

Desempeño de la inyección de CO₂ miscible como método WAG-EOR en un yacimiento con
características del “Pré-sal” brasileiro

Linibeth Melissa Saucedo Hernández

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniera de Petróleos

Orientador:

Renato Espírito Basso Poli

MSc. Ingeniería de Minas

Director:

Andrés Felipe Ortiz Meneses

MSc. Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Químicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

A Dios, a la vida, a la naturaleza y a mis padres, Solangel y Armando.

A mi nona María Elisa, por su amor y sus enseñanzas, *“Paso a paso se llega lejos”*

Agradecimientos

Debo empezar por agradecerle a Dios, quien me ha permitido sentir, vivir y ser humana. La madre naturaleza, quien me permitió conectarme profundamente y entender que no somos un número, ni tampoco somos un título.

Mi padre, Armando, por luchar incondicionalmente por mí. Mi mamá, Solangel, por darme fuerzas, guiarme y confiar en mí. A mi familia, mi nona, mis abuelos, tía Jesusita, tía Judith, tía Rosa, tío Toño, tío Alonso, tío Álvaro y a todas y todos que comparten su felicidad conmigo.

Kateryn, Tata, Nico y Carlos, les agradezco profundamente por estar ahí, por iniciar juntos este camino, por compartir sus miedos, sus fortalezas y sus sentires conmigo, porque la vida nos juntó y nos mantiene. Diego gracias por las mejores energías compartidas y por abrirme a ese mundo que el principito nos invitó.

Al maestro Nicolás, por ese espacio tan preciado “Macondo”, del que me llevo grandes experiencias, fortalezas y aprendizajes. Al CEBUIS porque fue mi iniciación en la lucha por el movimiento estudiantil, y donde me encontré grandes personas, María A y Joha.

Sin dudas debo agradecer a la Universidad Pública, por las oportunidades que me brindó, las personas, los seres y el amor que me entregó. Profesor Orlando, gracias por confiar en mí y nutrir mi aprendizaje por la defensa de la Educación Superior Pública. Gracias Diana y Nathalia por luchar juntas, por ser conciencia y resistencia. Y mi compañero, Luis David, gracias por compartir su vida, su tiempo y sus energías conmigo. Gracias Renato y Nelson por apoyarme en esta idea. Ahmad gracias por ser mi parcerero, mi amigo. Gracias a todas y todos los que la vida y la universidad me cruzó en esta caminada.

Tabla de contenido

Introducción	23
1. Objetivos	26
1.1. Objetivo General	26
1.2. Objetivos Específicos	26
2. Revisión bibliográfica	27
2.1. Métodos de Recuperación Especial	27
2.1.1. EOR-IOR..	27
2.1.2. Métodos de Desplazamiento Miscible	30
2.1.3. Miscibilidad..	32
2.1.4. Miscibilidad de primer contacto.	34
2.1.5. Miscibilidad por múltiples contactos.	34
2.1.5.1. Mecanismo de vaporización.	35
2.1.5.2. Mecanismo de condensación..	36
2.1.6. Presión Mínima de Miscibilidad (PMM)..	37
2.2. Yacimientos Naturalmente Fracturados (NFR)	38
2.2.1. Yacimiento el “PRÉ-SAL”	39
2.2.2. Propiedades de un yacimiento con características del “PRÉ-SAL”	43
2.3. Técnica CO ₂ –WAG	43
2.3.1. Mecanismos de recuperación que actúan en el yacimiento..	45
2.3.2. Inyección de Dióxido de Carbono..	47
2.3.3. Controladores operacionales comunes en WAG.	49

2.3.3.1. Tamaño de Bache.....	52
2.3.3.2. Tiempo de Bache..	52
2.3.3.3. Relación WAG.....	53
2.3.3.4. Volumen total de Dióxido de Carbono.	53
2.3.3.5. Presiones de Inyección.	53
3. Modelo Base Representativo	54
3.1. Modelo base de yacimiento.....	54
3.1.1. Yacimiento, geología y propiedades petrofísicas.	54
3.1.2. Dimensiones del modelo.....	56
3.1.3. Parámetros del yacimiento.....	56
3.1.4. Caracterización de fluidos e interacciones.....	57
3.2. Variables de decisión y planteamiento del esquema de inyección WAG	59
3.2.1. Numero de pozos, tipo y espaciamiento..	60
3.2.2. Condiciones operacionales iniciales y Análisis Económico-Financiero.	61
3.2.3. Composición del gas rico en CO ₂	64
3.2.4. Relación WAG y Tamaño del bache.	65
3.2.4.1. Volúmenes de Agua y Gas simétricos, S1	65
3.2.4.2. Volúmenes de Agua y Gas asimétricos, S2.	66
3.2.5. Presiones de Inyección.....	67
4. Aplicación y Sensibilización.....	68
4.1. Descripción del esquema de Inyección Inicial.....	68
4.2. Sensibilización del Tamaño del bache	71

4.2.1. Volúmenes de agua y gas simétricos, S1.	72
4.2.2. Volúmenes de agua y gas asimétricos, S2.	73
4.3. Sensibilización de las Presiones de Inyección.....	73
5. Resultados y Discusión	74
5.1. Esquema Inicial de Inyección	74
5.2. Tamaño de bache, asumiendo volúmenes simétricos.....	78
5.2.1. Tamaño de bache: 0.3% HCVP.	79
5.2.2. Tamaño de bache: 2% HCVP.	82
5.2.3. Tamaño de bache: 3% HCVP	84
5.2.4. Tamaño de bache: 5% HCVP..	86
5.3. Tamaño de bache, volúmenes asimétricos	87
5.3.1. Tamaño de bache: 0.3-0.4% HCVP.....	87
5.3.2. Tamaño de bache: 0.9-0.8% HCVP.....	90
5.3.3. Tamaño de bache: 3.5-3.1% HCVP.....	
5.3.4. Tamaño de bache: 4.2-3.8% HCVP.....	92
5.4. Presiones de Inyección	93
5.5. Esquemas de comparación	95
5.5.1. Respecto al esquema de Inyección Inicial.	95
5.5.2. Respecto al Tamaño del bache.....	96
5.5.2.1. Volúmenes simétricos.....	96
5.5.2.2. Volúmenes asimétricos.	98
5.5.3. Respecto a las presiones de inyección.	100

6. Conclusiones	104
7. Recomendaciones	106
Referencias Bibliográficas	107
Apéndices.....	114

Lista de tablas

Tabla 1. Factores que afectan la eficiencia de la recuperación.....	29
Tabla 2. Elementos geoquímicos asociados con los minerales del “Pré-sal”.....	40
Tabla 3. Datos del modelo estático del yacimiento	56
Tabla 4. Datos y propiedades del yacimiento	56
Tabla 5. Composición de los fluidos en yacimiento	58
Tabla 6. PMM según la composición del gas de inyección	59
Tabla 7. Ubicación de pozos del esquema de inyección WAG	61
Tabla 8. Restricciones físicas de las plataformas.....	62
Tabla 9. Datos económicos detallados- costos de producción y gastos fiscales.....	63
Tabla 10. Condiciones operacionales por pozo productor.....	64
Tabla 11. Condiciones operacionales por pozo inyector.	64
Tabla 12. Distribución de bloques del modelo	69
Tabla 13. Volúmenes del modelo	69
Tabla 14. Propiedades termodinámicas del gas de inyección.....	70
Tabla 15. Factor de compresibilidad del gas de inyección	71
Tabla 16. Esquema operacional WAG al inicio de la inyección	71
Tabla 17. Completamiento de pozos.....	71
Tabla 18. Volúmenes porosos de agua y gas simétricos.....	72
Tabla 19. Volúmenes porosos de agua y gas asimétricos	73
Tabla 20. Presiones de inyección usadas en la simulación.....	74
Tabla 21. Apertura y cierre de pozos para tamaño de bache 0.3% HCVP	79

