

**ANÁLISIS DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO INMISCIBLE
ALTERNADO CON AGUA UTILIZANDO SIMULACIÓN NUMÉRICA**

**MARÍA ALEJANDRA CASTELLANOS DURÁN
DANIEL FELIPE SANGUINO FRANCO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA,
2015**

**ANÁLISIS DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO INMISCIBLE
ALTERNADO CON AGUA UTILIZANDO SIMULACIÓN NUMÉRICA**

**MARÍA ALEJANDRA CASTELLANOS DURÁN
DANIEL FELIPE SANGUINO FRANCO**

**Trabajo de grado presentado como requisito para aspirar al título de
INGENIEROS DE PETRÓLEOS**

**Director
JORGE MARIO PALMA BUSTAMANTE
M. Sc. En Hidrocarburos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

DEDICATORIA

A Dios por permitirme culminar esta etapa de mi vida.

A mis padres por su amor y apoyo incondicional.

A mi familia por ser la razón de mi vida.

A mis docentes por mi formación académica.

A mis amigos y familiares que han contribuido en mi formación y crecimiento personal.

A mi amigo y compañero de tesis por su esfuerzo y dedicación.

María Alejandra Castellanos Durán

DEDICATORIA

A mis padres por el apoyo incondicional.

A mi familia por el cariño.

A Carolina por su compañía.

A mis amigos por ese valioso regalo que es la amistad.

A todos y cada uno de los profesores por su enorme esfuerzo.

A mis compañeros a lo largo de la universidad por tanto que me enseñaron.

A mi compañera y sobretodo amiga Alejandra por la paciencia, la confianza y el esfuerzo, seguro que esto es un logro que nos llena de orgullo a los dos.

Daniel Sanguino

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander por habernos formado integralmente como personas y como profesionales

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos por la constante colaboración durante la etapa universitaria

Al ingeniero Jorge Palma por su colaboración y su apoyo durante la elaboración de este proyecto, un gran guía y un excelente director.

Al ingeniero Luis Oliveros por sus valiosos consejos y su gran ayuda.

A todos los profesores que contribuyeron y dedicaron su esfuerzo en nuestra formación como profesionales

A nuestros amigos por el apoyo

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. FUNDAMENTO TEÓRICO DE LA INYECCIÓN WAG	22
1.1 INYECCIÓN ALTERNADA DE GAS Y AGUA (WAG)	22
1.2 FACTORES QUE AFECTAN EL PROCESO WAG	24
1.2.1 Heterogeneidad del yacimiento	24
1.2.2 Mojabilidad	25
1.2.3 Profundidad del yacimiento	27
1.2.4 Relación de movilidades	27
1.3 PARÁMETROS DEL DISEÑO WAG	28
1.3.1 Patrones de inyección	29
1.3.2 Requerimiento operacional	29
1.3.3 Tamaño de bache	31
1.4 TIPOS DE GASES DE INYECCIÓN	32
1.4.1 Gas Natural	33
1.4.2 Dióxido De Carbono (Co2)	33
1.4.3 Gas De Combustión	34
1.4.4 Gas Asociado	34
1.4.5 Nitrógeno	35
2. GAS DE INYECCIÓN SELECCIONADO: NITRÓGENO	37
2.1 GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO	37
2.2 PROPIEDADES DEL NITRÓGENO	39
2.3 VOLUMEN DE NITRÓGENO REQUERIDO PARA LA INYECCIÓN	40
2.4 COSTO DEL NITRÓGENO	41

2.5 PUREZA DEL NITRÓGENO	42
2.6 OBTENCIÓN DEL NITRÓGENO	43
2.6.1 Plantas de separación criogénica de gases del aire	44
2.6.2 Planta de generación criogénica de nitrógeno más grande del mundo	47
2.6.3 Plantas de separación por membranas	52
2.6.5 Adsorción de balance de presiones (psa)	54
2.7 ANTECEDENTE DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO INMISCIBLE PARA MANTENIMIENTO DE PRESIÓN: CAMPO CANTARELL	57
2.8 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE YACIMIENTOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO INMISCIBLE	62
3. SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNADA DE NITRÓGENO Y AGUA	65
3.1 METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN	65
3.1.1 Selección del software de simulación	66
3.1.2 Selección de los datos del modelo	67
3.1.3 Elaboración de modelos de simulación	67
3.1.4 Análisis de sensibilidad de parámetros	68
3.1.4.1 Selección del caso base	69
3.1.4.2 Selección de los parámetros a sensibilizar	69
3.1.4.3 Selección de las funciones objetivo	69
3.1.4.4 Determinación de los valores críticos de las variables independientes	69
3.2 MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN	70
3.2.1 Definición del enmallado de simulación	71
3.2.2 Definición de las propiedades del modelo	73
3.2.3 Curvas de permeabilidad relativa	73
3.2.4 Configuración de los pozos	76
3.2.5 Análisis de confinamiento	77
3.2.6 Implementación de modificador de volumen	80

3.3 ESCENARIO DE PRODUCCIÓN PRIMARIA	83
3.3.1 Sensibilidad a la tasa de producción	83
3.3.2 Sensibilidad a la presión de fondo	86
3.4 ESCENARIO DE INYECCIÓN DE AGUA	89
3.4.1 Sensibilidad al año de inicio de la inyección de agua	89
3.4.2 Sensibilidad a la tasa de inyección de agua	90
3.5 ESCENARIO DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO	94
3.5.1 Sensibilidad a la tasa de inyección de nitrógeno	94
3.5.2 Balance de masa para el volumen de nitrógeno inyectado	97
3.6 ESCENARIO DE INYECCIÓN WAG	99
3.6.1 Implementación del WAG posterior a la inyección de agua	100
3.6.2 Implementación del WAG posterior a la inyección de nitrógeno	106
3.6.2.1 Análisis de sensibilidad a la relación WAG	110
3.6.2.2 Análisis de sensibilidad al tamaño de los baches	112
3.6.2.3 Análisis de sensibilidad a la duración del ciclo WAG	114
3.7 RESULTADOS DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO INMISCIBLE ALTERNADA CON AGUA	119
3.7.1 Escenario 1: Inyección WAG posterior a inyección de agua	119
3.7.2 Escenario 2: Inyección WAG posterior a inyección de nitrógeno	119
4. CONCLUSIONES	123
5. RECOMENDACIONES	125
BIBLIOGRAFÍA	126

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema de un proceso WAG	23
Figura 2. Efecto de la heterogeneidad en la recuperación de aceite	25
Figura 3. Saturación de fluidos en el yacimiento	26
Figura 4. Fenómeno de digitación viscosa	28
Figura 5. Esquema de facilidades de superficie para una inyección WAG	30
Figura 6. Diagrama de flujo de la generación e inyección de nitrógeno	44
Figura 7. Diagrama de bloques de una planta de separación criogénica de aire	45
Figura 8. Planta de separación criogénica	47
Figura 9. Planta de generación de nitrógeno en Cantarell	48
Figura 10. Unidad generadora de energía en Cantarell	50
Figura 11. Sistema de membranas usando permeabilidad selectiva de gases para generar nitrógeno de alta pureza	53
Figura 12. Membrana de generación de nitrógeno mediante la penetración selectiva	54
Figura 13. Sistema de adsorción por balance de presiones (PSA) para generar nitrógeno de alta pureza	55
Figura 14. Método de adsorción por balance de presiones (PSA)	56
Figura 15. Ubicación del campo Cantarell y sus facilidades de inyección de nitrógeno	57
Figura 16. Promedio de producción mensual de crudo de Cantarell entre los años 1994 y 2009.	61
Figura 17. Enmallado del modelo de simulación	72
Figura 18. Factor volumétrico de formación vs Presión	74
Figura 19. Viscosidad vs Presión	74
Figura 20. Relación Gas Aceite vs Presión	75

Figura 21. Curva de permeabilidad relativa Agua - Aceite	75
Figura 22. Configuración del patrón de inyección de 5 puntos	76
Figura 23. Arreglo de los pozos dentro del piloto de simulación	77
Figura 24. Factor de recobro variando la porosidad del anillo de confinamiento	78
Figura 25. Presión promedio del yacimiento variando la porosidad del anillo de confinamiento	80
Figura 26. Presión promedio del yacimiento variando el valor del modificador de volumen	81
Figura 27. Comparación de resultados tras la implementación del modificador de volumen	82
Figura 28. Respuesta del factor de recobro en producción primaria a diferentes tasas de producción	84
Figura 29. Comportamiento de la presión promedio de yacimiento durante producción primaria a diferentes tasas de producción	85
Figura 30. Factor de recobro durante producción primaria a diferentes presiones de fondo	86
Figura 31. Comportamiento de la presión promedio de yacimiento durante producción primaria a diferentes presiones de fondo	87
Figura 32. Factor de recobro durante inyección de agua variando el año de inicio de la inyección	90
Figura 33. Factor de recobro durante inyección de agua variando la tasa de inyección	91
Figura 34. Corte de agua durante inyección de agua variando la tasa de inyección	92
Figura 35. Comportamiento de la tasa de producción durante producción primaria e inyección de agua	93
Figura 36. Factor de recobro en producción durante inyección de nitrógeno variando la tasa de inyección	95
Figura 37. Comportamiento de la tasa de producción durante producción primaria e inyección de nitrógeno	96

Figura 38. Comparación del factor de recobro esperado para los procesos de inyección de agua e inyección de nitrógeno	97
Figura 39. Comportamiento del corte agua durante la inyección WAG posterior a la inyección de agua	102
Figura 40. Comportamiento de las saturaciones de agua, gas y aceite durante la inyección WAG posterior a la inyección de agua	103
Figura 41. Respuesta del factor de recobro durante la inyección WAG posterior a la inyección de agua	104
Figura 42. Respuesta del factor de recobro durante inyección WAG posterior a inyección de agua variando el tamaño del bache	105
Figura 43. Respuesta del factor de recobro durante inyección WAG posterior a inyección de agua variando la duración de los ciclos	106
Figura 44. Respuesta del factor de recobro durante la inyección WAG posterior a la inyección de nitrógeno	108
Figura 45. Comportamiento de las saturaciones de agua, gas y aceite durante la inyección WAG posterior a la inyección de nitrógeno	109
Figura 46. Respuesta del factor de recobro durante inyección WAG variando la relación agua/nitrógeno inyectado	111
Figura 47. Respuesta del factor de recobro durante inyección WAG variando el tamaño de los baches	113
Figura 48. Comportamiento del corte agua en inyección WAG variando el tamaño de los baches	114
Figura 49. Respuesta del factor de recobro durante inyección WAG variando la duración del ciclo	116
Figura 50. Respuesta del factor de recobro durante inyección WAG variando la duración del ciclo	118
Figura 51. Producción acumulada de aceite para las diferentes técnicas utilizadas	120

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Lista de las propiedades de varios gases de inyección a las condiciones existentes en el tope de una capa de gas	32
Tabla 2. Propiedades físicas del Nitrógeno	40
Tabla 3. Costo relativo de los diferentes sistemas de inyección de gas	42
Tabla 4. Características del campo Cantarell en México	58
Tabla 5. Producción de crudo (miles de barriles diarios) en cada uno de los bloques del campo Cantarell	59
Tabla 6. Comparación de las propiedades de yacimiento para el desplazamiento inmisible con nitrógeno propuestas.	63
Tabla 7. Propiedades de yacimiento para el diseño de un proyecto de inyección inmisible de nitrógeno.	64
Tabla 8. Dimensiones del emallado de simulación	72
Tabla 9. Propiedades iniciales del piloto de simulación	73
Tabla 10. Valores seleccionados para el ajuste del comportamiento de presión	83
Tabla 11. Condiciones operacionales del modelo de producción primaria	88
Tabla 12. Condiciones operacionales del modelo de simulación de inyección de agua.	93
Tabla 13. Criterios de selección del caso base de inyección WAG.	100
Tabla 14. Condiciones operacionales al inicio de la inyección WAG posterior a la inyección de agua	101
Tabla 15. Condiciones operacionales al inicio de la inyección WAG posterior a la inyección de nitrógeno	107
Tabla 16. Variación de la relación WAG	110
Tabla 17. Variación del tamaño de bache	112
Tabla 18. Variaciones de la duración del ciclo WAG	115

Tabla 19. Nuevas variaciones de la duración del ciclo WAG	117
Tabla 20. Resultados del análisis de sensibilidad inyección WAG posterior a inyección de agua	119
Tabla 21. Resultados del análisis de sensibilidad inyección WAG posterior a inyección de nitrógeno.	121
Tabla 22. Resultado de los métodos de producción utilizados en el piloto	122

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO INMISCIBLE ALTERNADO CON AGUA UTILIZANDO SIMULACIÓN NUMÉRICA*

AUTORES: MARÍA ALEJANDRA CASTELLANOS DURAN
DANIEL FELIPE SANGUINO FRANCO**

PALABRAS CLAVE: Proceso WAG, inyección de nitrógeno, Water Alternating Gas, WAG inmiscible, simulación numérica.

DESCRIPCIÓN:

El principal objetivo de este trabajo de investigación es desarrollar un modelo de simulación para la implementación de un piloto de recuperación de hidrocarburos a través de un proceso de inyección alternada de agua y nitrógeno. En primera instancia, se detalla el soporte teórico de la técnica y sus antecedentes obtenidos a nivel mundial.

Posteriormente, se describe el modelo conceptual de simulación utilizado en el presente trabajo, sus propiedades PVT, propiedades petrofísicas, la relación entre la roca y el fluido; basados en los criterios de selección que se obtuvieron de la investigación realizada sobre la técnica. Se definen parámetros tales como el año de inicio del proyecto, la tasas de producción e inyección y la presión de fondo fluyendo; y se desarrolla la metodología de aplicación de la inyección WAG, la cual parte del modelo de producción primaria y continua con dos escenarios paralelos, uno de inyección de agua y otro de inyección de nitrógeno, a cada uno de los cuales se le implementará la inyección WAG.

Una vez aplicada la metodología, los resultados técnicos son revisados y analizados mediante un análisis de sensibilidad a los principales parámetros operacionales tales como la tasa de inyección, la relación agua-gas, el número de ciclos y el tamaño del bache; determinando su influencia en el proceso e identificando cual es el escenario sobre el que se hace más eficiente la utilización de la técnica.

* Tesis de Pregrado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Jorge Mario Palma

ABSTRACT

TÍTULO: ANALYSIS OF AN ALTERNATING NITROGEN WATER INJECTION PROCESS USING NUMERICAL SIMULATION*

AUTHORS: MARIA ALEJANDRA CASTELLANOS DURAN
DANIEL FELIPE SANGUINO FRANCO**

KEYWORDS: WAG process, nitrogen injection Water Alternating Gas, WAG immiscible, numerical simulation.

DESCRIPTION:

The main purpose of this research job is to develop a conceptual numerical reservoir model for the implementation of an immiscible Water Alternating Gas (WAG) process for oil recovery utilizing the helpful tool of numerical simulation specifically CMG reservoir simulator. First of all, an extensive research about the development of this technique and a theoretical background are given in the first chapter.

Afterwards, the conceptual reservoir model used in this job is described with its PVT properties, rock fluid properties, petrophysic properties, etc; based on the screening criteria investigated and obtained for this technique. Some parameters as the process start year, production and injection rates and the bottom hole pressure are defined; and an application methodology for the technique is developed, starting with the primary production model, and following by two parallel scenarios of water injection and nitrogen injection respectively, finally after this WAG injection is implemented

Once the methodology is applied, the technical results are inspected and analysed using a sensitivity analysis to the main operational parameters such as injection rate, water-gas ratio, number of cycles and slug size; determining its influence over the general behaviour of the injection process and identifying the best scenario to implement the technique.

* Project Of Degree

** Industrial University of Santander. School of Engineering of Oils. Director: M.Sc. Jorge Mario Palma

INTRODUCCIÓN

Desde los inicios de la actividad petrolera en el mundo, uno de los principales retos de la industria ha sido mantener una buena producción del crudo para aprovechar de esta manera todos los beneficios energéticos e industriales que éste valioso recurso trae para la sociedad, razón más que suficiente para entender los gigantescos esfuerzos humanos y económicos que ha dedicado la industria en materia de recuperación de hidrocarburos en las últimas décadas. El “boom petrolero” que tuvo lugar el siglo pasado en nuestra sociedad trajo como consecuencia una enorme cantidad de descubrimientos de yacimientos de petróleo y gas a nivel mundial, muchos de los cuáles, aún, hoy en día se continúan explotando, pero que por su continua extracción de crudo han ido disminuyendo su presión original, reduciendo así, su capacidad de entrega y una dificultad mucho mayor a la hora de extraer el crudo presente en el subsuelo. Para hacerle frente a estos retos que trae consigo la actividad petrolera, se han realizado numerosos aportes en materia de recuperación de hidrocarburos mediante los métodos de recobro mejorado, (EOR) por sus siglas en inglés, los cuales, sin duda, han sido de un amplio beneficio.

Los altos precios del petróleo que se han alcanzado en los últimos años han permitido un aumento no sólo en la investigación sino en los proyectos piloto de una gran cantidad de métodos de recuperación mejorada, entre los que encontramos los secundarios, como inyecciones de agua o gases inmiscibles los cuales no afectan las propiedades químicas del fluidos pero mejoran visiblemente su desplazamiento y la eficiencia de barrido; y los métodos terciarios entre los cuáles se destacan procesos químicos, térmicos, inyección de gases y una gran cantidad de distintos procesos que actúan sobre las propiedades del yacimiento y/o de los fluidos y mejoran la eficiencia de recobro. Uno de los métodos más

interesantes es la inyección del Nitrógeno, un gas inerte, de fácil y económica obtención el cuál ha sido escasamente utilizado, pero con resultados visiblemente productivos en los lugares donde ha sido empleado, tal es el caso del gigantesco campo Cantarell en México, el cual alcanzó su pico máximo de producción en el tiempo en el que se le inyectaba nitrógeno.

La inyección de nitrógeno no ha sido ampliamente analizada en nuestro país, y a pesar de que la coyuntura geopolítica y económica del petróleo que atraviesa actualmente el mundo no hace que sea un momento ideal para implementar nuevas técnicas que demanden elevados costos de inversión e investigación, se busca sentar una base para posteriores estudios e investigaciones relacionadas con el uso de esta técnica. El presente trabajo revisa la historia y el uso de la inyección de nitrógeno a nivel global y analiza los impactos de los parámetros operacionales y del reservorio en el recobro a través de simulación.

1. FUNDAMENTO TEÓRICO DE LA INYECCIÓN WAG

En los últimos años ha existido un creciente interés en los procesos de agua alternada con gas (WAG), tanto miscible como inmisible. La inyección WAG es un método de recuperación de petróleo inicialmente destinado a mejorar la eficiencia de barrido durante la inyección de gas. En algunas aplicaciones recientes gas de hidrocarburo producido se ha reinyectado en pozos de inyección de agua con el objetivo de mejorar la recuperación de petróleo y de mantenimiento de presión.

La recuperación de petróleo por inyección WAG se ha atribuido al contacto de las zonas sin barrer. Debido a que el aceite residual después de la inyección de gas es normalmente menor que el aceite residual después de la inyección de agua y las zonas de tres fases pueden tener menor saturación de petróleo restante, la inyección WAG tiene el potencial para aumentar la eficiencia de desplazamiento microscópico. Por lo tanto, la inyección WAG puede conducir a una mejora de la recuperación de petróleo mediante la combinación de un mejor control de la movilidad y el contacto con zonas sin barrer, mejorando el desplazamiento microscópico.

1.1 INYECCIÓN ALTERNADA DE GAS Y AGUA (WAG)

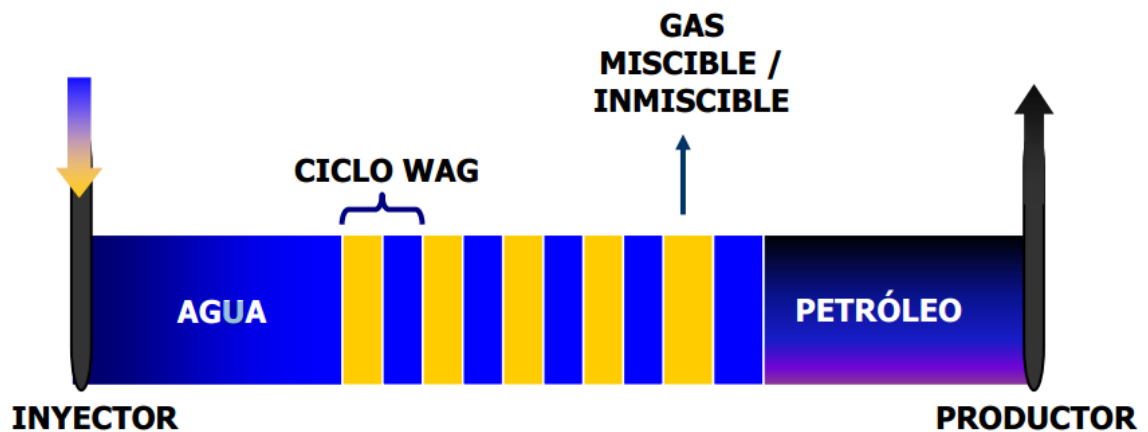
La inyección de agua alternada con gas se realiza inyectando un bache de agua seguido de un bache de gas (lo anterior representa un ciclo), este gas se inyecta ya sea de forma miscible o inmisible, con gas hidrocarburo o no hidrocarburos; cuando la inyección se realiza con un gas hidrocarburo se considera un método de recuperación secundaria ya que no afecta las características de los fluidos en

yacimiento y la inyección de gases no hidrocarburos como nitrógeno o CO2 se consideran recuperación terciaria.

Dependiendo cual sea más favorable para la extracción óptima de crudo y teniendo en cuenta las características del yacimiento, se seleccionará el método indicado. Inicialmente tiene como propósito aumentar la eficiencia de barrido y mantener la presión del yacimiento, mejorando el factor de recobro del yacimiento.

Por lo tanto, la inyección WAG puede conducir a una mejor recuperación de petróleo mediante la combinación de un mejor control de la movilidad y el contacto con las zonas sin barrer, por lo que mejora el desplazamiento microscópico¹.

Figura 1. Esquema de un proceso WAG



Fuente: JIMÉNEZ DÍAZ, R. Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG) mediante analogías". 2005

¹ HAUGEN S., et al. "Screening of WAG injection Strategies for heterogeneous reservoirs". Cannes. 1992

1.2 FACTORES QUE AFECTAN EL PROCESO WAG

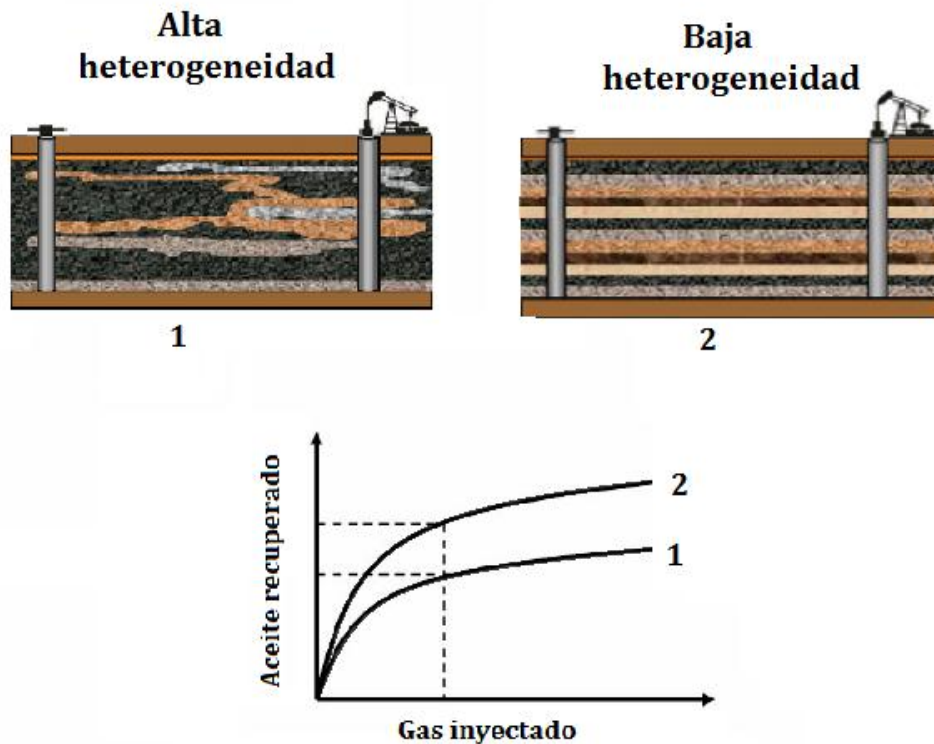
Dentro de un proceso de inyección de agua alternado con gas, ya sea de forma miscible o inmisible existen ciertos problemas asociados, los cuales afectarán el óptimo desarrollo del desplazamiento y barrido de las zonas a contactar, tanto por parte de las características del yacimiento como de las características de la roca y los fluidos presentes en el mismo. Algunos de los problemas más comunes son:

- Heterogeneidad del yacimiento
- Mojabilidad
- Profundidad del yacimiento
- Relación de movilidades

1.2.1 Heterogeneidad del yacimiento Durante la de formación geológica del yacimiento, los diferentes ambientes depositacionales, tanto en tiempo como en espacio actúan para producir faltas de uniformidad en las formaciones rocosas. Los procesos geológicos como la sedimentación, la diagénesis y la erosión pueden dar lugar a diferentes direcciones de permeabilidad, porosidad, espesor, saturación, fallas, etc.

Entre más heterogéneo el yacimiento, el proceso de desplazamiento se ve afectado debido las diferentes propiedades que podrían presentarse, siendo las permeabilidades y porosidades presentes las que afecten directamente las eficiencia areal y vertical.

Figura 2. Efecto de la heterogeneidad en la recuperación de aceite



Fuente: JIMÉNEZ DÍAZ, R. Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG) mediante analogías. 2005. Modificado.

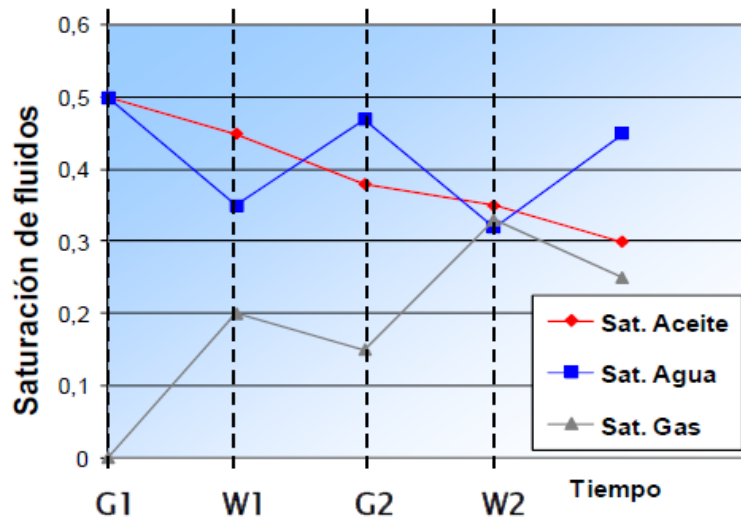
En la **Figura 2**, se observa como el efecto de la alta heterogeneidad dificulta el contacto apropiado del agua y el gas para realizar un desplazamiento y un barrido uniforme de las zonas deseadas en el cual las fuerzas gravitacionales y las fuerzas viscosas también tienen un gran impacto, provocando una baja producción de crudo. Contrario a lo que ocurre en un yacimiento homogéneo donde una buena eficiencia areal y vertical aumentan el factor de recobro del yacimiento con una mayor cantidad de aceite recuperado.

1.2.2 Mojabilidad Durante una inyección WAG, se presentan muchos cambios de saturación. El aumento de volumen de la fase inmóvil reduce la permeabilidad relativa de fluido inyectado. Una predicción realista del comportamiento del yacimiento exige un tratamiento correcto de los tres efectos de fase en las

funciones dependientes de saturación del yacimiento y de la historia de los procesos de drenaje e imbibición.

Como es de esperar los poros más grandes tienden a ser mojados con aceite y los poros pequeños tienden a ser mojados con agua. Este es un resultado de la alteración de la mojabilidad que ocurre en un yacimiento inicialmente mojado con agua².

Figura 3. Saturación de fluidos en el yacimiento



Fuente: MONROY, D. et al. Análisis de yacimientos sometidos a procesos de inyección alternada de agua y gas (WAG) mediante simulación numérica”. 2008.

La **Figura 3**, muestra la relación de las saturaciones de los tres fluidos presentes en el yacimiento durante el proceso de inyección WAG con respecto al tiempo. Se observa que la saturación del gas va aumentando con el tiempo debido a su inyección y proporcionalmente el agua disminuye cuando se realiza la inyección del gas (lo que muestra el ciclo de inyección). Con el tiempo, la saturación de crudo disminuye significativamente debido a que tanto el agua como el gas hacen

² CHRISTENSEN, J.R. “Review WAG Field Experience”. SPE-71203-PA. 2001

un barrido eficiente de las zonas que se encontraban ocupadas por el aceite y a su paso ocupando las zonas que anteriormente contenían crudo.

1.2.3 Profundidad del yacimiento Debido a las propiedades térmicas del agua, si el yacimiento no presenta las características adecuadas de presión y temperatura, éstas podrían cambiar las propiedades físicas de los fluidos alterando el adecuado proceso en la inyección WAG.

El agua como fluido desplazante no podrá ser empleado en altas profundidades, puesto que podría perder su capacidad de desplazamiento y realizar un pobre barrido del crudo volátil o gas. En presencia de crudos pesados será ineficiente su implementación debido a la mala capacidad del agua para desplazar un crudo pesado. Además, la profundidad determina los gradientes de presión de fractura de la formación para identificar las tasas y las presiones máximas a las cuales será inyectado el agua y el gas para no fracturar el yacimiento.

Es por ello que dependiendo del tipo de gas a inyectar y de su característica dentro del proceso, miscible o inmisible debe tenerse en cuenta las diferentes características, para escoger el óptimo método WAG, utilizando los diversos criterios de selección.

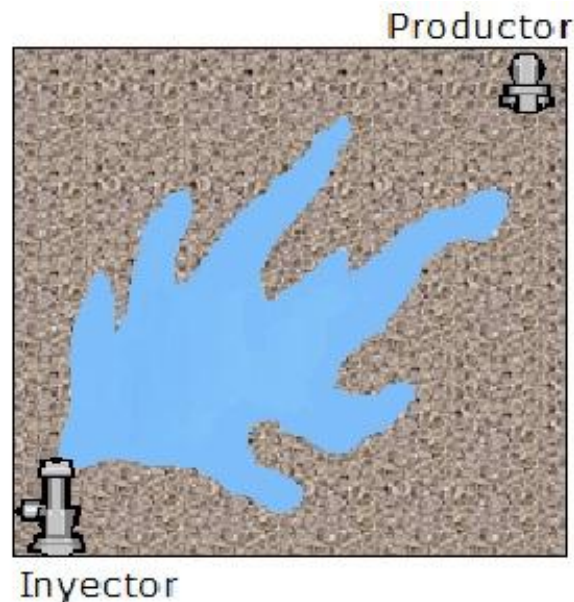
1.2.4 Relación de movilidades La relación de movilidades se conoce como el cociente entre la permeabilidad y la viscosidad de un fluido desplazante sobre un fluido desplazado:

$$M = \frac{K_{rw} * \mu_o}{K_{ro} * \mu_w}$$

Una relación de movilidades igual a 1 indica que los fluidos se están moviendo en igual proporción. Cuando esta relación tiene un valor mayor a uno (1) significa que

el fluido desplazante se moverá con mayor facilidad en el yacimiento que el fluido desplazado, esto generará el efecto de digitación viscosa como se observa en la **Figura 4**, lo que puede provocar tiempos de ruptura tempranos con frentes de desplazamiento inestables, realizando barridos deficientes lo que genera una eficiencia areal y vertical baja.

