La presencia de sal es relativa a la presencia de agua, en general en los pozos en los cuales el contenido de sal sea mayor de 1gr por litro de petróleo se deben tomar medidas correctivas como:

- En pozos con depositaciones pequeñas de sal, se corre un raspador mecánico con wireline.

³⁵ HRISTENSEN, J.R. and STENBY, E.H. Review of WAG field experience, SPE 712



- Para pozos que tienen depositaciones de sales en la formación, se lava con agua fresca tratada en superficie con un agente activo para facilitar la solución de las sales.
- Para pozos produciendo con alto porcentaje de salinidad en el agua, la inyección de agua fresca, el agua inyectada debe ser tratada con una emulsión rompedora, un bactericida, un inhibidor de corrosión, con prevención de scale

3.2.2.10 Otros problemas operacionales:

- Cierre prematuro de algunos productores debido a la alta canalización del gas inyectado.
- Alta liberación de gas
- Insuficiente suministro de gas para la inyección.
- Problemas en las válvulas de los compresores debido a la espuma que presenta el crudo.
- Canalización del gas.
- Corrosión en la tubería de inyección.
- Altos cortes de agua: como solución a este problema se han usado geles y emulsificantes en partes medias, encima y debajo de la zona de petróleo, y en la parte media de la zona se usan tapones de arena.



4. DESCRIPCION DE CAMPO TELLO

4.1 Reseña histórica

El Campo Tello fue descubierto con la perforación del pozo Tello 1 en marzo de 1972. El desarrollo principal del campo Tello se terminó con la perforación de los pozos del año de 1985, para esta fecha el campo alcanzó una producción máxima de 14.210 barriles de petróleo por día. En el año de 1992 las facilidades de producción fueron destruidas completamente por un ataque guerrillero y la producción fue tratada y almacenada en instalaciones temporales. En el año de 1995 se construyeron las nuevas instalaciones para la recolección y tratamiento del crudo del campo Tello. En septiembre de 1997 se inicia el proyecto de inyección de agua en campo Tello con la conversión del pozo ti-23 a inyector con una inyección promedio de 4.000 barriles de agua por día, además se inicia un desarrollo de la zona norte del campo con la perforación de nuevos pozos que tienen un alto potencial de crudo. Con este plan de desarrollo la producción y las reservas del campo se incrementaron notablemente alcanzando una producción máxima en abril del 2001 de 15.551 barriles por día.

El Campo Tello fue operado inicialmente por la compañía Tennessee y posteriormente por la compañía Hocol (Desde el año de 1979 hasta el 13 de febrero de 2006). A partir del 14 de febrero de 2006, el campo ha sido operado por ECOPETROL S.A. Actualmente, ECOPETROL S.A. está estudiando los yacimientos y comprobando los diferentes modelos manejados por el anterior Operador. En febrero 13 de 2006 la concesión Tello 1161 revertió a la agencia nacional de hidrocarburos y ECOPETROL S.A. asumió la operación del campo de la concesión. El día 13 de abril de 2007 la ANH y ECOPETROL S.A. Celebraron el contrato de cesión de activos y derechos de explotación y producción asociados a los campos Tello y la Jagua. Como consecuencia de lo anterior, la ANH transfirió a ECOPETROL S.A. la totalidad del inventario de activos inherentes a



ubicados en el área ha ser operada por esta compañía, para lo cual entregará mensualmente a la ANH un porcentaje del 50% de la producción total del área contratada, una vez descontadas las regalías y libre de cualquier costo relacionado con las inversiones o las actividades operacionales. El término de duración de este contrato será desde la fecha efectiva hasta el agotamiento económico de los campos comerciales o hasta que ECOPETROL S.A. devuelva la totalidad de las áreas.

4.2 Localización

El Campo Tello se encuentra 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 subcuenca del Valle Superior del Magdalena (Figura 14). 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.

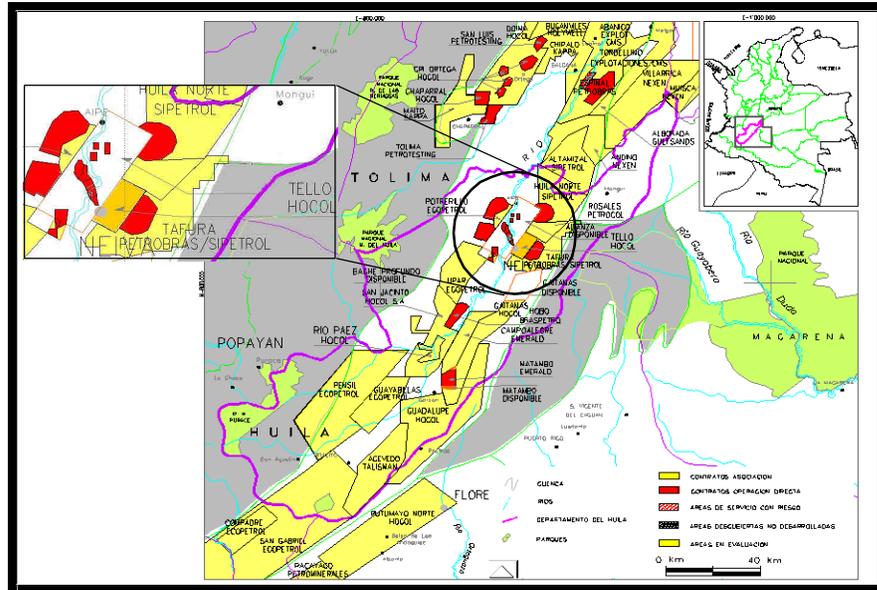
4.3 Marco regional

La Cuenca del Valle Superior del Magdalena se ha dividido, geológicamente, en dos subcuencas que están separadas entre sí por el arco de Natagaima: al Norte, la subcuenca de Girardot y la subcuenca de Neiva al Sur.

El Campo Tello está ubicado al norte de la subcuenca de Neiva. La subcuenca de Neiva puede definirse como una cuenca de doble "foreland" o antepaís. Está limitada al este por las fallas de Garzón - Suaza, que pone en contacto las rocas pre-cretáceas del macizo de Garzón con los sedimentos terciarios de la formación Honda; al oeste, con la falla de Chusma, que pone en contacto las rocas pre-cretáceas de la cordillera central, con sedimentos cretácicos y terciarios; al sur, por la confluencia de las fallas de Chusma y Garzón al norte, por el arco de Natagaima, donde afloran rocas pre-cretáceas.



Figura 14: Localización de Campo Tello



Tomada y modificada de: ECOPEPETROL S.A.; Proyecto de Producción Incremental de los campos Tello y la Jagua, Neiva septiembre de 2006

Tanto a nivel regional, como a nivel local, el levantamiento y la evolución de las cordilleras ha generado una serie de estructuras de tipo compresivo. Las estructuras presentes hoy en día, son el resultado de los diferentes eventos compresivos que se han efectuado en la cuenca durante su desarrollo. El buen funcionamiento de todos los factores del sistema petrolífero del Valle Superior del Magdalena, es la causa de que sea una de las cuencas petrolíferas más prolíferas en producción de hidrocarburos.

4.4 Marco geológico

El sistema petrolífero de campo Tello está constituido por las arcillas ricas en materia orgánica de la formación Villeta, de edad cretácea superior, como roca fuente principal para la generación de hidrocarburos. La formación V de edad cretácea, es considerada el reservorio principal del campo



sello lo proporcionan los innumerables cuerpos de arcillolitas presentes en la cuenca, las discordancias y las yuxtaposiciones de arcillolitas contra areniscas generadas por el desplazamiento de las fallas. La trampa está definida por anticlinales fallados, elongados en dirección NW - SE. Al norte y al sur, el límite de la trampa está dado por el buzamiento de la estructura.

4.5 Modelo estructural del campo Tello

El Campo Tello, geológicamente, se encuentra en la cuenca del Valle Superior del Magdalena y corresponde a una depresión estructural asimétrica, alargada en dirección NE, localizada entre las cordilleras central y oriental. Por su ubicación estructural es un sistema de fallas que define y limita las acumulaciones de hidrocarburos en un tren estructural que involucra los campos de Pijao, Cebú, Palogrande, Dina Cretáceos, los cuales se ubican en el haging block de la estructura. Por lo tanto, existe la posibilidad que el comportamiento de producción e inyección sea muy similar al de los campos que pertenecen al mismo tren porque la formación productora es la formación Monserrate.

El Campo Tello está asociado a estructuras compresivas que se desarrollan en un cinturón relativamente angosto (entre tres y cuatro kilómetros). Este cinturón tiende a ser más amplio en el sector norte donde las fallas y los pliegues divergen³⁶.

El transporte tectónico se ha producido hacia el este generando fallas divergentes en esta dirección hacia el sur. Además, los cabalgamientos frontales se interpretan como retrocabalgamientos (back thrust) de dirección opuesta.

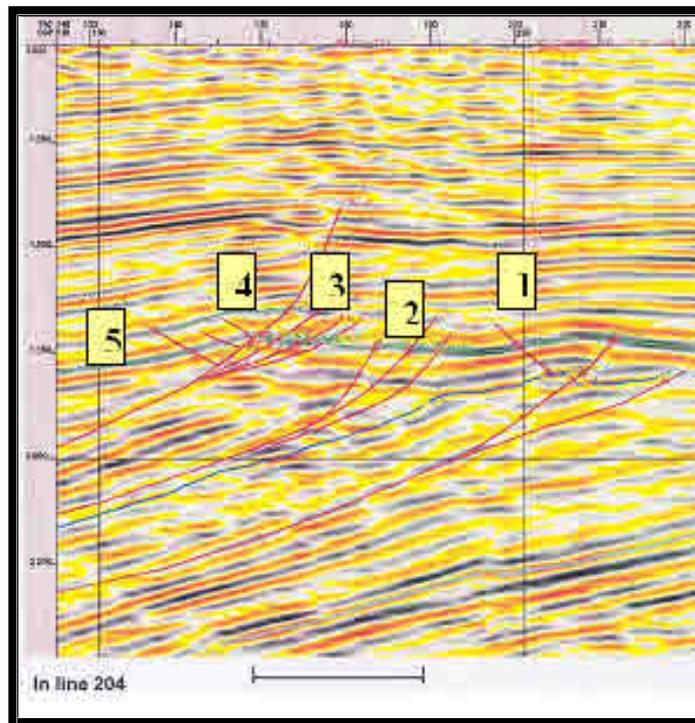
³⁶ ECOPETROL S.A.; Proyecto de Producción Incremental de los campos Tello y la Jamba, Neiva, septiembre de 2006



La mayoría de las fallas tienen despegue en la secuencia de las lodolitas inferiores de la formación Villeta.