Tabla 22. Apertura y cierre de pozos para tamaño de bache 2% HCVP	83
Tabla 23. Apertura y cierre de pozos para tamaño de bache 3% HCVP	86
Tabla 24. Apertura y cierre de pozos para tamaño de bache 5% HCVP	86
Tabla 25. Apertura y cierre de pozos para tamaño de bache 0.3 y 0.4% HCVP	89
Tabla 26. Apertura y cierre de pozos para tamaño de bache 0.9 y 0.8% HCVP.	90
Tabla 27. Apertura y cierre de pozos para tamaño de bache 3.5 y 3.1% HCVP.	91
Tabla 28. Apertura y cierre de pozos para tamaño de bache 4.2 y 3.8% HCVP.	92
Tabla 29. Comparación escenarios planteados para llegar al esquema de inyección inicial.	95
Tabla 30. Comparación escenarios planteados para optimizar el bache de inyección, S1	97
Tabla 31. Comparación escenarios planteados para optimizar el bache de inyección, S1.	97
Tabla 32. Ingresos y egresos, esquemas S1	97
Tabla 33. Rentabilidad, esquemas S1	98
Tabla 34. Comparación escenarios planteados para optimizar el bache de inyección, S2.	99
Tabla 35. Comparación escenarios planteados para optimizar el bache de inyección, S2.	99
Tabla 36. Ingresos y egresos, esquemas S2	100
Tabla 37. Rentabilidad, esquemas S2.	100
Tabla 38. Factor de recobro para los 3 escenarios de presiones de inyección.	101
Tabla 39. Ingresos y costos, de los 3 escenarios de presiones de inyección.	101
Tabla 40. Rentabilidad, presiones de inyección.	101
Tabla 41. Iteraciones entre distanciamiento de pozos.	118
Tabla 42. Distancia entre pozos	119
Tabla 43. Volúmenes de modelo representativo de yacimiento.	122

Lista de figuras

Figura 1. EOR, petróleo adicional recuperado. Adaptado de Lake L.W. (2010). Enhanced Oil Recovery” University of Texas.....	28
Figura 2. Diagrama Pseudoternario. Adaptado de Lake L.W. (1989). Enhanced Oil Recovery” University of Texas.....	31
Figura 3. Tipos de miscibilidad. Adaptado de Alston R. B. (1985).	33
Figura 4. Esquema de los procesos de miscibilidad. Adaptado de Lake L.W. (1989). Enhanced Oil Recovery” University of Texas.....	33
Figura 5. Miscibilidad al primer contacto. Adaptado de Lake L.W. (1989). Enhanced Oil Recovery” University of Texas.....	34
Figura 6. Mecanismo de Vaporización por múltiples contactos. Adaptado de Lake L.W. (1989). Mecanismo de vaporización @ T y P constantes.	35
Figura 7. Mecanismo de condensación en el método de múltiples contactos. Adaptado de Lake L.W. (1989). Mecanismo de condensación @ T y P constantes.	37
Figura 8. Reconstrucción paleográfica, formación yacimiento “Pré-sal” 108 M.a. Adaptado de Boyd et al., (2015).	40
Figura 9. Áreas de la cuenca de Santos y cuenca de Campos en el “Pré-sal”. Adaptado de PETROBRAS (2017) Optimizing Production of Santos Pre-Salt Fields thorough Sound Reservoir Management Practices”, OTC-27993-M.	41
Figura 10. Área de la cuenca de Santos en el “Pré-sal” SBPSC. Adaptado de Berton et al. (2015).	42
Figura 11. Yacimiento el “Pré-sal”. Adaptado de PETROBRAS. Formação da camada do Pré-sal.	

.....	42
Figura 12. Diagrama esquemático operación WAG con CO ₂ miscible. Adaptado de Camacho (2017).....	45
Figura 13. Mecanismo de Imbibición en NFR. Adaptado de Camacho (2017).	47
Figura 14. Diagrama de fases P-T del CO ₂ . Adaptado de Schlumberger Oifield Glossary. (2004/2005). Diagrama de fase p-T del CO ₂	49
Figura 15. Modelo representativo del yacimiento vista 3D.....	55
Figura 16. Escenarios precios futuros petróleo. Adaptado de Agencia Internacional de Energía.63	
Figura 17. Escenarios precios futuros BP & ANH. Adaptado de UPME. Proyección del precio de los energéticos.....	63
Figura 18. Estrategia de inyección en los pozos.	66
Figura 19. Gráfica de Eaton. Adaptado de Schlumberger, Presiones de formación.....	67
Figura 20. Región del modelo para el proyecto de inyección WAG.....	69
Figura 21. Modelo en vista 3D	70
Figura 22. Afectación de los pozos inyectora hacia los pozos productores	75
Figura 23. Producción de pozos primer esquema planteado.....	75
Figura 24. Producción de pozos con segundo esquema planteado.	76
Figura 25. Saturación de agua en las fracturas	76
Figura 26. Permeabilidad en las fracturas.....	77
Figura 27. Producción de pozos del esquema final planteado	78
Figura 28. Ciclos de inyección de pozos inyectora	78
Figura 29. Esquema final propuesto	78
Figura 30. Producción de pozos, con tamaño de bache de 0.3% HCVP	81

Figura 31. Ciclos de inyección tamaño de bache 0.3% HCVP.....	82
Figura 32. Producción de pozos, tamaño de bache 2% HCVP	84
Figura 33. Ciclos de inyección, tamaño de bache 2% HCVP.....	84
Figura 34. Ciclos de inyección, tamaño de bache 3% HCVP.....	85
Figura 35. Producción de pozos, tamaño de bache 3% HCVP	85
Figura 36. Producción de pozos, tamaño de bache 5% HCVP.....	87
Figura 37. Producción de pozos, con tamaño de bache de 0,3-0,4 % HCVP	88
Figura 38. Ciclos de inyección, esquemas S2.....	88
Figura 39. Producción de pozos, con tamaño de bache de 0,9-0,8 % HCVP.....	90
Figura 40. Producción de pozos, con tamaño de bache de 3.5-3,1 % HCVP.....	91
Figura 41. Producción de pozos, con tamaño de bache de 4.2-3.8 % HCVP	92
Figura 42. Producción de pozos con presión de inyección de 500 kg/cm ²	94
Figura 43. Producción de pozos con presión de inyección de 650 kg/cm ²	94
Figura 44. Producción de pozos con presión de inyección de 850 kg/cm ²	95
Figura 45. Producción de aceite para esquema WAG sensibilizado.	102
Figura 46. Producción de aceite para esquema convencional, sin inyección.	102
Figura 47. Factor de recobro para esquema WAG sensibilizado.....	103
Figura 48. Factor de recobro para esquema convencional sin inyección.	103
Figura 49. Ubicación de los pozos en yacimiento	114
Figura 50. Posición de pozos y su relación con la saturación de aceite.....	115
Figura 51. Resultado de la producción de pozos con la ubicación inicial	116
Figura 52. Resultado de la producción de pozos con la segunda iteración de ubicación	116
Figura 53. Resultado de la producción de pozos con la tercera iteración de ubicación	117

Figura 54. Resultado de la producción de pozos con la cuarta iteración de ubicación.....	117
Figura 55. Producción de pozos sin pozos inyectoros	120
Figura 56. Cambio en la saturación de aceite 2019-2029, sin pozos inyectoros	121
Figura 57. Producción de agua y de gas con tamaño de bache 0.3% HCVP, E1.	123
Figura 58. Producción de agua y de gas con tamaño de bache 2% HCVP, E2.	124
Figura 59. Producción de agua y de gas con tamaño de bache 3% HCVP, E3.	124
Figura 60. Producción de agua y de gas con tamaño de bache 5% HCVP, E4.	125
Figura 61. Producción de agua y gas, tamaño de bache 0.3-0.4% HCVP	125
Figura 62. Producción de agua y gas, tamaño de bache 0.9-0.8% HCVP	126
Figura 63. Producción de agua y gas, tamaño de bache 3.5-3.1% HCVP.....	126
Figura 64. Producción de agua y gas, tamaño de bache 4.2-3.8% HCVP.....	127

Lista de Apéndices

Apéndice A. Optimización del número y posicionamiento de pozos.....	114
Apéndice B. Volúmenes del modelo.....	122
Apéndice C. Producción de agua y gas, esquemas S1.....	123
Apéndice D. Producción de agua y gas, esquemas S2.....	125