Figura 4. Fenómeno de digitación viscosa



1.3 PARÁMETROS DEL DISEÑO WAG

Usualmente la inyección WAG es usada como un método de recobro mejorado, esto indica que previo a este proceso el yacimiento ha estado en etapa de producción durante un tiempo tanto por recuperación primaria como por recuperación secundaria ya sea inyección de agua o de un gas. Claramente el objetivo primordial es obtener un mayor recobro adicional comparado con otra técnica de inyección. A lo largo de la historia, la mayoría de procesos WAG han sido reportados como exitosos, por lo cual es un método confiable siempre y

cuando se estudien y se ajusten adecuadamente los parámetros más importantes, tales como el diseño del patrón de inyección y el espaciamiento entre los pozos; el gas de inyección; y los requerimientos operacionales, entre otros.

1.3.1 Patrones de inyección El patrón de inyección de cinco puntos normal, ha mostrado ser el más popular en operaciones costa adentro, con un espaciamiento bastante reducido (aproximadamente 10 acres o menores) para garantizar de algún modo la efectividad del desplazamiento de petróleo. El patrón de cinco puntos invertido, el de nueve puntos invertido y el patrón de línea recta también han sido usados con alguna frecuencia. El patrón de siete puntos en sus dos versiones no se ha empleado hasta ahora en ningún proyecto WAG.

Por lo general, el patrón de cinco puntos y el de línea recta se usan cuando la inyectividad es baja requiriéndose más pozos inyectoros; el de nueve puntos se usa en zonas de alta permeabilidad con una inyectividad relativamente alta³.

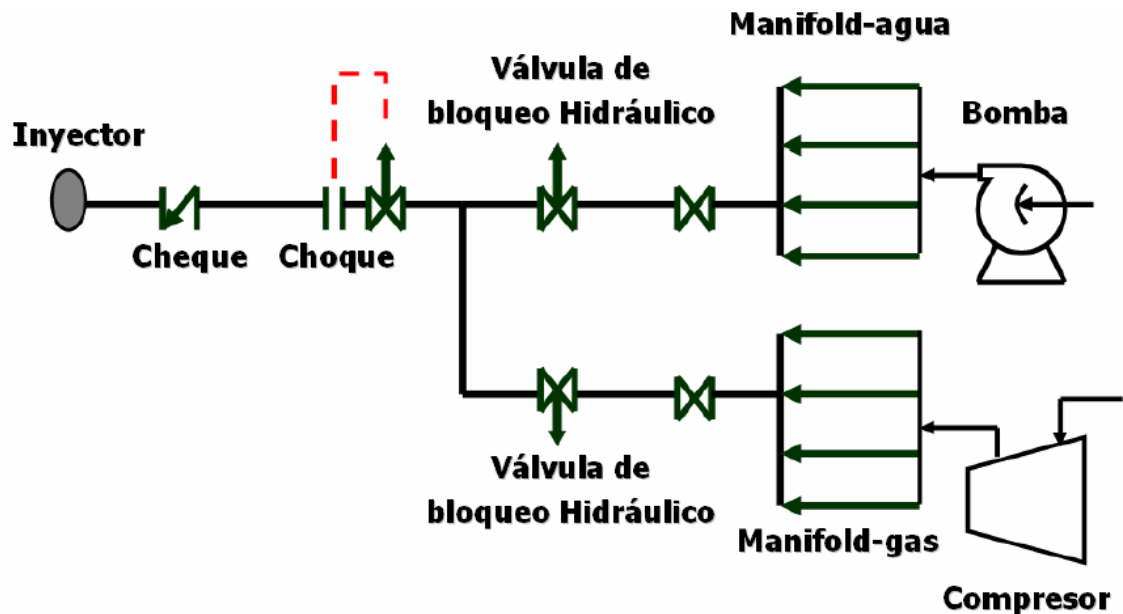
1.3.2 Requerimiento operacional Aunque el requerimiento operacional adicional que debe llevarse a cabo en un proceso de agua alternado con gas es mínimo, es necesario realizar algunos estudios previos para determinar los cambios que deben realizarse en el pozo inyector, líneas de flujo y árbol de Navidad, algunos de éstos son: prueba de inyectividad en los pozos, la estimulación de prueba en los pozos inyectoros, evaluación del período de inyección requerida para llevar a cabo la inyección teniendo en cuenta la prueba de inyectividad disponible.

Para el diseño del proyecto se deberá considerar los requisitos de las instalaciones de gas adicionales, si la tasa de inyección de agua es demasiado baja debido a problemas de inyectividad en los patrones localizados en regiones de baja calidad del yacimiento. Con el fin de aumentar la presión del yacimiento y

³ JIMÉNEZ DÍAZ, R. "Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG) mediante analogías". 2005.

producción de reservas asociadas al proyecto WAG en un tiempo razonable, será necesario aumentar la tasa de inyección de gas por el patrón.

Figura 5. Esquema de facilidades de superficie para una inyección WAG



Fuente: JIMÉNEZ DÍAZ, R. Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a proceso de inyección alternada de agua y gas (WAG) mediante analogías. 2005.

En la **Figura 5**, las válvulas de bloque hidráulico se activan en la medida 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 contraflujo de los fluidos inyectados, es decir que permite el flujo en una sola dirección⁴.

⁴ Ibíd. P. 12

1.3.3 Tamaño de bache Para determinar el tamaño del bache debe tenerse en cuenta la disponibilidad del gas, el número de patrones disponibles para inyección y su madurez.

El gas y el bache de agua de inyección se realizan en ciclos, la inyección de ambos fluidos en el mismo pozo, y desplazando con agua (inyección de agua) después de la inyección del volumen de gas total estimado (aproximadamente 40% de la HCPV). La inyección debe estar entre 1 a 5% por año del volumen de poroso de hidrocarburo inicial calculado (HCPV). El tamaño mínimo de bache es por lo general en el orden de 1 a 5% de la HCPV original, mientras que la experiencia de campo sugieren proyectos requieren tamaños baches mucho más grandes que esto. La discrepancia más grande se atribuye generalmente a la inestabilidad del proceso de desplazamiento miscible de hidrocarburo.

En algunos proyectos WAG dos ciclos de inyección son realizadas por año, la inyección es de un volumen de 2,5 a 5% del HCPV dentro de cada patrón. El verdadero control del proceso es sobre la cantidad de agua inyectada. El gas se inyecta lo más rápido posible (2 meses) y el agua en un período de cuatro meses, la inyección de bajas tasas mejora de la estabilidad frontal.

La inyectividad en cada capa depende de la relación WAG, el volumen de fluido inyectado en cada ciclo, puede cambiar de ciclo a ciclo. Por ejemplo, una relación de inyección WAG 2:1 de gas durante 30 días puede seguir por un período de inyección de agua de 60 días, la inyección de varios ciclos puede continuar hasta llegar a el HCPV estimado. Por lo tanto, el número total de ciclos WAG depende de la cantidad de disolvente inyectado por ciclo. En la práctica se ha demostrado que se obtiene un aumento más rápido en la presión del yacimiento mediante el uso de una buena estrategia de patrón de inyección⁵

⁵ SANCHEZ, N.L. "Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects". Caracas. 1999

1.4 TIPOS DE GASES DE INYECCIÓN

Los principales gases de inyección usados en procesos WAG son: el gas natural (seco, dulce, principalmente metano), el dióxido de carbono (CO₂), los gases de combustión (centrales eléctricas, turbinas de gas, motores ó calentadores), el nitrógeno (N₂) y el gas asociado (húmedo, ácido ó gas producido).

Los gases de inyección deben desplazar el petróleo a las condiciones de la capa de gas, la cual para el peor de los casos es de 1520 psia y entre 190 y 220 °F.⁶

Tabla 1. Lista de las propiedades de varios gases de inyección a las condiciones existentes en el tope de una capa de gas

	GAS NATURAL	CO ₂	GAS COMBUSTIBLE	NITRÓGENO	GAS ASOCIADO
Temperatura (°F)	150	150	190	190	190
Presión (psia)	1520	150	1520	1520	1520
Peso molecular (g/mol)	16.48	44.01	36.96	28	28.48
Factor de compresibilidad Z	2.9151	2.6858	0.9959	1.0184	0.792
Densidad (lb/ft ³)	3.92	13.93	5.77	6.3	5.45
Volumen (MMSCFD)	1.335	1.771	1.227	1.22	1.543
Viscosidad (cp)	2.0154	2.0243	0.0231	0.0229	0.0173
Flujo másico (b/día)	57.05	205.73	100	88.57	95.26

Fuente: KUO, J.C., et al. Offshore Gas Sweetening and Acid Gas Injection: An Overview. 2000.

⁶ KUO, J.C., et al. "World's largest N₂-generation plant stars up for Cantarell reservoir pressure maintenance". 2001.

1.4.1 Gas Natural Antes de 1970, el gas natural era el principal gas de inyección utilizado para mantener la presión de los yacimientos. Posteriormente, su alto costo en el mercado y su baja disponibilidad en algunas zonas hicieron que se manejaran otras opciones de inyección. Aun así, cuando no hay manera económica para recuperar el gas natural para la venta se sigue utilizando.

El gas natural seco dulce no es corrosivo y no tiene efectos adversos sobre el yacimiento. Estudios realizados, entre ellos, uno de la petrolera Pemex, demuestran que el volumen de inyección requerido de gas natural ó gas asociado es entre un 10% y 20% mayor al volumen de nitrógeno para lograr el mismo volumen de desplazamiento.

Por otro lado, y teniendo en cuenta la creciente demanda de gas natural en el mundo, la reinyección de estos gases podría obstaculizar el mercado y frenar los ingresos por venta del mismo en los campos.

1.4.2 Dióxido De Carbono (Co2) El CO₂ se utiliza principalmente en inyecciones miscibles ya que su baja presión de miscibilidad permite que entre en una sola fase con el aceite, disminuyendo su viscosidad y causando un hinchamiento del mismo, lo que lleva a un aumento en la recuperación mejorada de petróleo.

El CO₂ se utiliza en los Estados Unidos debido a la disponibilidad de grandes reservas naturales y a los subsidios fiscales que datan de la crisis energética. Se obtiene de depósitos y se transporta por tuberías a los pozos inyectoros. Cuando las reservas de CO₂ están disponibles a nivel local, los costos de producción de CO₂ son bajos; de otra manera el único método de obtención del gas es extraerlo de corrientes de escape de turbinas o del gas de combustión, lo cual se convierte en un proceso complejo y costoso.

A pesar de ser seco, el CO_2 reacciona con la humedad de los yacimientos y aumenta la posibilidad de provocar corrosión en los equipos de producción. Debido a las condiciones extremadamente corrosivas existentes en una planta de generación de CO_2 , se experimentan factores de flujo menores que en plantas de generación de nitrógeno en las cuales no hay riesgo de que ocurra corrosión.

1.4.3 Gas De Combustión El gas de combustión es utilizado tanto en inyección miscible como en inmisible. Es incluso más económico de usar que el gas hidrocarburo, especialmente si se puede obtener de manera fácil a partir de fuentes de combustión, tales como plantas de energía, turbinas de gas, motores de gas o calentadores. Los gases de combustión pueden ser muy corrosivos ya que contienen NO_x , SO_x , CO , CO_2 , H_2O y O_2 . Algunos campos que han utilizado gases de combustión para mantener la presión de sus yacimientos se han encontrado con graves problemas de corrosión, lo que ha llevado en muchos casos al abandono del proceso.

Para ser usado, el gas de combustión debe ser seco, aun así es probable que ocurra corrosión cuando algunos componentes del gas entran en contacto con el yacimiento. Con el fin de evitar este problema que afecta los principalmente los equipos, todas las impurezas deben ser removidas. Es particularmente cierto que el oxígeno (O_2) puede dañar el yacimiento. Por estas razones, el resultado conlleva a una planta compleja y costosa. Cabe destacar, que la mayoría, si no todas, las plantas de gas de combustión que operan se han convertido a nitrógeno solamente.⁷

1.4.4 Gas Asociado Generalmente el volumen máximo de gas asociado producido en los yacimientos es menor que el volumen requerido para el mantenimiento de su presión. Por lo tanto, además del gas asociado producido,

⁷ KOSOWATZ, J. "Giant Nitrogen Plant Enhances Oil Production Mexico". Engineering News and Record. 2000.

grandes volúmenes de gas natural tienen que ser transportados al campo con el fin de mantener la presión del yacimiento. Por otra parte, el costo de este gas asociado producido es de tres a cinco veces el costo del nitrógeno.⁸

1.4.5 Nitrógeno El nitrógeno se ha utilizado con éxito durante 30 años tanto manteniendo presión como mejorando los mecanismos de recuperación en yacimientos en proyectos miscibles e inmiscibles.

Como se muestra en la **Tabla 1**, este gas proporciona un mayor desplazamiento de volumen en yacimiento por volumen estándar de que cualquier otro gas de inyección, esto indica que se requiere un menor volumen de nitrógeno que de cualquier otro gas para el mantenimiento de presión.

El nitrógeno que se utiliza para inyección debe tener una alta pureza, con concentraciones mínimas de oxígeno (O₂) para que este no reaccione con los fluidos del yacimiento ni con los aceites lubricantes de los compresores y así evitar que se formen subproductos indeseables ó precipitados. Por otra parte, la formación de material anaeróbico en la formación se reduce al mínimo, disminuyendo así la necesidad de utilizar inhibidores o biocidas. El nitrógeno tampoco es corrosivo, por lo tanto no se requiere materiales especiales para los equipos de inyección o producción. Es un gas ambientalmente aceptable y no contribuye al efecto invernadero cuando es liberado a la atmósfera. Es fácil de obtener a partir del aire, siendo la separación criogénica del aire una técnica probada durante más de 80 años, además, las plantas de generación se pueden instalar fácilmente en prácticamente cualquier locación.⁹

Debido a su naturaleza inerte y no corrosiva, la disponibilidad de flujo del nitrógeno para las plantas criogénicas varía entre 95 y 99% incluyendo el tiempo de

⁸ Ibíd. P.15

⁹ KUEHM, H.G. "Hawkins Inert Gas Plant: Design and Early Operation". SPE paper 6793.1977.

inactividad programado para el mantenimiento. Todos estos factores convierten a este gas en una fuente fiable de gas de inyección para el mantenimiento de presión.

Para algunos yacimientos, la inyección de agua junto con el nitrógeno puede ser necesaria para controlar la movilidad. Un sistema único de inyección para el agua y el nitrógeno puede ser usado ya que el nitrógeno obtenido a partir de la criogenia del aire es seco y permanece inerte al mezclarse con agua.¹⁰ Es este el caso que se va a estudiar y evaluar en este libro.

Eventualmente, el nitrógeno se puede mezclar con el gas asociado producido, por lo que es necesario la instalación de una planta que los separe y asegure que el gas producido está apto para ser comercializado. Estudios realizados por Betchel, en México, muestran que estas instalaciones sumarían entre US \$ 0.05 y 0.06 /MSCF al costo del nitrógeno. Sin embargo, estas instalaciones no son necesarias sino hasta unos 5 o 10 años después de que comienza la inyección. Incluso con el costo añadido de las nuevas instalaciones, la opción de inyectar nitrógeno es mucho más económica que la inyección de cualquier otro tipo de gas.

¹⁰ Ibíd. P. 15

2. GAS DE INYECCIÓN SELECCIONADO: NITRÓGENO

Después de hacer la revisión de los gases disponibles para la inyección de este proceso, se tomó la decisión de trabajar con el nitrógeno por varias razones entre las que se destacan: la facilidad de obtención del mismo, sus efectos no corrosivos que aseguran una disminución de costos de operación y su condición de gas no contaminante y ambientalmente aceptable. Estos tres factores son de vital importancia a la hora de estudiar y analizar un proyecto ya que las principales consideraciones a la hora de toma de decisiones son: las consideraciones técnicas, las consideraciones económicas y las consideraciones ambientales.

Con base en una investigación realizada, se logró obtener una extensa documentación y datos muy importantes acerca de grandes proyectos similares al presente realizados a nivel global en años anteriores, se logró extraer información bastante útil y de gran ayuda para sentar las bases y realizar un proyecto planificado y productivo que pueda tomarse como base para futuras investigaciones.

2.1 GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO

En las últimas décadas, el nitrógeno ha adquirido un papel cada vez más importante en la industria petrolera. En los años 50 el nitrógeno se aplicaba en los completamientos y las terminaciones de pozos; había proveedores regionales que mantenían las facilidades para la entrega del nitrógeno líquido en camiones cisterna.

A principios de la década de los 70, la recuperación mejorada de petróleo se había convertido en un concepto muy importante en la industria petrolera. La desaceleración de la producción combinada con una disminución en los descubrimientos hizo que la recuperación mejorada se convirtiera en una prioridad. Técnicas de recuperación mejorada (tales como térmica, química o la inyección de gases) comenzaron a utilizarse para recuperar los hidrocarburos adicionales que permanecían después de la producción primaria y en algunos casos de la recuperación secundaria (inyección de agua y reinyección del gas natural producido).

Debido al creciente valor del gas natural en los 70 y a su escasez en algunos lugares, surgió el nitrógeno como sustituto. Gracias a esto se produjo un gran desarrollo de plantas de generación de nitrógeno a gran escala utilizando la separación criogénica del aire, ubicadas fácilmente en los campos y siendo una gran fuente de nitrógeno comprimido. En 1982, más de 500 millones de pies cúbicos por día de nitrógeno se inyectaban en los yacimientos de petróleo a nivel mundial.¹¹ Este número creció hasta 800 millones de pies cúbicos por día en más de cuarenta yacimientos de petróleo y gas en 1990. Estos proyectos se encontraban en el rango entre 2 millones y 120 millones de pies cúbicos por día. Durante la década de los 80, los proyectos de gases inertes eran convertidos en proyectos de nitrógeno criogénico. En 1990 como los primeros proyectos de inyección de nitrógeno ya estaban en etapa madura, la generación de nitrógeno se convirtió en una necesidad. A principio de los 90, estaban en operación 11 plantas de generación de nitrógeno en un proyecto llamado “East Binger Project”.¹²

Tal vez, el caso más conocido de utilización de nitrógeno en la industria petrolera es el del campo Cantarell en el Golfo de México, donde desde el año 2000 se

¹¹ CLANCY, J.P., et al. “Analysis of nitrogen injection projects to develop screening guides and off-shore design criteria”. SPE-11902.1985.

¹² EMONS, F.R. “Nitrogen Management at the East Binger Unit using an integrated cryogenic process”. SPE 15591. 1986.

comenzó a inyectar nitrógeno para mantener la presión del yacimiento. El contrato firmado inicialmente por 15 años para suministrar aproximadamente 1.2 billones de pies cúbicos de nitrógeno, fue celebrado entre Pemex la empresa operadora del campo y la Compañía de Nitrógeno de Cantarell (CNC), empresa encargada de construir y operar la planta de suministro de nitrógeno. Actualmente Pemex, tiene contemplado continuar con la inyección de nitrógeno hasta el 2030; sin embargo, se deben iniciar los análisis y las gestiones necesarias para decidir si se amplía el contrato o se adquiere la planta.

El principal incentivo para la aplicación de este proceso es la asequible obtención del nitrógeno, ya que su presencia en el aire lo convierte en una fuente prácticamente infinita, permitiendo así inyectar grandes volúmenes. Adicionalmente, el nitrógeno cuenta con la ventaja de ser un gas no corrosivo, no tóxico y ambientalmente aceptable; tampoco se necesitan grandes modificaciones de las instalaciones en campo.¹³

Históricamente, el nitrógeno ha sido utilizado en la industria petrolera para:

- Desplazamiento miscible inmisible
- Mantenimiento de la presión
- Drenaje por gravedad
- Desplazamiento de CO₂ u otros disolventes

2.2 PROPIEDADES DEL NITRÓGENO

El nitrógeno es un gas incoloro, inodoro e insípido, constituye aproximadamente el 78% en volumen de la atmósfera y es el elemento inactivo (inerte) con excepción de los gases nobles. Las principales propiedades del nitrógeno puro se reseñan en la **Tabla 2**.

¹³ PALMA, J.M. Métodos de recobro. Presentación. 2013

La composición del aire a condiciones normales (14.7 psi y 60 °F) es:

- 78% Nitrógeno
- 21% Oxígeno
- 1% Argón

El nitrógeno se presenta en el aire en forma de molécula N₂. Bajo esta condición, se comporta como un gas noble, que no reacciona con ningún otro elemento, salvo en condiciones de muy alta presión ó temperatura, donde forma compuestos nitrosos como el NO ó el NO₂.

Tabla 2. Propiedades físicas del Nitrógeno

Propiedad	Valor
Peso Molecular	28.0134
Temperatura de fusión	-346 °F
Temperatura de ebullición	-320.8 °F
Temperatura crítica	-232.6 °F
Presión crítica	492 psia
Volumen crítico	1.4290 ft ³ /lb-mol
Densidad relativa al aire (aire = 1)	0.97
Factor de compresibilidad	0.288
Presión a vapor a 20°C	No aplicable
Solubilidad en agua	20 mg/l
Apariencia y color	Gas incoloro
Olor	Inodoro

Fuente: FLORES YENQUE, L.A. "Recuperación mejorada del petróleo mediante la inyección de Nitrógeno". Lima. 2009.

2.3 VOLUMEN DE NITRÓGENO REQUERIDO PARA LA INYECCIÓN

Los procesos de inyección de nitrógeno requieren cantidades del orden de los millones de pies cúbicos. Por lo tanto la determinación de este volumen tiene que hacerse basado en varios parámetros del yacimiento tales como las saturaciones

de agua y aceite, el espesor de la formación y la porosidad. De igual manera, el volumen requerido puede ser calculado de manera precisa con análisis de sensibilidad realizados a los resultados que obtenidos en el simulador numérico.

Para el caso, Cantarell, se tenían cuatro unidades paralelas de generación, cada una de las cuales generaba 200 millones de pies cúbicos diarios¹⁴. Sin embargo, como se expone anteriormente, estos valores dependen directamente de las propiedades del yacimiento, ya que existen casos en los cuales se han tenido que inyectar cantidades mucho menores.

2.4 COSTO DEL NITRÓGENO

El costo del nitrógeno se basa en los costos fijos sobre la base de la capacidad de producción, los costos de operación y mantenimiento, y un costo variable dependiendo del consumo de combustible.

En la **Tabla 3**, se muestran los costos relativos de los diferentes sistemas de inyección. La potencia de compresión estimada se basa en la compresión de la alimentación a la presión de procesamiento requerida y el gas generado a la presión de entrega requerida.

El suministro de nitrógeno a boca de pozo durante la los primeros años de vida del proyecto de inyección de nitrógeno en Cantarell fue de \$0.36/MCF (miles de pies cúbicos).¹⁵

¹⁴ *Ibíd.* P. 15

¹⁵ JUEZ, J. RUIZ, R. "Evaluación de un proyecto de nitrógeno en el campo Ancón". 2009

Tabla 3. Costo relativo de los diferentes sistemas de inyección de gas

Gas de inyección	Tasa de flujo de gas/ compresión requerida estimada (MMSCFD / hp)	Costo unitario (\$ / MSCF)
Gas natural	1.330.523.000	2.13 – 2.50
CO₂	1.774.665.500	1.00 – 1.25
Gas combustible	1.227.510.400	0.55 – 0.82
Nitrógeno	1.203.500.500	0.23 – 0.56
Gas asociado	1.543.678.600	1.25 – 1.50

Fuente: KUO, J.C., et al. "World's largest N₂-generation plant stars up for Cantarell reservoir pressure maintenance". 2001.

El precio unitario estimado está basado en el costo energético de \$1.52 / MMBTU

2.5 PUREZA DEL NITRÓGENO

El rango de pureza de descarga del nitrógeno se encuentra entre 95 y 97%, y la concentración de oxígeno que permanece en el nitrógeno criogénico por lo general está dictada por los requerimientos del cliente.

Sin embargo, el nitrógeno separado debe contener siempre menos de 10 ppm de oxígeno para impedir que reaccione con los diferentes fluidos presentes en el reservorio; y un máximo total de 0.5% de todos los otros contaminantes (CO₂, CO, NO_x, SO_x) debido a lo siguiente:

- El oxígeno (O₂) y el ácido sulfhídrico (H₂S) pueden reaccionar con los fluidos del yacimiento y producir azufre sólido, lo que podría taponar los pozos de inyección y producción.
- El oxígeno produce bacterias sulfato reductoras y otro tipo de bacterias que pueden provocar corrosión y taponamientos. Esto se controla con biocidas e

inhibidores de corrosión los cuales generan un incremento en los costos de funcionamiento.

- El oxígeno puede reaccionar con el nitrógeno y producir NO_x , el cual se combina con el agua para producir ácido nítrico concentrado, que es muy corrosivo.
- El oxígeno puede oxidar el aceite lubricante de los compresores, produciendo también subproductos sólidos en los pozos inyectoros.

Todos estos problemas son acumulativos con el tiempo, por lo tanto requieren de una continua mitigación, de ahí la necesidad de reducir al máximo la cantidad de oxígeno.

La corriente de nitrógeno generado a partir de una planta criogénica puede contener entre 0.1 y 0.2% de Argón y algunas trazas Neón y Helio; y los contenidos de CO_2 y agua son completamente nulos¹⁶. Sin embargo, para todos los propósitos prácticos, el producto puede ser considerado como nitrógeno 100% puro.

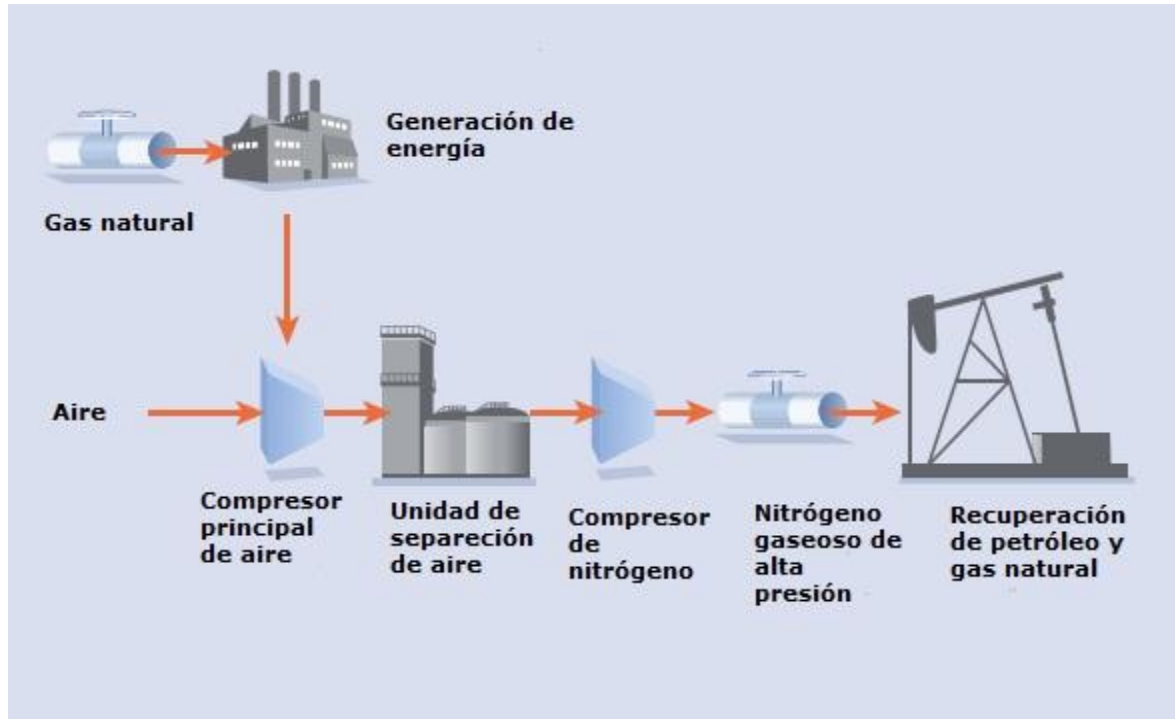
2.6 OBTENCIÓN DEL NITRÓGENO

El nitrógeno es un recurso relativamente fácil de adquirir, siempre y cuando se cuenten con los recursos y la infraestructura para hacerlo; pero para ser utilizado es debido separarlo en plantas industriales por separación física del aire, como se aprecia en la **Figura 6**, utilizando plantas criogénicas, y también mediante plantas de separación por membranas o adsorción por balance de presiones (PSA). La

¹⁶ LIMÓN HERNÁNDEZ, T., et al. "Overview of the Cantarell field development program". Houston, 1999.

utilización de cada uno dependerá de los caudales o volúmenes necesarios para el proceso de inyección de nitrógeno.

Figura 6. Diagrama de flujo de la generación e inyección de nitrógeno



Fuente: Editado de <http://www.airproducts.com/~media/downloads/data-sheets/E/enhanced-oil-recovery-datasheet.pdf>

2.6.1 Plantas de separación criogénica de gases del aire Las plantas criogénicas están basadas en la compresión del aire y su posterior enfriamiento a temperaturas muy bajas, para conseguir su licuefacción parcial¹⁷, procurando obtener la menor contaminación posible. Aparte de los dos componentes principales del aire, el nitrógeno y el oxígeno, puede obtenerse también argón así como los gases nobles criptón y xenón con una pureza mayor a 99.99%.