El yacimiento se encuentra compartimentalizado 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 1, 2, 3, 4 y 5 (Figura 15). Las fallas que sirven de límites a estas láminas estructurales necesitan ser redefinidas, por cuanto el comportamiento de inyección – producción no es consistente con el modelo actual. La lámina estructural 1, que está ubicada en el extremo oriental del campo, es la más extensa, la menos deformada estructuralmente y la de mayor impacto en la producción de hidrocarburos.

Figura 15: Láminas estructurales del Campo Tello



Tomada y modificada de: ECOPEPETROL S.A.; Auditoría de reservas Regional Sur, Neiva mayo de 2007



4.6 Ambiente de depositación

La columna litológica que se presenta en el Campo Tello, comprende rocas que van de las edades del Pre-Cámbrico hasta el Cuaternario reciente, como se observa en la columna estratigráfica generalizada del Valle Superior del Magdalena (Figura 16).

La Formación Monserrate en el campo Tello es la formación productora que subyace sobre la formación Villeta y en el tope es discordante con la formación Barzalosa. Las areniscas de la Formación Monserrate fueron depositadas en un ambiente marino somero (Isla Barrera) durante el Senoniano – Maastrichtiano.

4.7 Propiedades de los fluidos

4.7.1 Crudo

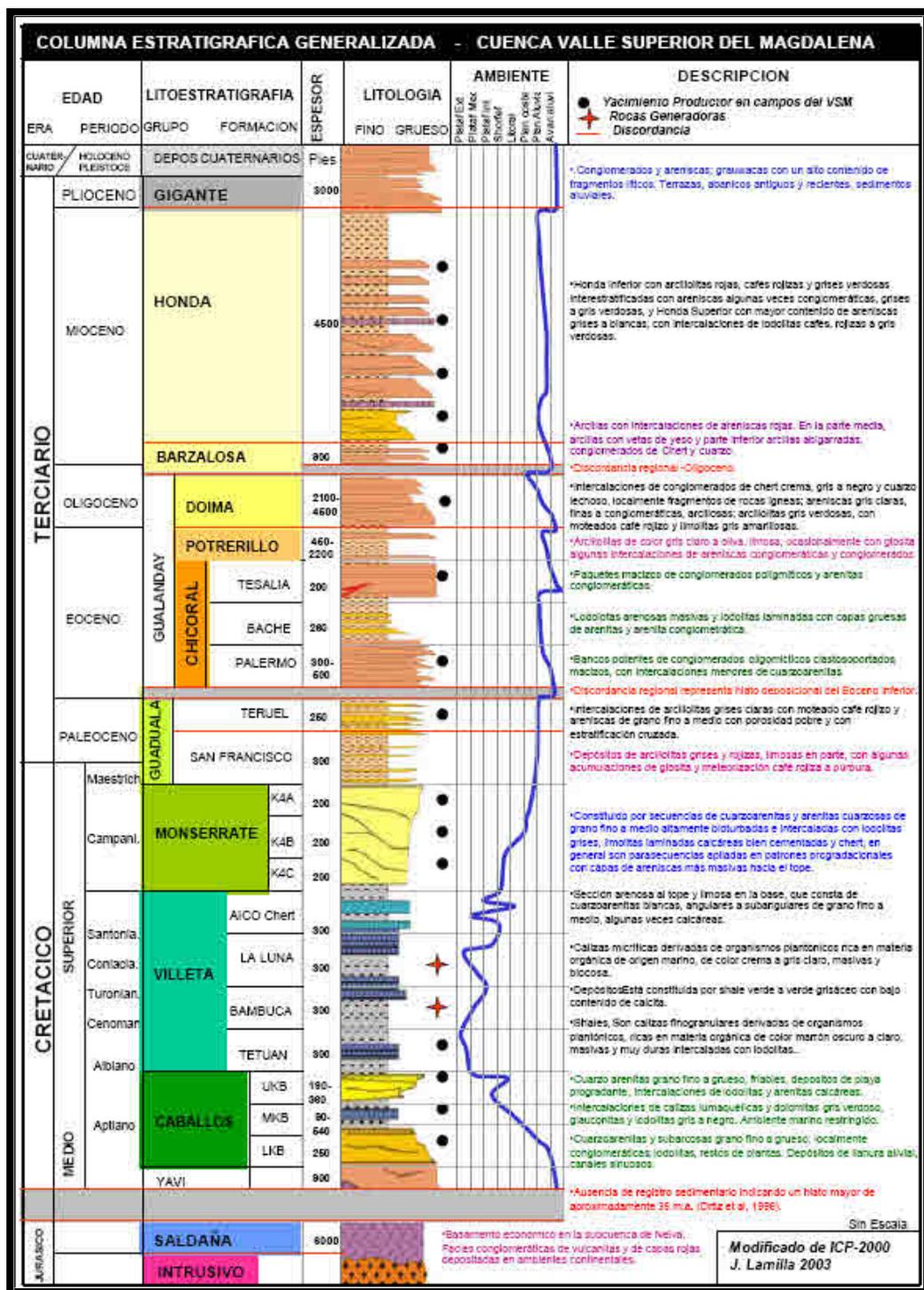
El crudo del Campo Tello es un petróleo negro subsaturado de 21.5 °API, con un GOR en el rango de 1200 a 1500 PCS/bl. La viscosidad varía de 14.2 a 10 centipoises a la presión de burbuja (842 psi) y el factor volumétrico es de 1.1 BBY/STB a una profundidad de 6300 ft y una temperatura de 165 °F (Tabla 3).

4.7.2 Gas

El gas producido en el Campo Tello tiene una capacidad calorífica de 1425 Btu. En la Tabla 4 se muestra los resultados de la cromatografía de gases de la estación del Campo Tello que fue realizada en junio de 2008. En resumen, de la composición se destaca la presencia de CO₂, alto contenido de C₃⁺. El factor volumétrico del gas es de 0.2859 PCY/PCS a la presión de burbuja con una viscosidad de 0.01329 centipoises.



Figura 16: Columna estratigráfica del Valle Superior del Magdalena



Tomada y modificada de: ECOPEPETROL S.A.; Proyecto de F Incremental de los campos Tello y la Jagua, Neiva septiembre de 2006



Tabla 3: Propiedades PVT del Campo Tello

PROPIEDAD	DATOS
Fecha de muestreo	Marzo de 2008
Profundidad de muestreo (pies)	8250
Presión inicial de Yacimiento @ -6300 fts (psia)	3484
Presión de Burbuja, PB (psia)	846
Temperatura de yacimiento @ -6300 fts (°F)	165
Factor Volumétrico de Formaron, Bo (STB/STB)	1.077
Relación Gas-Aceite en Solución, Rsi (SFC/BL)	142
Gravedad (°API)	19.5
Viscosidad del aceite (Cp)	14.2
Gravedad del gas a 100 psi y 100°F	0.742
Relación Gas-Aceite (SFCL/BL)	182



TABLA 4: cromatografía de gases de la estación del Campo Tello (Junio de 2008)

ANALISIS GAS NATURAL EXTENDIDO	% Molar	GAS ESTACION TELLO	ANALISIS GAS NATURAL EXTENDIDO	% Molar	GAS ESTACION TELLO
ANALISIS GAS NATURAL	% Molar		ANALISIS GAS NATURAL	% Molar	
Metano	% Molar	64,4047	Hexanos (6)	% Molar	0,0028
Etano	% Molar	7,1952	Isoheptano (7)	% Molar	0,0004
Propano (3)	% Molar	9,9309	n-Heptane (7)	% Molar	0,083
i-Butane (4)	% Molar	2,1824	Metilciclohexano (7)	% Molar	0,0949
n-Butane (4)	% Molar	4,9447	Toluene (7)	% Molar	0,0123
i-Pentane (5)	% Molar	1,6892	n-Octane (8)	% Molar	0,03
n-Pentane (5)	% Molar	1,3639	o-Xileno (8)	% Molar	0,0021
Isohexano (6)	% Molar	0,335	n-Nonano (9)	% Molar	0,0053
3-Methylpentane (6)	% Molar	0,2052	Parafinas C9 (9)	% Molar	0,0338
n-Hexane (6)	% Molar	0,3085	Dioxido de Carbono	% Molar	3,276

4.7.3 Agua

La salinidad del agua de formación está entre 5800 y 7500 ppm de cloruros. El factor volumétrico es de 1.038 By/bls a 842 psi y la viscosidad de 0.4 centipoises.



Tabla 5: Propiedades petrofísicas de la Formación Monserrate del Campo Tello

LAMINA	MIEMBRO	ESPESOR BRUTO (Ft)	ESPESOR NETO (Ft)	NET/GROSS (%)	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (Md)
A	B1	61.19	33.57	54.87	19.68	143.91
	B2	97.27	74.9	77	19.83	259.86
	B3	92.78	70.66	76.16	22.12	103.84
	C	105.86	65.52	61.89	16.78	75.17
B	B1	56.79	28.98	51.03	19.2	167.12
	B2	74.91	58.45	78.03	17.85	226.38
	B3	103.29	69.93	67.7	16.88	109.15
	C	130.79	88.11	67.37	19.67	3.8
C	B1	65.43	44.73	68.37	13.76	26.19
	B2	86.33	68.69	79.57	19.84	135.78
	B3	103.92	69.07	66.47	17.03	86.04
	C	105.22	50.09	47.6	15.7	89.71
D	B1	107.62	47.84	44.45	13.04	74.3
	B2	112.35	73.65	65.55	17.63	141.56
	B3	140.5	88.38	59.12	17.79	77.60
	C	136.18	118.1	86.73	22.51	82.18