Nomenclatura

Símbolo	Nombre
S_o	Saturación de Petróleo
S_{oi}	Saturación de Petróleo Inicial
S_{or}	Saturación de Petróleo Residual
M	Razón de Movilidad
K_w	Permeabilidad del agua
K_o	Permeabilidad del Petróleo
μ	Viscosidad
μ_o	Viscosidad del Petróleo
μ_w	Viscosidad del agua
V	Velocidad
N_{ca}	Número Capilar
Θ	Ángulo de contacto
Σ	Tensión interfacial Agua-aceite
P	Presión
P_c	Presión Capilar
P_c	Presión Crítica
T	Temperatura
T_c	Temperatura Crítica
M	Metros
C_p	Centipoise

°F	Grados Fahrenheit
°R	Grados Rankine
Y _i	Fracción molar
Lb	Libras
Lbmol	Libra-Mol
Z	Factor de Compresibilidad del Gas
Tr	Temperatura Pseudoreducida
Pr	Presión Pseudoreducida
Kg	Kilogramo
cm ²	Centímetros cuadrados
°	Grados
Md	Milidarcy

Abreviaturas	Nombre
GEI	Gases de Efecto Invernadero
ED	Desplazamiento Efectivo
CO ₂	Dióxido de Carbono
PSI	Libras por pulgada cuadrada- Pounds per square Inch
Mt CO ₂	Mega Toneladas de Dióxido de Carbono
WAG	Inyección Alternada de Agua y Gas- Water Alternating Gas
WAG-EOR	Recobro Mejorado por Inyección Alternada de Agua y Gas
BOPD	Barriles de Petróleo por día
GOR	Relación Gas-Petróleo

SBPSC	Cuenca de Santos en el “Pré-sal”
STB	Barril de tanque de almacenamiento- Stock Tank Barrel
SCF	Pies cúbicos Estándar- Standard Cubic Foot
FPSO	Unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga
Kbopd	Miles de barriles de Petróleo al día
Mmcfd	Millones de Pies Cúbicos al Día
IPCC	Panel Intergubernamental de Expertos Sobre el Cambio Climático
IBAMA	Instituto Brasileiro del Medio Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables
Gt CO ₂ -eq/año	Gigatoneladas de Dióxido de Carbono Equivalente al año
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S.A
HCPV	Volumen poroso de hidrocarburos
Lb/lbmol	Libras por libra mol
NFR	Yacimientos Naturalmente Fracturados
NTG	Relación Net to Gross
API	Instituto Americano del Petróleo- American Petroleum Institute-
STD	Desplazamiento del Tubo Delgado- Slim Tube Displacement-
VNP	Valor Neto Presente
MME	Enriquecimiento Mínimo de Miscibilidad
PMM	Presión Mínima de Miscibilidad
EOS	Ecuaciones de Estado
IEA	Agencia Internacional de Energía- International Energy Agency
BHP	Presión de Fondo de Pozo- Bottom Hole Pressure
UNICAMP	Universidad de Campinas

USP	Universidade de São Paulo
CY	Condições de Yacimiento
ODS	Objetivo de Desenvolvimento Sustentável
PM	Peso Molecular
Tpseu	Temperatura Pseudocrítica
Ppseu	Pressão Pseudocrítica
GPSA	Associação de fornecedores e processadores de gás- Gas Processors Suppliers Association-
SI	Unidades do Sistema Internacional
RF	Recuperação Final

RESUMEN

TÍTULO: DESEMPEÑO DE LA INYECCIÓN DE CO₂ MISCIBLE COMO MÉTODO WAG-EOR EN UN YACIMIENTO CON CARACTERÍSTICAS DEL “PRÉ-SAL” BRASILEIRO

AUTORA: LINIBETH MELISSA SAUCEDO HERNÁNDEZ

PALABRAS CLAVE: PRÉ-SAL, INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y GAS-WAG, DIÓXIDO DE CARBONO-CO₂, CARBONATOS HETEROGÉNEOS, GASES DE EFECTO INVERNADERO, RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE-EOR.

La técnica CO₂-WAG como proceso EOR, está siendo evaluada en yacimientos del “Pré-sal” brasileiro. Trayendo consigo muchos desafíos en el gerenciamiento del yacimiento. Para Formigli et al. (2009), el “Pré-sal” es uno de los descubrimientos petrolíferos más importante de las últimas décadas, con reservas probadas de 13.238 billones de barriles de petróleo. Con un panorama desalentador de emisiones antropogénicas de Gases de Efecto Invernadero (GEI), la industria de los hidrocarburos tiene la responsabilidad de favorecer y priorizar procesos ambientalmente eficientes.

Este trabajo evalúa el desempeño de la inyección de gas rico en CO₂ como método WAG en yacimientos con características del “Pré-sal”. Se identifican las principales variables y mecanismos de yacimientos involucrados. Se escogen los parámetros WAG considerados más importantes, en este caso, Tamaño de bache (% HCVP) y Presiones de Inyección. Se realizan simulaciones correspondientes a 10.5 años del comportamiento de la producción. Con el planteamiento de un esquema inicial de inyección, se evalúan dos casos, uno con % HCVP simétricos (S1) y otro con porcentajes asimétricos (S2).

Encontrando escenarios con mayores factores de recobro en tamaños correspondientes a 3% HCVP para S1 y baches de 0.3% HCVP de gas y 0.4 % HCVP de agua, en el caso S2. Se tuvo en cuenta en los escenarios planteados para las presiones de inyección, las limitaciones geo mecánicas presentadas por el yacimiento, arrojando que el mayor factor de recobro se consigue con inyecciones de 650 kg/cm².

*Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: PERFORMANCE OF MISCIBLE CO₂ FLOODING IN A WAG-EOR METHOD IN A FIELD WITH PRE-SALT BRAZILIAN CHARACTERISTICS.

AUTHOR: LINIBETH MELISSA SAUCEDO HERNÁNDEZ

KEY WORD: PRE-SALT, WATER ALTERNATING GAS-WAG, CARBON DIOXIDE-CO₂, HETEROGENEOUS CARBONATES, GREENHOUSE GASES, ENHANCED OIL RECOVERY-EOR.

The CO₂-WAG as an EOR technique is being evaluated in the Brazilian “Pre-salt” reservoirs. It is however, associated with so many reservoir management challenges. It is worthy to note that Formigli et al. (2009), reported the discovery of the “Brazil Pre-salt” fields is amongst the most important oil discoveries of the last decades worldwide, with a proven oil reserves of 13.238 billion barrels of oil equivalent. With a discouraging panorama of anthropogenic Greenhouse Gas emissions (GHG) however, the oil & gas industry has the responsibility to favor and prioritize environmentally efficient processes of exploitation.

This work evaluates the performance of the injection of CO₂-rich gas in the reservoirs to support enhanced recovery through the WAG technique. The main variables and mechanisms of reservoirs involved are identified. The WAG parameters considered most important are chosen, in this case, Slug size (% HCVP) and Injection Pressures. Simulations are made corresponding to 10.5 years of production behavior. With the approach of an initial injection scheme, two cases were evaluated, one with % HCVP symmetries (S1) and another with asymmetric percentages (S2).

Scenario analysis reveals greater recovery factors occurs in sizes corresponding to 3% HCVP for S1 and slugs of 0.3% HCVP of gas and 0.4% HCVP of water, in case S2. For the injection pressures, the proposed scenarios took into account the geo-mechanical limitations presented by the reservoir, showing that the greatest recovery factor is achieved with injections of 650 kg /cm².

*Bachelor Thesis

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School.

Introducción

La historia del “Pré-sal” inicia con el pozo descubridor en el campo Lula, el RJS-628, que fue perforado en el año 2005. Desde entonces la industria petrolera brasilera y mundial ha enfrentado innumerables desafíos, sobrellevados con el respaldo de la gran inversión en investigación y caracterización de sus yacimientos; entre ellos, (i) la perforación de una capa salina con comportamiento visco elástico, (ii) plataformas y navíos anclados al lecho marino con profundidades de 2-3 km, (iii) desarrollo de poderosos ductos resistentes a ambientes altamente corrosivos y sometidos a altas presiones y tracciones, entre otros.