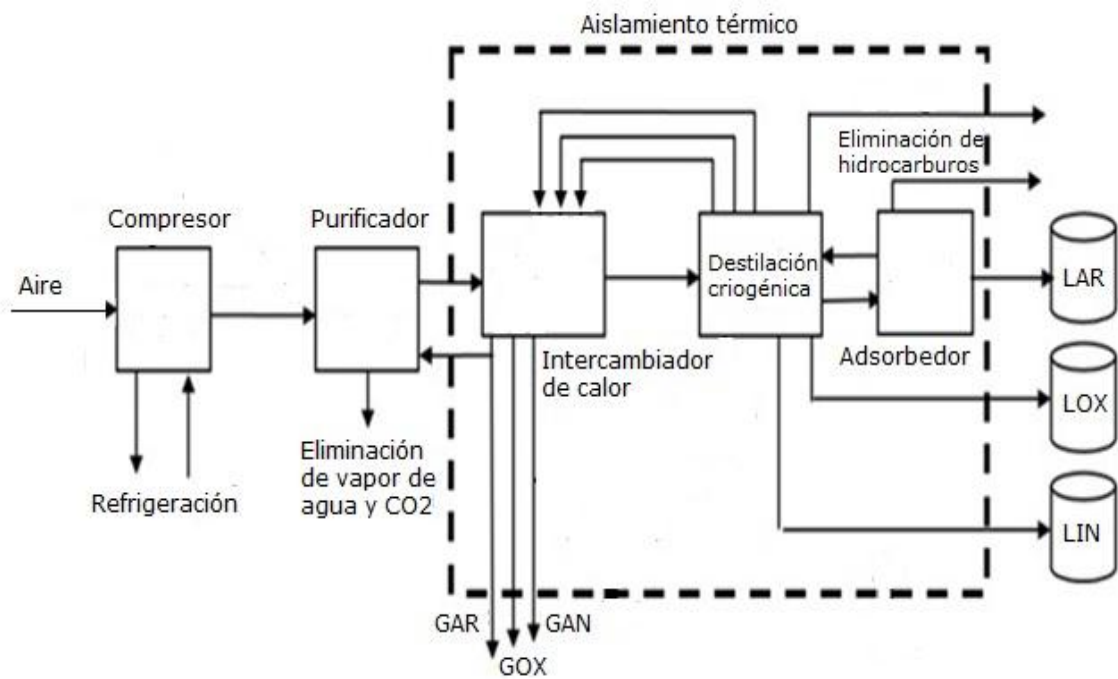
¹⁷ CLAVERÍA VILA, P.L., et al. "Modelización y simulación de plantas criogénicas de separación de aire con Hysys". Valencia, 2001

Los puntos de ebullición de los diferentes elementos son:

- Nitrógeno: -196°C
- Argón: -186°C
- Oxígeno: -183°C

La destilación criogénica se utiliza principalmente para la obtención de nitrógeno, oxígeno y argón en cantidades elevadas ($>100\text{ Tm/día}$), ya sea como producto líquido o gaseoso, o bien cuando se requiere una alta pureza de oxígeno ($>95\%$) o producir argón.

Figura 7. Diagrama de bloques de una planta de separación criogénica de aire



Fuente: CLAVERÍA VILA, P.L., et al. Modelización y simulación de plantas criogénicas de separación de aire con Hysys. Valencia, 2001

En la **Figura 7**, la nomenclatura utilizada es la siguiente: GOX se refiere a oxígeno gaseoso, GAN se refiere a nitrógeno gaseoso y GAR al argón gaseoso; mientras que LAR es argón líquido, LOX oxígeno líquido y LIN hace referencia al nitrógeno líquido.

Inicialmente el aire de alimentación que ingresa a la planta es filtrado y comprimido (aproximadamente a 87 psi). A continuación el aire se seca mediante su enfriamiento en un intercambiador aire-agua o aire-aire y con el posible apoyo de un sistema de refrigeración mecánica. La eliminación total del vapor de agua, anhídrido carbónico y otros contaminantes (hidrocarburos) se realiza mediante tamices moleculares. El enfriamiento del aire a temperaturas criogénicas se lleva a cabo en intercambiadores de calor multiflujo que aprovechan la capacidad de refrigeración de los gases que salen de la planta.

Las columnas de destilación separan el aire en los productos deseados. Las plantas de nitrógeno pueden tener una sola columna; sin embargo las plantas para producir oxígeno deben tener dos columnas, de alta y baja presión, de tal manera que el oxígeno impuro de la columna de alta presión es purificado en la columna de baja presión. Las plantas para producir oxígeno de alta pureza tienen una columna adicional diseñada para separar el argón del oxígeno. El producto de esta columna de argón crudo puede ser purificado en una columna de argón puro eliminando el oxígeno y nitrógeno residual. El sistema de argón puro puede utilizar una unidad de adsorción que combinando oxígeno con hidrógeno forma agua fácilmente eliminable.

Los productos gaseosos fríos (y los flujos residuales) son introducidos en el intercambiador principal de la planta en contracorriente con el aire caliente de alimentación, de tal forma que este es enfriado y los otros calentados a una temperatura próxima a la ambiental. Este intercambio entre la alimentación y los productos minimiza las necesidades netas de refrigeración de la planta.

Para compensar las entradas de calor desde el medio ambiente y proporcionar el gradiente de temperatura necesario entre los flujos que intercambian calor es necesario proporcionar una refrigeración extra a la planta. Para ello, a uno o más flujos gaseosos a alta presión (aire de alimentación, gas residual o gases producidos) se les hace pasar a través de una turbina con lo que se consigue el enfriamiento del gas.¹⁸

Figura 8. Planta de separación criogénica



Fuente: Tomado de http://www.uigi.com/UIG_GPS_2014_Brochure.pdf

2.6.2 Planta de generación criogénica de nitrógeno más grande del mundo

En Junio de 1966, y siguiendo un extensivo estudio de varias alternativas, se propuso la inyección de nitrógeno en el campo Cantarell en Golfo de México con el fin de mantener la presión del yacimiento, la cual había disminuido considerablemente en los últimos años.

¹⁸ *Ibíd.*, P. 26

En Febrero de 1997, Pemex Exploración y Producción (PEP) publicó una invitación internacional bajo el acuerdo de “construir, poseer y operar” un proyecto para suministrar 1.2 billones de pies cúbicos diarios (BSCFD) de nitrógeno para inyección. Bajo los procedimientos seleccionados para dicha licitación, y como parte del proyecto de modernización y optimización del campo, el contrato se adjudicó en Octubre de 1997 a la Compañía de Nitrógeno de Cantarell (CNC) para construir, operar y mantener la planta criogénica y suministrar nitrógeno a los pozos de inyección en el campo durante 15 años.

En Mayo de 2000, la primera de las cuatro unidades de proceso criogénico de 300 millones de pies cúbicos (MMSCF) de capacidad entró en funcionamiento frente a la Península de Atasta, en el estado de Campeche.

Figura 9. Planta de generación de nitrógeno en Cantarell



Fuente: Tomado de <http://www.ogj.com/articles/print/volume-99/issue-11/drilling-production/worlds-largest-n2-generation-plant-starts-up-for-cantarell-reservoir-pressure-maintenance.html>

La planta cuenta con cuatro unidades de producción de nitrógeno de alta pureza cada una, que se aprecian en la parte izquierda de la **Figura 9**; la unidad de compresión que se encuentra en la mitad; y tres unidades generadoras de potencia, en la parte derecha de la **Figura 9**, las cuales consisten en generadores eléctricos accionados por turbinas de gas. Una cuarta unidad de generación funciona como repuesto y mejora el factor de corriente de la planta.

Un sistema de refrigeración abierto de agua recicla el agua de mar combinándola con un sistema de refrigeración cerrado de agua dulce que refrigera toda la planta. El duty del sistema de refrigeración es de aproximadamente 2.800 millones de BTU por hora (MMBTU/hr). La potencia total para la compresión de aire y nitrógeno excede los 500.000 caballos de fuerza (hp) y la recuperación global de nitrógeno supera el 90%. La corriente residual, que contiene más del 70% de oxígeno se libera a la atmósfera.

El nitrógeno generado se comprime a 1885 psia y se transporta 85 kilómetros mar adentro a través de dos tuberías para su posterior inyección en la capa de gas del yacimiento. Se inyecta en una plataforma de 7 pozos de aproximadamente 4600 pies de profundidad.¹⁹

¹⁹ *Ibíd.*, P. 15

Figura 10. Unidad generadora de energía en Cantarell



Fuente: Foto de Compañía de Nitrógeno de Cantarell y Petróleos Mexicanos

El programa de inyección de nitrógeno, desde la generación del mismo hasta la inyección final en el yacimiento, requiere de ciertas instalaciones que pertenecen y son operadas por PEP, así como otras instalaciones operadas por CNC, el proveedor.

Las instalaciones propiedad de CNC constan de cuatro elementos principales: la producción de nitrógeno (NGP), el suministro de energía, el suministro asociado y las tuberías de suministro, y la preparación del terreno y los requerimientos en infraestructura. En otras palabras, CNC es responsable de todo dentro de los límites de la producción de nitrógeno. Esto consiste principalmente del pre-tratamiento atmosférico del aire y su compresión, la separación criogénica del nitrógeno, y la compresión del nitrógeno generado, junto con la generación asociada de energía, como se ve en la **Figura 10**, las instalaciones de refrigeración y otros servicios públicos y actividades de infraestructura necesarios para la instalación. El alcance de CNC también incluye las dos tuberías

submarinas para la entrega del nitrógeno de 36 pulgadas cada una. La primera es de aproximadamente 56 kilómetros de largo, que conecta la planta de nitrógeno a una plataforma costa afuera de inyección de propiedad de Pemex.

La otra, es una tubería de nitrógeno lateral de aproximadamente 10 kilómetros de largo, que conecta la planta de nitrógeno a una tubería de suministro de propiedad de Pemex dentro de los límites de la estación de Atasta. Además, ésta también incluye una tubería de 12 pulgadas de gas combustible de aproximadamente 20 kilómetros de longitud, que transporta gas natural de la tubería maestro de Pemex hasta la planta de nitrógeno, así como las líneas de succión y descarga de agua de refrigeración. CNC tiene la responsabilidad de la operación y el mantenimiento de todas las instalaciones anteriores durante toda la vida del contrato.

Las instalaciones propiedad de Pemex consisten en una tubería de 36 pulgadas de entrega de nitrógeno, una plataforma de inyección de nitrógeno y siete pozos inyectoros.

En concreto la NGP tiene las siguientes especificaciones y limitaciones:

- Capacidad: 1.2 BSCFD.
- Presión de entrega: 1685 psia (máximo) y 1385 psia (mínimo) en los límites de la estación Atasta y 1605 psia (máximo) y 1305 psia (mínimo) en la plataforma de inyección.
- Temperatura de entrega: 140°F (máxima).
- Temperatura del gas de la turbina: 91.4 °F.

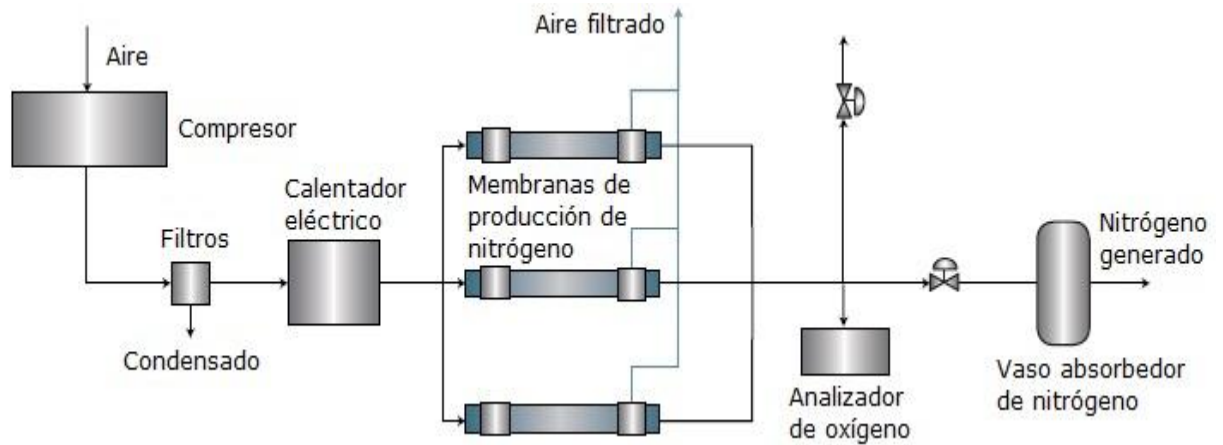
Se deben realizar pruebas de rendimiento de cada equipo cada 72 horas y pruebas de rendimiento para todas las facilidades cada 7 días.

Los factores claves considerados en la selección de los equipos para optimizar el funcionamiento y los costos totales de las instalaciones incluyen:

- Maximización del flujo en la planta, considerando la ubicación remota de la locación.
- Las restricciones físicas en las dimensiones de los equipos para su transporte al sitio desde Europa, Estados Unidos y México.
- La historia operativa para cumplir con los requisitos técnicos contenidos en las bases de licitación.
- Las condiciones climatológicas, incluyendo la temperatura promedio, la humedad relativa y la proximidad de un ambiente marino.
- La falta de suministro de agua dulce a la zona.

2.6.3 Plantas de separación por membranas Los sistemas de membranas operan bajo el principio de la penetración selectiva del gas, el cual ocurre debido a la diferente velocidad de penetración de los gases a través de una membrana polimérica la cual contiene miles de fibras huecas. Cada molécula que pasa a través de las fibras tiene una tasa característica de penetración lo cual es una función de su habilidad para disolverse dentro, difundirse a través y disolverse fuera de las fibras de la membrana. La tasa de penetración es el producto de las tasas de solubilidad y difusividad del gas en la membrana. Cuando el aire comprimido pasa a través de las fibras, el oxígeno, el vapor de agua y el dióxido de carbono son selectivamente removidos, creando una corriente rica de nitrógeno.

Figura 11. Sistema de membranas usando permeabilidad selectiva de gases para generar nitrógeno de alta pureza



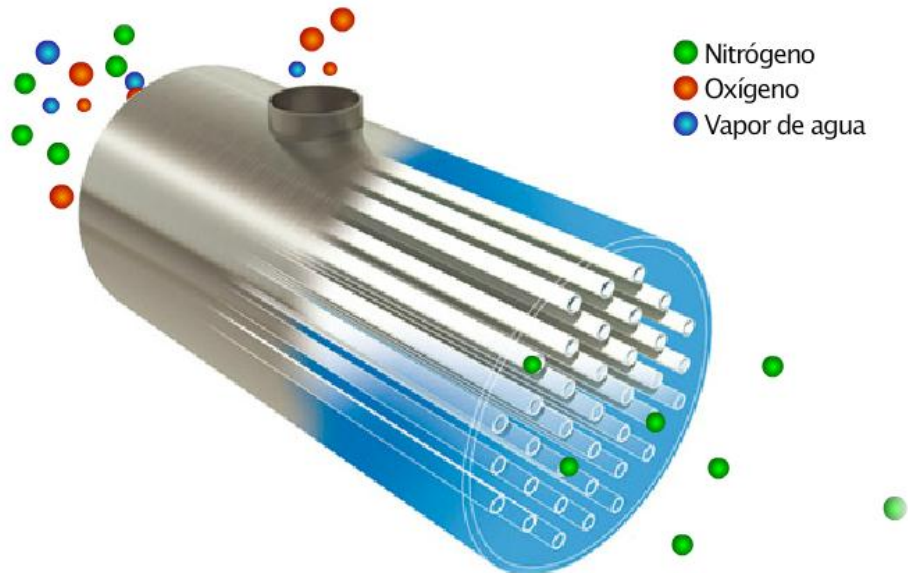
Fuente: IVANOVA, S & LEWIS, R. "Producing Nitrogen via Pressure Swing Adsorption". 2012.

Un proceso típico de membranas, como se puede ver en la **Figura 12**, usa varios módulos de membranas, cada uno de los cuales contiene miles de fibras huecas.

Existen varias configuraciones de diseño de las plantas de generación de nitrógeno por membranas, las cuales van desde tasas de flujos bajas utilizadas en envasado de alimentos hasta sistemas de alta presión utilizados en la industria del petróleo y el gas. Los sistemas de membrana producen nitrógeno generalmente con un rango de pureza entre 95 y 99.5% y en algunos casos más de 99.9%. La pureza del producto depende de la pureza de la alimentación, la presión diferencial disponible y el nivel de recuperación deseado.

Estos sistemas están diseñados para una instalación rápida, con bajos costos de mantenimiento y una operación simple.

Figura 12. Membrana de generación de nitrógeno mediante la penetración selectiva



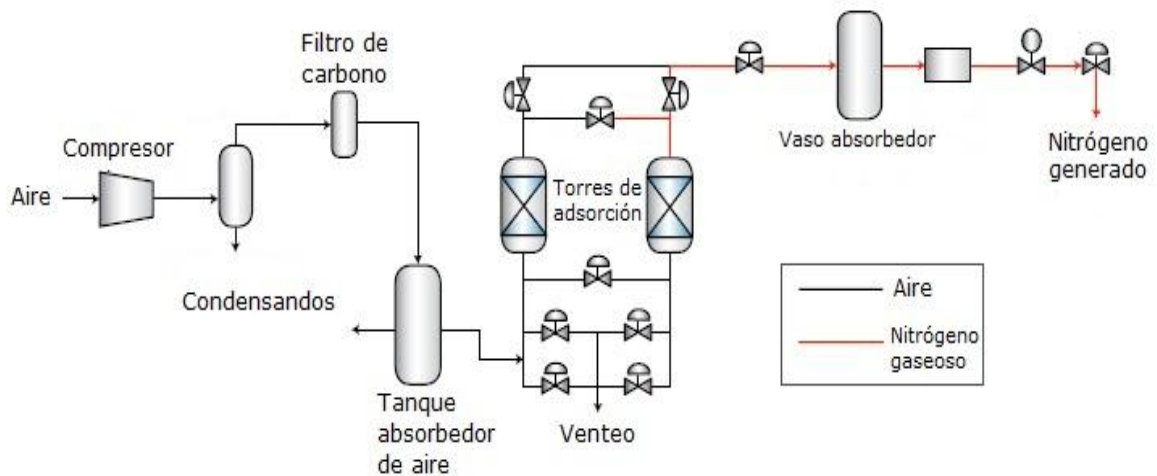
Fuente: Tomado de www.nitromatic.com/tecnologia/tecnologia-membrana/

2.6.5 Adsorción de balance de presiones (psa) Este sistema de separación del nitrógeno del aire, consiste en la utilización de un tamiz molecular de carbón (CMS) por el cual pasa aire comprimido, y adsorbe en su superficie las moléculas de oxígeno y otros componentes del aire, pero no las moléculas de nitrógeno. La presión en el proceso varía de 0 a 7 bar(g) para adsorber oxígeno y de 7 a 0 bar(g) para des-adsorber y ventear los gases sobrantes.

Específicamente, y como se muestra en la **Figura 13**, el aire comprimido pasa primero a través de una combinación de filtros para remover el agua y el aceite arrastrados. El aire puro después es direccionado a uno de los dos vasos de adsorción los cuales poseen tamices moleculares de carbono. Las impurezas restantes, como el dióxido de carbono y la humedad residual, son absorbidas por el tamiz molecular de carbono a la entrada del lecho adsorbente. A altas presiones, el tamiz molecular adsorbe selectivamente oxígeno, permitiendo el paso del nitrógeno a los niveles de pureza deseados. Mientras uno de los vasos

de adsorción genera nitrógeno, el segundo se despresuriza para remover el oxígeno adsorbido, el cual es liberado a la atmósfera. El ciclo automático de adsorción y desorción entre los dos lechos permite la continua generación de nitrógeno.²⁰

Figura 13. Sistema de adsorción por balance de presiones (PSA) para generar nitrógeno de alta pureza



Fuente: Tomado y editado de Svetlana Ivanova & Robert Lewis. "Producing Nitrogen via Pressure Swing Adsorption".2012.

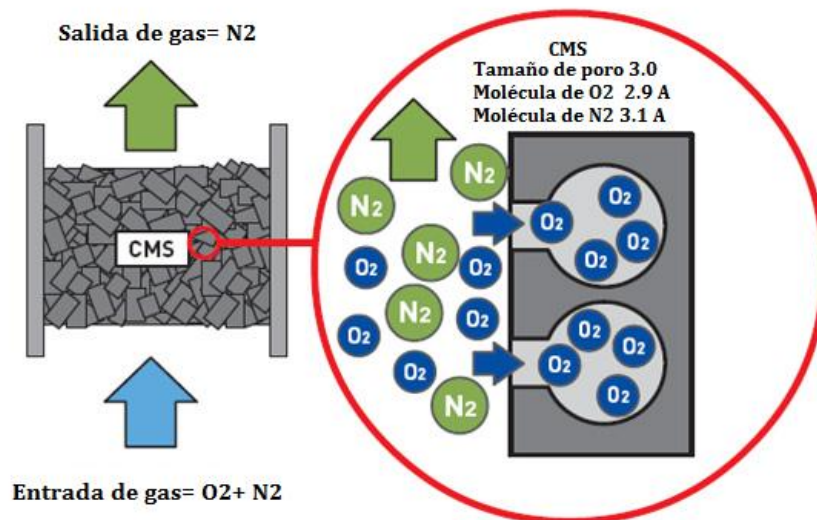
El generador se compone de dos depósitos con carbón molecular que funcionan de forma alterna. Una columna genera nitrógeno y la otra se regenera. La regeneración no es más que un venteo a la atmósfera del oxígeno y otros gases retenidos.

La generación de nitrógeno in situ por PSA o incluso mediante el sistema de membranas puede ser más económica que la tradicional separación criogénica particularmente cuando no se necesitan purzas extremadamente altas de hasta 99.999%. A diferencia de los sistemas de membranas que actúan bajo el principio de penetración selectiva, los sistemas PSA se basan en el principio de adsorción.

²⁰ Ibíd., P. 34

Una amplia combinación de rangos de flujo y pureza puede ser alcanzada ajustando el tamaño de los compresores de aire y los vasos de adsorción. Los sistemas PSA pueden generar nitrógeno de manera económica a tasas de flujo de menos de 5000 pies cúbicos de nitrógeno por hora (SCFH) hasta tasas de más de 60.000 SCFH y rangos de pureza entre 95 y 99.9995%.²¹

Figura 14. Método de adsorción por balance de presiones (PSA)



Fuente: Tomado y modificado de NitroMATIC (www.nitromatic.com/tecnologia/)

En la **Figura 14**, se aprecia cómo funciona el tamiz molecular de carbono (CMS) que adsorbe las moléculas de oxígeno, mientras permite el paso de las moléculas de nitrógeno.

²¹ Ibíd., P. 34

2.7 ANTECEDENTE DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO INMISCIBLE PARA MANTENIMIENTO DE PRESIÓN: CAMPO CANTARELL

El ambicioso proyecto de inyección de nitrógeno para mantener la presión en el campo Cantarell en México, fue seleccionado como caso de estudio debido a su similitud con el proyecto que se desarrolla en el presente libro. De este antecedente se pudo obtener información valiosa e importante que cuenta con el soporte de uno de los proyectos más grandes realizados en el continente.

El campo Cantarell, el sexto más grande del mundo, se encuentra ubicado a aproximadamente 80 kilómetros costa afuera de la península de Yucatán en el Golfo de México, como se muestra en la **Figura 15**. Es operado por la empresa estatal mexicana Pemex Exploración y Producción (PEP) que por ley posee todas las reservas de hidrocarburos en México.

Figura 15. Ubicación del campo Cantarell y sus facilidades de inyección de nitrógeno



Fuente: VINCENT, M. World's largest N₂-generation plant starts up for Cantarell reservoir pressure maintenance. 2001

Cantarell fue descubierto en 1978 y se compone de cinco bloques: Akal, Sihil, Chach, Ixtoc y Kutz; siendo Akal el bloque más importante con un 91.4% de los 35 mil millones de barriles de reservas originales en sitio (OOIP). La producción inició en 1979 y alcanzó un máximo de 1.2 millones de barriles por día (BPD) en 1981 el cual se mantuvo hasta 1996 gracias a la perforación de 139 pozos en los que se usó gas-lift como sistema de levantamiento artificial. El aceite producido en el campo se encuentra entre los 19 y 22 °API.

Tabla 4. Características del campo Cantarell en México

Propiedad	Valor	Unidad
Porosidad promedio	8	%
Permeabilidad promedio	5	mD
Presión inicial	3800	Psi
Presión de burbuja	2128	Psi
Gravedad del aceite	22	°API
Espesor del yacimiento	333	Pies

Fuente: RODRÍGUEZ DE LA GARZA, F. "Explotación del complejo Cantarell: historia, estado actual y perspectivas". 2009.

Akal es un yacimiento de carbonatos, fracturado y sin capa de gas original, con una presión de fondo inicial de 3800 psia. Poco después de empezar su producción, la presión en la parte superior de la estructura se redujo a menos de la presión de burbuja, la cual era de 2128 psia y se formó una capa de gas secundaria. El campo Akal tiene una alta permeabilidad debido a sus extensas fracturas, un espesor de más de 3000 pies en la sección del depósito y un alto relieve estructural; factores que contribuyen a un eficiente mecanismo de recuperación por drenaje gravitacional.²²

²² Ibíd., P. 15

Tabla 5. Producción de crudo (miles de barriles diarios) en cada uno de los bloques del campo Cantarell

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Akal	1,851	2,054	2,079	1,973	1,734	1,416	949	560
Sihil	1	9	6	19	16	12	19	35
Chac	17	20	17	12	12	13	12	12
Ixtoc	11	11	11	13	14	12	12	11
Kutz	9	13	12	12	12	11	11	10

Fuente: Pemex. Anuario estadístico. 2013

En la **Tabla 5**, se aprecia la importancia del bloque Akal dentro del yacimiento Cantarell, el cual ha aportado más del 90% de la producción acumulada durante toda la vida del yacimiento.

En 1996, después de 17 años y más de 5 mil millones de barriles de producción acumulada, la presión del yacimiento había disminuido un 60% a menos de 1520 psia y la productividad de los pozos había caído a un 25%. Este descenso ocasionó numerosos problemas operacionales en el mantenimiento de las tasas de producción y en la constante necesidad de ajustar las válvulas de gas-lift. Se determinó que de no ser estabilizada la presión del yacimiento, grandes cantidades de aceite permanecerían atrapadas al final de la vida económica del campo.²³

Numerosos estudios de modelado realizados por PEP, predijeron que las reservas recuperables adicionales asociadas al mantenimiento de presión, combinadas con otras actividades de desarrollo y mejora en la infraestructura del campo, serían de entre 2 y 3 miles de millones de barriles (MMBBL).

PEP analizó dos opciones para el mantenimiento de la presión: la inyección de agua y la inyección de gas.

²³ *Ibíd.*, P. 15

La naturaleza fracturada de este campo impedía la inyección de agua debido a las altas posibilidades de que ocurrieran canalizaciones, lo cual sería un factor de riesgo a la hora de analizar el proyecto, ya que estas llevarían a una temprana irrupción del agua en los pozos productores. A su vez, la digitación viscosa era otro riesgo latente a la hora de realizar la inyección de agua. Los ingenieros de yacimientos de Pemex estimaron que la digitación viscosa podía reducir la recuperación de petróleo hasta en 20%.

La inyección de gas se consideró como la alternativa más eficaz a la hora de prevenir los posibles inconvenientes que pudiese traer consigo la inyección de agua y a su vez se aprovechaba el proceso de recuperación por drenaje gravitacional.

Entre las opciones de inyección de gas se consideraron el nitrógeno y el gas natural. La recuperación final esperada con ambos fluidos era muy similar, un poco mayor con el gas natural. Sin embargo, en términos de beneficio económico, la inyección de nitrógeno era la alternativa más atractiva ya que su costo era mucho menor, como se puede apreciar en la Tabla 3.

Finalmente se hicieron enormes inversiones en la infraestructura y el desarrollo del campo y se comenzaron a inyectar 1.2 millones de pies cúbicos de nitrógeno al día (MSCFD), gracias al convenio realizado con la compañía generadora de nitrógeno de Cantarell. El éxito de estos programas de mantenimiento de presión fue notable, el campo llegó a su pico máximo de producción en 2004 con 2.2 millones de barriles al día y a dos años después de comenzar el proyecto, los activos de la producción incremental habían pagado las inversiones realizadas. Sin embargo, a partir de ese momento, la producción del campo comenzó a declinar de manera acelerada por lo que se tuvieron que realizar nuevos estudios con el fin de evitar la abrupta caída de presión del campo y mejorar las tasas de producción.

El factor de recuperación esperado en Cantarell es de cualquier manera muy bueno. Es el producto de un eficaz proceso de recuperación primaria, logrado con la energía natural de sus yacimientos y mediante el sistema de levantamiento artificial: gas lift. Más adelante, el mecanismo de recuperación secundaria seleccionado: mantenimiento de presión mediante la inyección de nitrógeno, resultó particularmente efectivo. Lo que viene de aquí en adelante, es experimentar con mecanismos de recuperación terciaria con el fin de prolongar la vida económica de este complejo.²⁴

Figura 16. Promedio de producción mensual de crudo de Cantarell entre los años 1994 y 2009.



Fuente: Pemex. Anuario estadístico. 2013

En la **Figura 16**, se aprecia con claridad que a partir del año 2000, cuando comenzó el proyecto de inyección de nitrógeno en Cantarell para el mantenimiento de su presión, las tasas de producción alcanzaron sus máximos niveles, llegando a su pico en el año 2004.

²⁴ LAJOUS, A. El ocaso de Cantarell. 2009

2.8 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE YACIMIENTOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO INMISCIBLE

Con base en una investigación realizada sobre los diferentes criterios de selección de yacimientos candidatos a la implementación de un proyecto de inyección inmiscible de nitrógeno, se logró recopilar información y datos muy importantes que corresponden a diferentes periodos de tiempo aportando información que no puede ser descartada a la hora de identificar un yacimiento apropiado para el estudio de la técnica. Por esto, se presentan diferentes recomendaciones hechas por los autores para analizar los valores sugeridos y tomar una decisión apropiada para el desarrollo óptimo del actual proyecto.

Con el objetivo de asegurar un beneficio económico con la implementación del desplazamiento inmiscible con nitrógeno, se sugiere que la fracción de aceite remanente antes del desplazamiento sea mayor al 25%. A su vez, la permeabilidad del yacimiento sugerida debe ser mayor de 50 mD, aunque este no es un parámetro crítico de selección ya que la mayoría de los yacimientos de aceite que logran una buena producción deberían tener de igual manera una buena inyectividad.

Otro criterio de selección muy importante es la gravedad del aceite, la cual debe tener un valor superior a los 24° API, es decir que se recomiendan yacimientos con crudos medianos o livianos, ya que favorecen el desplazamiento mediante un gas como el nitrógeno. Un crudo más pesado no podría ser fácilmente desplazado por medio del gas.

En términos de eficiencia de recobro, los yacimientos de areniscas parecen estar mejor adaptados al desplazamiento con nitrógeno que los yacimientos de calizas debido a la alta heterogeneidad asociada a estos últimos. Además de su baja

heterogeneidad, los yacimientos con el mayor factor de recobro son generalmente caracterizados por aceites con alta gravedad API, alta presión inicial y baja temperatura de yacimiento. Para estos yacimientos, las densidades y viscosidades del aceite tienen a ser cercanas minimizando los efectos de digitación viscosa y override por gravedad.²⁵

Los criterios recomendados anteriormente para la identificación de yacimientos factibles para el desplazamiento con nitrógeno son basados en la optimización del desempeño del yacimiento. Sin embargo, los criterios de profundidad del yacimiento y viscosidad del aceite pueden ser despreciados debido a que tanto la temperatura del yacimiento como la gravedad del aceite, afectan directamente los dos anteriores (la temperatura es afectada por la profundidad y la viscosidad del aceite es afectada por la gravedad del mismo). Debido a esto, la profundidad del yacimiento y la viscosidad del aceite no se consideran explícitamente en los criterios de selección para la implementación de la técnica.

Tabla 6. Comparación de las propiedades de yacimiento para el desplazamiento inmisible con nitrógeno propuestas.

	Ventura	Hawkins	Akal
Parámetro	Valor	Valor	Valor
Gravedad API	31	25	26
Permeabilidad (mD)	160	300	400
Porosidad (%)	23	28	12
Profundidad (pies)	6000	4500	4000
Espesor (pies)	-	108	-
Temperatura (°F)	160	168	-

Fuente: CLANCY, J.P. Analysis of Nitrogen-Injection projects to develop screening guides.