4.9 Comportamiento de presión

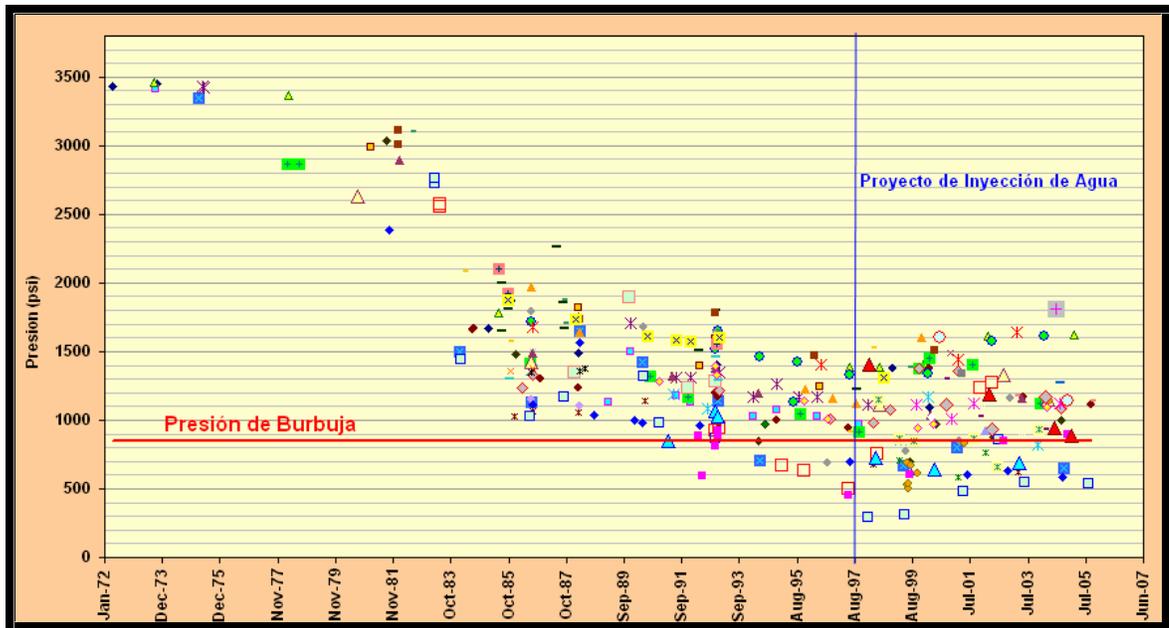
En el Campo Tello se definieron cinco láminas por la antigua Operadora. El primer pozo productor en el campo fue el Tello 1 de la lámina 3. La presión inicial del yacimiento fue de 3435 psi al datum de -6300 pies en abril de 1972. En octubre de 1973 otra prueba de presión tomada en este mismo pozo dio 3455 psi. En la lámina 1 se tiene una presión inicial de 3427 psi tomada e



1975; aunque en septiembre de 1973 se encontró una presión más baja de 3413 psi. En la lámina 2 la presión inicial fue de 3345 psi tomada en marzo de 1975. En la lámina 4 la presión inicial fue de 3464 psi tomada en septiembre de 1973. Como se puede analizar las presiones tomadas en las láminas nunca fueron superiores a la tomada en septiembre de 1973. Y finalmente, en la lámina 5 se encuentra una presión inicial de 2103 psi tomada en junio de 1985.

Desde 1972 hasta 1997 la presión del yacimiento cayó de 3435 a 900 psi y en algunas zonas estuvo por debajo del punto de burbuja como lo ilustra la Figura 18.

Figura 18: Comportamiento de presión del Campo Tello



Tomada y modificada de: ECOPETROL S.A.; Auditoría de reservas Regional Sur, Neiva mayo de 2007



Para mantener la presión del yacimiento por encima del punto de burbuja, en el año de 1997 se dio inicio al proceso de inyección de agua en algunas láminas del campo. Debido al efecto de mantenimiento de presión, en la actualidad, la presión promedio del yacimiento es aproximadamente de 1000 psi @ -6300 pies BNM. Sin embargo, en algunos sectores del campo la presión del yacimiento está por debajo del punto de burbuja porque no hay soporte de presión. Además, de acuerdo con el comportamiento de producción, inyección y presión se interpreta que existe comunicación entre las diferentes láminas del Campo Tello.



5. CONSIDERACIONES TECNICAS PARA CAMPO TELLO

5.1 Área piloto

De acuerdo a los parámetros técnicos y con los resultados reportados de las pruebas de desplazamiento se escogió el sector norte de la lámina 1, está ubicado en el sector nororiental de campo Tello para el estudio de la implementación del piloto, ya que este tiene un alto potencial de producción con respecto al campo Tello.

El sector norte de la lamina 1 está conformado por los pozos productores pozo piloto 1 (P1), pozo piloto 2 (P2), pozo piloto 3 (P3), pozo piloto 4 (P4), pozo piloto 5 (P5), y los inyectores pozo piloto inyector 1 (PI1) y pozo piloto inyector (PI2), en los cuales se va a efectuar el proyecto durante 10 ciclos cada uno de 90 días (30 días de inyección de gas y 60 días de agua).

Como característica principal de este sector encontramos que el desarrollo de este bloque fue el último realizado por la anterior operadora; los pozos perforados en esta lámina son en su mayoría con alta desviación ($>50^\circ$) por lo cual tienen alta productividad. El tipo de completamiento de estos pozos ha sido de buenas características, todos los pozos se encuentran influenciados por la inyección y adicionalmente tienen altas tasas de declinación ($> 25\%$ AN).

En este sector se presenta la mejor respuesta a la inyección de agua debido a las excelentes propiedades petrofísicas y al papel importante que están jugando las fallas. La ubicación de los pozos inyectores en la parte baja del yacimiento y en línea con los planos de falla, hace pensar que los planos de fallas juegan un papel importante en el proceso de inyección puesto que ayudan a crear un frente de barrido más homogéneo, con lo cual la eficiencia areal debe ser tanto se prevé que al implementar la inyección WAG esta eficiencia se



alta por la eficiencia microscópica (de desplazamiento) que ofrece el gas combinada con la eficiencia macroscópica (volumétrica) dada por el agua como sucede en el WAG.

5.2 Reporte de simulación

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

La simulación requirió un proceso de ajuste histórico de los datos de producción en el simulador Eclipse 100, éste es uno de los procesos de mayor cuidado ya que de ello dependerá que los resultados y propuestas que se den sean las adecuadas y con alto grado de confiabilidad, en el caso de Campo Tello no ha sido la excepción.

El procedimiento para la simulación empieza importando los datos de producción y los eventos de la Lamina 1 del campo desde el software OFM (Oil Field Manager) en un archivo plano, tomando desde Abril de 1972 que es la fecha de iniciación del desarrollo del campo, hasta la fecha en la que se inició este trabajo, Junio de 2008, introduciéndolo a una macro de Excel para que la ubicación de cada valor alfanumérico coincida con el requerido por el simulador y así de esta forma introducirlo como "Schedule" en el Eclipse sin problemas.



De la misma forma en la que se carga los datos del “Schedule” también se cargan los archivos de la grilla, los datos de condiciones iniciales del yacimiento, el PVT, las saturaciones y las permeabilidades relativas³⁷.

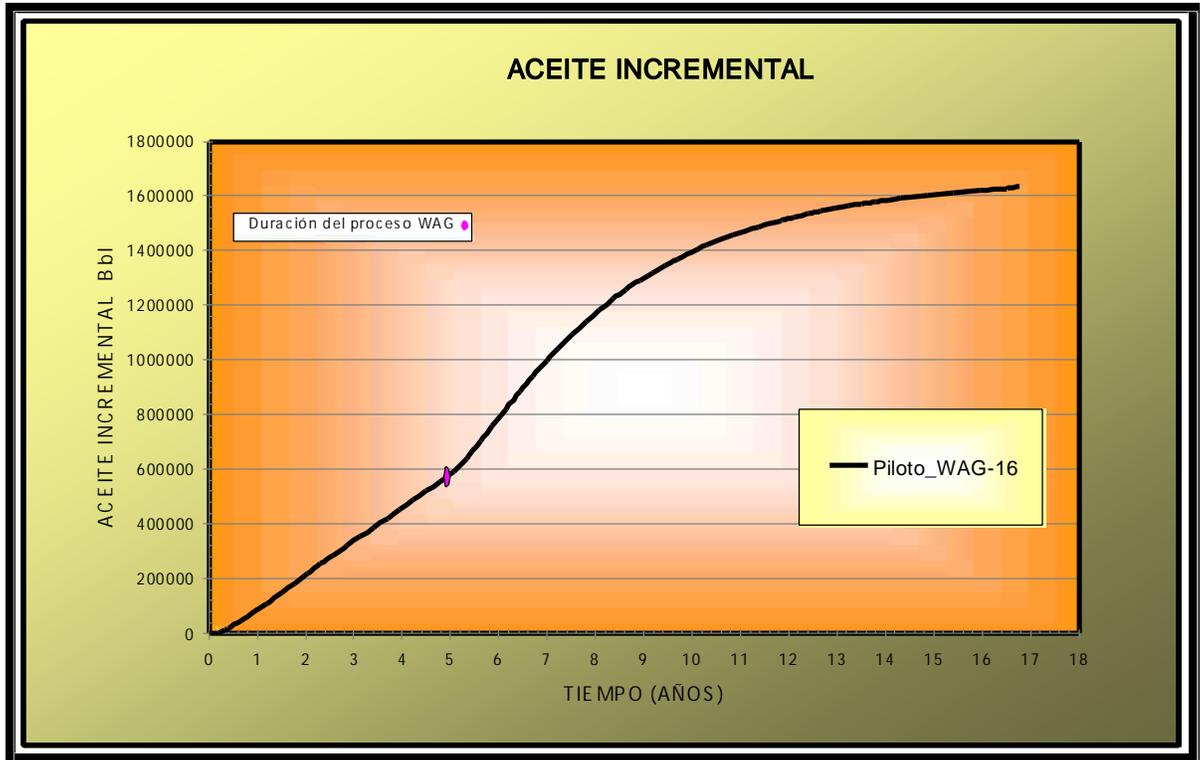
Con el fin de establecer el mejor escenario para la implementación del WAG, se hicieron diferentes corridas de simulación en los cuales se varió el caudal inyectado de agua & gas, y la periodicidad de los ciclos. Existen diferentes factores en la simulación tales como las curvas de permeabilidad relativa al gas y efectos composicionales que no se tienen en cuenta en el simulador ECLIPSE 100 black-oil con un tipo de solución “completamente implícito”, con 23 celdas en X, 101 celdas en Y y 30 celdas en Z, que influyen de forma directa en los resultados.

Una vez realizadas las diferentes simulaciones se escogió la corrida Piloto_WAG-16 con un volumen poroso de 5.83 % HCPV, un caudal de inyección de 2 MMscf/día y relación WAG de 4, el cual muestra el mejor comportamiento con respecto a las condiciones con las que se cuenta para el desarrollo del proyecto piloto; con base a los datos obtenidos en esta simulación se obtiene la cantidad de aceite incremental como se muestra en la figura 19.

³⁷ROJAS. Mauricio, ESCOBAR. Yoneiver, Influencia de la fase gaseosa en los parámetros que intervienen en un proceso WAG, Neiva 2009, Proyecto de grado. Surcolombiana.



Figura 19: Grafica de la producción incremental de aceite obtenida por la simulación.



Tomada y modificada de: ROJAS. Mauricio, ESCOBAR. Yoneiver, Influencia de la fase gaseosa en los parámetros que intervienen en un proceso WAG, Neiva 2009, Proyecto de grado. Universidad Surcolombiana.