De igual manera, los esfuerzos por una industria petrolera inteligente nunca paran. El “Pré-sal”, es uno de los descubrimientos petrolíferos más importantes de las últimas décadas (Formigli et al., 2009). Cuenta con reservas probadas de 13.238 billones de barriles de petróleo, y reservas probadas, probables y posibles de 23.85 billones de barriles de petróleo (ANP, 2018). Los pozos del “Pré-sal”, producen petróleo de alta calidad, entre 29-30 ° API, con una tasa de hasta 40000 BOPD. Nueve de los diez pozos con mayor producción de Brasil se encuentran en el “Pré-sal”. El más productivo de ellos está ubicado en el campo Lula, con una producción de 36.000 BOPD (PETROBRAS, 2018).

Según la Universidad de Campinas (UNICAMP), el “Pré-sal” presenta una relación gas-aceite (GOR) de 230-250 m³ de CO₂/m³ de petróleo. Desde etapas tempranas en los proyectos de desarrollo del “Pré-sal”, los estudios fueron dirigidos a cuestiones de EOR (*Enhanced Oil Recovery*) y los principales conductores para llegar a la decisión estratégica de no ventilar el gas a la atmosfera y reinyectarlo fueron la presencia del contaminante CO₂, GOR relativamente alto

en el yacimiento y la legislación cada vez más rigurosa, ya que el Instituto Brasileiro del Medio Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables-IBAMA, obliga a no ventilar a la atmósfera dichos gases de efecto invernadero. Estudios se desarrollaron y muchos métodos EOR considerados, sin embargo, debido a las limitaciones del EOR costa afuera, se decidió que el método de recuperación para el “Pré-sal” debería aprovechar de algún modo los recursos abundantes disponibles: Agua de mar y gas producido; La combinación de ambos fue entonces la Inyección Alternada de Agua y Gas-WAG. (Pizarro et al., 2012; Moczydlower et al., 2012).

La influencia en la dinámica del sistema climático actual es clara. Las emisiones antropogénicas recientes de Gases de Efecto Invernadero (GEI), son las más altas de la historia, con mayores incrementos entre los años 2000 y 2010. A pesar de las políticas de mitigación, las emisiones alcanzaron la cifra de $49 \pm 4,5$ Gt CO₂-eq/año (Global Climate Report, IPCC 2014), siendo la quema de combustibles fósiles y los procesos industriales, los grandes emisores de GEI, provocando el rompimiento del equilibrio termodinámico de la tierra, generando impactos en los sistemas humanos y naturales (Aanuoluwapo et al., 2016).

La previsión del consumo mundial de energía en los países de la OCDE (Organización de Cooperación y Desarrollo Económico) y países no miembros de la OCDE, entre 2006 y 2030 muestra un aumento del 15.5% al 73%, respectivamente (EIA, 2009). Según la edición de 2016 de BP Energy Outlook, se espera un aumento de la demanda mundial de energía del 34% entre 2014 y 2035, a un promedio del 1,4% anual. Este crecimiento de la demanda en general, incluye importantes cambios en la composición del mix energético, con un crecimiento más rápido de los combustibles con bajas emisiones de carbono que el de aquellos con mayores emisiones, a medida que el planeta inicie la transición energética hacia un futuro con bajas emisiones de carbono.

En consecuencia, la industria de los hidrocarburos tiene la responsabilidad de suplir dicha demanda con los recursos energéticos existentes, favoreciendo y priorizando los procesos más eficientes ambientalmente y buscando tecnologías que así se requieran, pues el mundo tiene la necesidad de energía, pero al mismo tiempo de adoptar medidas para combatir las emisiones de GEI. Todo lo anterior genera la necesidad de evaluar la inyección WAG con gas rico en CO₂ miscible, no solo por su alta significancia en la producción, sino además por la relación que este proceso tiene con la disposición de los Gases de Efecto Invernadero mejorando la recuperación del petróleo.

El objetivo del presente trabajo, es evaluar el desempeño de la inyección de gas rico en dióxido de carbono como método WAG en yacimientos con características del “Pré-sal”, para incrementar el factor de recobro. Se sensibilizarán las principales variables operacionales, envueltas en la inyección WAG, las cuales son de gran importancia no solo en la productividad de dichos yacimientos, sino además en la utilización y reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), en este caso el principal agente del cambio climático, el dióxido de carbono-CO₂ (Etkin et al., 2007).

Para evaluar el desempeño del método y realizar el análisis del comportamiento del yacimiento, se utilizará el simulador de yacimientos GEM (*Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator*) de la CMG (*Computer Modelling Group*), el cual simula el flujo en yacimientos de petróleo utilizando formulaciones composicionales. Para lograr una simulación de desplazamiento miscible, el simulador modela flujo de fluidos trifásicos y multicomponentes, además de tener una física completa asociada con el manejo de la permeabilidad relativa como función de saturación, composición y de los efectos de la histéresis en procesos miscibles y WAG.

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

- ✓ Evaluar el desempeño del método WAG con gas rico en CO₂ miscible para incremento del factor de recobro en un yacimiento con características del “Pré-sal” brasileiro.

1.2. Objetivos Específicos

- ✓ Identificar las principales variables operacionales y mecanismos involucrados en el proceso de Inyección de Agua Alternada y Gas rico en CO₂ miscible para establecer los parámetros más importantes en el mismo.
- ✓ Establecer un modelo base representativo del comportamiento de un yacimiento con características del “Pré-sal” brasileiro para representar la inyección WAG mediante simulación de yacimientos.
- ✓ Sensibilizar las variables operacionales de la inyección WAG en el modelo de simulación para encontrar las más favorables al proceso.
- ✓ Realizar un análisis de los resultados de la simulación para concluir acerca del desempeño del método en el incremento del factor de recobro.

2. Revisión bibliográfica

2.1. Métodos de Recuperación Especial

2.1.1. EOR-IOR. Según Lake (1989) *Enhanced Oil Recovery* (EOR) es la recuperación del petróleo debido a la inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento. A nivel general se tienen dos clasificaciones: (i) Métodos convencionales de recuperación secundaria (antes conocidos como métodos de recuperación secundaria) y (ii) Métodos especiales de recuperación secundaria (antiguamente conocidos como métodos de recuperación terciaria). En algunos textos EOR ha sido sustituido por el término IOR (*“Improved Oil Recovery”*) que también podría ser traducido al español como recobro mejorado del petróleo. Según (Rosa et al., 2011) la diferencia entre estos términos es que IOR engloba además de los métodos de EOR cualquier método o técnica no convencional o moderna que tenga por objetivo aumentar la recuperación, acelerar la producción de petróleo en relación a la producción primaria o secundaria.

La EOR está asociada al factor de recobro (FR), mostrado en la Figura 1. El área de color verde, indica el petróleo adicional obtenido por la aplicación de la EOR. Se observa la tasa de declinación del yacimiento con la curva ABC. Desde el punto B entra en operación el proyecto de EOR. El factor de recobro para yacimientos tipo III es fuertemente influenciado por la mojabilidad de la roca yacimiento, por la relación Net to Gross (NTG), la gravedad API, radio de movilidad, la saturación de agua crítica y la intensidad de las fracturas (Allan et al., 2003).

La eficiencia de desplazamiento microscópico y eficiencia de barrido macroscópico son propuestas de las técnicas EOR, que se pueden englobar en procesos térmicos, químicos y miscibles, estos últimos también llamados procesos de inyección de solvente (Camacho, 2017).

Los factores de eficiencia que inciden en la fracción de aceite recuperado son: (i) Eficiencia de barrido horizontal (EA), (ii) Factor de contacto (Ev), (iii) eficiencia de desplazamiento (ED).