²⁵ AYALA A. & MONSALVE L.C. "Evaluación técnica de un proceso de inyección continua de CO₂ miscible mediante simulación numérica". 2014.

En la **Tabla 6**, se recopila la información de los campos Ventura y Hawkins ubicados en California y Texas respectivamente y el campo Akal, principal campo del yacimiento Cantarell en el golfo de México. Basados en la información de estos campos en donde se implementó la técnica de desplazamiento inmisible con nitrógeno y en donde se puede apreciar que algunos de los principales parámetros a tener en cuenta en el proceso coinciden en los tres casos propuestos, se plantea un criterio de selección por parte de los autores expuesto en la **Tabla 7**.

Tabla 7. Propiedades de yacimiento para el diseño de un proyecto de inyección inmisible de nitrógeno.

Parámetro	Valor	Unidades
Gravedad API	25 - 39	°API
Saturación inicial de aceite	> 25	%
Temperatura del yacimiento	80 - 200	°F
Permeabilidad	> 50	mD
Porosidad	10 - 30	%
Tipo de formación	Arenisca	-
Profundidad	3000 - 7000	Pies

3. SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN ALTERNADA DE NITRÓGENO Y AGUA

El principal fin del presente trabajo es analizar mediante simulación numérica el desempeño del proceso de inyección inmiscible de nitrógeno alternado con agua, comparándolo con el desempeño de un proceso de inyección de agua y otro de inyección nitrógeno únicamente. Con el objetivo de establecer los mejores escenarios para la aplicación de este proceso es necesario efectuar un análisis de sensibilidad de cada uno de los parámetros que más influyen en el mismo y de esta manera determinar las mejores condiciones de aplicación. Para alcanzar este objetivo, se escogió la simulación numérica como herramienta de construcción y análisis de los modelos establecidos.

La simulación numérica de yacimientos es una de las herramientas más usadas en la industria petrolera gracias a que permite el análisis del comportamiento de todos los componentes del subsuelo. Su principal objetivo es estudiar el yacimiento bajo diferentes esquemas de explotación, mejorando la producción de petróleo y logrando integrar diferentes áreas de la ingeniería de petróleos tales como la petrofísica, la ingeniería de yacimientos, la ingeniería de producción y las facilidades de superficie.

3.1 METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN

Para llevar a cabo cualquier proceso en el que se requiere utilizar la herramienta de simulación numérica es necesario cumplir una metodología bastante estricta, en la cual se incluye desde la selección del software con el que se va a trabajar hasta la construcción completa del modelo de simulación incluyendo cada uno de

los parámetros relevantes dentro de la ingeniería de yacimientos y realizando análisis para corroborar la validez de los resultados.

3.1.1 Selección del software de simulación El software empleado para la construcción y elaboración del modelo base que sirvió para el presente estudio fue IMEX de la compañía Computer Modelling Group, CMG. IMEX es un simulador de tres fases de aceite negro implícito/explicito; que modela el flujo en yacimientos de gas, agua-gas, agua-aceite y agua-aceite-gas. Los sistemas de enmallado pueden ser cartesianos, cilíndricos, o de profundidad y espesor variable. De igual manera, es posible realizar configuraciones bidimensionales y tridimensionales con cualquiera de estos sistemas enmallados.²⁶

Entre las aplicaciones del simulador IMEX, se encuentran:

- Depleción primaria y predicciones de recobro inicial de yacimientos saturados y subsaturados.
- Estudios de conificación.
- Recobro secundario: desplazamiento por inyección de agua e inyección de gas.
- Recobro mejorado: inyección miscible y seudomiscible; y procesos WAG.

Sin embargo, aunque el simulador IMEX permita implementar procesos de recobro secundario y procesos WAG, para el desarrollo del proceso de inyección inmisible de nitrógeno alternado con agua se utilizó el software STARS el cual es un simulador de procesos térmicos y avanzados, ideal para el modelado de procesos de recobro que impliquen inyección de vapor, gases, solventes, aire y diferentes productos químicos. La gran capacidad de reacción geomecánica y cinética lo hace un simulador de yacimientos bastante completo y flexible.

²⁶ Computer Modelling Group Ltda. Users guide IMEX advanced oil/gas reservoir simulator. Calgary, Canadá. 2007.

3.1.2 Selección de los datos del modelo Basados en los criterios de selección para el proceso de inyección de nitrógeno alternado con agua obtenidos en la investigación preliminar, se logró determinar las propiedades óptimas para la elaboración de los modelos simulación. Adicionalmente, en este punto, es de suma importancia recopilar la mayor cantidad de información sobre experiencias de campo, pruebas piloto y trabajos de simulación que puedan reforzar la selección de los datos.

3.1.3 Elaboración de modelos de simulación La elaboración de un modelo de simulación requiere en primera instancia establecer un caso base de simulación, el cual permita efectuar corridas de ajuste preliminares para analizar los resultados previos obtenidos y de esta manera corregir parámetros y propiedades que pueden haber sido mal seleccionadas. El procedimiento que se llevó a cabo para construir los modelos de simulación fue el siguiente:

- **Selección del grid de simulación:** La selección del grid de simulación debe tener en cuenta los criterios de selección básicos para evitar problemas de convergencia y exactitud, optimizar el tiempo de corrida y evitar posibles errores que se puedan presentar en el balance de materia del yacimiento. Para esto se analiza la coherencia de los resultados obtenidos en diferentes casos de simulación previamente planteados, los porcentajes de variación entre ellos y los tiempos de simulación de cada uno.
- **Análisis de confinamiento:** Durante la generación del modelo final de simulación es necesario determinar la conveniencia de emplear un patrón con anillo de confinamiento y uno sin anillo de confinamiento, con el fin de establecer los mejores escenarios de simulación. La diferencia entre ellos radica en que el anillo de confinamiento considera que los alrededores del patrón pueden influenciar el patrón de inyección; mientras que en el modelo sin anillo, influye únicamente el comportamiento en el interior del mismo.

- **Desarrollo de modelos de producción primaria e inyección de agua:** Debido a que el proceso de inyección WAG se aplica para optimizar la inyección de agua o la inyección continua de gas, es necesario ajustar modelos de producción primaria e inyección de agua o gas previos a la inyección WAG, que permitan evaluar sobre ellos el verdadero desempeño del proceso WAG.
- **Corridas preliminares y ajuste de parámetros:** Se realizan varias corridas preliminares con el fin de revisar los datos no recurrentes y verificar la validez de los datos de entrada del modelo elaborado, identificando y corrigiendo los problemas que estos presenten con el objetivo de obtener resultados confiables.
- **Construcción del caso base de simulación de inyección WAG:** Luego de haber ajustado la producción primaria y la producción secundaria del modelo, se construye el caso base de simulación del proceso de inyección WAG con base en los criterios de selección obtenidos a partir de la investigación realizada. Se efectúan corridas preliminares y se ajusta el modelo para efectuar el análisis de sensibilidad.²⁷

3.1.4 Análisis de sensibilidad de parámetros Para llevar a cabo el análisis de sensibilidad se tiene en cuenta la siguiente metodología:

1. Selección del caso base.
2. Selección de los parámetros a sensibilizar
3. Selección de las funciones objetivo.
4. Determinación de los valores críticos (máximos y mínimos) de las variables independientes.

²⁷ MONROY, D. et al. Análisis de yacimientos sometidos a procesos de inyección alternada de agua y gas (WAG) mediante simulación numérica". 2008

5. Análisis de la incidencia de las variables independientes sobre los resultados de las funciones objetivo.

3.1.4.1 Selección del caso base Para comenzar el análisis de sensibilidad se debe identificar el caso base al cual se le realizarán las diferentes pruebas en las que se modifican los valores de los parámetros operacionales del proceso para poder observar la respuesta de las funciones objetivo ante las variaciones. Para este objetivo del proyecto se tiene en cuenta el modelo que se obtiene al finalizar la recuperación primaria, el comportamiento de la presión de yacimiento, la tasa de producción de aceite y el factor de recobro y se concluye que el momento apropiado para iniciar con la siguiente etapa de producción secundaria.

3.1.4.2 Selección de los parámetros a sensibilizar Con respecto a la selección de parámetros operacionales que influyen en mayor grado en el proceso de inyección, ya sea de agua o de gas, como recuperación secundaria se logran identificar los siguientes:

- La presión de inyección.
- La tasa de inyección.

3.1.4.3 Selección de las funciones objetivo Las funciones objetivo seleccionadas sobre las que se desea conocer la incidencia de los parámetros operaciones mencionados anteriormente son:

- La tasa de producción de aceite
- EL factor de recobro de aceite
- El corte de agua
- La tasa de producción de gas

3.1.4.4 Determinación de los valores críticos de las variables independientes Esta sección de la metodología se realiza de manera experimental revisando el comportamiento de las funciones objetivo ante la variación de los valores

asignados para las variables independientes dentro de un rango específico con el fin de proponer un escenario de producción efectivo para el piloto en desarrollo.²⁸

3.2 MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN

Con el objetivo de evaluar la eficiencia del proceso de inyección WAG con nitrógeno, se construyó un modelo conceptual para modelar un yacimiento con las mejores propiedades para aplicar la inyección, y de esta manera, evaluar el desempeño de la misma. Un modelo conceptual es la simplificación de un modelo de campo entero, se diferencia principalmente en el tamaño del modelo y la configuración estructural del mismo, pero conserva las principales características geológicas, petrofísicas y de fluidos del modelo original.

La razón principal para implementar un modelo conceptual de simulación es agilizar el tiempo de cómputo con el fin de estudiar un fenómeno específico a nivel de yacimiento. En este caso, se estudia la inyección inmiscible de nitrógeno alternado con agua. Para la creación del modelo conceptual que represente las características de un piloto de yacimiento al cual se le puedan practicar las pruebas necesarias para verificar la efectividad del proyecto de inyección WAG con nitrógeno, se utilizará el simulador de aceite negro IMEX y el simulador de procesos térmicos STARS, ambos de la compañía CMG.

En el presente trabajo se utiliza un modelo de simulación de 25 acres, el cual tiene un patrón de inyección de 5 puntos. En la primera etapa se sensibilizará los diferentes parámetros operacionales y de yacimiento con el fin de determinar el modelo de simulación más adecuado para la implementación del proceso.

²⁸ *Ibíd.*, P. 50

Los valores de los parámetros a utilizar en el modelo conceptual se seleccionaron teniendo en cuenta los resultados de la investigación realizada sobre los criterios de selección de yacimientos candidatos a la implementación de la inyección de nitrógeno, la cual se encuentra condensada en el primer capítulo.

3.2.1 Definición del enmallado de simulación Lo primero que se debe realizar a la hora de crear un modelo de simulación es establecer su tamaño, el tipo de enmallado a utilizar y su discretización; esto se refiere al número de celdas en las que será dividido el modelo y a la manera como se van a distribuir. Para este caso se establece un enmallado cartesiano y el tamaño total del modelo de simulación es de 25 acres

Se debe tener en cuenta que una mayor discretización del modelo permite obtener mayor detalle en los parámetros y los fenómenos que se analizan, sin embargo implica esto un mayor tiempo de cómputo en el simulador, lo cual puede llegar a no ser útil a la hora de realizar un proyecto.

Para establecer las dimensiones del enmallado se plantearon tres enmallados cartesianos para representar el área total de drenaje de 25 acres y el espesor neto de 80 pies. Cada enmallado difiere del otro en el número y el tamaño de celda.

El primer enmallado que se estableció fue de $15 \times 15 \times 10$, que representan el número de celdas en las direcciones I, J, y K respectivamente. El número de celdas de este fue de 2250. El segundo enmallado fue de $25 \times 25 \times 10$ con un total de 6250 celdas y por último se realizó también un enmallado de $35 \times 35 \times 10$ con un total de 12250 celdas.

Con el fin de determinar cuál de los enmallados era más apropiado para el análisis que se lleva a cabo, se analizaron los resultados obtenidos de cada uno con respecto al comportamiento de diferentes parámetros operacionales y de

yacimiento, así como también el tiempo de cómputo invertido en la simulación de cada uno de los enmallados. Los principales parámetros que se tuvieron en cuenta fueron el comportamiento de la presión del yacimiento y el factor de recobro, los cuales no mostraron diferencias notables entre los tres casos analizados.

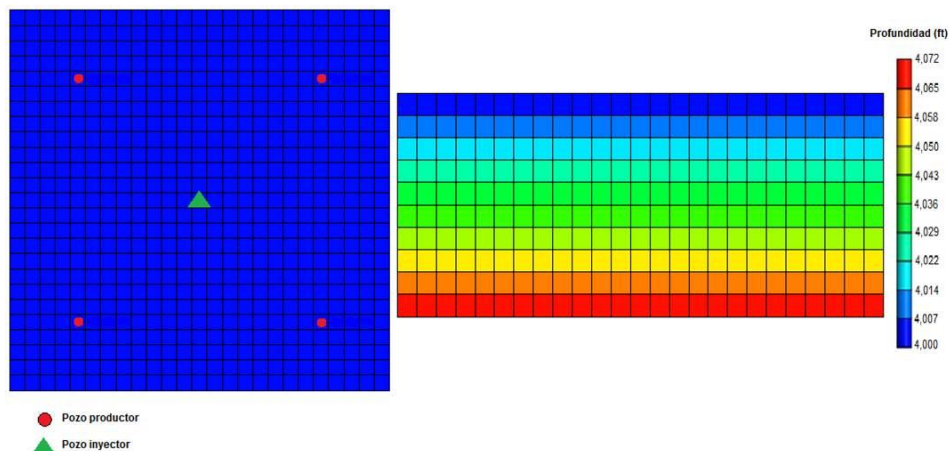
Las pruebas realizadas al enmallado 15*15*10 se hicieron en un tiempo menor, pero el reducido número de celdas hizo que fuera descartado. El enmallado seleccionado fue el de 25*25*10 ya que presenta un mayor refinamiento que el primero y a su vez emplea un tiempo de simulación menor que el enmallado de 35*35*10. . La **Tabla 8** muestra la comparación entre las tres pruebas realizadas.

Tabla 8. Dimensiones del enmallado de simulación

Enmallado	Refinamiento	Tiempo de cómputo
15*15*10	Bajo	17 segundos
25*25*20	Alto	80 segundos
35*35*10	Alto	190 segundos

En la **Figura 17** se puede apreciar la discretización del modelo base a partir de una vista transversal y una vista frontal.

Figura 17. Enmallado del modelo de simulación



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Builder.

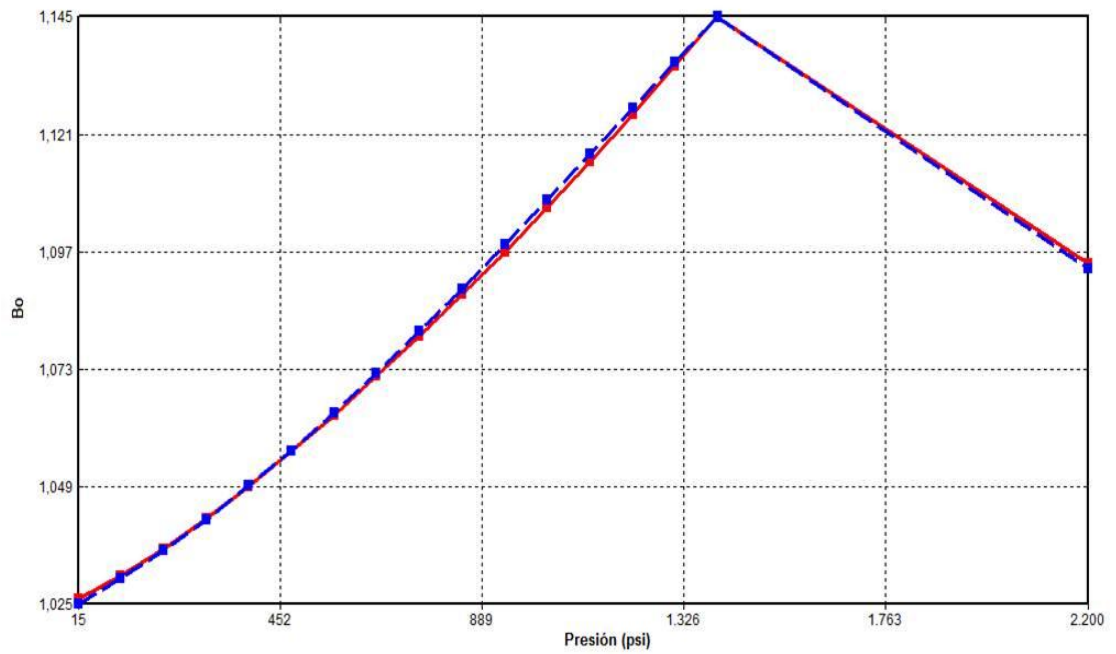
3.2.2 Definición de las propiedades del modelo Una vez definido el tamaño del piloto, se procede a ingresar las propiedades iniciales y petrofísicas del yacimiento, cuyos valores se fundamentan en el criterio de selección desarrollado y los cuales se pueden apreciar en la **Tabla 9**.

Tabla 9. Propiedades iniciales del piloto de simulación

Parámetro	Valor	Unidad
Profundidad	5000	Pies
Espesor de la formación	80	Pies
Porosidad	0.2	%
Permeabilidad en I	500	mD
Permeabilidad en J	500	mD
Permeabilidad en K	250	mD
Compresibilidad de la roca	3.57 E-06	1/psi
Temperatura del yacimiento	130	°F
Gravedad API	32	°API
Presión inicial	2200	Psi

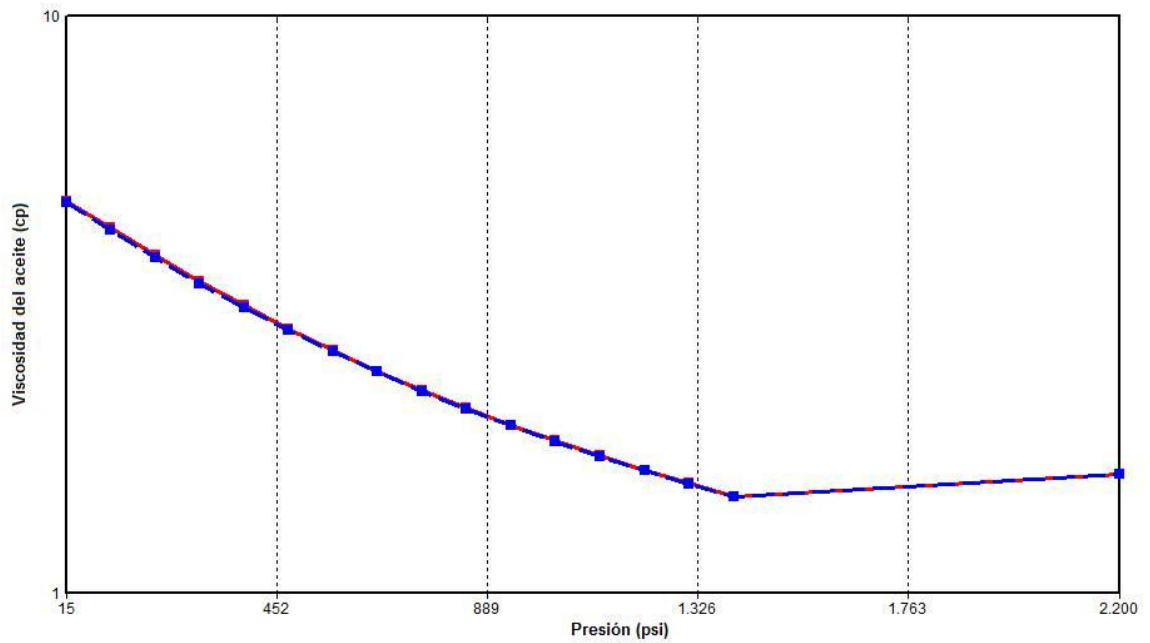
3.2.3 Curvas de permeabilidad relativa Con base en las correlaciones de Hirasaki y teniendo en cuenta las curvas de permeabilidad propuestas en el manual de CMG para el modelo de fluidos implementado en el actual proyecto, se parte de los valores de los puntos finales (End-Points) requeridos para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa para el aceite y el agua presente modelo, las cuales regirán la movilidad de los fluidos en el yacimiento.

Figura 18. Factor volumétrico de formación vs Presión



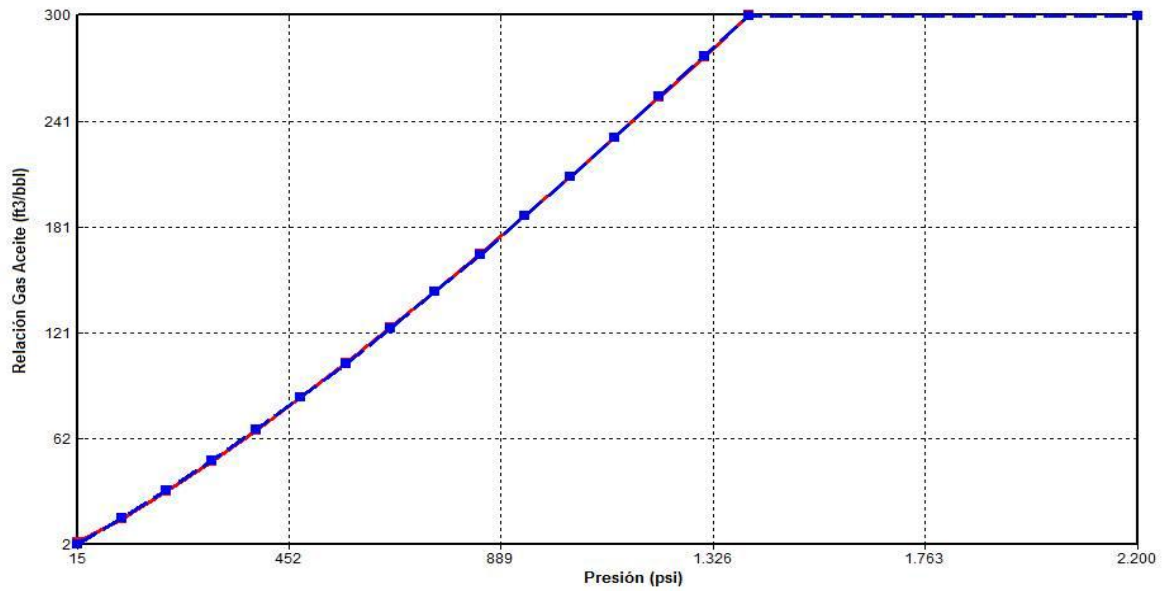
Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Builder.

Figura 19. Viscosidad vs Presión



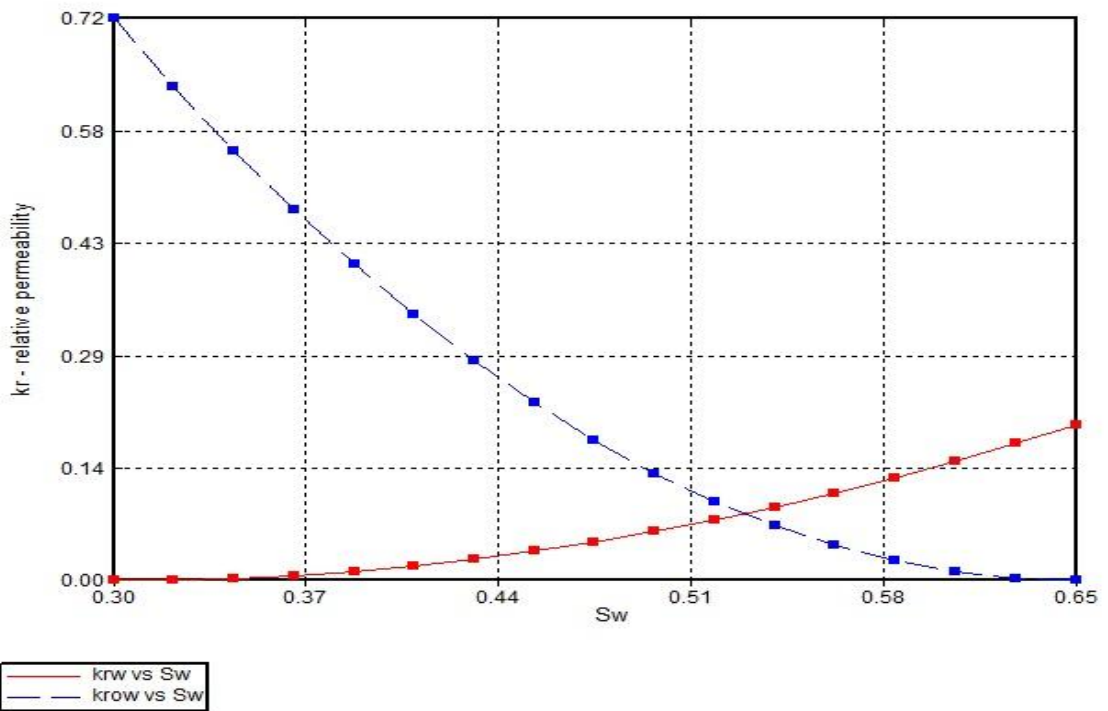
Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Builder.

Figura 20. Relación Gas Aceite vs Presión



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Builder.

Figura 21. Curva de permeabilidad relativa Agua - Aceite

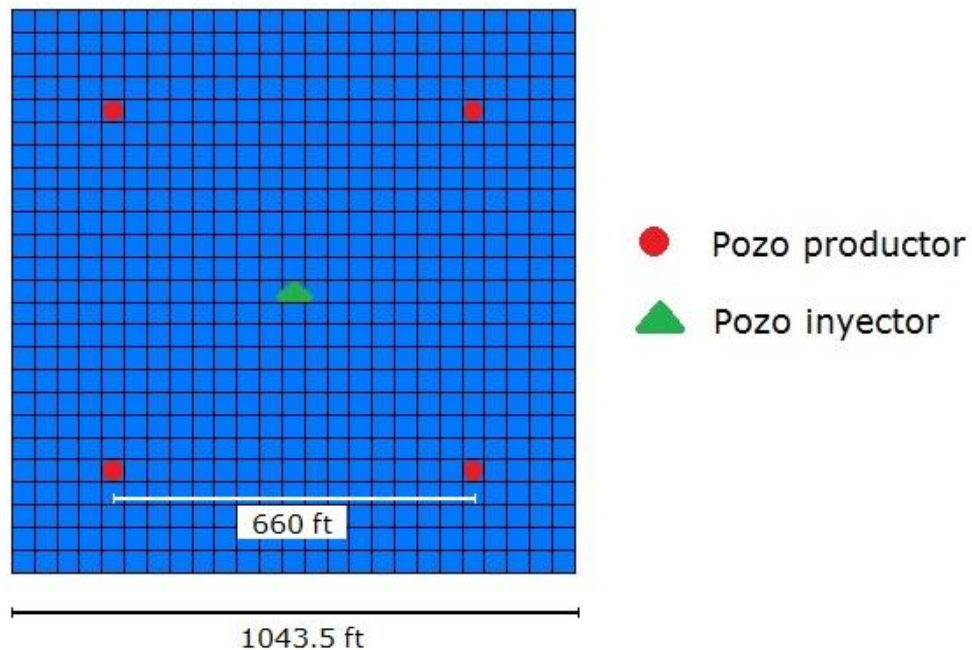


Fuente: Computer Modelling Group, IMEX, 2012.

De acuerdo al comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa, como se aprecia en la **Figura 21**, el yacimiento se puede clasificar como mojado por agua, lo cual favorece el desplazamiento de petróleo por agua, este efecto es positivo por la baja viscosidad que presenta el crudo a condiciones de yacimiento.

3.2.4 Configuración de los pozos De acuerdo a la investigación realizada con respecto a la inyección WAG, el patrón de inyección seleccionado tiene un área de 10 acres, un espaciamiento bastante reducido, pero que garantiza la efectividad del desplazamiento del petróleo.

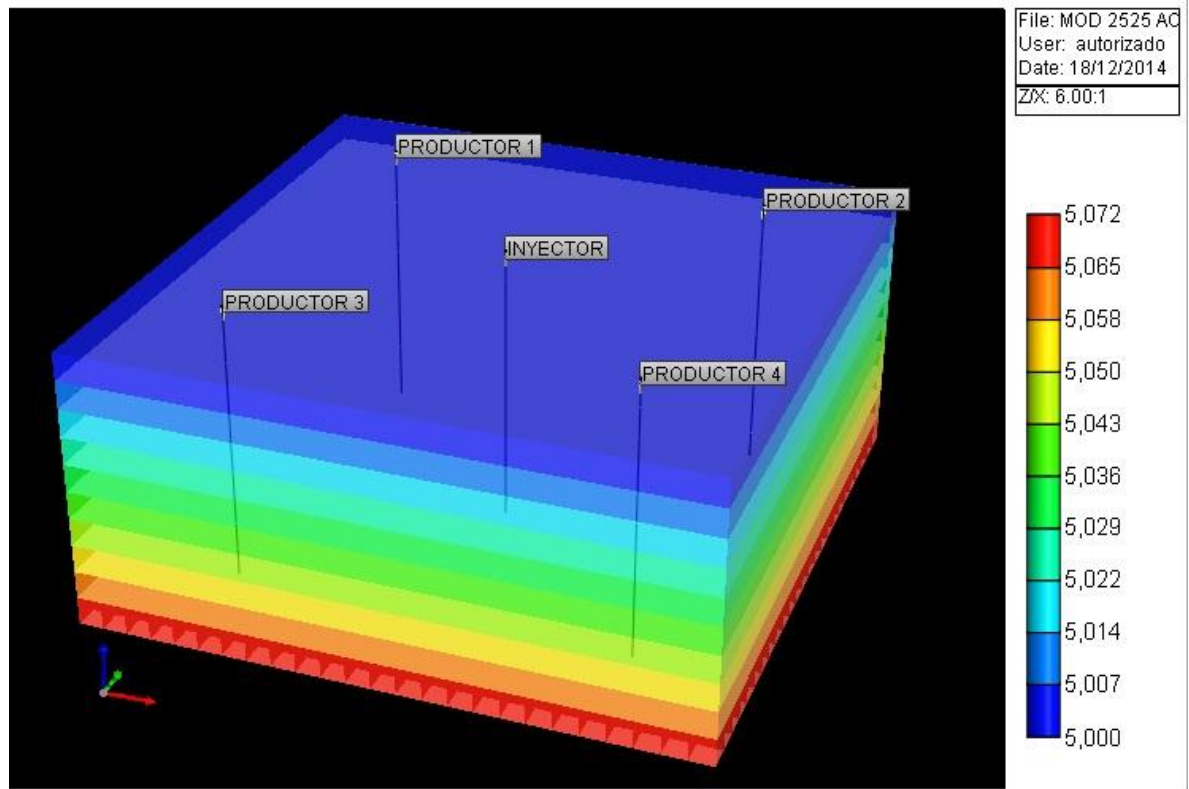
Figura 22. Configuración del patrón de inyección de 5 puntos



El modelo utiliza un patrón de 5 puntos inverso en la etapa de inyección, perforando el pozo inyector en el centro del patrón y los cuatro pozos productores en las esquinas como se muestra en la **Figura 22**, sin embargo en la etapa de producción en frío se utilizan solo los pozos de las esquinas del patrón para la

producción del fluido de yacimiento. Cada pozo se encuentra espaciado 660 pies entre si y atraviesan las 10 capas del grid correspondientes a la arena productora.