5.3 Disponibilidad de gas

Esta condición es indispensable para los proyectos de recobro (EOR) debido a que requieren bastante disponibilidad de gas a un costo muy bajo para garantizar la economía del proyecto. 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 el esquema de disponibilidad de gas (ANEXO 2) Y corresponden a los siguientes campos:

Tabla 6: Disponibilidad de gas (simulada a junio de 2008)

CAMPO	PRODUCCION (MMPCS)
Dina Cretaceo	0,17
Cebú	0,05
Palogrande	0,264
Santa Clara	0,878
Dina Terciario	1,788
Tenay	2,441
Brisas	0,098
Tello	0,958
Caimito	2,5
Tempranillo	0,767
Arrayán	0,029

TIEMPO (MES)	DISPONIBILIDAD TOTAL (MMscf/Dia)
2008	4,591
2009	6,362
2010	5,184
2011	4,208
2012	3,295
2013	2,593
2014	1,905
2015	1,372
2016	0,98
2017	0,525
2018	0,11

Al realizar una simulación de la producción futura de las posibles fuentes 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 se tiene toda disponible para la inyección, por lo tanto las fuentes satisfacen ampliamente la cantidad de gas necesaria para la inyección que esta prospectada en 2MMPCSD durante 30 días, 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 asociado, 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, sir es recomendable tener en cuenta que debido a la rata de inyección



por el piloto el tiempo se limita hasta el año 2014, lo cual quiere decir que a partir de esta fecha se debe contar con otras fuentes de suministro para lograr suplir la rata de inyección indicada, como se puede observar en la figura 20.

Figur a 20: Grafica de disponibilidad de gas total para el proyecto.



5.4 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 esta como para su tratamiento.

En campo Tello ya se ha aplicado como método de recobro la inyección de agua, por lo tanto para la implementación del proyecto WAG no es necesario un estudio de disponibilidad de agua, porque se sobreentiende que esta esta suplido en este campo petrolero.



Para el proyecto se requieren 10000 BWPD durante el ciclo (60 días), los cuales son suministrados por el yacimiento debido a que los fluidos producidos tienen un corte de agua alto y al separarla tenemos agua de inyección a excelentes condiciones ya que proviene del mismo yacimiento; esta es acumulada en tres (3) tanques de almacenamiento los cuales cumplen con la capacidad requerida por el proyecto y también sirven de desnatadores como inicio del tratamiento. (Figura 21)

Figura 21: Tanque de Almacenamiento (Skimmer tank)



5.4 Sistema de recibo

Cuando ya hemos realizado el análisis de disponibilidad de los fluidos de inyección es fundamental identificar el sistema de recibo, Para el desarrollo del proyecto piloto de Campo Tello el sistema estará conformado por un manifold de operaciones el cual trabaja a una temperatura de 110° F y una presión de 40 a 60 psig aproximadamente, el cual consiste en cuatro (4) colectores los cuales se encuentran distribuidos así: tres (3) de producción y uno (1) de prueba. Este múltiple tiene la flexibilidad de recibir crudo de todos los pozos y además facilita la inyección de químicos.



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. (Figura 23)

Figura 23: Manifold de la Batería



5.5 Infraestructura

Como se comento anteriormente la infraestructura es un factor básico para la implementación de cualquier tipo de proyecto y para el caso de un proyecto WAG esta consta de:

5.5.1 Planta de Recolección .

En Campo Tello ya se cuenta con planta de recolección para el gas y para el agua y estas están conformadas por líneas de tubería para el transporte de ambos fluidos.

5.5.2 Planta de Tratamiento .

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:



5.5.2.1 Tratamiento al Agua .

La planta de tratamiento en campo Tello ya es una realidad debido a la necesidad que se tuvo al momento de implementar inyección de agua por lo tanto para nuestro proyecto no es necesario construir una planta de tratamiento.

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 puede notar en la figura 24. Las especificaciones de estos equipos son mencionados en las tablas 7, 8 y 9.

Figura 24: Filtros de Agua tipo Cáscara de Nuez



La planta de tratamiento que existe en este momento tiene la capacidad de tratar 54000 BWPD cubriendo ya los requerimientos que exige el proyecto WAG.



Tabla 7: Características de los desnatadores

DESCRIPCION	T-ABM-102	T-ABM-103	T-ABM-106
TAG Tipo	DESNATADOR VERTICAL	DESNATADOR VERTICAL	DESNATADOR VERTICAL
Volumen (Bls)	2888	1086	2260
Diámetro (ft)	25,5	15,58	22,47
Altura (ft)	31,75	31,99	32
Capacidad de manejo	60 KBPD	30 KBPD	10 KBPD
H/D	1,25	2,05	1,42

Tomada y modificada de: ECOPETROL S.A, Consultoría para las ingenierías básica y de detalle de los proyectos del portafolio de inversiones 2007 para Campo Tello superintendencia de operaciones Huila Tolima, Febrero de 2009.

Tabla 8: Características de los filtros

DESCRIPCION	T-MAJ-401A/B
Tipo	VERTICAL
Capacidad de manejo	40000 bpd
Diámetro	11 ft
Altura	9 ft
Medio filtrante	Cáscara de nuez
Equipos auxiliares	Bomba para retrolavado
H/D	0,82

Tomada y modificada de: ECOPETROL S.A, Consultoría para las ingenierías básica y de detalle de los proyectos del portafolio de inversiones 2007 para Campo Tello superintendencia de operaciones Huila Tolima, Febrero de 2009.



Tabla 9: Características de las bombas booster para el hidrociclón

CARACTERISTICAS	BOOSTER 1	BOOSTER 2	BOOSTER 3	BOOSTER 4
MOTOR ELECTRICO				
Modelo	5KE 364 BFC 215	5KE 364 BFC 215	5KE 364 BFC 215	GE MOTORS
BHP: Potencia al freno - BKW: Kilovatio al freno - eKW: Entrega del generador a factor de potencia de 0,8	60	60	60	
Combustible				
MOTOR ELECTRICO				
Fabricante	CRANE	CRANE	CRANE	CRANE
Modelo				
Entrada (RPM)				
Salida (RPM)				
BOMBA CENTRIFUGA MULTITAPA				
Fabricante	AURORA PUMP	AURORA PUMP	AURORA PUMP	AURORA PUMP
Modelo	421 BF	421 BF	421 BF	421 BF
Tipo	Centrifugal	Centrifugal	Centrifugal	Centrifugal
Presión de succión	40	40	40	40
Presión de descarga	240	240	240	240
Capacidad / desplazamiento	410 GPM	410 GPM	410 GPM	410 GPM
Máxima potencia al freno requerida				
Eficiencia mecánica				
Conexiones succión	3" - 125# ANSI FF			
Conexiones descarga	4" - 250# ANSI FF			

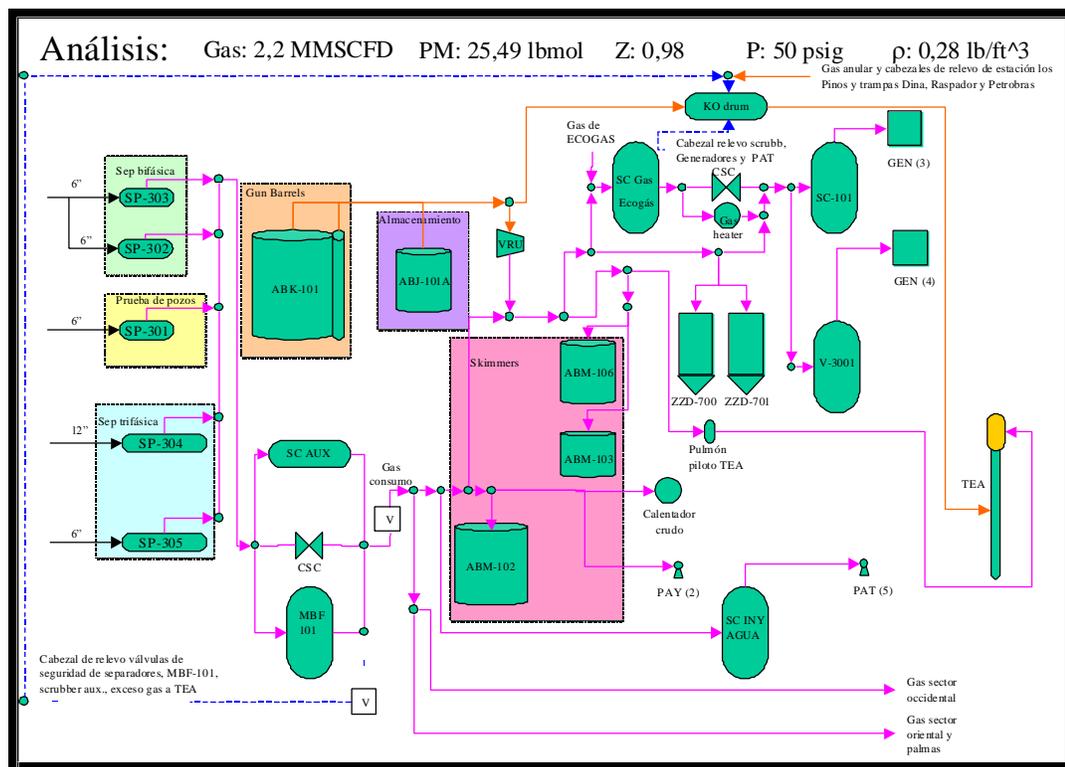
Tomada y modificada de: ECOPETROL S.A, Consultoría para las ingenierías básica y de detalle de los proyectos del portafolio de inversiones Campo Tello superintendencia de operaciones Huila Tolima, Febrero d



5.5.2.2 Tratamiento al Gas .

El gas es sometido a un tratamiento normal para dejarlo a condiciones de inyección y Campo Tello ya cuenta con un sistema de tratamiento que consta de un separador (Scrubber), dos (2) separadores bifásicos de 10.000 BFPD cada uno y dos (2) trifásicos (Fwko's) de 40.000 BFPD 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. (Figura 25)

Figura 25: Diagrama de flujo del Tratamiento al Gas



Tomada y modificada de: ECOPETROL S.A, Consultoría para las ingenierías básica y de detalle de los proyectos del portafolio de inversiones Campo Tello superintendencia de operaciones Huila Tolima, Febrero d



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

5.5.2.3 Planta de Inyección de agua.

El sistema de inyección para el agua consta principalmente de bombas que son las que nos 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 (figura 26) con capacidad de inyectar 54000 BWPD y tres (3) en stand by, por lo tanto no se va a requerir invertir en compra de bomba alguna.