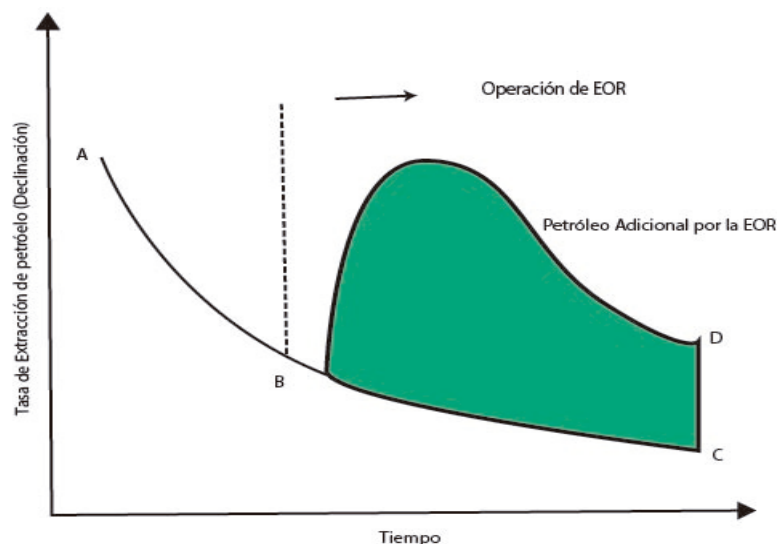


Figura 1. EOR, petróleo adicional recuperado. Adaptado de Lake L.W. (2010). Enhanced Oil Recovery, University of Texas.

El primero (EA) se da en función de la razón de movilidades entre el fluido inyectado y el fluido desplazado y determina la fracción del área de una malla que es invadida por el agente desplazante. Según Rosa et al. (2011) las mayores eficiencias de barrido horizontal son alcanzadas con razones de movilidad bajas, indica que la movilidad de un fluido es la razón entre la permeabilidad relativa a ese fluido y su viscosidad. Así mismo, expresa que Ev es la fracción de volumen barrido que fue alcanzada por el fluido inyectado, y finalmente ED hace referencia a la fracción de saturación de petróleo original que fue desplazado de los poros debido a la inyección.

La presencia de heterogeneidades agrega desafíos al estudio del yacimiento debido al complejo movimiento del fluido que influencia directamente el rendimiento del yacimiento, la eficiencia del barrido, el recobro de aceite y consecuentemente los ingresos. Es importante mencionar que los carbonatos son rocas frágiles comúnmente denominadas yacimientos naturalmente fracturados

(NFR), por ello presentan heterogeneidad en todos los aspectos, esto quiere decir que hay un rango amplio de variabilidad en el espesor del yacimiento, en la continuidad y geometría de las facies y en las propiedades del yacimiento (Craft et al., 1991).

Según Craft et al. (1991), los factores que afectan la eficiencia de la recuperación son:

Tabla 1.

Factores que afectan la eficiencia de la recuperación.

Eficiencia de desplazamiento Macroscópico (Ev)	Eficiencia de desplazamiento microscópico (ED)
Movilidad (M)	Tensión interfacial
Heterogeneidades y anisotropía	Comportamiento de la permeabilidad - relativa
Arreglo de los inyectores y productores	Presión Capilar
Tipo de matriz de roca	Mojabilidad

El fenómeno de capilaridad que se da al interior de los medios porosos en general contiene dos o más fluidos inmiscibles. Cuando la superficie de contacto se da entre liquido-gas, el fenómeno y las propiedades que aparecen allí se llaman superficiales, pero cuando la superficie de contacto es entre liquido- liquido el fenómeno es llamado interfacial. La energía necesaria para formar una determinada superficie se llama *Energía total libre de superficie (E)* y la fuerza que impide el rompimiento de esta superficie por unidad de longitud se llama tensión superficial o interfacial siendo normalmente representada por el símbolo σ . Así mismo cabe resaltar que la diferencia de presión existente entre dos fluidos en contacto inmiscibles entre sí, hace referencia a la presión capilar, la cual es inversamente proporcional al radio de curvatura y directamente proporcional a la curvatura de la superficie o de la interface.

La permeabilidad relativa es un término usado cuando hay presencia de más de una fase y fluye en el medio poroso, debido a que la saturación de cada fase impacta en la permeabilidad de las

otras fases. En la histéresis se aprecian dos comportamientos diferentes tanto para la presión capilar como para la permeabilidad relativa. Un comportamiento en el proceso de drenaje, donde la fase no mojante desplaza la fase mojante; y el otro comportamiento en el proceso de imbibición, donde la fase mojante desplaza la fase no mojante (Craft et al., 1991). La curva de permeabilidad relativa para las fases desplazante y desplazada depende del tamaño de poro, del comportamiento de la mojabilidad de la roca y de la historia de saturación.

La mojabilidad es una propiedad que varía dependiendo de los fluidos y sólidos envueltos (Rosa 2006). El ángulo de contacto θ (variando entre 0-180°) es el ángulo medido en el líquido o fluido más denso. Si el ángulo de contacto es menor que 90° se dice que el líquido más denso moja el sólido y cuando es mayor a 90° se dice que el líquido menos denso moja el sólido.

2.1.2. Métodos de Desplazamiento Miscible. Según Rosa et al. (2011) el desplazamiento miscible es la recuperación del petróleo donde no existe interface entre el fluido desplazante y el fluido desplazado. En los procesos de inyección de gas miscible, la función de recuperación primaria es mediante el intercambio de componentes intermedios entre el agente inyectado y el aceite de yacimiento (Lake, 1989).

2.1.3. Diagrama Pseudoternario. Rosa et al. (2011), establece el concepto de diagrama ternario como aquel que es usado en el estudio del comportamiento de fases de un sistema con tres componentes, sometidos a un potencial termodinámico definido (P y T constantes). Un fluido en un yacimiento es una mezcla multicomponente de cientos de diferentes compuestos de hidrocarburos y no hidrocarburos, lo que aumenta la dificultad de representar por medio de un diagrama el comportamiento de fases como función de la composición. Por ello los fluidos dentro del yacimiento son considerados como mezclas de tres pseudocomponentes

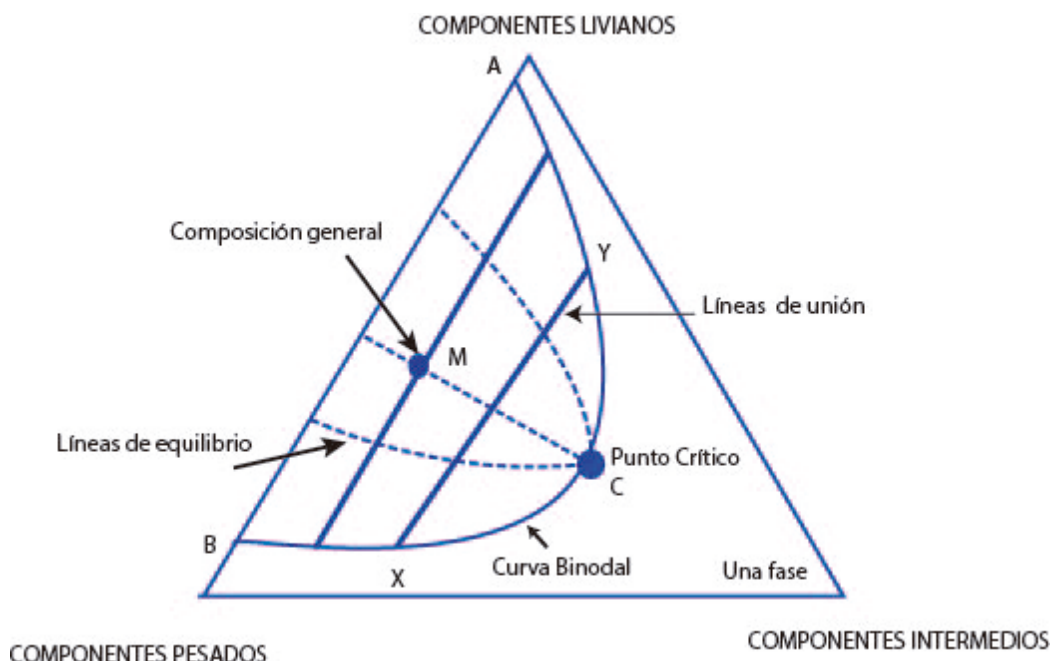


Figura 2. Diagrama Pseudoternario. Adaptado de Lake L.W. (1989). Enhanced Oil Recovery, University of Texas

Para ilustrar la información composicional de un crudo, se usa el diagrama pseudoternario como se muestra en la Figura 2.