Figura 23. Arreglo de los pozos dentro del piloto de simulación



Fuente: Computer Modelling Group, IMEX, 2012.

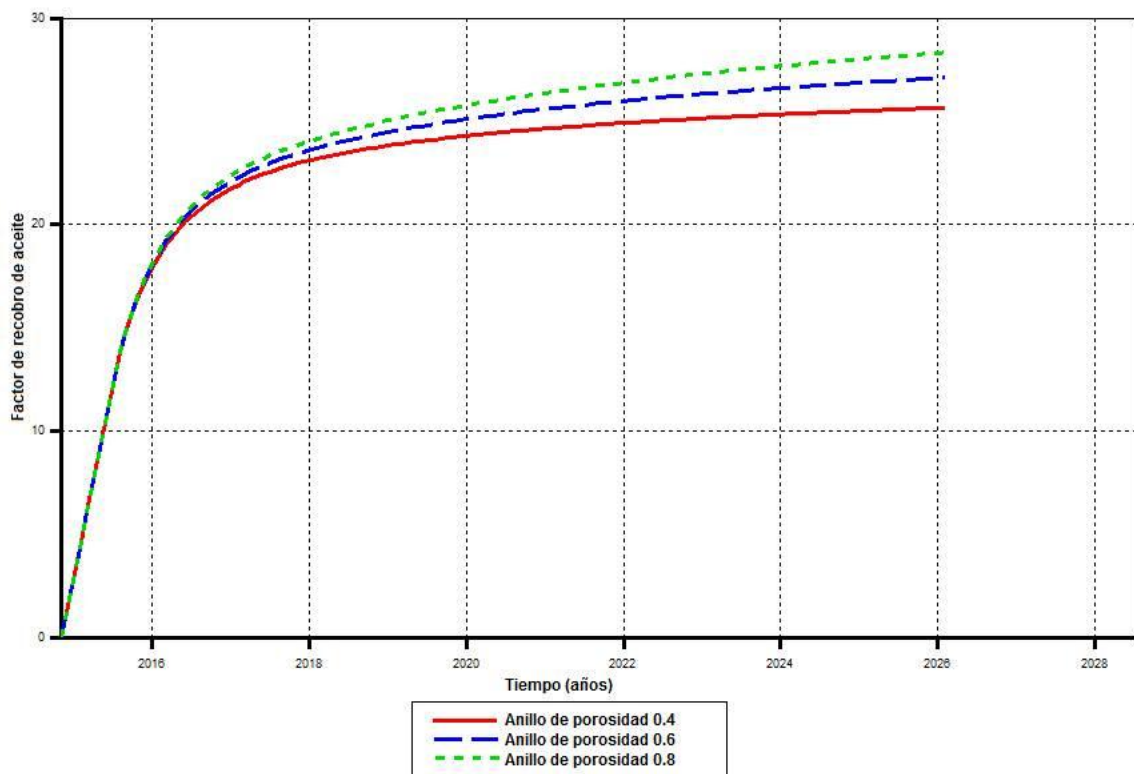
3.2.5 Análisis de confinamiento Con el fin de evaluar la respuesta del yacimiento al variar el flujo en las fronteras del patrón se efectuó un análisis de confinamiento y de esta manera observar si se tenía en cuenta el efecto de los alrededores del patrón de inyección en el modelo, o si por el contrario, se evaluaba el yacimiento como un tanque cerrado, en el cual no se presentara flujo de fluidos desde los alrededores hacia el patrón.

Para realizar dicho análisis se realizó un anillo de confinamiento, variando la porosidad de los bordes del patrón y de esta manera representar un volumen

adicional de hidrocarburos que simulara el efecto de la presencia de los alrededores, reproduciendo un modelo no confinado. Por el contrario, el modelo confinado se puede definir como un tanque sellado, sin comunicación con los alrededores y sin influencia de los fluidos que rodean el patrón.

En la **Figura 24** se puede observar la respuesta del factor de recobro bajo condiciones las condiciones del anillo confinamiento. Se realizaron cambios al volumen de hidrocarburos variando la porosidad del anillo desde un valor de 0.2 hasta un valor de 0.8 para evaluar de qué manera respondía el yacimiento.

Figura 24. Factor de recobro variando la porosidad del anillo de confinamiento

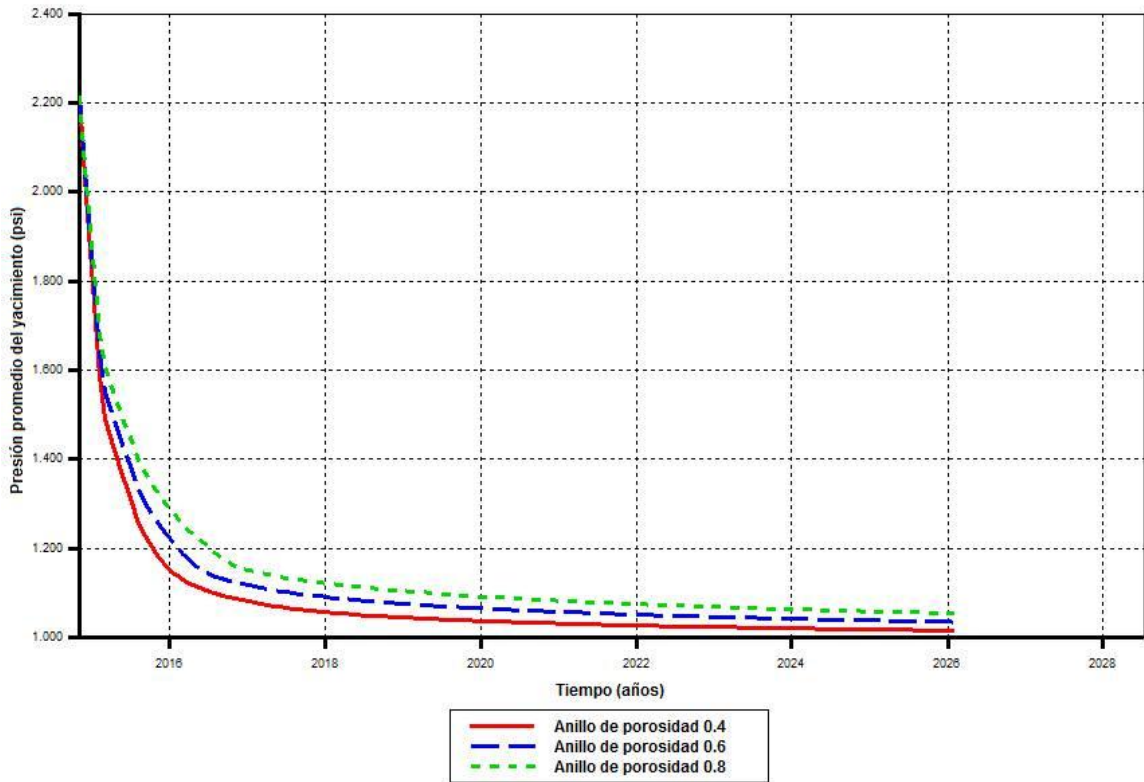


Fuente: Computer Modelling Group (CMG), Builder.

Como se puede observar, al aumentar la porosidad en los bordes patrón, la recuperación de hidrocarburos es mayor debido a que va a haber una mayor cantidad de fluido en las rocas de los alrededores haciendo efecto sobre la presión en los bordes logrando mantener la producción de aceite por un lapso de tiempo mayor

Otro de los objetivos de la utilización del anillo de confinamiento es reducir la caída de la presión del yacimiento una vez este haya entrado en la etapa de producción, lo cual permite representar en condiciones más reales un piloto que tiene a su alrededor otras secciones de yacimiento, las cuales entregan fluido y evitan la caída de la presión en las fronteras del patrón compensando las pérdidas de fluidos y de energía causadas por el pozo en producción. El modelo sin anillo de confinamiento no tiene la posibilidad de compensar estas pérdidas por lo cual se depleta rápidamente. En la **Figura 25** se muestra el comportamiento de la presión promedio del yacimiento al variar la porosidad del anillo de confinamiento.

Figura 25. Presión promedio del yacimiento variando la porosidad del anillo de confinamiento



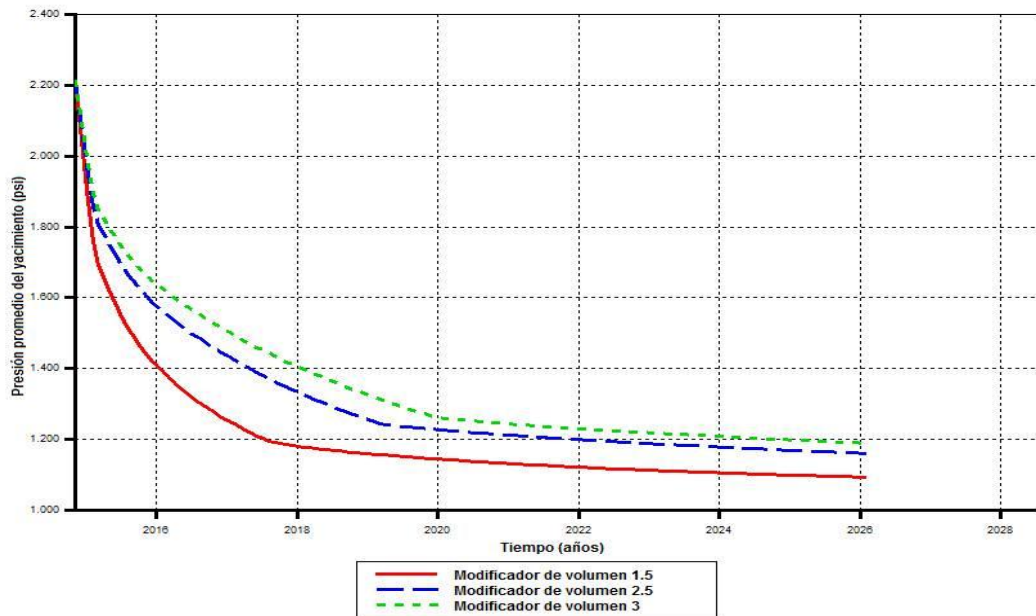
Fuente: Computer Modelling Group (CMG), Builder.

Se tomó el anillo de porosidad 0.8 para trabajar en el modelo debido a que representada acertadamente el comportamiento del yacimiento con el que se desea trabajar. La selección de este parámetro depende de las condiciones de diseño de cada modelo, del mecanismo de empuje y del tamaño del patrón.

3.2.6 Implementación de modificador de volumen Debido a que la utilización del anillo de confinamiento no consigue suavizar la caída de presión lo suficiente, se decide implementar otra estrategia que combinada con la anterior permita alcanzar un comportamiento deseado del descenso. La herramienta utilizada fue el modificador de volumen, el cual permite añadir volumen a las celdas ubicadas

en los bordes del piloto logrando que la presión en los límites del modelo no varíe drásticamente cuando el yacimiento entra en etapa productora.

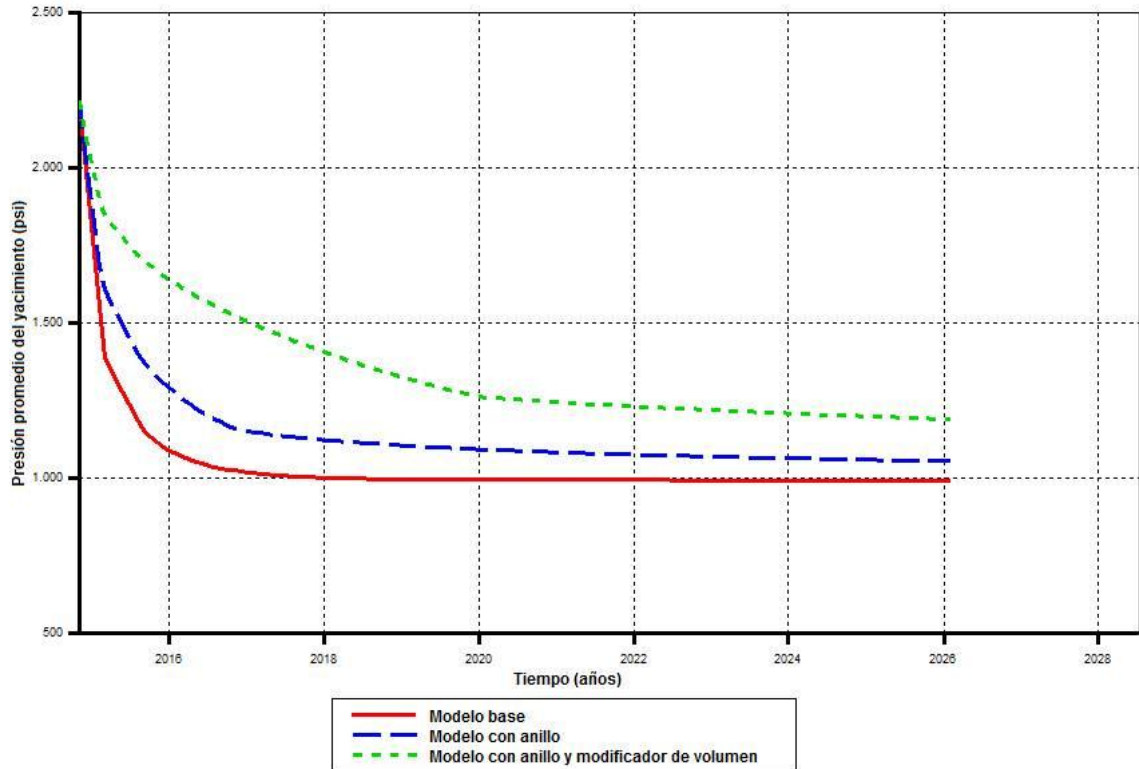
Figura 26. Presión promedio del yacimiento variando el valor del modificador de volumen



Fuente: Computer Modelling Group (CMG), Builder.

Se realizó una sensibilidad para distintos valores de modificador de volumen, logrando alcanzar un comportamiento apropiado de la caída de presión con el valor de 3 como se aprecia en la **Figura 26**.

Figura 27. Comparación de resultados tras la implementación del modificador de volumen



Fuente: Computer Modelling Group (CMG), Builder.

Con la implementación del modificador de volumen se logró ajustar la caída de presión promedio del yacimiento, obteniendo el comportamiento deseado para realizar posteriormente el proceso de inyección de agua, el de inyección de nitrógeno y el proceso WAG con el fin de comparar los resultados obtenidos con cada uno de los tres procesos. En la **Figura 27** se aprecia la comparación del descenso de presión obtenido para los tres casos estudiados cuando el piloto se encuentra en etapa de producción.

Tabla 10. Valores seleccionados para el ajuste del comportamiento de presión

Parámetro	Valor	Unidad
Porosidad	0.8	%
Permeabilidad	0.009	mD
Modificador de volumen	3	

Los valores seleccionados para el ajuste del comportamiento de la presión del caso base están compilados en la **Tabla 10**.

3.3 ESCENARIO DE PRODUCCIÓN PRIMARIA

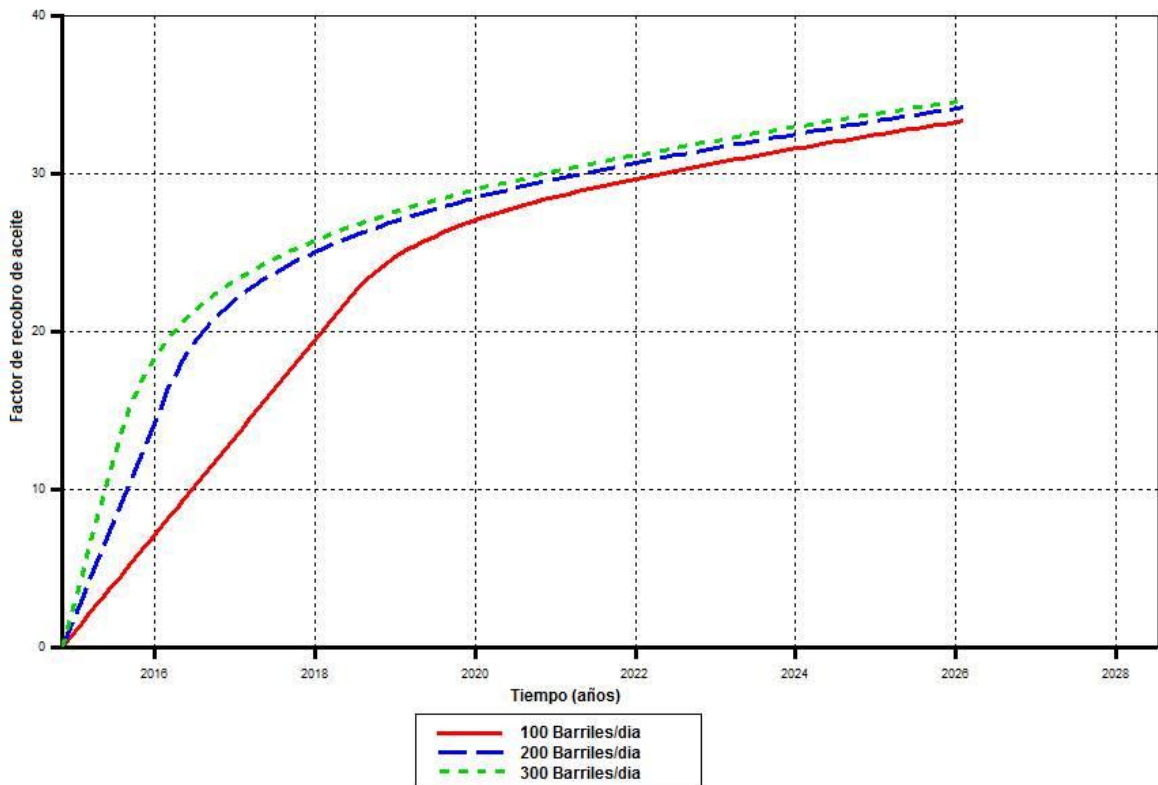
Como la inyección WAG es un método de recobro, previo a su implementación es necesario fijar las condiciones de producción primaria. Para construir el modelo de producción primaria se definieron las restricciones operacionales de los pozos tales como la tasa de producción de aceite y la presión de fondo las cuales son factores determinantes en la simulación del proceso. Para llevarlo a cabo se efectuó un análisis de sensibilidad a dichos parámetros operacionales y de diseño.

3.3.1 Sensibilidad a la tasa de producción En la **Figura 28** se muestra la respuesta del factor de recobro para diferentes tasas de producción manteniendo constantes todos los demás parámetros operacionales. Como se puede observar, a menor tasa de producción el factor de recobro es ligeramente más bajo ya que la cantidad de fluidos producidos es más baja que a tasas de producción más altas. Bajo esta premisa se podría concluir que el yacimiento se debería poner a producir a tasas máximas sin ningún tipo de restricción.

Sin embargo, los pozos no producen al máximos de su capacidad debido a los cuidados operacionales que se deben tener con todos los equipos de producción tales como las bombas y las tuberías de producción; las capacidades de las estaciones de tratamiento, entre muchos otros. La tasa óptima de producción

depende de las características y las condiciones de operación de cada uno de los pozos. Conforme a esto, las tasas de producción pueden ser altas o bajas.

Figura 28. Respuesta del factor de recobro en producción primaria a diferentes tasas de producción

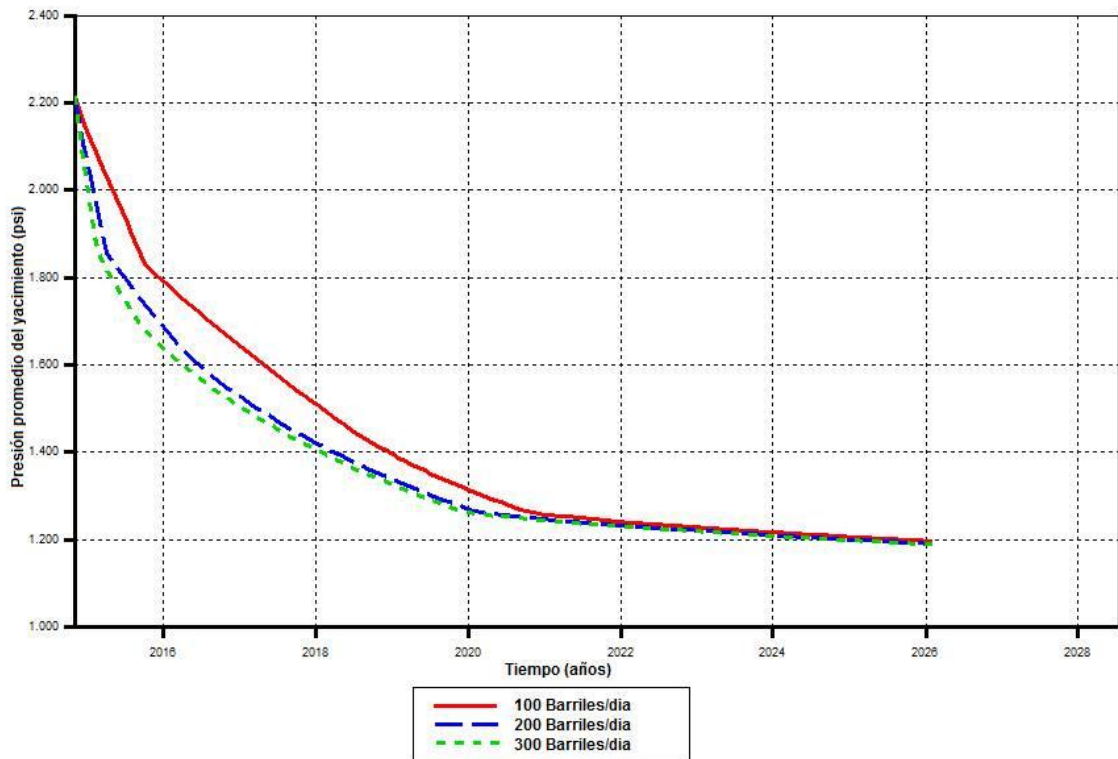


Fuente: Computer Modelling Group (CMG), Builder.

Para la construcción del modelo de simulación del presente trabajo se seleccionó la tasa de producción de 300 barriles diarios por pozo durante producción primaria, es decir un total de 1200 barriles diarios teniendo en cuenta los cuatro pozos del piloto. Esta no es la tasa máxima a la que el pozo puede transportar fluidos a superficie, y este valor puede ser modificado de acuerdo al estudio que se esté llevando a cabo.

Las tasas de producción para cada campo dependen de muchos factores y pueden variar de acuerdo a las condiciones óptimas de trabajo que se consideren convenientes por los ingenieros de producción.

Figura 29. Comportamiento de la presión promedio de yacimiento durante producción primaria a diferentes tasas de producción



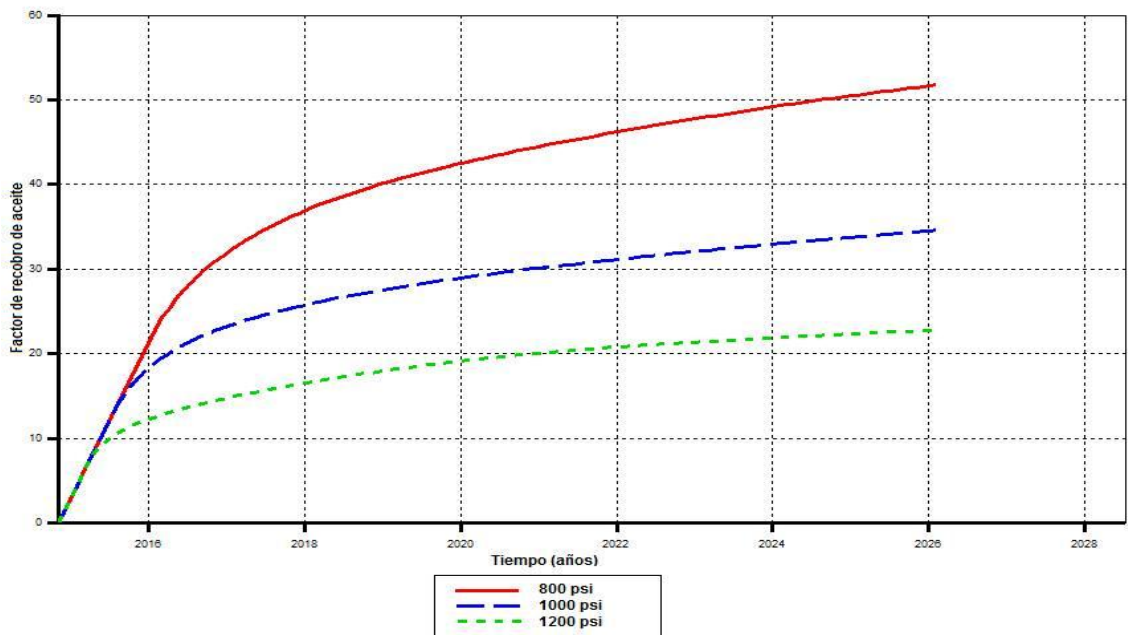
Fuente: Computer Modelling Group (CMG), Builder.

Como se observa en la **Figura 29** la presión promedio del yacimiento tiende a mantenerse más a tasas de producción más bajas. Esto debido a la lenta depleción que experimenta el yacimiento cuando las tasas de producción son menores ya que la energía se pierde con menor rapidez. Si bien es cierto que con tasas más bajas el modelo se depleta en menor medida, también lo es que el objetivo de la industria petrolera es extraer la mayor cantidad de hidrocarburos en el menor tiempo posible debido a los ingresos que esto representa.

Analizando todos y cada uno de estos elementos, se concluye que la elección de la tasa de producción depende de consideraciones económicas, operacionales y técnicas, por lo que la decisión se debe tomar en conjunto con un equipo de trabajo conformado por ingenieros especializados en diferentes líneas.

3.3.2 Sensibilidad a la presión de fondo En la **Figura 30** se observa la respuesta del factor de recobro a diferentes presiones de fondo manteniendo constantes todos los demás parámetros operacionales.

Figura 30. Factor de recobro durante producción primaria a diferentes presiones de fondo



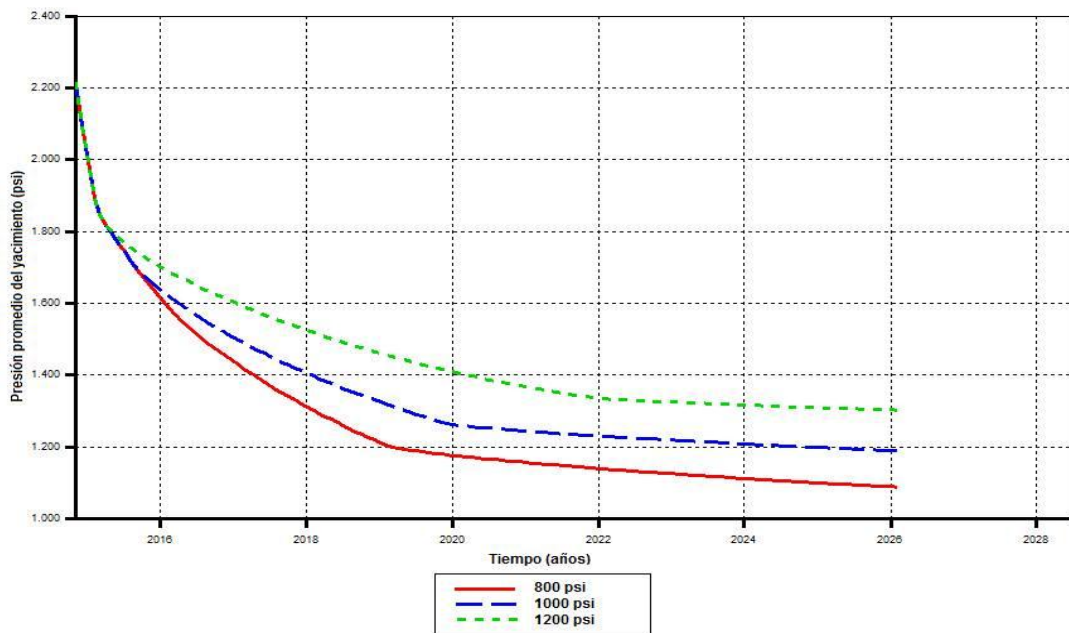
Fuente: Computer Modelling Group (CMG), Builder.

Como se puede notar, a menor presión de fondo el factor de recobro es mayor debido a que la presión llega a valores más lo que genera mayores diferenciales de presión con la presión de yacimiento y por tanto se producen mayores cantidades de aceite.

La **Figura 31** muestra el comportamiento de la presión promedio del yacimiento ante la variación de la presión de fondo en los pozos productores. Entre menor es la presión de fondo más rápido se depleta el yacimiento y pierde toda su energía en los primeros años de producción.

Se debe tener en cuenta que las presiones de fondo máximas son perjudiciales debido a que hay una alta restricción a la producción de fluidos y el recobro de hidrocarburos disminuye en gran medida. A su vez, las presiones de fondo mínimas generalmente ocasionan daño al pozo y a la formación debido en gran medida a la caída abrupta de presión en la cara de la arena productora.

Figura 31. Comportamiento de la presión promedio de yacimiento durante producción primaria a diferentes presiones de fondo



Fuente: Computer Modelling Group (CMG), Builder.

Adicionalmente, si la caída de presión en el pozo es muy alta, habrá grandes cantidades de gas producidas y esto puede llegar a ser perjudicial para los equipos de levantamiento y en general para los sistemas de producción.

La selección de la presión de fondo adecuada depende de diversos factores operacionales que deben ser analizados cuidadosamente para la optimización del proceso de producción e implementar los sistemas de levantamiento artificial. Para el actual modelo de simulación se seleccionó una presión de fondo de 1000 psi.

Tabla 11. Condiciones operacionales del modelo de producción primaria

Parámetro	Valor	Unidad
Tasa de producción de aceite	300	STBD
Presión de fondo	1000	Psi

Una vez se tienen establecidos los principales parámetros del modelo conceptual, tanto de yacimiento como los operacionales, el yacimiento entra en su etapa de producción primaria en la cual entrega cierta cantidad de fluidos gracias a su energía natural y en varios casos con un sistema de levantamiento artificial. Esta primera etapa productora de los yacimientos puede durar algunos años, menos o más dependiendo siempre de las características de cada yacimiento, tales como su presión inicial, área, saturaciones, entre otras.

Luego de que el yacimiento ha perdido una gran parte de su energía, y ha llegado a su tiempo de límite económico es cuando se hace necesario el análisis y los estudios para la implementación de un proceso de recuperación secundaria que le permita extraer una cantidad adicional de fluidos.

La inyección de agua y la inyección continua de gas son los procesos con mayor aplicación en la industria petrolera para el recobro de crudos medianos y livianos.

3.4 ESCENARIO DE INYECCIÓN DE AGUA

Para realizar los estudios y los análisis de resultados del proceso fundamental propuesto en el presente trabajo el cual es la inyección WAG inmiscible entre agua y nitrógeno, se propone realizar primero la implementación de un proceso de inyección de agua y otro alternativo de inyección de nitrógeno como métodos de recuperación secundaria con el fin de observar los resultados de cada uno de los dos procesos y así tener como base y como referencia los resultados de estos para poder hacer un análisis comparativo que nos permita llegar a conclusiones claras y objetivas.