Figura 26: Inyección de Agua



Las especificaciones de estos equipos son mencionados en la tabla 1C



Tabla 10: especificaciones de las bombas de inyección de agua

CARACTERISTICAS	BOMBA A	BOMBA B	BOMBA C	BOMBA D	BOMBA E
MOTOR					
Modelo	WAUKESH A H24GL	WAUKESH A H24GL	WAUKESH A H24GL	CAT 398 SI	CAT 398 SI
BHP: Potencia al freno - BKW: Kilovatio al freno - eKW: Entrega del generador a factor de potencia de 0,8	530 BHP - 400 KWb	530 BHP - 400 KWb	530 BHP - 400 KWb	625 HP - 465 KW	625 HP - 465 KW
Combustible	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas	Natural Gas
CAJA REDUCTORA					
Fabricante	LUFKIN	LUFKIN	LUFKIN	LUFKIN	LUFKIN
Modelo	S169 CH (Single Reduction)	S169 CH (Single Reduction)	S169 CH (Single Reduction)	S169 CH (Single Reduction)	S169 CH (Single Reduction)
Entrada (RPM)	1800	1800	1800	1200	1200
Salida (RPM)	275	275	275	275	275
BOMBA RECIPROCANTE					
Fabricante	WHEATLE Y GASO DRESSER	WHEATLEY GASO DRESSER	WHEATLE Y GASO DRESSER	WHEATLE Y GASO DRESSER	WHEATLE Y GASO DRESSER
Modelo	Q7600 L	Q7600 L	Q7600 L	Q7600 L	HP600AL
Tipo		Quintuplex Plunger	Quintuplex Plunger	Quintuplex Plunger	Quintuplex Plunger
Presión de succión	40	40	40	40	40
Presión de descarga	2010	2010	2010	2010	2010
Capacidad / desplazamiento	280 RPM (415 GPM - 14229 BPD)	280 RPM (415 GPM - 14229 BPD)	280 RPM (415 GPM - 14229 BPD)	280 RPM (415 GPM - 14229 BPD)	270 RPM (380 GPM)
Máxima potencia al freno requerida	541	541	541	541	487.6
Eficiencia mecánica	90%	90%	90%	90%	90%
Conexiones succión	8" - 150# ANSI FF	8" - 150# ANSI FF	8" - 150# ANSI FF	8" - 150# ANSI FF	8" - 150# ANSI FF
Conexiones descarga	4" - 900# ANSI FF	4" - 900# ANSI FF	4" - 900# ANSI FF	4" - 900# ANSI FF	4" - 900# ANSI FF

Tomada y modificada de: ECOPETROL S.A, Consultoría para las ingenierías básica y de detalle de los proyectos del portafolio de inversiones 2007.



5.6 Sistema de compresión

Este es un aspecto a considerar en Campo Tello debido a la inversión que se debe realizar, con el fin de lograr el transporte del gas desde la fuente hasta el pozo donde se realizará la inyección, es necesario contar con un compresor con una capacidad de 2MMPCSD de gas para que esté entre el rango requerido en el proceso de inyección garantizando la buena utilización del compresor; según las condiciones que se puedan presentar en el momento de inyección, por ejemplo, es posible que en un determinado momento se requiera una menor o mayor rata de inyección, y no se puede correr el riesgo que el compresor no sea el adecuado, y por tanto tener problemas en el futuro con nuestro sistema de compresión.

Para la realización del proyecto piloto se contará con un compresor Ariel JGP-1 el cual nos permitirá comprimir y transportar el gas hasta los pozos inyectoros. Este compresor descarga el gas a una presión de 400psi; la distancia que hay entre el compresor y los pozos inyectoros PI1 y PI2 es aproximadamente 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 1300psi y un caudal entre 2MMPCSD.

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 nuestras 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 (7500 RPM). De acuerdo a las condiciones de operación ($Q_g = 2 \text{ MMSCFD}$; P_{su}



Psig; $P_{descarga} = 1300\text{Psig}$; Temperatura del lugar = 38 °C), se requieren para el funcionamiento del compresor 48 HP. El valor de compra e instalación del compresor corresponde a US\$ 2MM.

Figura 27: Compresor Ariel JGP-1



5.7 Distribución e inyección

El sistema de distribución e inyección implementada en el proyecto piloto cuenta con tuberías de acero sin recubrimiento de 4" SCH40; al tener una presión de inyección proyectada en 1300 psia, se recomienda que la tubería existente en el campo sea sometida a una prueba de presión aplicando presiones no menores a la requerida y dependiendo de los resultados obtenidos se determinará los diferentes cambios necesarios para el buen funcionamiento de las líneas de distribución e inyección.

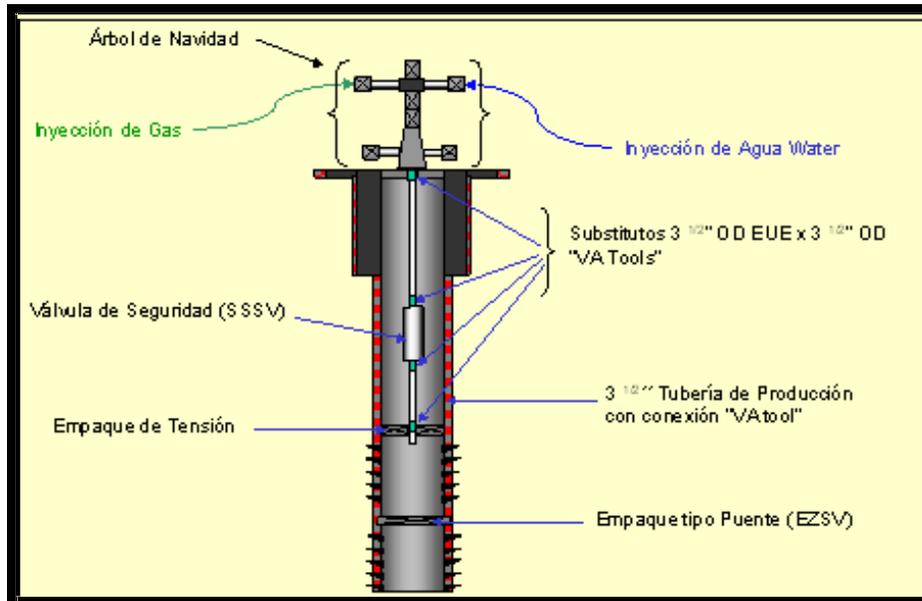
5.8 Cabezales de Inyección

El cabezal con el que se cuenta para llevar a cabo el proyecto de inyección de gas alternado con agua en Campo Tello es un cabezal abierto el cual tiene dos entradas para cada uno de los fluidos a inyectar, otros de los componentes que tendrá nuestro sistema de cabezal serán las válvulas de seguridad, c



para la tubería de inyección los cuales son de un diámetro de 3 ½” para los pozos Piloto inyector 1 y pozo piloto inyector 2, empaques de tensión y también contara con empaques tipo puente del mismo diámetro (figura 28).

Figura 28: Cabezal de Inyección



Las facilidades requeridas en cabeza de pozo, son sencillas, ya que para este tipo de inyección solo 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.

5.9 Estado mecánico del pozo

Los estados mecánicos que presentan los pozos elegidos para la aplicación del proyecto cumplen con las especificaciones de resistencias necesarias y las normas de seguridad implicadas en el buen desarrollo del proyecto piloto.



En los pozos productores (P1, P2, P3, P4, P5) 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 se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 11: Estado mecánico pozo piloto inyector 1.

CARACTERISTICAS	CASING DE SUPERFICIE	CASING INTERMEDIO	LINER DE PRODUCCIÓN	INYECTION 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

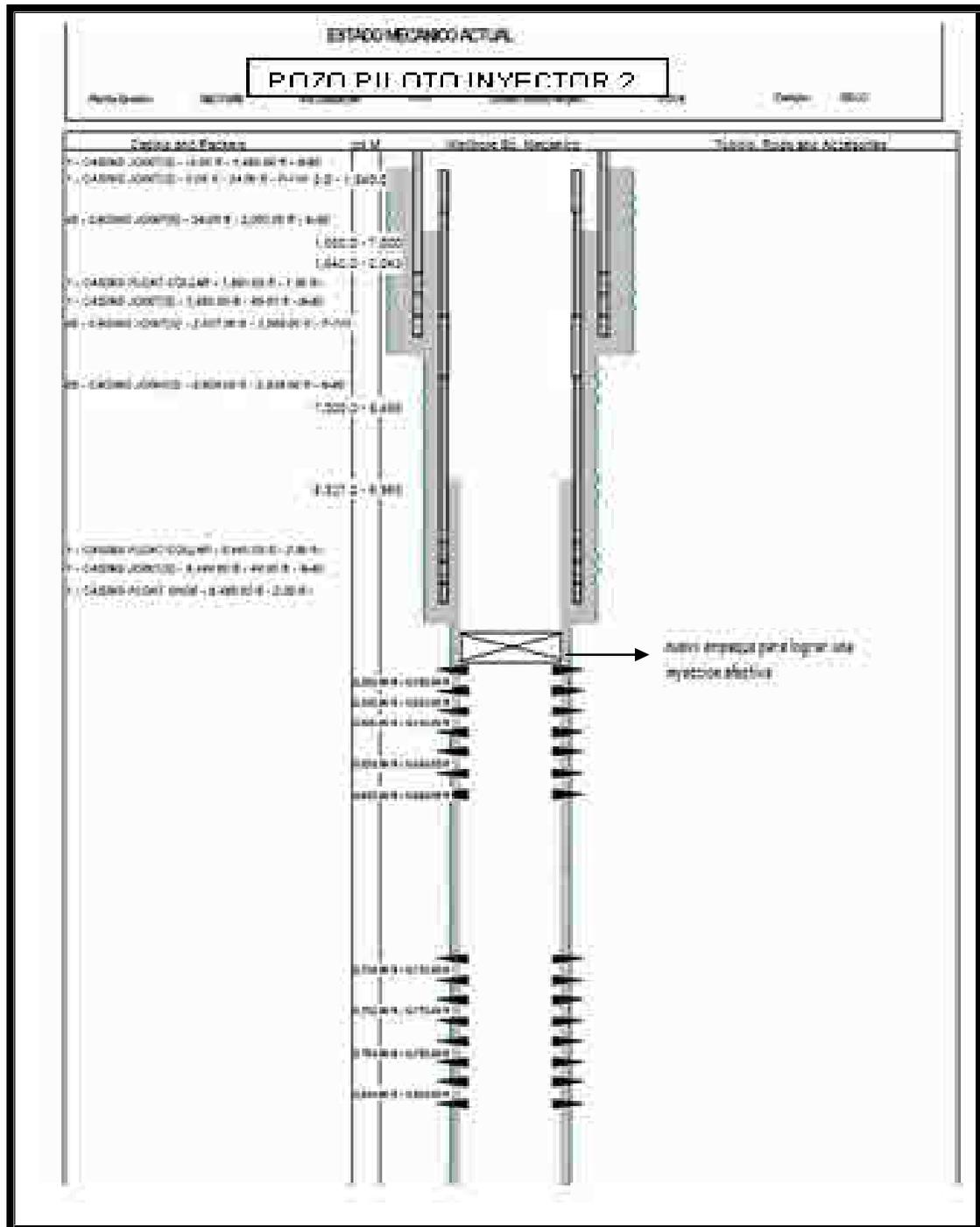
Tabla 12: Estado mecánico pozo piloto inyector 2.

características	Casing De Superficie	Casing Intermedio	Liner De Producción	Plug - Sand	Inyection String
Diámetro (in)	9.625	7	5	4.5	3.5
Clase	N - 80	P - 110	N - 80		N - 80
Peso (lb/ft)	43.5	29	18	0	9.3
Profundidad (ft)	2038	8490	8965	8923	8715.9

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 como se observa a continuación en las siguientes figuras.