Por consiguiente:

- Este diagrama subdivide el crudo en 3 pseudocomponentes: fracción liviana, intermedia y fracción pesada.
- ACB representa el domo de saturación (Binodal Curve) del fluido a la presión de saturación y temperatura de yacimiento, esta engloba la región de dos fases (liquido/vapor) como es el caso del punto M y cualquier punto que este ubicado por fuera de la curva de saturación se encuentra en la región de una sola fase (Single Phase).
- C representa el punto crítico (Plait point) de la mezcla, en donde la composición del líquido es igual a la composición del vapor.

- AC representa la fase de vapor la cual es llamada curva de puntos de rocío y CB es la fase líquida del fluido, la cual es llamada curva de puntos de burbuja.
- XY es llamada línea de equilibrio (Tie Line), la cual representa el equilibrio líquido –vapor entre ambas fases.

2.1.3. Miscibilidad. La miscibilidad es el fenómeno físico que consiste en la mezcla de dos fluidos en todas sus proporciones sin que se forme entre ellos una interface. En una descripción más científica, puede definirse como: la habilidad de dos o más sustancias para formar una sola fase homogénea cuando se mezclan en cualquier proporción. En términos petroleros, es definida como esa condición física entre dos o más sustancias, que puede permitirle a ellos mezclarse en todas las proporciones sin formar una interface a una presión y temperatura específica. Los métodos miscibles tienen un principio básico y se constituye en la inyección de un fluido, que al entrar en contacto con el petróleo forman una única fase.

El diagrama de la figura 3 se divide en tres zonas:

- Zona 1: Representa el área de miscibilidad de primer contacto.
- Zona 2: Representa el área de miscibilidad de múltiples contactos
- Zona 3: Representa el área de desplazamiento inmisible.

El desplazamiento de gas miscible se realiza solo bajo una combinación específica de condiciones, las cuales son: composición del gas inyectado, composición del aceite y las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Presiones altas y temperaturas bajas son favorables para la miscibilidad (Pizarro et al., 2012). La miscibilidad de CO₂ en el aceite se lleva a cabo en una de las dos siguientes maneras:

- Miscibilidad de primer contacto

- Miscibilidad por múltiples contactos

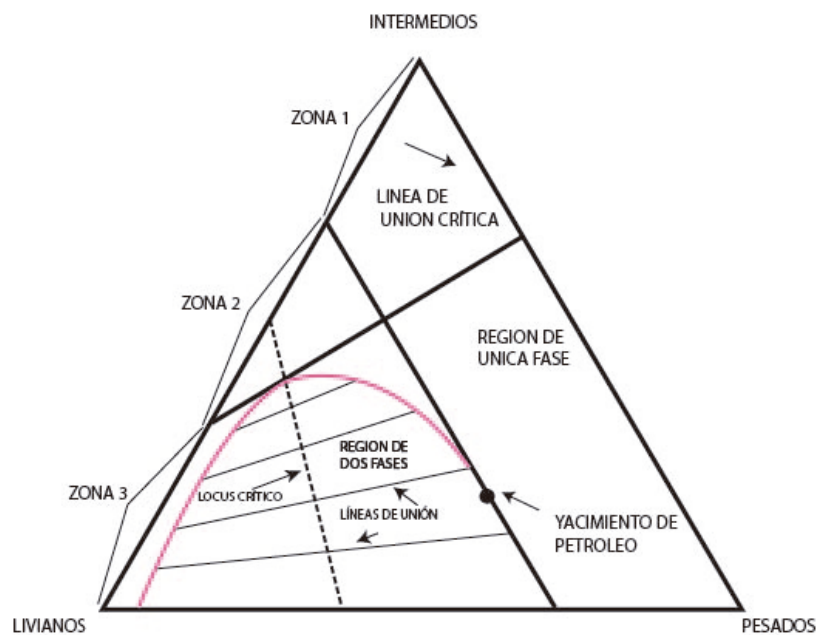


Figura 3. Tipos de miscibilidad. Adaptado de Alston R. B. (1985).

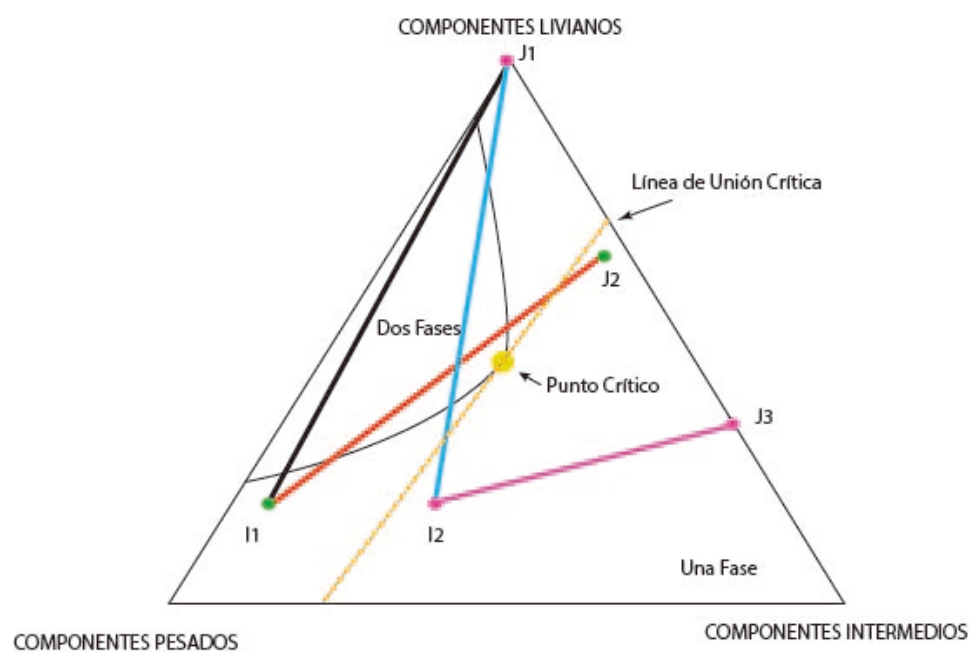


Figura 4. Esquema de los procesos de miscibilidad. Adaptado de Lake L.W. (1989). Enhanced Oil Recovery” University of Texas.

2.1.4. Miscibilidad de primer contacto. Al poner en contacto el crudo con el solvente se mezclan todas las proporciones sin que se observe una interface entre ellos. En la Figura 5, la composición del yacimiento se representa en el punto Z y la composición del solvente en el punto G. Al ponerse en contacto ambos fluidos cualquier punto en la línea de unión ZG caerá en la región de una sola fase, lográndose la miscibilidad del sistema al primer contacto.

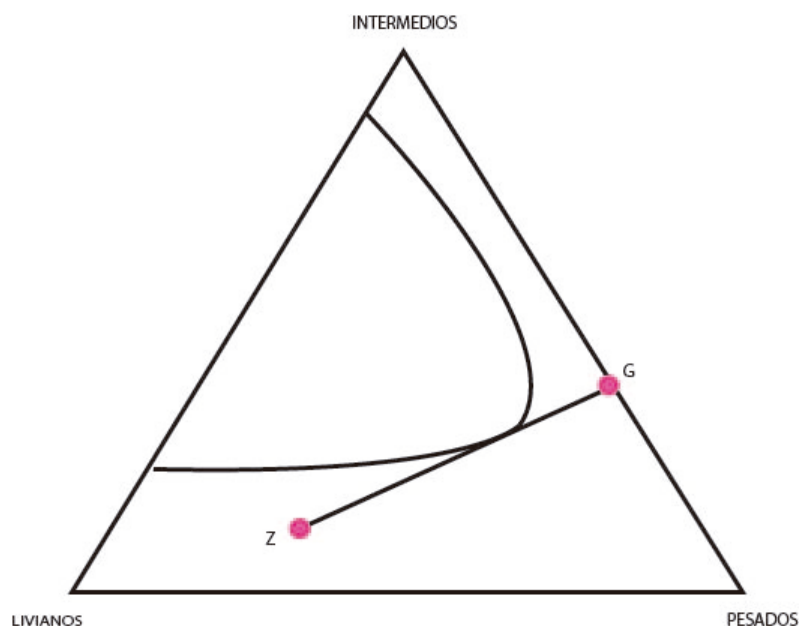


Figura 5. Miscibilidad al primer contacto. Adaptado de Lake L.W. (1989). Enhanced Oil Recovery” University of Texas.