Partiendo de esto, se procede a construir un modelo de inyección de agua basado en los análisis de sensibilidad realizados a las tasas de inyección y producción; y al año de inicio de la inyección de agua.

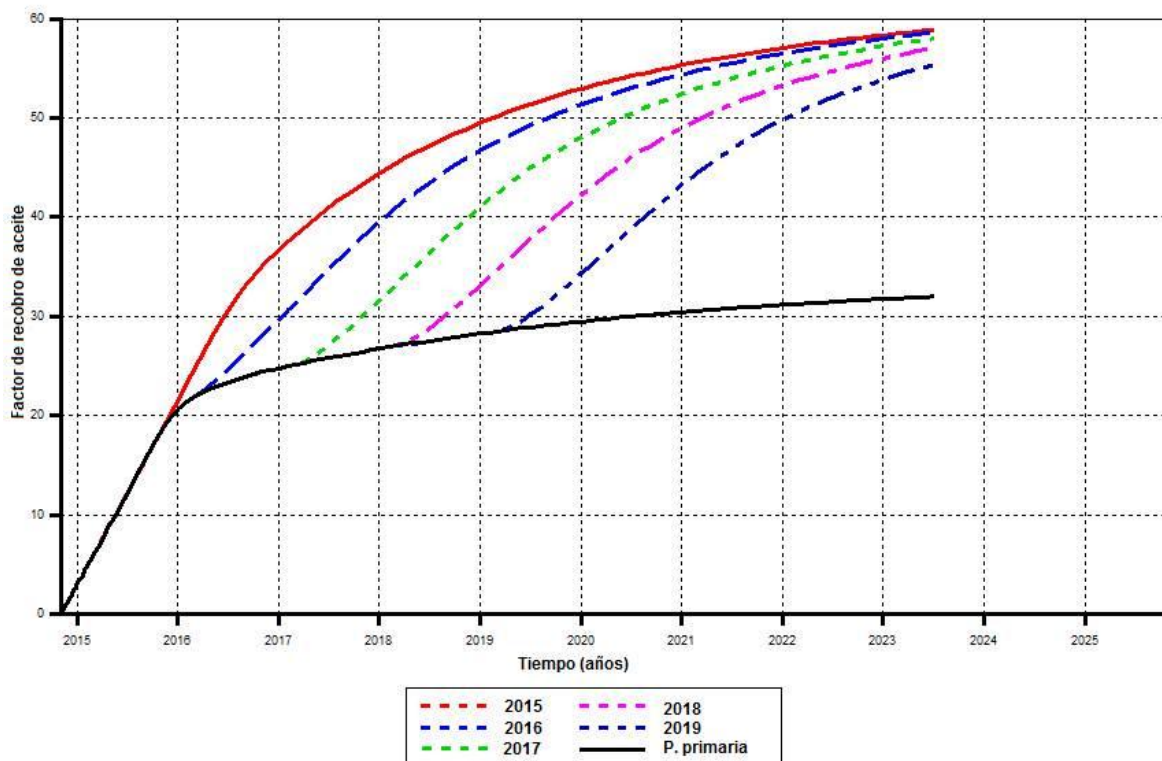
3.4.1 Sensibilidad al año de inicio de la inyección de agua Se realizó un análisis de sensibilidad al año de inicio de la inyección de agua con el fin de observar el comportamiento del factor de recobro al inyectar a tiempos tempranos y a tiempos tardíos, y de esta manera determinar la fecha óptima de inicio de la inyección.

Como se puede apreciar en la **Figura 32**, se obtiene mayor factor de recobro en la medida en que se inicie la inyección de agua en tiempos tempranos. Esto obliga a la adecuación de las facilidades de superficie adicionales de tratamiento, vertimiento e inyección de agua en épocas muy tempranas del proyecto, las cuales requieren una inversión de capital adicional.

La decisión final para escoger el año de inicio de inyección de un proyecto de inyección de agua depende en gran medida de las condiciones que la compañía operadora tenga para iniciar el proyecto.

Para el modelo que se desarrolla se decidió iniciar la inyección de agua en el año 2017, casi tres años después de haber iniciado la producción primaria. Esto se debe a que se trabaja un patrón de 15 acres con un espesor neto de 80 pies, el cual se depleta rápidamente y por lo tanto requiere una estimulación temprana

Figura 32. Factor de recobro durante inyección de agua variando el año de inicio de la inyección

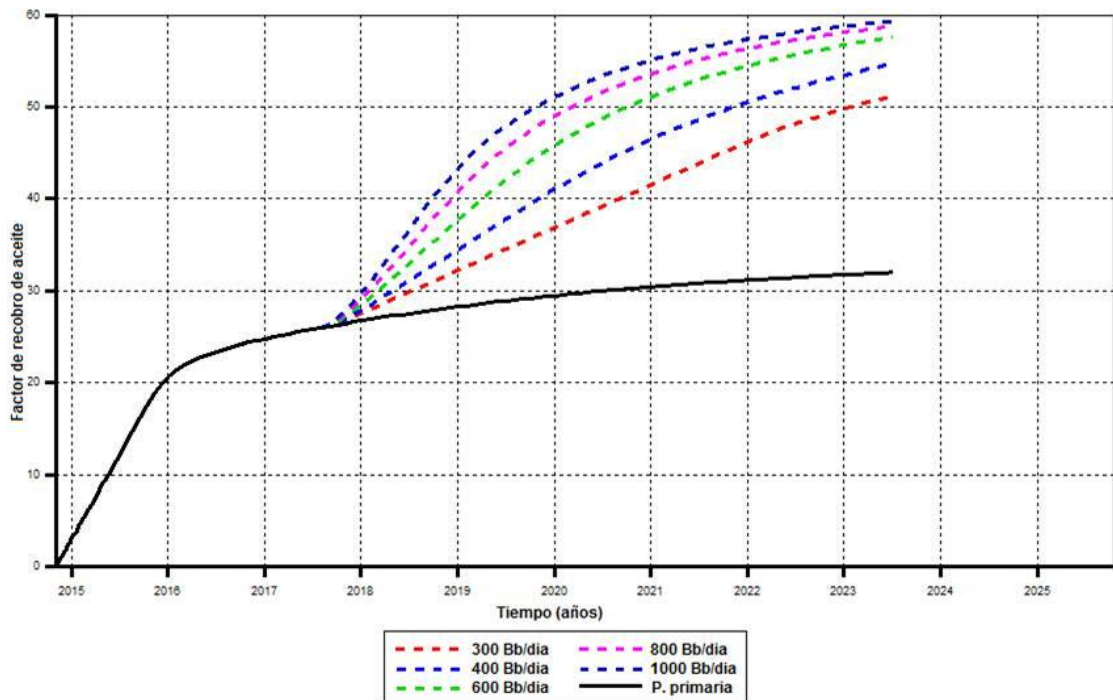


Fuente: Computer Modelling Group, STARS, 2012

3.4.2 Sensibilidad a la tasa de inyección de agua Después de definir el año en el que se implementaría la inyección de agua, se realizó un análisis de sensibilidad a la tasa de inyección de agua, con variaciones entre los 300 barriles diarios y los 1000 barriles diarios.

La restricción en los pozos productores nivela las tasas que se inyectan al patrón con las tasas que se producen. En otras palabras, si se inyectan 600 barriles al día de agua al yacimiento, se ponen a producir los mismos 600 barriles al día de crudos en los pozos productores. En general, se espera que los fluidos que entran al patrón sean los mismos que salen, sin embargo, la energía del yacimiento no es suficiente para extraer dichas cantidades, lo que ocasiona que la presión promedio del yacimiento se mantenga durante un periodo de tiempo mayor al esperado.

Figura 33. Factor de recobro durante inyección de agua variando la tasa de inyección



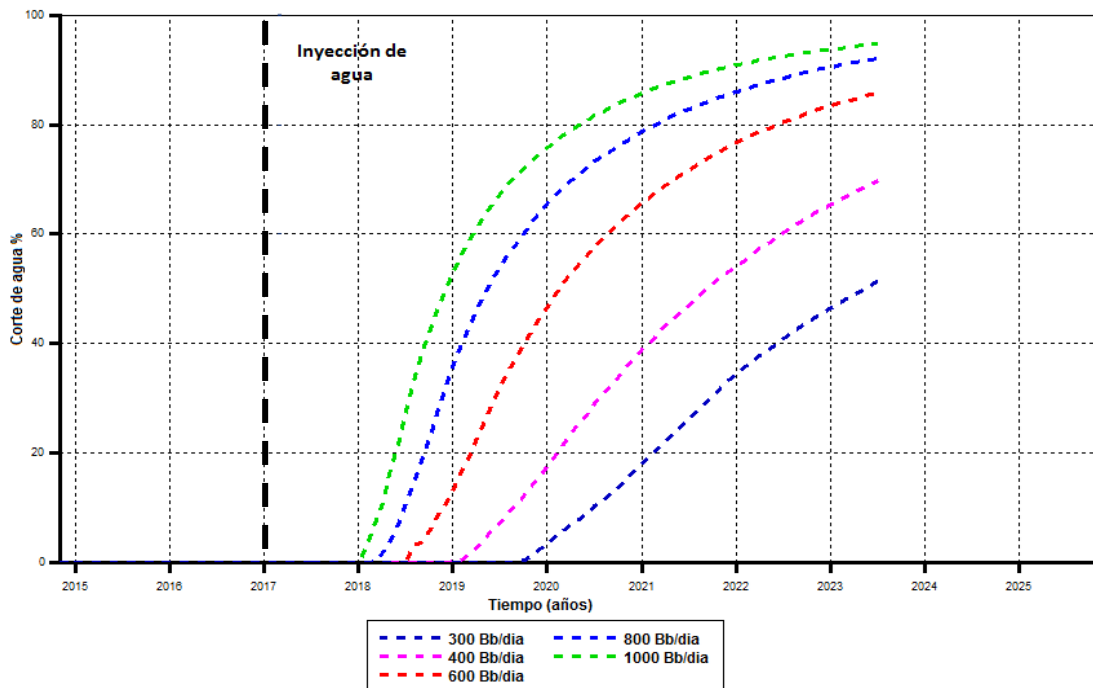
Fuente: Computer Modelling Group, STARS, 2012

La **Figura 33**, presenta la respuesta del factor de recobro a medida en que se varía la tasa de inyección de agua. Como se puede observar, a mayores tasas de inyección, mayor es el recobro de aceite, no obstante, también hay que tener en

cuenta que tasas muy altas de inyección de agua conllevan altos cortes de agua, que generan mayores costos de producción.

En la **Figura 34**, se aprecia el comportamiento del corte de agua variando la tasa de inyección. Y se observa el fenómeno antes mencionado. La tasa ideal de inyección depende del límite económico que se haya fijado en el proyecto. De esta manera, si se dispone de una capacidad suficiente para manejar altas tasas de producción de agua en superficie es posible inyectar altas tasas de agua.

Figura 34. Corte de agua durante inyección de agua variando la tasa de inyección



Fuente: Computer Modelling Group, STARS, 2012

Para el presente estudio se tomó una tasa intermedia de inyección de agua de 600 barriles diarios, la cual produce un corte de agua de 85% a los 5 años de haber iniciado la inyección, lo cual es un buen valor para trabajar en este tipo de proyectos.

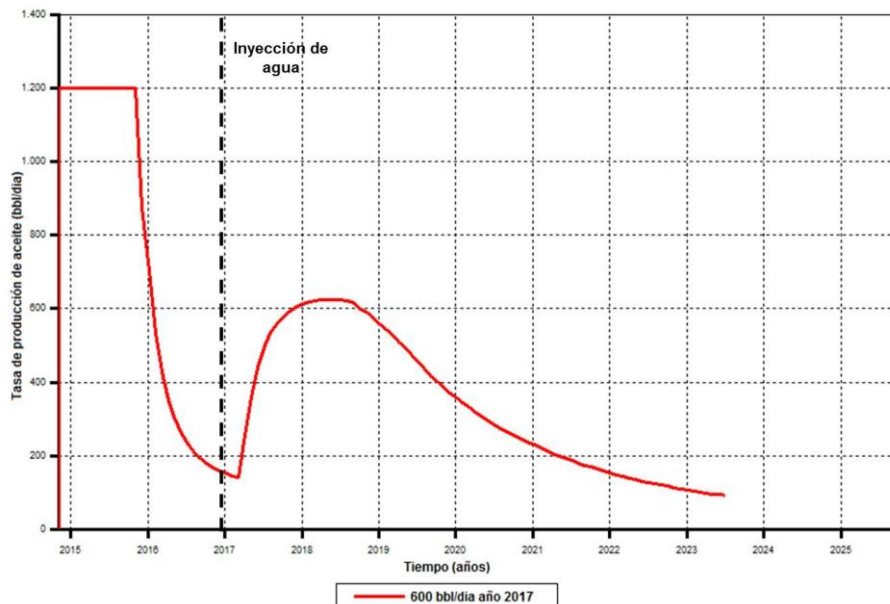
En la **Tabla 12**, se observan las condiciones operacionales que se fijaron para el modelo de inyección de agua.

Tabla 12. Condiciones operacionales del modelo de simulación de inyección de agua.

Pozo inyector	
Tasa de inyección	600 STBD
Año de inicio inyección	2017
Pozo productor	
Tasa de producción	600 STBD
Presión de fondo	1000 psi

En la producción primaria se había fijado una tasa de 1200 barriles diarios, pero como se mencionó anteriormente y con el fin de equilibrar la salida y la entrada de fluidos se ajustó la tasa de producción y se igualó con la tasa de inyección de agua en 600 barriles al día.

Figura 35. Comportamiento de la tasa de producción durante producción primaria e inyección de agua



Fuente: Computer Modelling Group, STARS, 2012

Como se puede apreciar en la **Figura 35**, la tasa de producción aumentó durante un período de tiempo de 4 años aproximadamente y logró recuperar una cantidad adicional de hidrocarburos, logrando llevar el factor de recobro a 55%.

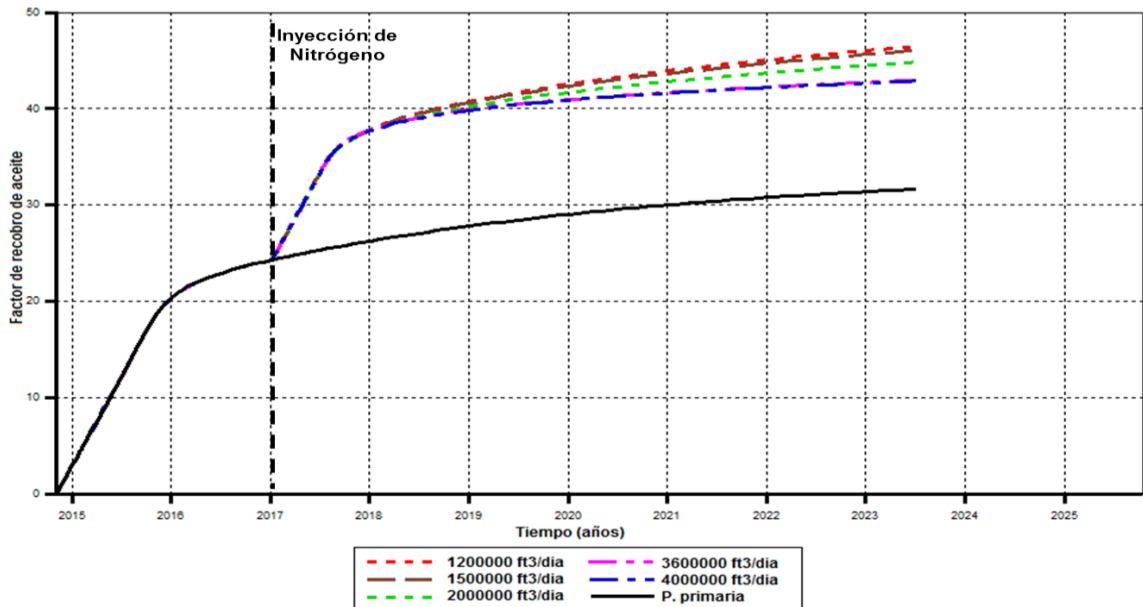
3.5 ESCENARIO DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO

Tal y como se destacó anteriormente, paralelo al proceso de inyección de agua se planteó y se construyó un modelo de inyección de nitrógeno con el fin de realizar una comparación entre ambos, y lograr seleccionar el adecuado para posteriormente realizarle la inyección WAG.

Para construir el modelo de inyección de nitrógeno como proceso de recuperación secundaria, se realizó su implementación en la misma fecha en la que se inició la inyección de agua para poder tener resultados semejantes y análogos con el fin de realizar los análisis comparativos. Partiendo de esta base, se propuso realizar un análisis de sensibilidad a la tasa de inyección del gas, analizando el factor de recobro y la producción de aceite alcanzados con cada una de las tasas seleccionadas.

3.5.1 Sensibilidad a la tasa de inyección de nitrógeno Basados en un balance de masa realizado para tener una aproximación de la cantidad necesaria de nitrógeno para ocupar un barril de aceite en fondo, se seleccionaron tasas de inyección de nitrógeno entre 1.2 y 4 millones de pies cúbicos del gas (ft³/d). En la **Figura 36** se aprecia el factor de recobro esperado variando las tasas de inyección seleccionadas.

Figura 36. Factor de recobro en producción durante inyección de nitrógeno variando la tasa de inyección



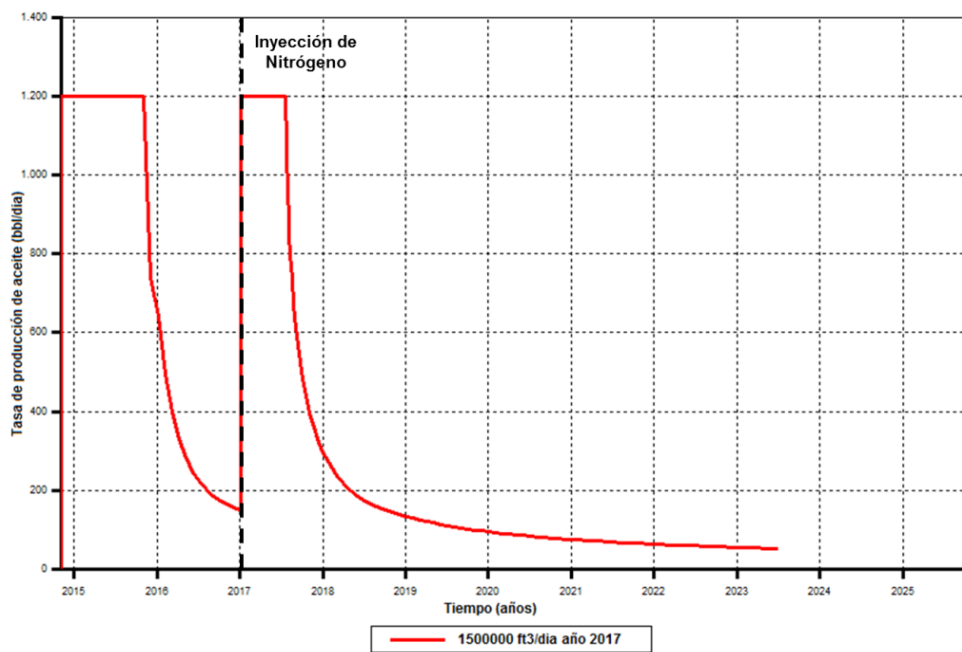
Fuente: Computer Modelling Group, STARS, 2012

Se puede inferir que a mayor tasa de inyección de nitrógeno mayor es el factor de recobro esperado, aunque el cambio no sea muy notorio. Sin embargo, los compresores con los que se trabaja actualmente en la industria alcanzan a separar e inyectar tasas máximas aproximadamente de 1 a 2 millones de pies cúbicos de nitrógeno (ft^3/d). Por lo que la tasa de inyección seleccionada es precedida de un estudio técnico-económico por parte de la compañía operadora del proyecto. Para el caso del piloto que se desarrolla en este trabajo se seleccionó una tasa de inyección de 1.5 millones de pies cúbicos de nitrógeno (ft^3/d).

Como resultado del desplazamiento con nitrógeno, el proceso de inyección logró aumentar la producción y prolongarla durante un período de tiempo que aunque no fue muy largo, logró aumentar el factor de recobro hasta alrededor del 43%. Tal y como se observa en la **Figura 38**, al comparar los dos procesos de producción

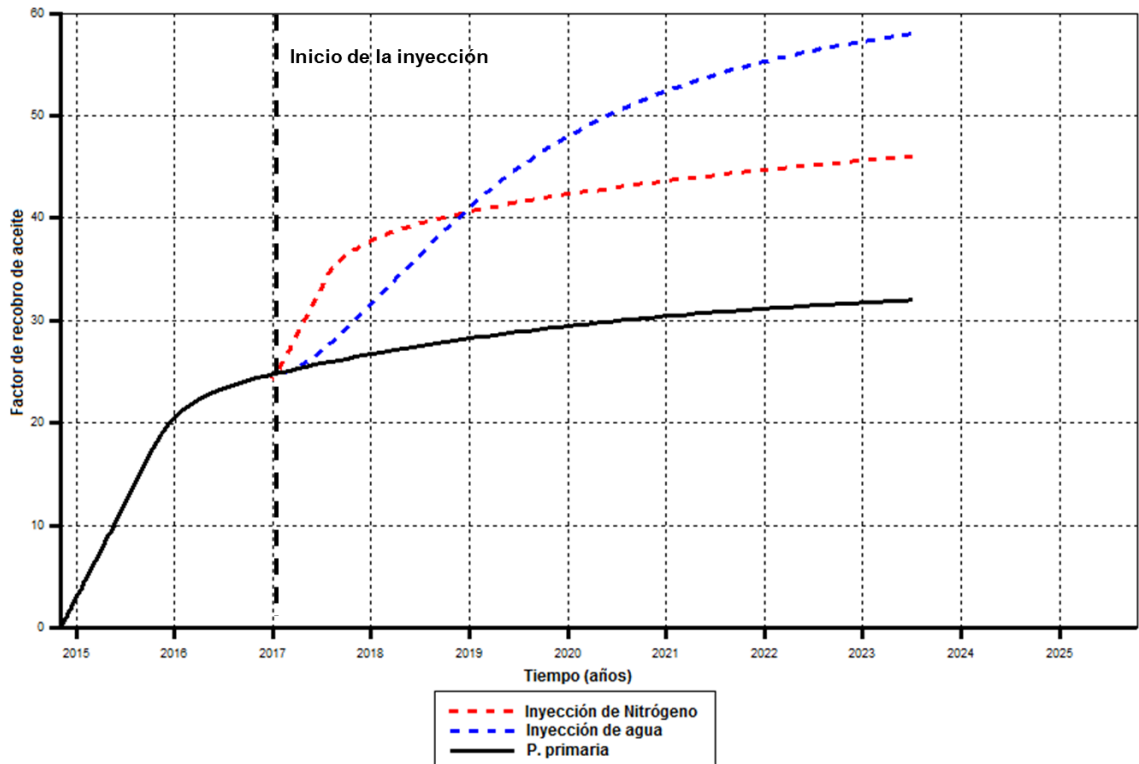
secundaria que se plantearon en el presente trabajo, se deduce que el proceso de inyección de agua presenta mejores resultados en cuanto a la cantidad de adicional de hidrocarburos recuperados. Sin embargo el proceso de inyección WAG se realizará a ambos casos, y se continuará realizando comparaciones paralelas para definir el mejor escenario para el piloto en desarrollo.

Figura 37. Comportamiento de la tasa de producción durante producción primaria e inyección de nitrógeno



Fuente: Computer Modelling Group, STARS, 2012

Figura 38. Comparación del factor de recobro esperado para los procesos de inyección de agua e inyección de nitrógeno



Fuente: Computer Modelling Group, STARS, 2012

3.5.2 Balance de masa para el volumen de nitrógeno inyectado Para poder realizar el balance de masa del volumen de nitrógeno inyectado es necesario conocer el volumen específico tanto en superficie como en el mismo yacimiento, de esta forma es posible cuantificar la cantidad de gas necesario en superficie para ocupar 1 barril en fondo.

1. Cálculo del volumen específico de nitrógeno en superficie (se suponen condiciones estándar):
 - Densidad del N₂ a condiciones estándar:
 $\rho = 0.08 \text{ [Libras/pie}^3\text{]}$

- Volumen específico del N₂ a condiciones estándar:

$$v = 13.99 \text{ [Pies}^3\text{/libra]}$$

2. Cálculo del volumen específico de nitrógeno a condiciones de yacimiento:

Para realizar este cálculo se utiliza la ecuación de Van der Waals para gases reales.²⁹

$$\left(P + \frac{\alpha}{\bar{U}^2}\right) \times (\bar{U} - b) = RT$$

Donde,

P: Presión a la cual está sometido el gas. [Atmósferas]

\bar{U} : Volumen molar. [Litros/mol]

R: Constante universal de los gases. 0.0820 [Atm/(mol*K)]

T: Temperatura de exposición del gas. [K]

α y b son constantes que dependen de la sustancia, para el N₂ sus respectivos valores son:

$$\alpha = 1.3895 \text{ [(Litros}^2\text{*Atm)/mol]}$$

$$b = 0.03913 \text{ [Litros/mol]}$$

Se tiene una presión promedio de yacimiento aproximada de 1451 [psi] equivalente a 98.73 [Atm] y una temperatura de formación de 130 [°F] la cual equivale a 327.61 [K]. Teniendo en cuenta los valores mencionados se puede aplicar la ecuación de Van der Waals de la siguiente manera:

$$\left(98.73 + \frac{1.3895}{\bar{U}^2}\right) \times (\bar{U} - 0.03913) = (0.082 \times 327.61)$$

Se resuelve la ecuación para encontrar el valor de \bar{U}

²⁹ RAYMOND CHANG. Química general, décima edición. Capítulo 11, 2010.

$$\bar{U} = 0.05145 \text{ [Litros/mol]}$$

Luego el volumen específico a condiciones de yacimiento es:

$$v = 0.025 \text{ [Pies}^3\text{/libra]}$$

El cual también se puede expresar en:

$$v = 0.0045 \left(\frac{\text{Barriles}}{\text{libra}} \right)$$

3. Por lo tanto la cantidad de masa necesaria para ocupar el espacio de 1 barril en fondo es:

$$\frac{1 \text{ Barril}}{0.0045 \left(\frac{\text{Barriles}}{\text{libra}} \right)} = 222.22 \text{ [Libras]}$$

4. Se puede calcular la cantidad de N₂ a inyectar en superficie basándose en la masa necesaria para ocupar 1 barril en fondo, de la siguiente manera:

$$222.22 \left[\frac{\text{Libras}}{\text{Barril en fondo}} \right] \times 13.99 \left[\frac{\text{Pies}^3}{\text{libras}} \right] = 3108.86 \left[\frac{\text{Pies}^3 \text{ en superficie}}{\text{Barril en fondo}} \right]$$

5. De esta manera, se afirma que para ocupar un volumen equivalente a 1 barril en fondo, se necesitan en teoría 3'108.860 pies cúbicos de nitrógeno.

3.6 ESCENARIO DE INYECCIÓN WAG

El caso base de inyección WAG se implementó una vez la producción secundaria decayera a tal punto que no fuera viable continuar con el proceso de recuperación

secundaria y una vez el factor de recobro comenzara a estabilizarse. Por esta razón la fecha de inicio de la inyección WAG fue diferente tanto para el caso de inyección de agua como para el de inyección de nitrógeno. Sin embargo, los criterios de selección para dicha inyección alternada de agua y gas fueron los mismos en ambos casos, tal como se muestra en la **Tabla 13**.

Tabla 13. Criterios de selección del caso base de inyección WAG.

Criterios de selección	Valor seleccionado
Corte de agua entre 65 y 90%	63%
Tamaño del bache <10%	5% VP
Relación WAG entre 0.5 y 5	1
Frecuencia de ciclos entre 3 meses y 2 años	8 meses
Espaciamiento entre pozos	15 acres

El corte de agua depende considerablemente del límite económico del proyecto a que se esté realizando, y de las capacidades en cuanto a tratamiento de agua se refiere, un alto corte de agua ocasionaría altos costos de tratamiento de dicha agua, por lo cual la inyección WAG sería una buena opción debido a que al alternar los baches de agua con los de gas, el corte de agua se reduce de manera sustancial.

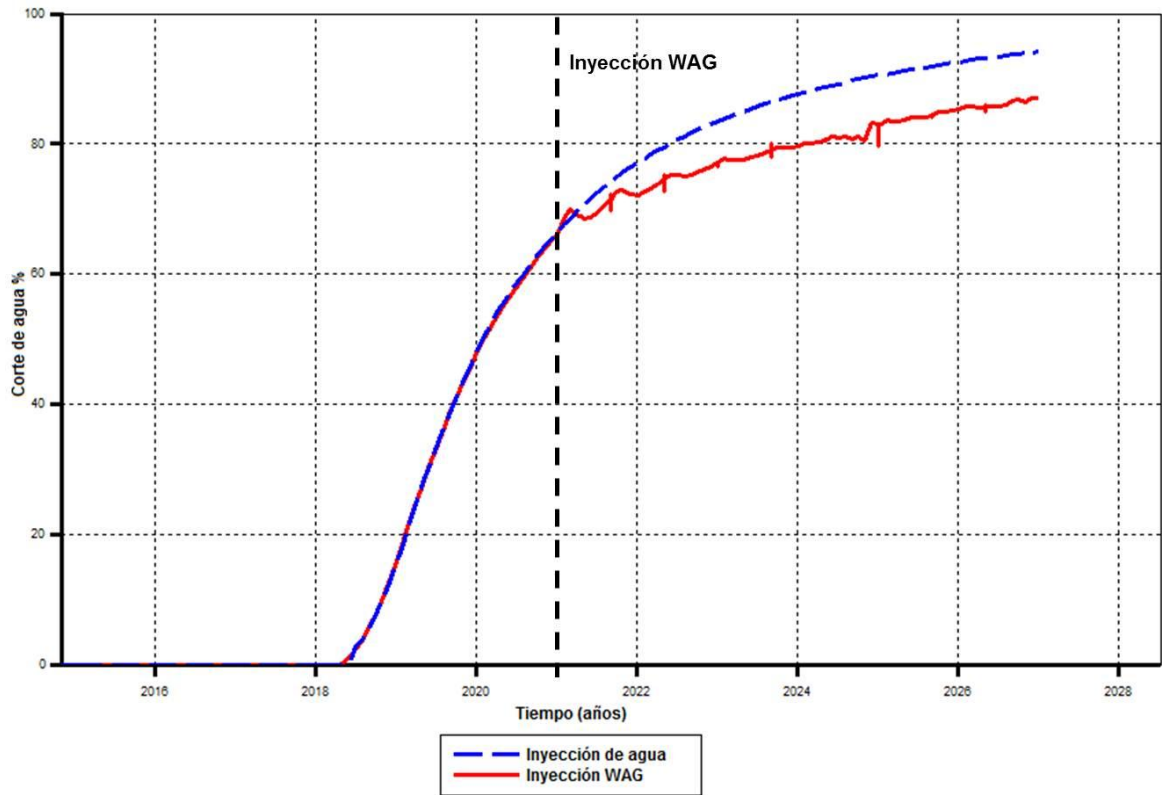
3.6.1 Implementación del WAG posterior a la inyección de agua Tal y como se especificó anteriormente, la inyección WAG se implementó al momento en que la producción secundaria disminuyó y los cortes de agua alcanzaron valores cercanos al 70%. El año de inicio de la inyección WAG fue el 2021, año apropiado, ya que el factor de recobro comenzó estabilizarse, por lo cual fue necesario buscar una alternativa para continuar produciendo cantidades adicionales de crudo.