Figura 30: Estado Mecánico del pozo piloto inyector 2 (PI2).



Tomado y modificado de: ECOPEPETROL S.A. Estados mecánicos de los pozos, Neiva mayo de 2008.



5.10 Sistema de producción

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

Los pozos elegidos para el proyecto como productores los cuales ya tienen como método de levantamiento del sistema ESP por lo tanto esto no será necesario la adquisición un nuevo sistema de bombeo.

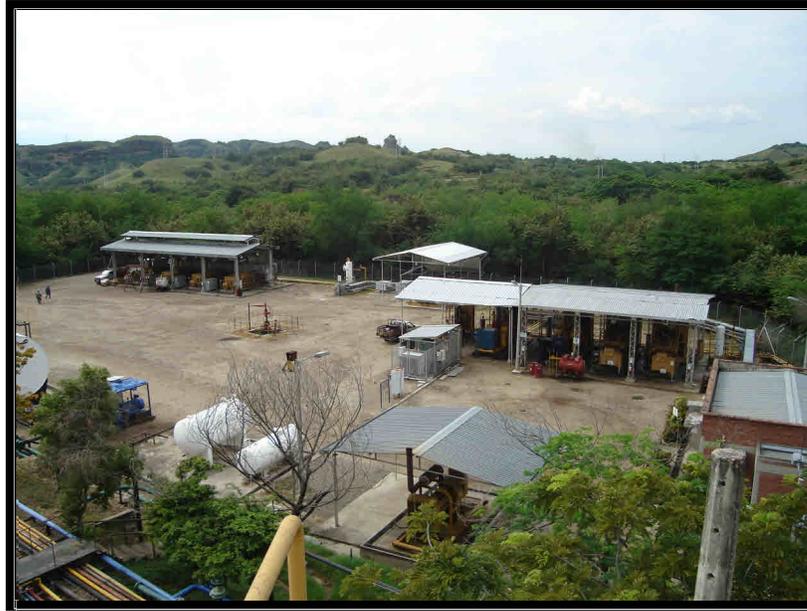
La bomba ESP usada por ejemplo en el pozo productor P1 está compuesta por cinco (5) bombas cada una con una capacidad de levantamiento entre 4000 y 6000 BFPD, estas a su vez cuentan con Protectores MLE, un motor de alta y de baja de 380HP, el peso total de la bomba es de 7473 Lb con una longitud de 149 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.

5.11 Fuentes de energía

Por ultimo, 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 la ejecución del proyecto será eléctrica y/o gas ya que en el campo se cuenta con una planta de generación de energía eléctrica base gas que consta de 11 generadores que proporcionan 4.1 MW, los cuales suministran parte de la energía necesaria para la adecuada ejecución del proyecto y la otra parte es importada de Ele



Figura 31: Planta de Generación de Campo Tello.



Teniendo en cuenta todos los aspectos importantes para la realización del proyecto piloto de inyección de agua alternada con gas en el Campo Tello se decide inyectar 2MMPCSD de gas durante 30 días y 20000 BWPD durante 60 días; para realizar esta inyección se recomendó comprar un compresor de alta Ariel JGP-1 el cual nos permitirá comprimir y transportar el gas hasta los pozos inyectoros con una presión de descarga de 400psi y una presión mínima de inyección de 1300psi; en cuanto al cabezal de inyección se recomendó un cabezal abierto el cual tiene dos entradas para cada uno de los fluidos a inyectar con sus respectivas válvulas de seguridad, conexiones para la tubería de inyección los cuales son de un diámetro de 3 ½” y por ultimo, se sugirió adecuar el estado mecánico de los pozos inyectoros con la ubicación de empaques para lograr una inyección que cumpla con las expectativas del proyecto.



6. ESTUDIO ECONOMICO

Para realizar el estudio económico de este proyecto se tuvieron en cuenta los siguientes puntos:

6.1 Costo de l tratamiento para la inyección de agua.

Actualmente en campo Tello se están inyectando aproximadamente 54000 BWPD, que son producidos por los pozos de este mismo campo.

El costo del tratamiento que se le realiza al agua de inyección corresponde a US\$572 diarios, lo cual equivale a 1.06 centavos de dólar por barril inyectado. Como los requerimientos que se tienen proyectados para el piloto son de aproximadamente 20000 BWPD, este tendría un costo de tratamiento de US\$ 211.87 aproximadamente.

6.2 Costos del gas a inyectar .

En la actualidad el gas es una fuente de energía cuya demanda de consumo es muy alta, por ende tiene un valor comercial; debido a esto en nuestro proyecto el gas a ser inyectado tiene un costo de US\$5/MPCS. Como la cantidad necesaria de gas para suplir el piloto es de 2MMPCSD, entonces este tiene un valor equivalente a US\$10000 diarios.

6.3 Inversiones adicionales para el transporte del gas y facilidades de superficie.

Se deben considerar las inversiones adicionales para el transporte del gas desde la fuente hasta el pozo donde se realizará la inyección así como también las facilidades de superficie que se requieran adquirir para el proceso.



Para la ejecución del proyecto se tiene la necesidad de invertir en la compra de un compresor que cumpla con las condiciones requeridas, este compresor es el ARIEL JPG – 1 (1300 psi y 2MMPCSD) que tiene un valor de compra e instalación correspondiente a US\$ 2000000.

Otro punto a tener en cuenta son los costos de compra, instalación y mantenimiento de la tubería para transportar los fluidos desde la batería Tello hasta el pozo, para esto se debe realizar un montaje general de líneas aéreas sin recubrimiento en 4" SCH40 la cual tiene un costo US\$ 34.84/MT, como se necesitan 2000 MT de línea, entonces esta tendrá un costo total de US\$70000.

6.3 Costos en adecuación de los pozos y estados mecánicos .

Las facilidades requeridas en cabeza de pozo son sencillas ya que para este tipo de inyección solo requiere que el árbol de navidad tenga un juego de válvulas tipo flujo natural. En los estados mecánicos de los dos pozos inyectores el principal cambio se ve representado en la adición de un juego de empaques para lograr una mayor eficiencia en la inyección. Todos estos cambios tienen un valor comercial de US\$100000.

6.4 Precio del petróleo

En los últimos años el petróleo ha mantenido un precio bastante bueno en el mercado, lo que favorece este tipo de proyectos de recobro mejorado que buscan aprovechar lo máximo posible al yacimiento, con una inversión lo mas baja posible, el precio ha oscilando entre 30 y 60 dólares el cual es un buen precio que permitiría recuperar en un corto plazo la inversión realizada por la empresa.



6.5 Análisis económico.

Para el caso de la evaluación económica de un proyecto de inyección de gas alternada con agua (WAG) se reportan tanto los costos necesarios para suplir el proyecto como los indicadores económicos obtenidos con base a los parámetros establecidos por ECOPEPETROL S.A para la realización del análisis con una proyección de 5 años.

Tabla 13: Producción incremental de crudo con el proyecto piloto de inyección WAG

Escenarios	1 AÑO	2 AÑO	3 AÑO	4 AÑO	5 AÑO
Escenario pesimista (KBOPD)	82,5	120,6	119,7	114,3	115,5
Escenario probable (KBOPD)	86,8	126,9	126,0	120,3	121,6
Escenario optimista (KBOPD)	95,5	139,6	138,6	132,3	133,8

El precio del crudo estimado esta sujeto a la calidad del crudo del Campo Tello.

Para este análisis se incluyen unos costos referidos a la inversión inicial, que se debe hacer, en la compra del compresor e instalación de líneas, además a pesar de que se dijo que no se incurrirían en costos por compra de gas estos se incluyen para este estudio, debido a que la empresa esta pensando en una posible comercialización del gas que sobrará del proyecto.

Tabla 14: Costos del proyecto piloto de inyección WAG

DESCRIPCION (COSTOS)	1 AÑO	2 AÑO	3 AÑO	4 AÑO	5 AÑO
Compresor de 1300 psi, y 2 MMscf/d (US\$)	1.000.000	1.000.000	-----	-----	-----
Adecuación del pozo, estado mecánico (US\$)	100.000	-----	-----	-----	-----
Líneas de transporte (US\$)	70.000	-----	-----	-----	-----
Compra del Primer ciclo de gas (US\$ 5/Mscf)	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000
TOTAL	1.470.000	1.300.000	300.000	300.000	300.000



Este análisis económico se realizó a los 5 años de duración del proyecto con base a tres posibles precios del crudo WTI los cuales fueron 30, 40 y 50 dólares por barril, con estos se realizaron tres flujos de caja en los cuales se emplearon dos tipos de estudios financieros los cuales fueron el Punto de Equilibrio (PE) y el Valor Presente Neto (VPN).

Para el flujo de caja en un proceso de inyección de gas alternada con agua se tuvo en cuenta los impuestos y regalías que afectan la realización del proyecto por parte de ECOPETROL S.A. Por tanto estos valores están sujetos a los indicadores que maneja la empresa como se observan en las siguientes tablas.