Gardner y colaboradores concluyeron que la miscibilidad de primer contacto solo se alcanza cuando se tienen gases muy ricos o a presiones muy altas. Dentro del tema EOR-CO₂ la miscibilidad es un término sumamente importante pues afecta la eficiencia de recuperación del aceite.

2.1.5. Miscibilidad por múltiples contactos. Cuando se pone en contacto el crudo con el gas de inyección, existe una transferencia de masa entre ambos fluidos y con esto se crea un desplazamiento del crudo en el medio poroso. El desplazamiento para conseguir la miscibilidad

por múltiples contactos puede ser por (i) vaporización (*vaporizing gas drive o stripping oil*): cuando los componente más ligeros del petróleo se vaporizan y son transferidos a una fase gaseosa solvente (línea J1-I2 de la Figura 4), (ii) condensación del gas (*condensing gas drive process*) o hinchazón del aceite (*oil swelling*): cuando los componentes intermedios del solvente enriquecido se condensan dentro del aceite de yacimiento (línea I1- J2, Figura 4).

2.1.5.1. Mecanismo de vaporización. Es caracterizado porque la transferencia de masa ocurre del crudo hacia el gas, esto es debido a que los componentes hidrocarburos livianos e intermedios tienden a transferirse al gas de inyección y de este modo vaporizarse en el gas. El gas de inyección es un gas pobre que puede ser nitrógeno, metano o gas rico en dióxido de carbono.

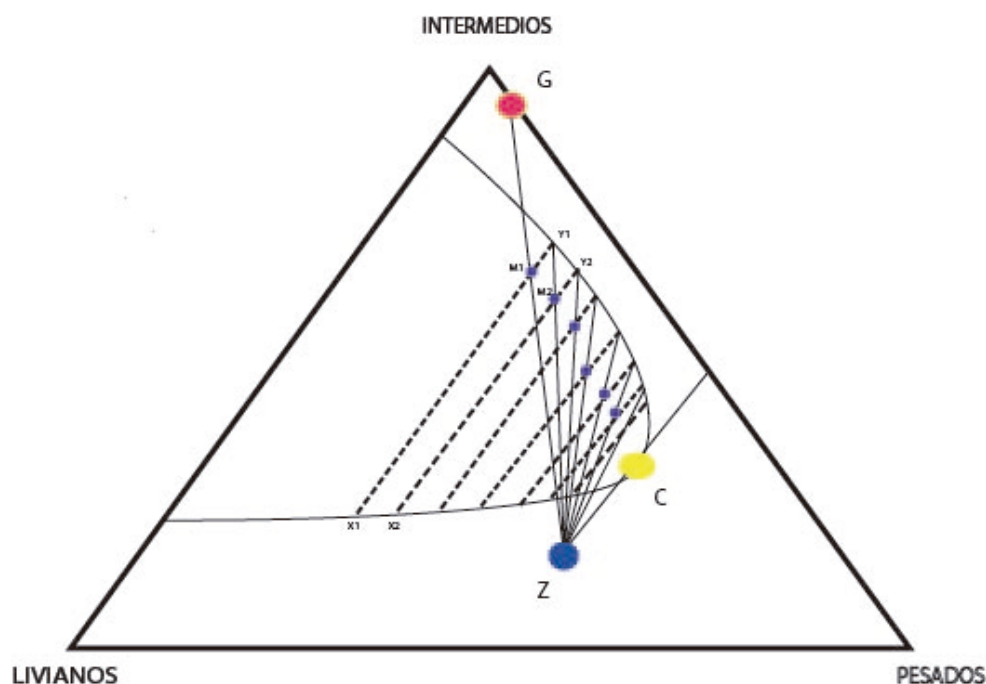


Figura 6. Mecanismo de Vaporización por múltiples contactos. Adaptado de Lake L.W. (1989).

Mecanismo de vaporización @ T y P constantes.

En la Figura 6 el punto Z es la composición del crudo, el punto G es la composición de gas inyección, al ponerse en contacto estos dos fluidos se mezclan y crean un punto de mezcla M1 en

la línea de equilibrio X1-Y1, caracterizado por estar ubicado en la región de dos fases y formar una interface entre ellos, después Y1 y Z se ponen en contacto formando el nuevo punto de mezcla M2 que se encuentra en la línea de equilibrio de X2-Y2, así el proceso continua hasta que la línea de unión pase por el punto crítico C y la composición del crudo Z. Cuando estas dos líneas convergen, se obtiene la miscibilidad a las condiciones de presión y temperatura de trabajo. Si no se llega a la línea límite se tiene que incrementar la presión, manteniendo la temperatura constante, lo que reduce la región de dos fases y facilita que se llegue a las condiciones de miscibilidad.

2.1.5.2. Mecanismo de condensación. Consiste en la transferencia de masa del gas al crudo, el gas utilizado en los procesos de condensación es rico en componentes intermedios (C₂-C₆ y CO₂) que son transferidos al crudo por múltiples contactos durante el proceso de desplazamiento. En la Figura 7, la composición del crudo es denotada por el punto Z y la composición del gas de inyección por el punto G. Al ponerse en contacto el gas de inyección con el crudo, se produce una mezcla representada por el primer punto de mezcla M1. A través de este punto pasa la línea de equilibrio Y1X1, el líquido resultante es más rico en componentes intermedios que el crudo original, mientras que el vapor en equilibrio es más pobre que el gas original. Posteriormente X1 se pone en contacto con el gas de inyección (G) originando con esto otro punto de mezcla M2, cuyas composiciones liquido/vapor en equilibrio están representadas por los puntos Y2 y X2. Este proceso se repite hasta que la última línea de unión coincida con la línea de unión límite, la cual pasa por el punto crítico y la composición del gas de inyección. Si la última línea de unión coincide o converge con la línea límite entonces el sistema ha llegado a condiciones de miscibilidad a la presión y temperatura de trabajo.

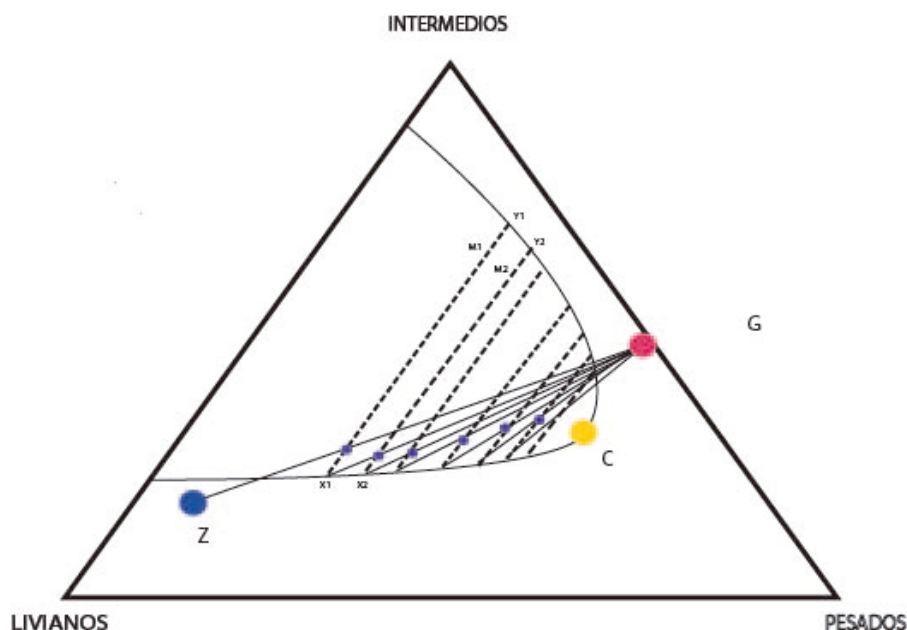


Figura 7. Mecanismo de condensación en el método de múltiples contactos. Adaptado de Lake L.W. (1989). Mecanismo de condensación @ T y P constantes.