Tabla 14. Condiciones operacionales al inicio de la inyección WAG posterior a la inyección de agua

Condición	Valor
Año de inicio de inyección WAG	2021-01-01
Volumen poroso total de gas a inyectar	50% VP
Factor de recobro	52%
Tasa de inyección de agua	600 STBD
Tasa de inyección de gas en yacimiento	3369 [ft³/d]
Tasa de inyección de gas en superficie	216227 [ft³/d]
Tiempo de inyección WAG	6 años

La **Tabla 14** muestra las condiciones operacionales al inicio de la inyección WAG. Como se puede observar, para tener en yacimiento 3369 pies cúbicos día (ft³/d) de nitrógeno efectivos, es necesario inyectar un volumen de gas en superficie equivalente a 216227 pies cúbicos día (ft³/d). En muchas ocasiones, el mayor obstáculo para llevar a cabo un proceso WAG es la obtención del volumen total de gas requerido para llevar a cabo el proyecto en su totalidad. Sin embargo en el caso del nitrógeno, no depende de la disponibilidad de reservas del mismo, ya que como se resaltó anteriormente el nitrógeno es el componente principal del aire, por lo cual solo se necesita una planta de separación y la disponibilidad será prácticamente infinita.

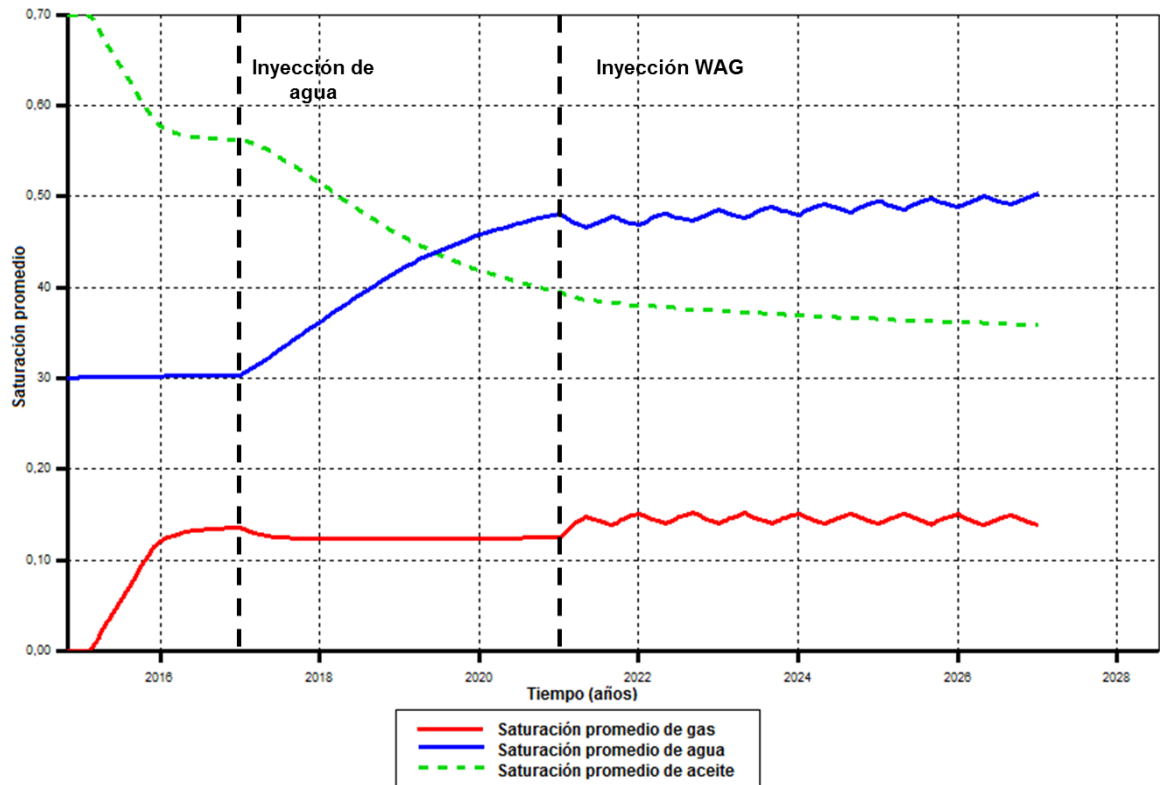
Figura 39. Comportamiento del corte agua durante la inyección WAG posterior a la inyección de agua



Fuente: Computer Modelling Group, STARS, 2012

En la **Figura 39** es posible diferenciar los baches de gas de los baches de agua, debido a que los cortes de agua aumentan cuando se está inyectando nitrógeno debido a que los fluidos que se producen son aceite y agua; mientras que cuando se inyecta agua, disminuye un poco el corte de agua porque los fluidos producidos son gas y aceite.

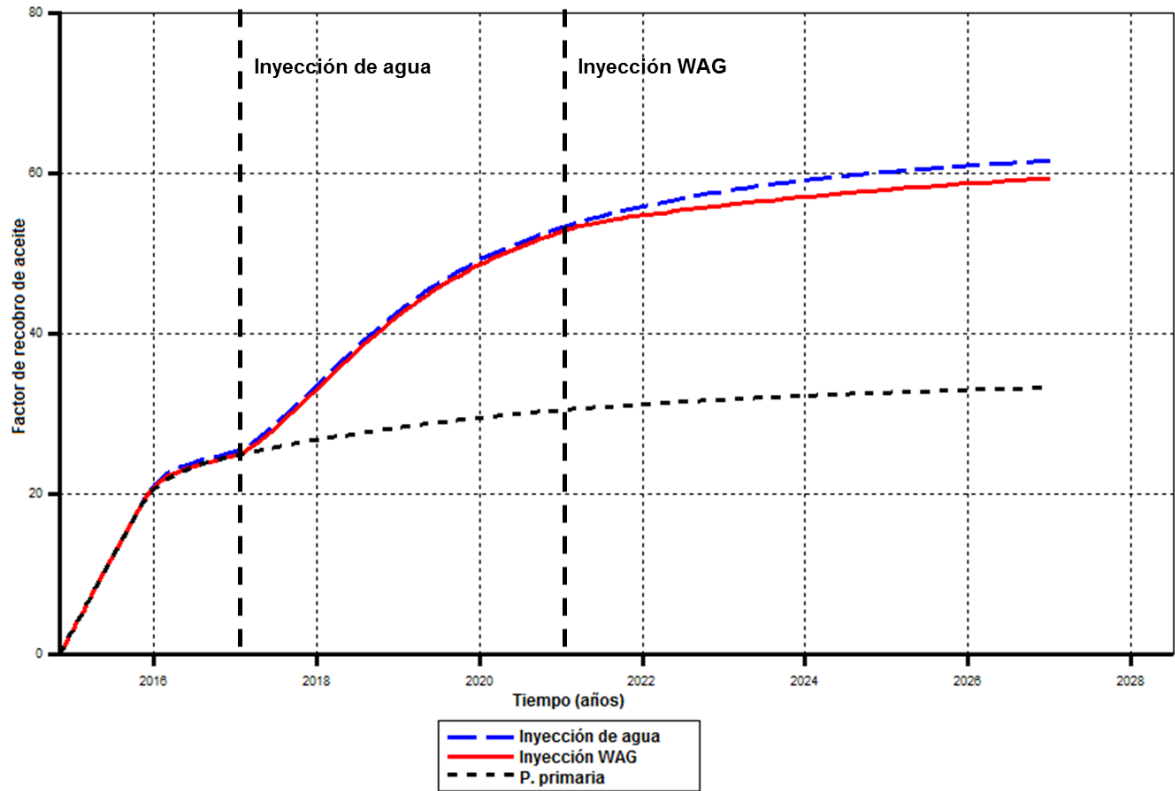
Figura 40. Comportamiento de las saturaciones de agua, gas y aceite durante la inyección WAG posterior a la inyección de agua



Fuente: Computer Modelling Group, STARS, 2012

La **Figura 40** presenta el comportamiento de la saturación de los fluidos en el yacimiento conforme avanza el proceso de inyección WAG. Inicialmente, con la inyección de un bache de nitrógeno aumenta la saturación de gas en el sistema y disminuye la saturación de agua y aceite. Posteriormente, cuando se inyecta un bache de agua, las saturaciones de gas y aceite disminuyen al mismo tiempo que la saturación de agua aumenta, esto se repite de acuerdo a la cantidad de ciclos que presentes a lo largo del proyecto. A lo largo del proceso WAG el aumento de las saturaciones tanto de agua y gas no son significativos puesto que el yacimiento al haber estado expuesto a una inyección previa de cuatro años de agua alcanzó una saturación de agua considerable.

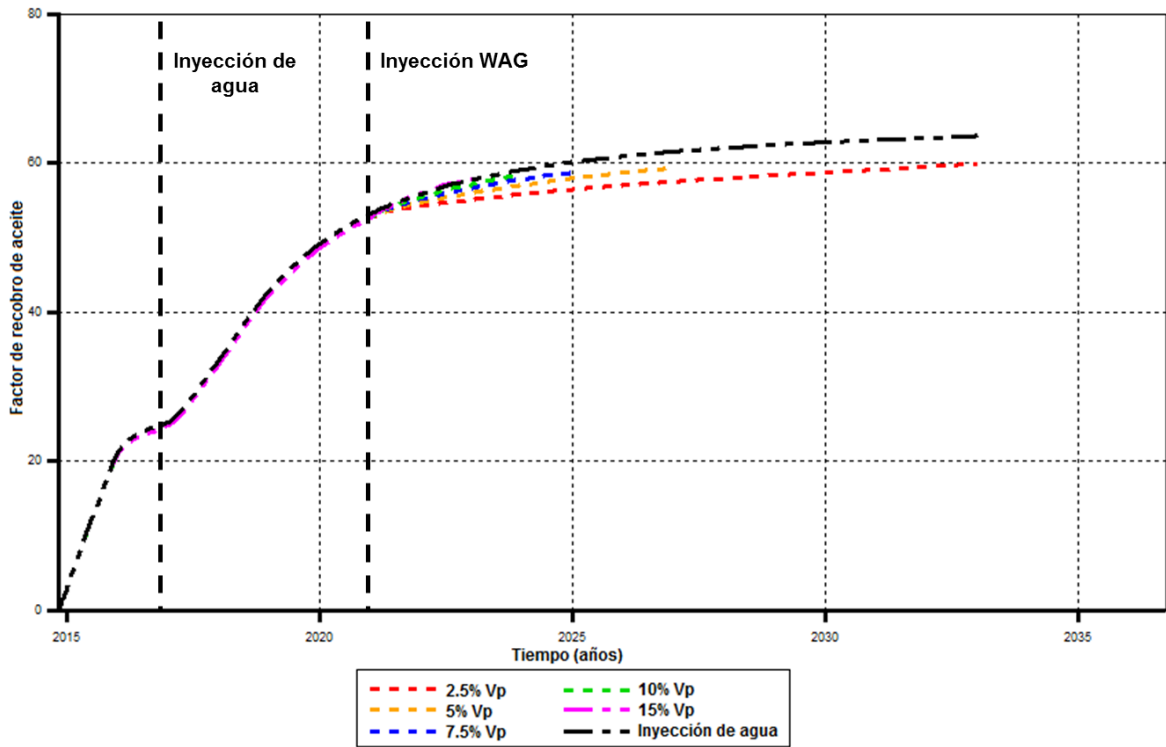
Figura 41. Respuesta del factor de recobro durante la inyección WAG posterior a la inyección de agua



Fuente: Computer Modelling Group, STARS, 2012

No obstante, tal y como se aprecia en la **Figura 41**, la implementación de la técnica de inyección alternada de agua y nitrógeno no alcanzó los resultados esperados. El factor de recobro fue menor que el de la inyección de agua. La razón principal de la pobre respuesta del factor de recobro a la inyección WAG en este escenario, es la limitada capacidad empuje que presenta el nitrógeno con respecto al agua, por lo cual después del barrido realizado por el agua, el barrido que realiza el nitrógeno es leve, por lo que no logra desplazar el hidrocarburo aún remanente en el yacimiento.

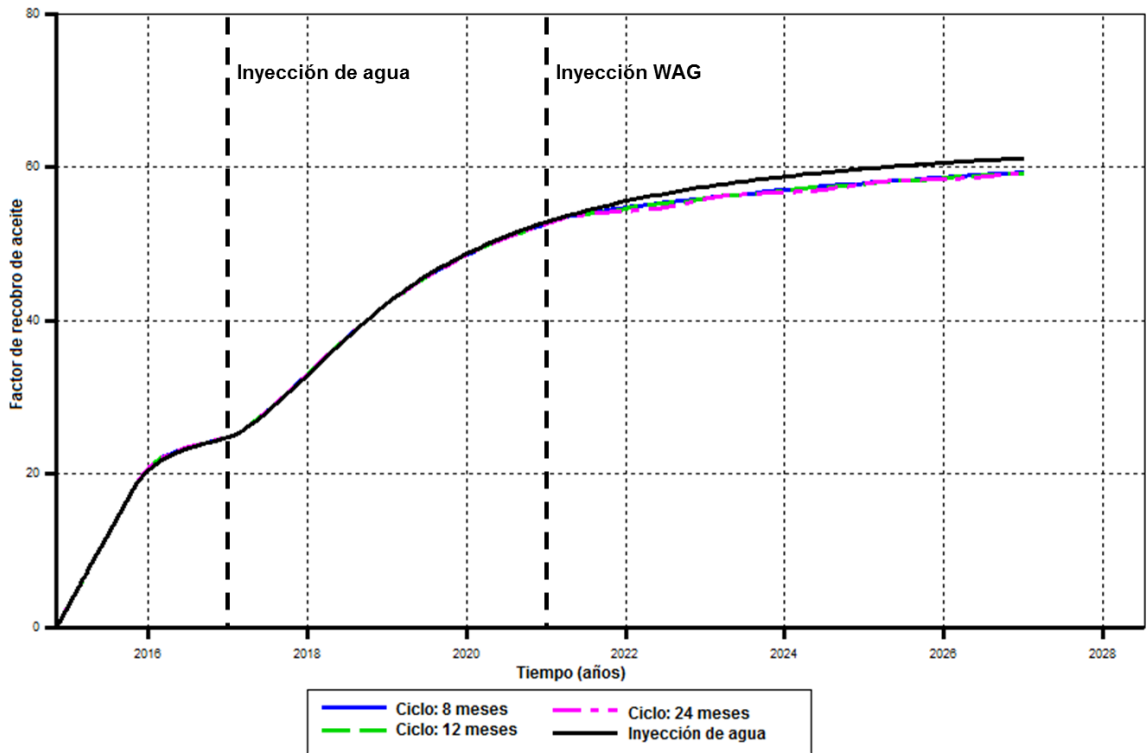
Figura 42. Respuesta del factor de recobro durante inyección WAG posterior a inyección de agua variando el tamaño del bache



Fuente: Computer Modelling Group, STARS, 2012

Con el fin de mejorar el comportamiento de la inyección WAG posterior a la inyección de agua logrando aumentar la eficiencia de recobro, se realizaron análisis de sensibilidad a algunos parámetros operacionales de la inyección, tal y como se observa en la **Figura 42** y la **Figura 43**, en donde se realizaron variaciones al tamaño del bache de la inyección y la duración de cada uno de los ciclos respectivamente. El resultado final fue el mismo, la inyección WAG con nitrógeno no es una buena opción a la hora de implementarla tras una inyección de agua, debido a que el nitrógeno no logra alcanzar las zonas de aceite en donde el agua no llegó para poder barrerlas. Por este motivo, se decidió implementar la inyección WAG tras la inyección de nitrógeno, en donde hay una mayor probabilidad de que el agua logre mejorar la eficiencia del barrido realizado inicialmente por el gas nitrógeno.

Figura 43. Respuesta del factor de recobro durante inyección WAG posterior a inyección de agua variando la duración de los ciclos



Fuente: Computer Modelling Group, STARS, 2012

3.6.2 Implementación del WAG posterior a la inyección de nitrógeno De manera análoga a como se realizó la implementación del WAG después de la inyección de agua, también se implementó el mismo proceso posterior a la inyección de nitrógeno. El caso base de inyección WAG se realizó basados en los parámetros operacionales establecidos para la inyección WAG precedida de la inyección de agua; a excepción de la fecha de inicio para ambos procesos, los demás parámetros se mantuvieron constantes, tal y como se aprecia en la **Tabla 15**. La fecha de implementación del WAG quedó establecida en el 2019 ya que fue en este año cuando la producción disminuyó considerablemente y se hizo necesario plantear una alternativa para recuperar una cantidad adicional de crudo. De igual manera, el factor de recobro al inicio del proceso fue de 35%,

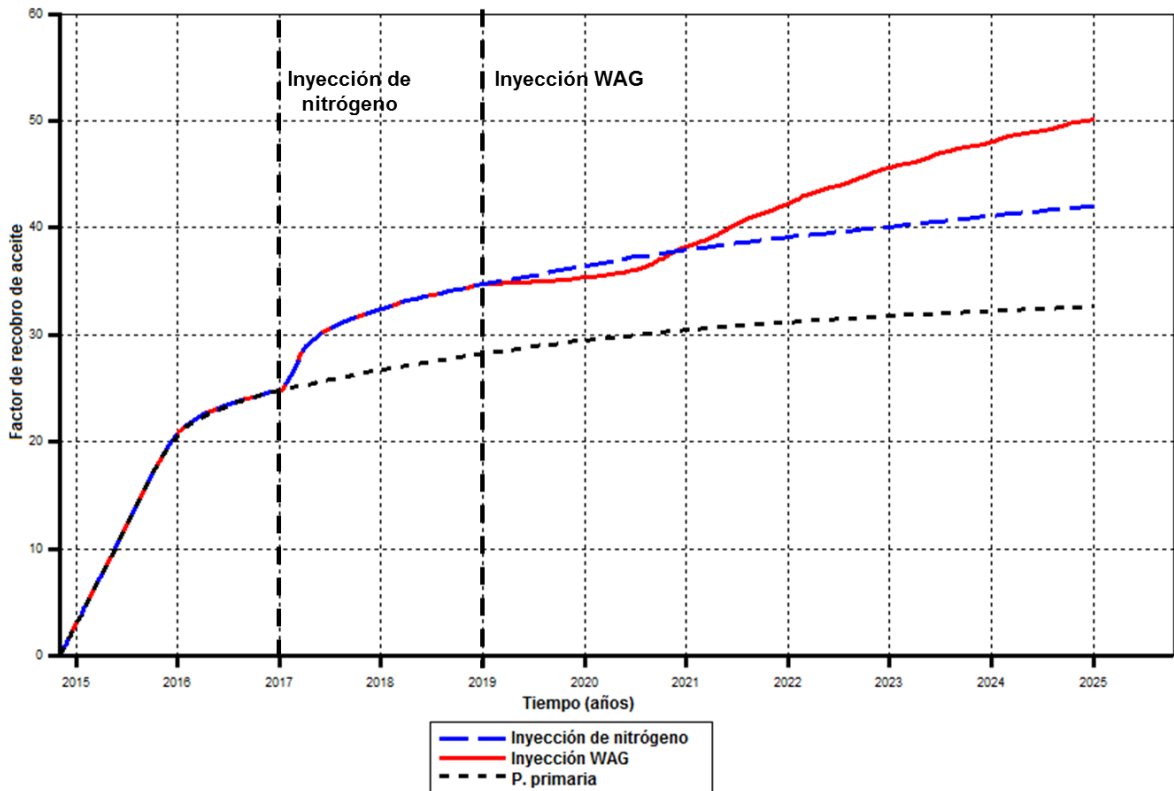
visiblemente menor al factor de recobro al inicio del proceso después de la inyección de agua.

Tabla 15. Condiciones operacionales al inicio de la inyección WAG posterior a la inyección de nitrógeno

Condición	Valor
Año de inicio de inyección WAG	2019-01-01
Volumen poroso total de gas a inyectar	50% VP
Factor de recobro	35%
Tasa de inyección de agua	600 STBD
Tasa de inyección de gas en yacimiento	3369 [ft³/d]
Tasa de inyección de gas en superficie	216227 [ft³/d]
Tiempo de inyección WAG	6 años

La **Figura 44** presenta la respuesta de este escenario a la inyección WAG. Como se puede observar, bajo los criterios seleccionados en la **Tabla 15**, es posible obtener un factor de recobro adicional al finalizar el proceso con la inyección WAG del 8%. Partiendo del caso base, se realizó un estudio de la variación de los parámetros operacionales más influyentes en la inyección WAG, de manera tal que se analicen posibles escenarios para optimizar el proceso y mejorar la eficiencia de recobro del mismo.

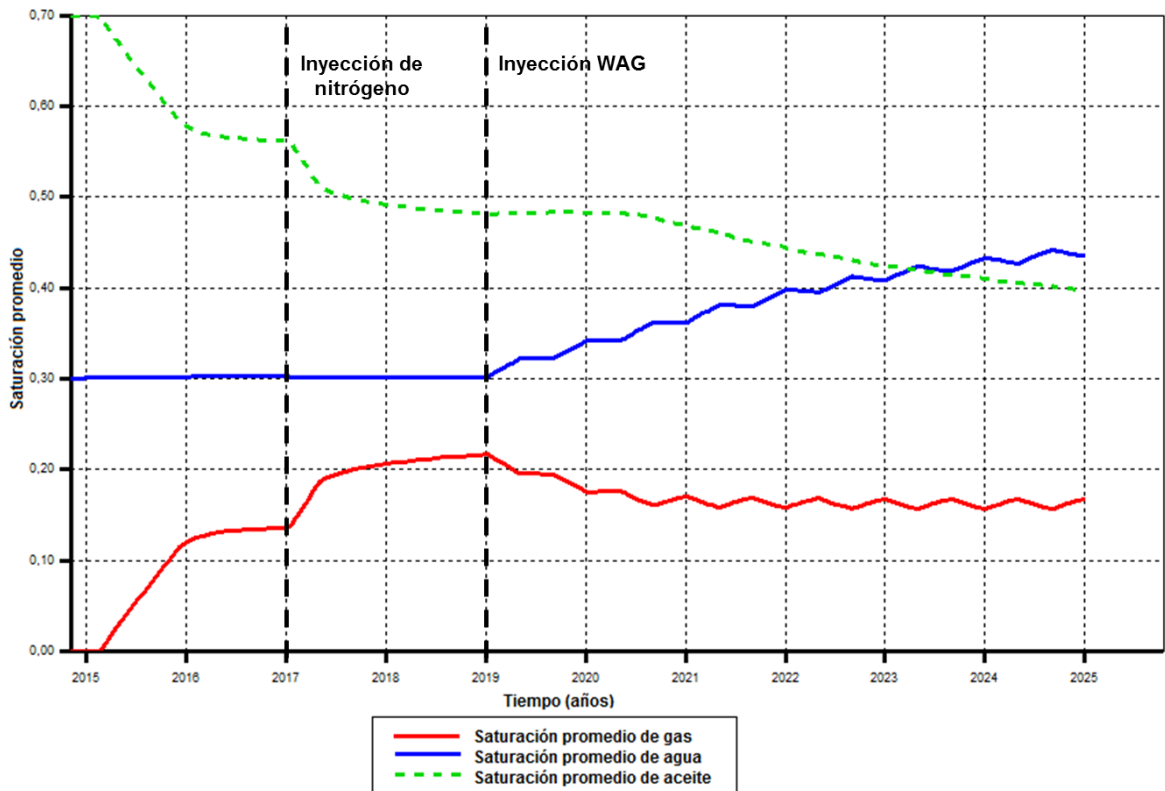
Figura 44. Respuesta del factor de recobro durante la inyección WAG posterior a la inyección de nitrógeno



Fuente: Computer Modelling Group, STARS, 2012

En la **Figura 45** se puede ver el comportamiento de las saturaciones de agua, aceite y nitrógeno. Antes de iniciar la inyección WAG, la saturación de agua se mantiene constante en el valor de saturación de agua inicial, una vez inicia la inyección WAG, la saturación de agua aumenta a medida que se inyectan los baches de agua. Lo contrario sucede con la saturación del gas, el cual comienza a disminuir una vez inicia la inyección WAG, el mismo fenómeno se presenta con la saturación del aceite, la cual presenta una curva descendente, lo que refleja la producción incremental de crudo que se presenta tras la inyección WAG.

Figura 45. Comportamiento de las saturaciones de agua, gas y aceite durante la inyección WAG posterior a la inyección de nitrógeno



Fuente: Computer Modelling Group, STARS, 2012

Debido a que los parámetros operacionales son los únicos que pueden manipularse durante un proyecto de inyección WAG, son los factores que generan mayor interés y demandan mayor cuidado. Una compañía que planea implementar un proceso de inyección WAG, centra su interés en estos parámetros operacionales de tal modo que al menor costo se obtengan mayores eficiencias de recobro.

Los parámetros operacionales analizados en el presente proyecto de gado fueron:

- Relación WAG.
- Tamaño de los baches.
- Duración del ciclo WAG.

3.6.2.1 Análisis de sensibilidad a la relación WAG Para el caso base de inyección WAG se estableció un tamaño de bache del 5% del volumen poroso del yacimiento. Este porcentaje representa una inyección de agua de 600 barriles diarios (STBD) y 3369 pies cúbicos diarios (ft³/d) de nitrógeno a condiciones de yacimiento durante periodos iguales de cuatro meses durante seis años.

Con base en los criterios de selección del caso base de simulación y del proceso de WAG, se planteó una variación de la relación WAG de tal modo que se variara el volumen de gas inyectado, dejando fijo el volumen de agua inyectada. Esto se hizo con el fin de evaluar la incidencia del gas en la inyección WAG. En la **Tabla 16** se presentan las variaciones realizadas a la relación WAG.

Tabla 16. Variación de la relación WAG

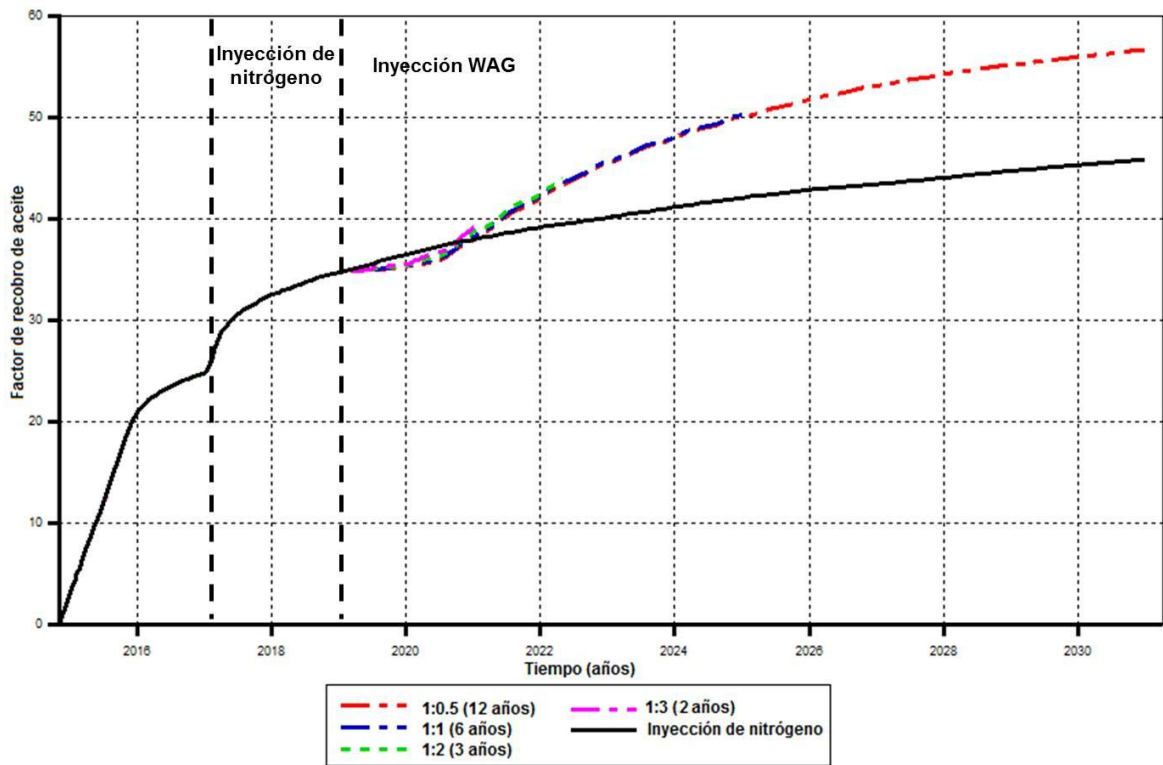
Relación WAG	Tasa de agua (STBD)	Tasa de gas (ft ³ /d)	Número de ciclos
Relación 1:3	600	10107	3
Relación 1:2	600	6738	5
Relación 1:1	600	3369	9
Relación 1:0.5	600	1685	18

En la **Tabla 16**, la primera columna se refiere a la relación entre el volumen inyectado de agua y el volumen inyectado de nitrógeno durante un ciclo de inyección WAG. Como se fijó un tamaño de bache de 5% del volumen poroso de yacimiento, se mantiene constante el volumen de agua inyectado de 600 barriles al día durante cuatro meses y cuatro meses de gas, en los cuales varía la cantidad de gas inyectado por ciclo. Una relación 1:1 representa un volumen de agua inyectada equivalente a un volumen inyectado de nitrógeno. Mientras que una relación 1:0.5 indica que se inyecta la mitad de volumen de nitrógeno que de agua.

Debido a que el volumen total de gas inyectado es el mismo para todos los casos, el número de ciclos para cada relación WAG varía de acuerdo al volumen de

nitrógeno inyectado y por ende la duración del proyecto también cambia de una relación a otra.

Figura 46. Respuesta del factor de recobro durante inyección WAG variando la relación agua/nitrógeno inyectado



Fuente: Computer Modelling Group, STARS, 2012

La **Figura 46** muestra el comportamiento del factor de recobro del modelo de simulación durante la inyección WAG variando la relación agua/nitrógeno inyectado. Como se observa, el comportamiento de las curvas es prácticamente el mismo a lo largo del tiempo de duración del proceso ya que el aumento del volumen de gas inyectado por ciclo no tiene la capacidad suficiente para desplazar el aceite residual.

3.6.2.2 Análisis de sensibilidad al tamaño de los baches Se propone la variación al tamaño de bache teniendo en cuenta los criterios de selección propuestos. El caso base fue construido con un tamaño de bache 5% de volumen poroso, una relación WAG 1:1, una duración de ciclo de 8 meses y un volumen total de nitrógeno inyectado de 50% del volumen poroso total.

Para la sensibilidad del tamaño de bache se mantuvo constante todos los parámetros del caso base, a excepción del volumen de agua y de nitrógeno inyectado cada ciclo. En la **Tabla 17** se muestran las variaciones realizadas.