Tabla 15: Flujo de caja del proyecto piloto de inyección WAG (precio del WTI US\$ 30)

ECOPETROL FLUJO DE CAJA	1 AÑO	2 AÑO	3 AÑO	4 AÑO	5 AÑO
+ Total ingresos (US\$)	1.823.541	2.665.883	2.646.305	2.526.603	2.555.128
Costos de operación (US\$)	72941,652	106635	105852,2	101064,1	102205,1
Costo de regalías (US\$)	364708,26	533177	529261,0	505320,5	511025,6
Costo de abandono (US\$)	0	0	0	0	0
Costos técnicos del proyecto	1.470.000	1.300.000	300.000	300000,0	300000,0
- Total costos (US\$)	1907649,9	1939812,0	935113,2	906384,6	913230,8
Flujo de caja (US\$)	-84109	726071,4	1711191,9	1620218,0	1641897,4
- Total impuestos (US\$)	-31961,3	275907,1	650252,9	615682,8	623921,0
Flujo de caja neto (US\$)	-52147,3	450164,3	1060939,0	1004535,1	1017976,4
VPN (15%)	US\$ 2.073.088,36				
PUNTO DE EQUILIBRIO DEL PROYECTO EN TIEMPO	14 MESES				



Tabla 16: Flujo de caja del proyecto piloto de inyección WAG (precio del WTI US\$ 40)

ECOPETROL FLUJO DE CAJA	1 AÑO	2 AÑO	3 AÑO	4 AÑO	5 AÑO
+ Total ingresos (US\$)	2.691.894	3.935.352	3.906.450	3.729.747	3.771.856
Costos de operación (US\$)	107675,8	157414,1	156258,0	149189,9	150874,2
Costo de regalías (US\$)	538378,9	787070,3	781290,1	745949,3	754371,2
Costo de abandono (US\$)	0	0	0	0	0
Costos técnicos del proyecto	1.470.000	1.300.000	300.000	300000,0	300000,0
- Total costos (US\$)	2116054,6	2244484,4	1237548,1	1195139,2	1205245,4
Flujo de caja (US\$)	575839,7	1690867,3	2668902,3	2534607,5	2566610,5
- Total impuestos (US\$)	218819,1	642529,6	1014182,9	963150,8	975312,0
Flujo de caja neto (US\$)	357020,6	1048337,7	1654719,4	1571456,6	1591298,5
VPN (15%)	US\$ 3.880.793,55				
PUNTO DE EQUILIBRIO DEL PROYECTO EN TIEMPO	7 MESES				

Tabla 17: Flujo de caja del proyecto piloto de inyección WAG (precio del WTI US\$ 50)

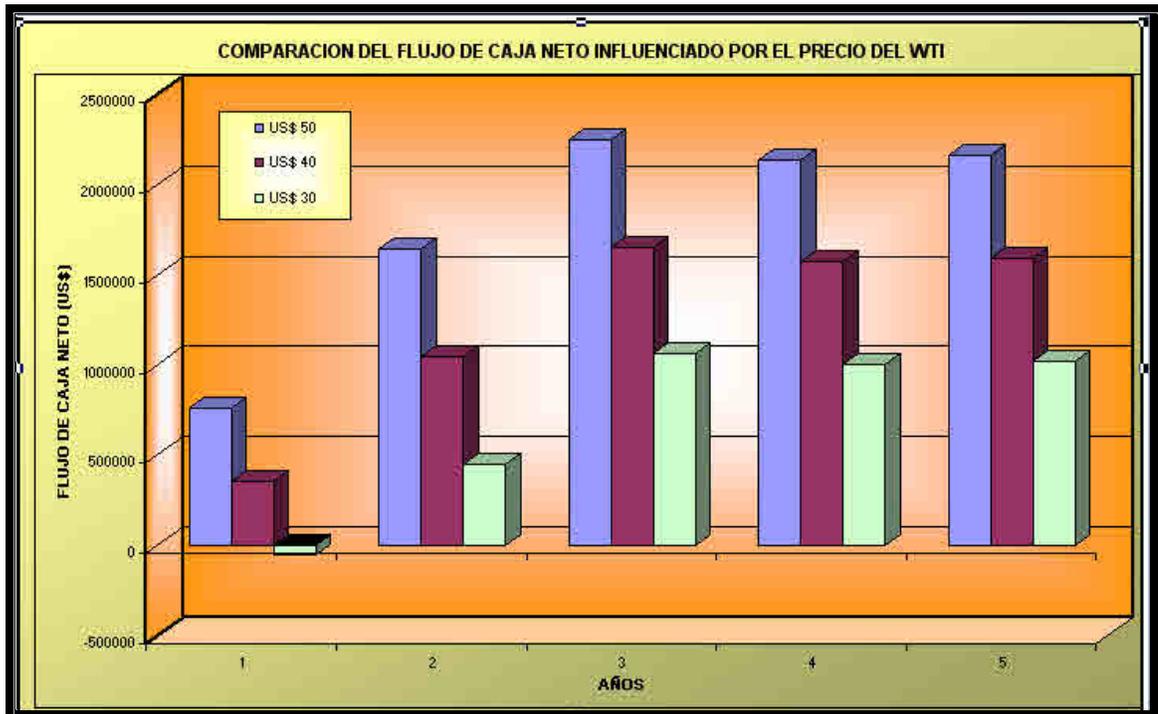
ECOPETROL FLUJO DE CAJA	1 AÑO	2 AÑO	3 AÑO	4 AÑO	5 AÑO
+ Total ingresos (US\$)	3.560.247	5.204.820	5.166.596	4.932.891	4.988.584
Costos de operación (US\$)	142409,9	208192,8	206663,8	197315,6	199543,3
Costo de regalías (US\$)	712049,5	1040964,0	1033319,1	986578,2	997716,7
Costo de abandono (US\$)	0	0	0	0	0
Costos técnicos del proyecto	1.470.000	1.300.000	300.000	300.000	300.000
- Total costos (US\$)	2324459,4	2549156,8	1539983,0	1483893,8	1497260,1
Flujo de caja (US\$)	1235787,9	2655663,2	3626612,8	3448997,0	3491323,5
- Total impuestos (US\$)	469599,4	1009152,0	1378112,8	1310618,9	1326702,9
Flujo de caja neto (US\$)	766188,5	1646511,2	2248499,9	2138378,1	2164620,6
VPN (15%)	US\$ 5.688.498,74				
PUNTO DE EQUILIBRIO DEL PROYECTO EN TIEMPO	5 MESES				



6.5.1 Análisis de los resultados económicos.

Observando los resultados obtenidos a través del estudio económico notamos que la ejecución del proyecto piloto de inyección de gas alternada con agua (WAG) será rentable económicamente a una Tasa Interés de Oportunidad (TIO) del 15%. Con los cálculos reportados se obtuvo un valor presente neto (VPN) positivo lo cual indica que habrá una ganancia por encima de la tasa usada para la evaluación del proyecto; otro de los aspectos relevantes es que los precios del crudo con los cuales se evaluó el proyecto están por debajo de los precios que se han venido presentando actualmente y aún así con el precio más bajo el proyecto piloto es económicamente rentable como se observa en la figura 32.

Figura 3 2: Comparación del flujo de caja neto influenciado por el precio del WTI.



Con el punto de equilibrio se puede evaluar el estado económico del proyecto en el cual no se tiene ni pérdidas ni ganancias; en nuestro caso observamos que con los precios del WTI de 30, 40 y 50 dólares el proyecto se paga en 14, 7 y 5 meses respectivamente (figuras 33, 34 y 35); debido a que la producción incremental que se tiene es mayor a la producción necesaria para alcanzar el punto equilibrio. Sumados a todos los resultados presentados, concluimos que el proyecto de inyección WAG en el sector norte de la lámina 1 del campo Tello es económicamente viable.

Figura 32: Punto de equilibrio con un precio de WTI (US\$ 30)

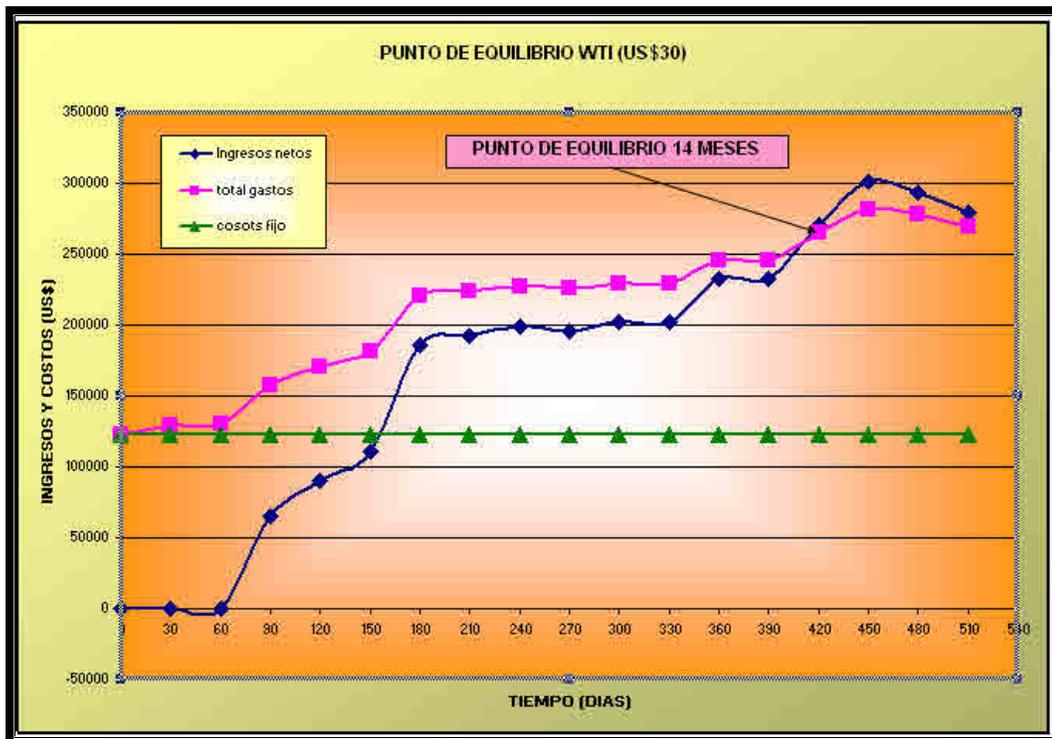


Figura 33: Punto de equilibrio con un precio WTI (US\$ 40)