Tabla 17. Variación del tamaño de bache

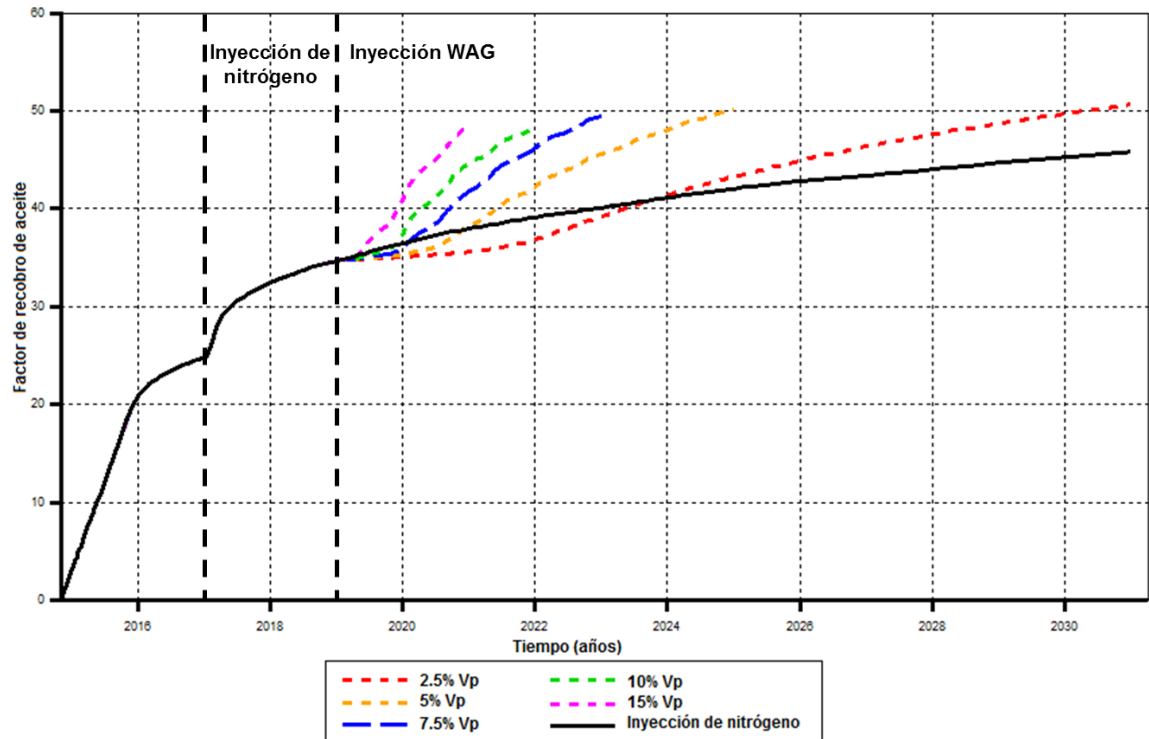
Tamaño de bache	Tasa de agua (STBD)	Tasa de gas (ft ³ /d)
2.5% VP	300	1685
5% VP	600	3369
7.5% VP	900	5054
10% VP	1200	6738
15% VP	1800	10107

Como se observa en la **Tabla 17**, a medida que aumenta el tamaño del bache también lo hacen las tasas de agua y nitrógeno inyectadas debido a que la duración del ciclo es la misma para todos los casos, aunque la duración total para cada caso del proyecto WAG cambia.

La **Figura 47** muestra la respuesta del factor de recobro a medida que varía el tamaño de bache de la inyección WAG. Se aprecia que en los casos en que el tamaño del bache es menor al 10% del volumen poroso, el factor de recobro presenta un incremento aunque demanda un tiempo mayor en alcanzar esta eficiencia. De manera contraria, en los baches que tienen un tamaño mayor al 10% del volumen poroso el factor de recobro alcanza valores levemente más bajos, aunque en un tiempo mucho menor. Es posible que este comportamiento esté condicionado a que tamaños de bache mayores conllevan a operar con altas

tasas de inyección, y esto puede generar daños a la formación y a las tuberías de inyección.

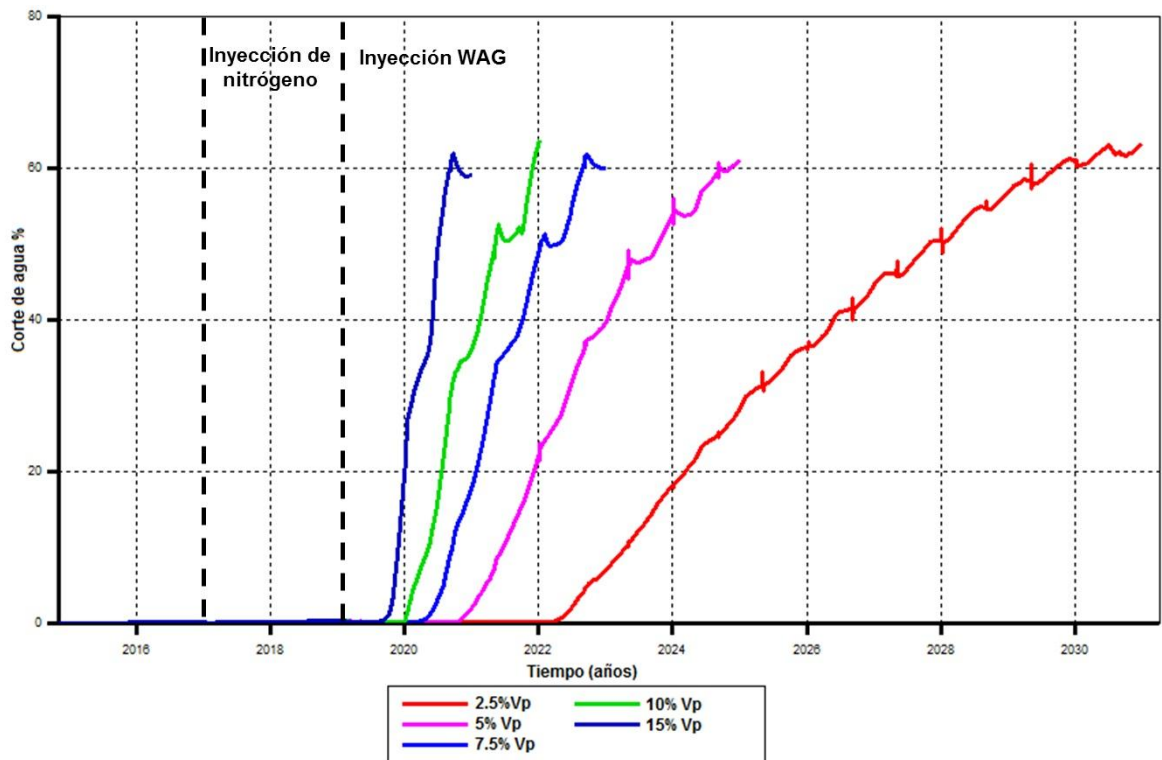
Figura 47. Respuesta del factor de recobro durante inyección WAG variando el tamaño de los baches



Fuente: Computer Modelling Group, STARS, 2012

De igual manera a medida que el tamaño del bache es mayor, el corte de agua aumenta rápidamente y alcanza valores de aproximadamente 60% a tan solo unos meses de haber iniciado el proceso; mientras que a menor tamaño de bache el corte de agua demora un tiempo más prolongado en alcanzar valores altos, tal como se aprecia en la **Figura 48**.

Figura 48. Comportamiento del corte agua en inyección WAG variando el tamaño de los baches



3.6.2.3 Análisis de sensibilidad a la duración del ciclo WAG La duración del ciclo WAG es un parámetro importante a la hora de analizar el proceso de inyección con el fin de optimizarlo. Para esto, se estudió la respuesta del yacimiento manteniendo las tasas de inyección constantes y variando la duración de los ciclos de inyección. En un principio se planteó trabajar con ciclos de igual tiempo de duración tanto para la inyección de agua como de nitrógeno, es decir, un ciclo con duración de 12 meses, representa 6 meses de inyección de agua y 6 meses de inyección de nitrógeno. La **Tabla 18** muestra las variaciones realizadas al caso base con respecto a la duración del ciclo WAG.

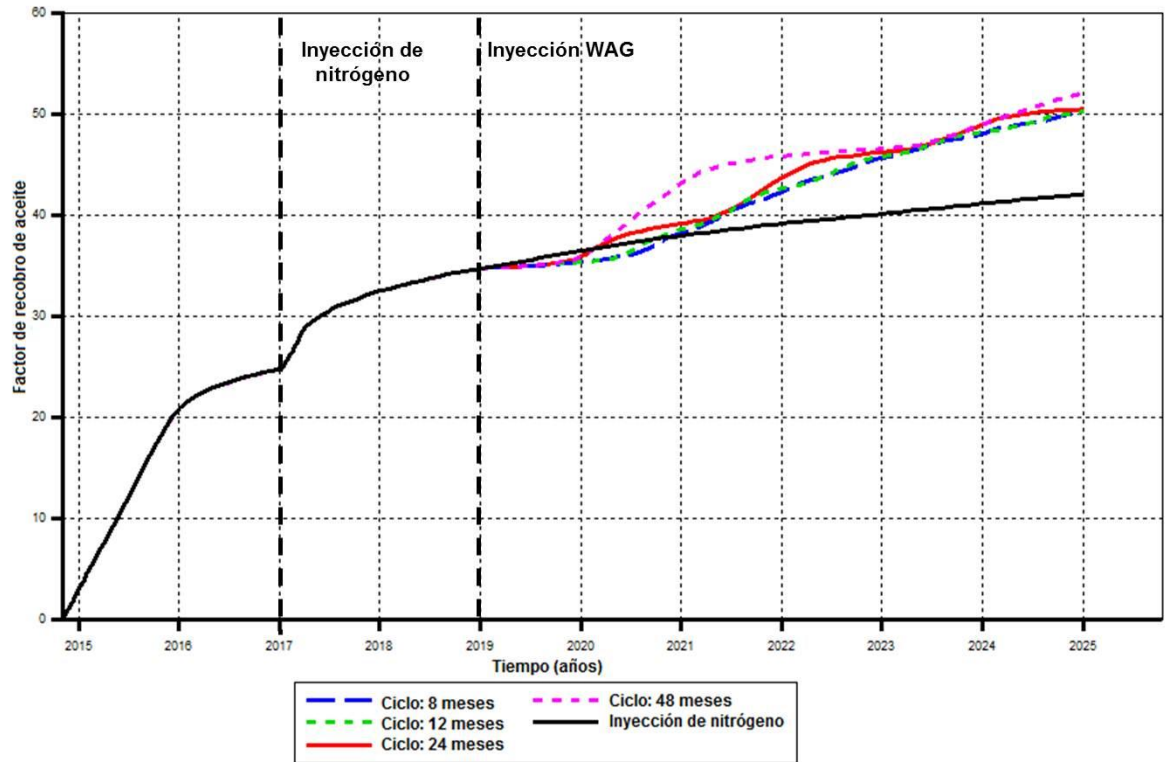
Tabla 18. Variaciones de la duración del ciclo WAG

Duración del ciclo	Tasa de agua (STBD)	Tasa de N ₂ (ft ³ /d)	Número de ciclos
8 meses	600	3369	9
12 meses	600	3369	6
24 meses	600	3369	3
48 meses	600	3369	2

Las tasas de inyección de agua y de nitrógeno permanecen constantes a medida que avanza la inyección WAG. Como ya se mencionó anteriormente un ciclo WAG de 8 meses corresponde a una inyección de agua y de nitrógeno de 4 meses respectivamente, es decir la primera mitad corresponde a la inyección de agua y la segunda mitad corresponde a la inyección de nitrógeno. De igual manera funciona para los ciclos de 12, 24 y 48 meses.

La **Figura 49** presenta la respuesta del factor de recobro durante la inyección WAG variando la duración de los ciclos de inyección. Como se puede observar, el comportamiento de la eficiencia de recobro no mostró un cambio considerable al realizar las variaciones propuestas. Cuando la frecuencia de los ciclos fue menor, es decir, cuando la duración del ciclo fue de 48 meses el factor de recobro presentó un leve aumento.

Figura 49. Respuesta del factor de recobro durante inyección WAG variando la duración del ciclo



Fuente: Computer Modelling Group, STARS, 2012

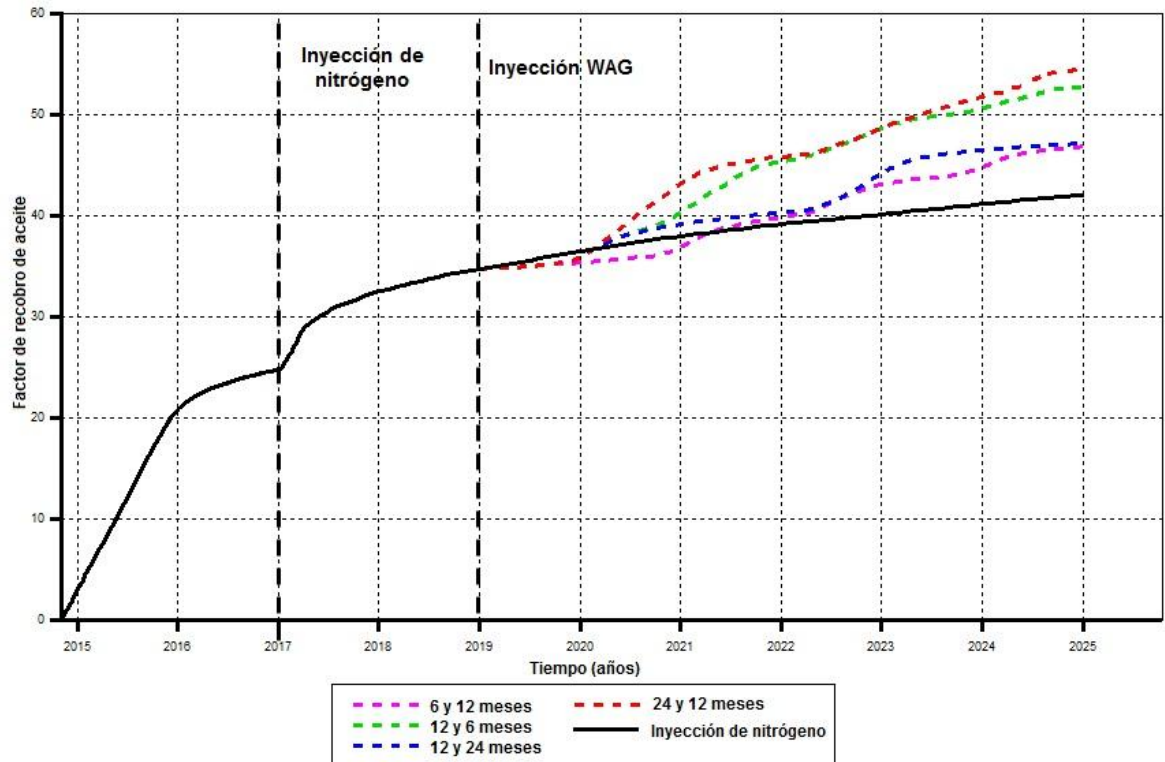
Anteriormente se tomó la decisión de realizar otras variaciones a la duración de los ciclos; esta vez no se trabajó inyectando la mitad del ciclo agua y la otra mitad nitrógeno, por el contrario se realizaron modificaciones para trabajar con ciclos en los que el tiempo inyectado de agua fuera diferente al tiempo de inyección de nitrógeno. En la **Tabla 19**, se aprecia de manera más clara, los cambios realizados a duración de los ciclos.

Tabla 19. Nuevas variaciones de la duración del ciclo WAG

Duración del ciclo	Tiempo inyección de agua	Tiempo de inyección de N ₂	Número de ciclos
18 meses	12 meses	6 meses	4
18 meses	6 meses	12 meses	4
36 meses	24 meses	12 meses	2
36 meses	12 meses	24 meses	2

Al igual que en el caso anterior, la tasas de inyección tanto de agua como de nitrógeno se mantuvieron constantes, se seleccionaron dos tiempos de ciclos, correspondientes a 18 y 36 meses, con la diferencia de que para el tiempo de ciclo de 18 meses, se inyectó agua durante los primeros 12 meses y durante los 6 siguientes se inyectó nitrógeno; posterior a esto se cambió y se inyectó agua durante los primeros 6 meses y los 12 siguientes se inyectó nitrógeno. El mismo análisis se realizó con el tiempo de ciclo de 36 meses. En la **Figura 50** se aprecia el comportamiento del factor de recobro una vez se realizó este análisis de sensibilidad.

Figura 50. Respuesta del factor de recobro durante inyección WAG variando la duración del ciclo



Fuente: Computer Modelling Group, STARS, 2012

Como se aprecia en la **figura 50**, el factor de recobro aumenta cuando el tiempo de inyección de agua es mayor al tiempo de inyección de nitrógeno, esto se debe a que el agua tiene la capacidad de realizar un barrido mayor y más uniforme que el nitrógeno, por lo que el desplazamiento de aceite se hace mayor y la producción de crudo aumenta.

3.7 RESULTADOS DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO INMISCIBLE ALTERNADA CON AGUA

Luego de la realización del análisis de sensibilidad, se procede con la visualización de los resultados obtenidos para los dos escenarios utilizados, partiendo desde la producción primaria hasta la aplicación de la técnica de inyección WAG.

3.7.1 Escenario 1: Inyección WAG posterior a inyección de agua Como se discutió anteriormente, este fue el escenario de comparación para el modelo planteado en el presente trabajo, el resultado fue, que no es viable aplicar la técnica de inyección WAG después de una inyección con agua, debido a que no hubo recuperación adicional de hidrocarburos, tal como se muestra en la **Tabla 20**, en donde se aprecia que el factor de recobro no aumentó, aun variando algunos parámetros operacionales importantes dentro de la inyección WAG.

Tabla 20. Resultados del análisis de sensibilidad inyección WAG posterior a inyección de agua

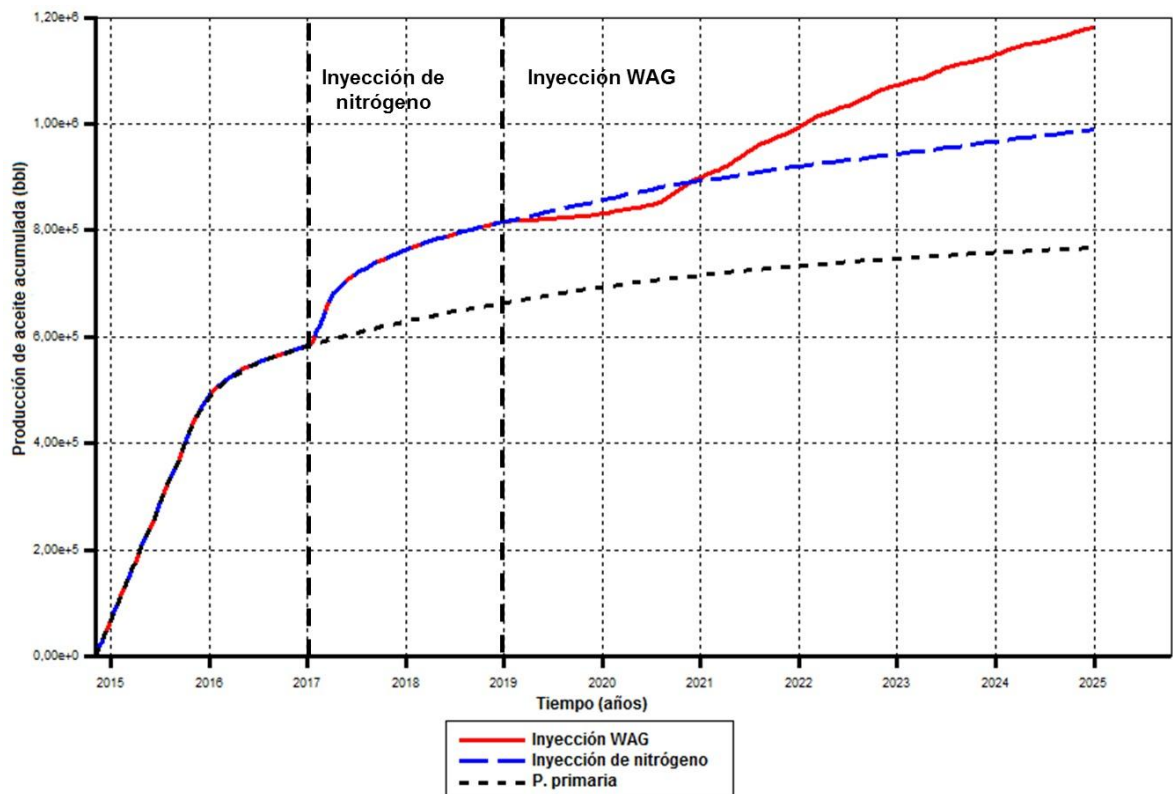
Tamaño de bache	FR	Corte de agua	Corte de gas
< 10% Vp	↓	↓	↑
≥ 10% Vp	↓	↑	↑

Duración del ciclo	FR	Presión de yacimiento
> 8 meses	↓	↓

3.7.2 Escenario 2: Inyección WAG posterior a inyección de nitrógeno Este segundo escenario en el que se implementó la técnica WAG posterior a una inyección de nitrógeno, fue el caso seleccionado por los autores como modelo para el presente trabajo; se inició con una producción primaria, hasta el punto en

que su producción disminuyó hasta la implementación de una inyección inmiscible de nitrógeno como método de recuperación terciario y gracias al cual se alcanzaron mayores factores de recobro por algunos años. Posterior a esto, cuando la sola inyección de nitrógeno alcanzó su límite económico, se implementó la inyección WAG, la cual mejoró visiblemente la producción y se recuperaron cantidades adicionales de hidrocarburos.

Figura 51. Producción acumulada de aceite para las diferentes técnicas utilizadas



Fuente: Computer Modelling Group, STARS, 2012

Teniendo en cuenta los resultados visualizados en la **Figura 51**, se puede apreciar que la producción acumulada de aceite para el proceso de recuperación mediante inyección de nitrógeno hasta el año 2025 sería de aproximadamente 1 millón de barriles de aceite (MMSTB). Para esa misma fecha, implementando la inyección

WAG desde el año 2019, se alcanzó una producción acumulada de alrededor 1.2 millones de barriles de aceite (MMSTB).

En la **Tabla 21**, se muestra, el comportamiento de del factor de recobro, el corte de agua y el corte de gas, basados en las sensibilidades realizadas a los principales parámetros operacionales dentro del proceso, tales como el tamaño del bache, la relación WAG y la duración del ciclo WAG,

Tabla 21. Resultados del análisis de sensibilidad inyección WAG posterior a inyección de nitrógeno.

Tamaño de bache	FR	Corte de agua	Corte de gas
< 10% Vp	↑	↑	↓
≥ 10% Vp	↑	↑	↓

Relación WAG	FR	Corte de agua	Corte de gas
≤ 1	↑	↑	↓
> 1	↑	↑	↓

Duración del ciclo	FR	Presión de yacimiento
> 8 meses	≡	≡

Por último, se presenta una tabla comparativa entre los factores de recobro alcanzados después de cada una de las etapas de producción planteadas en el piloto desarrollado en el presente trabajo.

Tabla 22. Resultado de los métodos de producción utilizados en el piloto

Método de recuperación	Producción acumulada incremental [KSTB]	Factor de recobro incremental [%]
Producción primaria	580	25
Inyección nitrógeno	240	10
Inyección WAG	380	16
Total	1200	51

4. CONCLUSIONES

- ✓ En el modelo conceptual elaborado en el presente trabajo, la implementación del proceso de recuperación mejorada de inyección de nitrógeno inmisible alternado con agua es técnicamente factible si se realiza posterior a un desplazamiento con gas, ya que los valores adicionales de recobro alcanzados son significativamente altos para una técnica de recuperación terciaria; contrario a lo que sucede cuando se emplea esta misma técnica posterior a una inyección de agua, debido a que no se obtienen tasas de recobro adicionales, por lo que no se considera técnicamente viable en este caso.
- ✓ La baja densidad del nitrógeno lo convierte en un gas con una escasa capacidad de desplazamiento de fluidos más densos, por lo que su inyección debe estar limitada a yacimientos de crudos con altas gravedades API y con espesores relativamente bajos para permitir un mejor barrido del fluido remanente desde la formación hacia los pozos productores.
- ✓ Es conveniente la implementación de la técnica de inyección de nitrógeno alternada con agua cuando no se cuenta con los suficientes recursos hídricos para realizar una inyección de agua por periodos de tiempo prolongados o cuando se tienen regulaciones estrictas sobre el uso y tratamiento del agua.
- ✓ Antes de comenzar con el desarrollo del proceso de inyección de nitrógeno, se deben realizar estudios y cálculos precisos sobre el volumen total y la pureza requerida para la inyección del gas, con el propósito de seleccionar la planta de separación de aire adecuada y las facilidades de superficie apropiadas.

- ✓ Conforme a los resultados obtenidos de los análisis de sensibilidad se puede afirmar que los parámetros de yacimiento tienen mayor influencia sobre el rendimiento del proceso que los parámetros operacionales, por lo que se concluye que la viabilidad técnica del proceso depende en mayor medida de las características y de las condiciones inherentes a la formación.

- ✓ Durante el proceso de inyección WAG inmiscible con nitrógeno, se recomienda operar a bajas tasas de inyección de gas, ya que la eficiencia de desplazamiento no aumenta de manera significativa aunque se inyecten volúmenes adicionales del mismo, por lo cual se podrán obtener factores de recuperación similares a menores costos.

5. RECOMENDACIONES

- ✓ Al concluir que la implementación de un proyecto de inyección de nitrógeno inmisible alternado con agua posterior a una recuperación mediante inyección de nitrógeno es técnicamente viable, se recomienda realizar un análisis económico que contraste los costos (separación e inyección del gas y del agua, facilidades de superficie requeridas, personal de supervisión, tratamiento) con los ingresos (precio internacional del crudo).

- ✓ Se recomienda realizar un proceso de inyección WAG de nitrógeno miscible mediante simulación numérica con el fin de comparar los resultados técnicos y económicos con la técnica empleada en el presente trabajo y analizar si presenta un mejor control de movilidad en el frente de desplazamiento.

- ✓ Se recomienda realizar un detallado análisis de sensibilidad a los principales parámetros de yacimiento tales como el tamaño del espesor, las intercalaciones de arenas y arcillas, el área del patrón, entre otros; durante la implementación de un proceso de inyección WAG con nitrógeno para determinar la incidencia de estos en el desarrollo del proceso ya que la variación de los parámetros operacionales no mostró aumentos significativos en la eficiencia de recobro.

BIBLIOGRAFÍA

AYALA, A.E. MONSALVE L.C. “Evaluación Técnica De Un Proceso De Inyección Continua De CO₂ Miscible Mediante Simulación Numérica”. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2014.

CHRISTENSEN, J.R. STENBY, E.H. LYNGBY. SKAUGE, A. “Review of WAG Field Experience “. SPE-39883. 1998.

CLANCY, J.P. CHENG, L.H.K. GILCHRIST, R.E. BYWATER D.R., “Analysis Of Nitrogen Injection Projects To Develop Screening Guides And Off-Shore Design Criteria”. SPE -11902-PA. 1985.

CLAVERÍA, P.L. LOZANO, M.A. HOMBRADOS, A. “Modelización Y Simulación De Plantas Criogénicas De Separación De Aire Con Hysys”. Artículo. Universidad de Zaragoza. 2001.

COMPUTER MODELLING GROUP LTD. User’s Guide. Builder. Versión 2007.

DONG, J. HUANG, S. CHATZIS, I. “Analysis of Immiscible Water-Alternating-Gas (WAG) Injection Using Micromodel Tests. PETSOC-05-02-01- 2005.

EMONS, F.R. HUDSPETH, L.D. CALNCY, J.P. ZORNES, D.R. PHILCOX, J.E. “Nitrogen Management at the East Binger Unit Using An Integrated Cryogenic Process”. SPE-15591-MS. 1986.

EVISON, B. GILCHRIST, R.E. “New Developments in the Oil Industry”. SPE-24313. 1992.

FLORES YENQUE, L.A. "Recuperación mejorada del petróleo mediante la inyección de Nitrógeno". Tesis de Grado. Universidad Nacional de Ingeniería. Lima. 2009.

GREENWALT, W.A. VELA, S. CHRISTIAN, L.D. SHIRER, J.A. "A Field Test of Nitrogen WAG Injectivity". SPE-8816-PA. Journal of Petroleum Technology. 1982.

HAUGEN, S. SURGUCHEV, L.M. RAGNHILD K. KRAKSTAD, O.S. "Screening of WAG Injection Strategies for heterogeneous reservoirs". SPE-25075-MS. 1992.

HUIJGENS, R.J.M. HAGOORT, J. "Interfacial Tension of Nitrogen/Volatile Oil Systems". SPE-26643-PA. 1993.

JIMENEZ DIAZ, R. "Análisis E Interpretación De Yacimientos Sometidos A Proceso De Inyección Alternada De Agua Y Gas (WAG) Mediante Analogías". Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2005.

JUEZ, J. RUIZ, R. "Evaluación De Un Proyecto De Nitrógeno En El Campo Ancón". Tesis de Grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral. 2009.

KOSOWATZ, J. "Giant Nitrogen Plant Enhances Oil Production Mexico. Engineering News and Record. 2000.

KUEHM, H.G. "Hawkins Inert Gas Plant: Design and Early Operation". SPE-6793-MS.1977.

KUO, J.C. LUNA, J. LEÓN PEREZ, J.B ELLIOT, D.G. "World's Largest N2-Generation Plant Stars Up For Cantarell Reservoir Pressure Maintenance". 2001.

LIMON HERNANDEZ, T. DE LA FUENTE, G. GARZA-PONCE, G. MONROY, M. "Overview Of The Cantarell Field Development Program". OTC-10860.MS. 1999.

MONROY, D.M. CORONADO, J.M. "Análisis De Yacimientos Sometidos A Procesos De Inyección Alternada De Agua Y Gas (WAG) Mediante Simulación Numérica". Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2008.

MORENO, A.E. "Estudio de la Factibilidad Técnica-Económica de la Inyección de Nitrógeno Sobrecalentado Para la Recuperación Térmica de Crudos Extrapesados en la Arena TL del Yacimiento MFB-15 Campo Bare". Tesis de Grado. Universidad Central de Venezuela. 2012.

RIVERA DE LA OSSA, J.E. CORREA, J.C. MANTILLA, C.A. DUARTE, C.A. "Evaluation of Displacement Efficiency in Volatile Oil Reservoirs Under Nitrogen Injection". SPE-70053. 2001.

RODRIGUEZ DE LA GARZA, F. "Explotación Del Complejo Cantarell: Historia, Estado Actual y Perspectiva". 2009.

RODRIGUEZ, F. ORTEGA, J.L. SANCHEZ, O. "Reservoir Management Issues in the Cantarell Nitrogen Injection Project". OTC-13178. 2001.

SANCHEZ, N.L. "Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects". Caracas. SPE-53714-MS. 1999.

SINANAN, B. BUDRI, M. "Nitrogen Injection Application For Oil Recovery in Trinidad". SPE-15692-MS. 2012.

VICENCIO, O.A. SEPEHRNOORI, K. MILLER, M.A. "Simulation of Nitrogen Injection into Naturally Fractured Reservoirs". SPE-92110. 2004.

ZHANG, Y.P. SAYEGH, S. HUANG. "Enhanced Heavy Oil Recovery by Immiscible WAG Injection". PETSOC-2006-014. 2006.