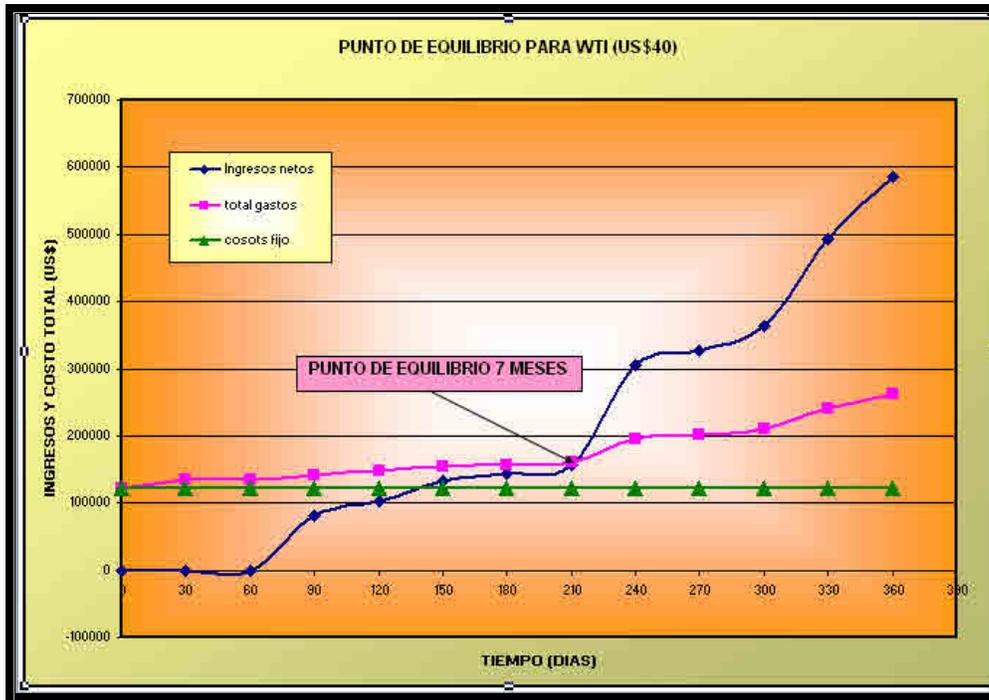
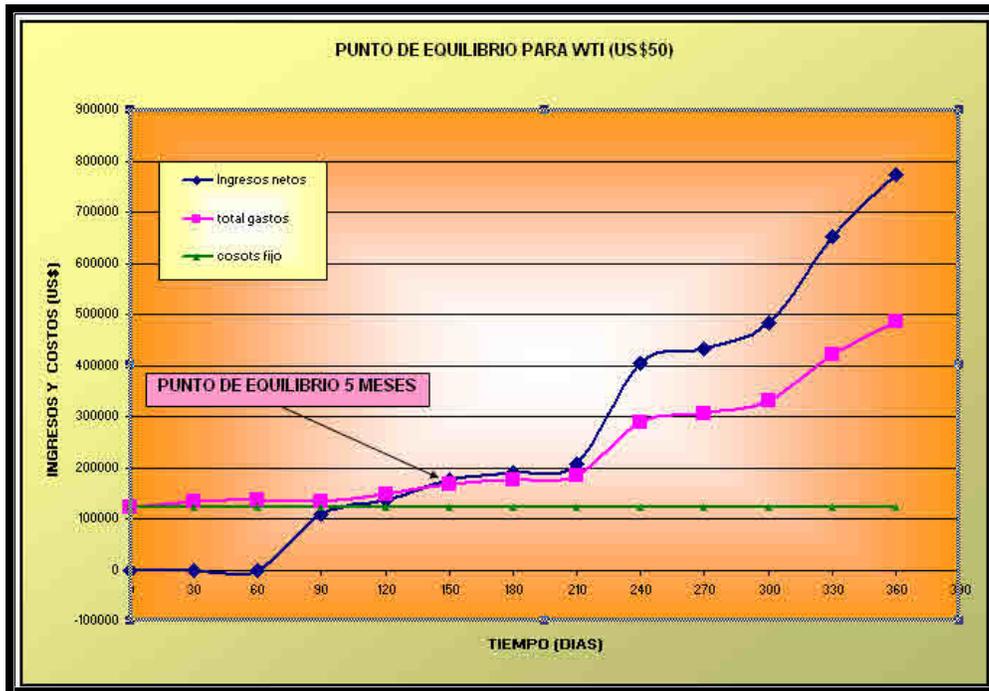


Figura 34: Punto de equilibrio con un precio WTI (US\$ 50)



7. CONCLUSIONES

Se realizó una revisión bibliografía extensa del proceso de inyección WAG, determinando los principales parámetros técnicos críticos que inciden en la implementación de un proyecto WAG; esto con base en las experiencias presentadas en otros campos del mundo que fueron reportados en este documento.

Con base en el análisis efectuado a las posibles fuentes de gas, se determinó que estas fuentes suplen la cantidad requerida para la ejecución del proyecto, en el cual se contaría con una disponibilidad de gas hasta el año 2014 como se observa en la figura 19. (Pág. 75)

El área piloto considerada para desarrollar el proyecto WAG correspondió al sector norte de la lámina 1 del campo Tello, en donde se tomo dos pozos inyectores PI1 y PI2 que actualmente son inyectores de agua y cuyos estados mecánicos los hace idóneos para la aplicación de inyección WAG, además, con los estudios realizados se logró establecer que los pozos inyectores afectan a los pozos P1, P2, P3, P4 y P5.

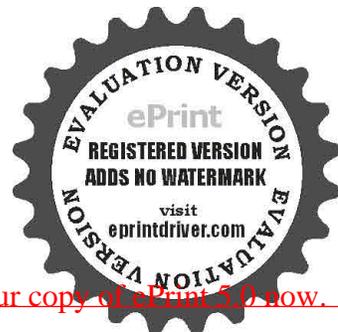
De acuerdo a los análisis realizados con la implementación del proyecto se pretende incrementar en el primer año 80,6 MBOP; ya que la duración del piloto es de 5 años, durante este tiempo se obtendrá un incremento aproximado de 600 MBOP, lo cual equivale a incrementar en un 3% el factor final del campo.

Los resultados obtenidos a través del estudio económico reportaron un valor presente neto (VPN) positivo lo cual indica que habrá una ganancia por encima de la Tasa Interés de Oportunidad (15%) usada para la evaluación del proyecto; además de presentar un Punto de Equilibrio (PE) el cual nos muestra



precio del WTI mas bajo (US\$30) el proyecto se paga en 14 meses siendo este un tiempo favorable.

Por todo lo anterior el proyecto WAG para el área piloto en la lámina 1 sector norte del campo Tello, **es técnicamente factible y económicamente viable** de acuerdo con los criterios estudiados en el proceso.



8. RECOMENDACIONES

Si las condiciones económicas lo permiten, sería conveniente realizar un estudio de simulación teniendo en cuenta todas las condiciones a las cuales debe ser sometido el yacimiento con la inyección de WAG; ya que esta es una herramienta que ha sido empleada en los últimos años para corroborar el comportamiento de la inyección de WAG en los posibles pilotos para este método de recobro.

Plantear un programa de monitoreo manteniendo el esquema planteado en este proyecto, asegurando que el gas este realizando un barrido eficaz para poder verificar la exactitud de las predicciones y determinar el comportamiento del frente de avance del gas, además de revisar el comportamiento de la relación con la cual se este efectuando los ciclos de inyección ajustándolos al mejor valor posible.

Realizar profundas y serias investigaciones a nivel de pruebas de laboratorio y de simulación de yacimientos, con la idea de viabilizar en más campos colombianos la utilización de métodos de recobro mejorado como la inyección alternada de agua y gas.

Si el piloto es exitoso, se recomienda realizar estudios técnico – económicos para la expansión del proyecto a todas las láminas del campo que presenten buenas condiciones para la aplicación de la inyección WAG.



REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- BONILLA, Luís F, Sistemas de levantamiento, Universidad Surcolombiana, 1998.
- CHRISTENSEN, J. STENBY, E. and SKAUGE, A. Review of WAG field experience. SPE reservoir evaluation & engineering, SPE 7103, 2001.
- CHRISTIAN, L.D. Design and implementation of a miscible Water-Alternating-Gas Flood at Prudhoe Bay, Houston, SPE-13272, 1984.
- CHRISTIAN, L, SHIRER, J. KIMBEL, E., AND BLAKWELL, R. Planning a tertiary oil recovery project for Jay/LEC fields Unit, JPT, 1981.
- FRIEDMANN, F. and HUGHES, T.L. Development and testing of a Foam-Gel technology to improve conformance of the Rangeley CO₂ Flood. SPE 54429.
- GROENEVELD, H. Pressure maintenance by fluid injection in the North Pembina Cardium unit No. 1, JPT, 1964.
- HERVEY, J.R and IAKOVAKIS A.C. Performance Review of a Miscible CO₂ Tertiary Project: Rangely Weber Sand Unit. Colorado, SPE 19653.
- HIID, G. P.and WACKOWSKI, R. Results of the injection Well Polymer Gel Treatment Program at the Rangely Weber Sand Unit, Rangely, Colorado, Chevron USA Production Company, SPE 39612.
- HRISTENSEN, J.R. and STENBY, E.H. Review of WAG field experience, SPE 71203.



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

LANGSTON, E. and SHIRER, J. Performance of Jay/LEC fields unit under mature waterflood and early tertiary operations. JPT, Febrero 1985.

MACON, R. Design and operation of the levellano unit Co₂ injection facility, SPE 8410, 1979.

MAXSON, R. Production case history, Jay Field, Florida. SPE 5180, September 1974.

MENGUAL R.D. Challenges opportunities and reservoir management of a giant field in Venezuela, Venezuela, 2000, SPE 65174.

MOFFIT, P. AND ZORNES, R. "Postmortem Analysis: Lick Creek Meakin Sand Unit Immiscible CO₂ – Waterflood Project". SPE 24933. October 1992.

MOORE, J.S. The Quarantine Bay 4RC C02-WAG Pilot Project: A Pc Flood Evaluation, USA, SPE 15498.

PHILLIPS, L.A. MCPHERSON, J.L. and LEIBRECHT, R.J. CO₂ Flood: Design and Initial Operations, Ford Geraldine (Delaware Sand) Unit, SPE 12197, 1983.

REDERON, C. and BRISAC, J. Rilling and production problems in Hassi-Messaoud field", SPE-149.

ROBINSON, J. and REID, T. Lick Creek meakin sand unit immiscible waterflood project, 1981, SPE / DOE 9795.



ROJAS. Mauricio, ESCOBAR. Yoneiver, Influencia de la fase gaseosa en los parámetros que intervienen en un proceso WAG, Neiva 2009, Proyecto de grado. Universidad Surcolombiana.

SÁNCHEZ N. Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects, Venezuela, SPE 53714.

SCOTT, R. Horizontal Miscible Water Alternating Gas Development of the Alpine Field, Alaska, Alaska, SPE 76819, 2002.

STALKUP, F. Miscible displacement, Monograph series volume 8, SPE, Texas, 1983, p 107.



ANEXO 1

TABLA DIFICULTADES Y PROBLEMAS REPORTADOS EN ALGUNOS PROYECTO WAG

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



ANEXO 2 MAPA DE UBICACIÓN DE LAS POSIBLES FUENTES DEL PROYECTO.