2.1.6. Presión Mínima de Miscibilidad (PMM). Hace referencia al valor mínimo de presión para que el desplazamiento pueda desarrollar miscibilidad a temperatura de yacimiento (Camacho, 2017), es decir, es la presión más baja necesaria en que puede ocurrir la miscibilidad entre el fluido inyectado (gas en el proceso WAG) y el petróleo contenido en yacimiento. La PMM asegura que la línea de equilibrio crítica (*Critical Tie line*, Figura 6) sea traspasada (Lake, 1989). La PMM es un parámetro importante en el proceso de Inyección Alternada de Agua y Gas. Los métodos para determinar esa presión (PMM) están basados en pruebas experimentales, correlaciones empíricas y cálculos de la ecuación de estado. Es importante mencionar que la PMM es menor que la requerida para una miscibilidad completa o de primer contacto, el desplazamiento arriba de esta presión tiende a desarrollar miscibilidad de primer contacto (Lake, 1989). Hay 3 métodos principales para la estimación de la PMM: (i) Los métodos de laboratorio como, prueba del tubo delgado STD (*Slim Tube Displacement*) y burbuja ascendente (*Rising bubble test*). (ii) A través de cálculos del

comportamiento de fase basados en las ecuaciones de estado EOS y estudios de equilibrio líquido-vapor. (iii) Con correlaciones empíricas o datos experimentales (Camacho, 2017).

Independientemente del método usado, el valor de la PMM es determinado por la temperatura, presión, pureza del solvente, peso molecular y composición de la fracción pesada del yacimiento (Camacho, 2017). Algunos estudios han determinado que la PMM aumenta con la temperatura y el peso molecular de la fracción pesada, y que el tipo de hidrocarburo, por ejemplo, aromático o parafínico, influencia la misma. La temperatura y densidad del solvente influencia en un menor grado. El comportamiento de la presión juega un papel importante en la miscibilidad, es un parámetro de control en el *screening* y gerenciamiento del esquema del solvente EOR (Green & Willhite, 1998).

2.2. Yacimientos Naturalmente Fracturados (NFR)

Los yacimientos carbonatos pueden ser clasificados de acuerdo al medio poroso, matriz y fracturas como Tipo I, II, III y IV (Nelson, 2001 y Allan, 2003).

Tipo I: La permeabilidad y porosidad de la matriz son bajas. Las facturas proveen almacenamiento y capacidad de flujo.

Tipo II: La permeabilidad y porosidad de la matriz son bajas, pero ofrece algo de almacenamiento. Las fracturas proveen capacidad de flujo.

Tipo III: La porosidad de la matriz es alta pero la permeabilidad de la misma es baja (micro poros). La matriz provee capacidad de almacenamiento y las fracturas capacidad de flujo.

Tipo IV: La porosidad y permeabilidad de la matriz son altas (macro poros), ésta provee tanto capacidad de almacenamiento como capacidad de flujo, mientras que las fracturas solo incrementan permeabilidad.

2.2.1. Yacimiento el “PRÉ-SAL”. Hace cerca de 120 millones de años, en la edad geológica Aptiense, ocurrió en las márgenes del lago formado en el oriente de Brasil, en aguas calmas, la deposición de una extensa plataforma de carbonatos, de origen microbial, la cual se extiende desde el estado de Santa Catarina hasta Espírito Santo (Ver Figura 8). Estos carbonatos constituyen los yacimientos de la denominada capa del “Pré-sal” (França et al., 2013).

Itapema, la roca madre rica en materia orgánica se depositó como una roca de barro y coquinas durante la fase de ruptura (Rift). Luego durante la fase “Sag” se transformó en carbonatos microbianos que fueron captados por una capa de anhidrita (30 a 50 m de espesura) y cubiertos con 2 km de halitas y otras sales minerales provenientes de la roca sello (Boyd et al., 2015). Las coquinas depositadas durante la fase de ruptura, cuando las aguas eran frescas a salobres, se consideran Grainstone a rudstones usando el sistema Dunham.

La compleja mineralogía encontrada en los carbonatos del “Pré-sal” está compuesta principalmente por caliza, dolomita y sílice con cantidades variables de arcillas ricas en magnesio, tales como estevensita y minerales pesados como la piritita (ver Tabla 2). El “Pré-sal” es clasificado como tipo III, donde el factor de recobro se ve fuertemente influenciado por la mojabilidad de la roca, la relación Net to Gross (NTG), gravedad API, relación de movilidad, saturación de agua crítica y la intensidad de las fracturas. Los carbonatos son fácilmente quebradizos debido a su alta rigidez, por ello la aparición de fracturas y fisuras permite la circulación de agua meteórica o de fluidos hidrotermales, creando así una porosidad secundaria y aumentando la capacidad de transporte de fluidos (permeabilidad). El “Pré-sal” está conformado por la cuenca de Santos y la cuenca de Campos (Moraes et. al, 2016).

Los campos en color naranja mostrados en la parte superior derecha corresponden a la cuenca de Campos (ver Figura 9), los cuales aportan en la producción del “Pré-sal”. El área conocida

como el conjunto de la cuenca de Santos (SBPSC) (Ver Figura 10), está localizada en aguas ultra profundas, a 300 km de la costa de Rio de Janeiro, al sureste de Brasil.

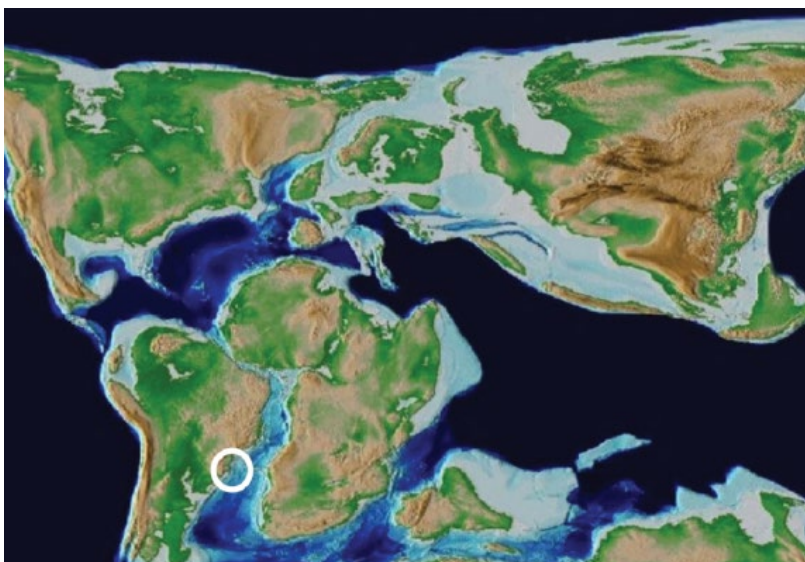


Figura 8. Reconstrucción paleográfica, formación yacimiento “Pré-sal” 108 M.a. Adaptado de Boyd et al., (2015).

Tabla 2.

Elementos geoquímicos asociados con los minerales del “Pré-sal”.

Mineral	Elemento
Calcita	Ca
Dolomita	Ca, Mg
Cuarzo	Si
Anhidrita	Su, Ca
Clorita	Fe, Al
Siderita	Fe
Pirita	Fe, Su
Estevensita	Mg
Volcánicos	K, Si, Fe
Feldespatos	Na, K
Halita	Cl, Na

Adaptado de Boyd et al. (2015)

En las condiciones actuales del “Pré-sal”, baja temperatura y alta presión, el gas rico en CO₂ se encuentra en una fase denominada supercrítica, condición bajo la cual se mezcla completamente con el petróleo del yacimiento. El contenido de dióxido de carbono-CO₂ varía de 8 a 18% del gas asociado (Formigli et al., 2009). La alta conductividad térmica de la sección de sal ha mantenido una temperatura del depósito relativamente baja (40 a 100 ° F), lo que ha minimizado la degradación térmica del “Pré-sal” (Melo et al., 2011).

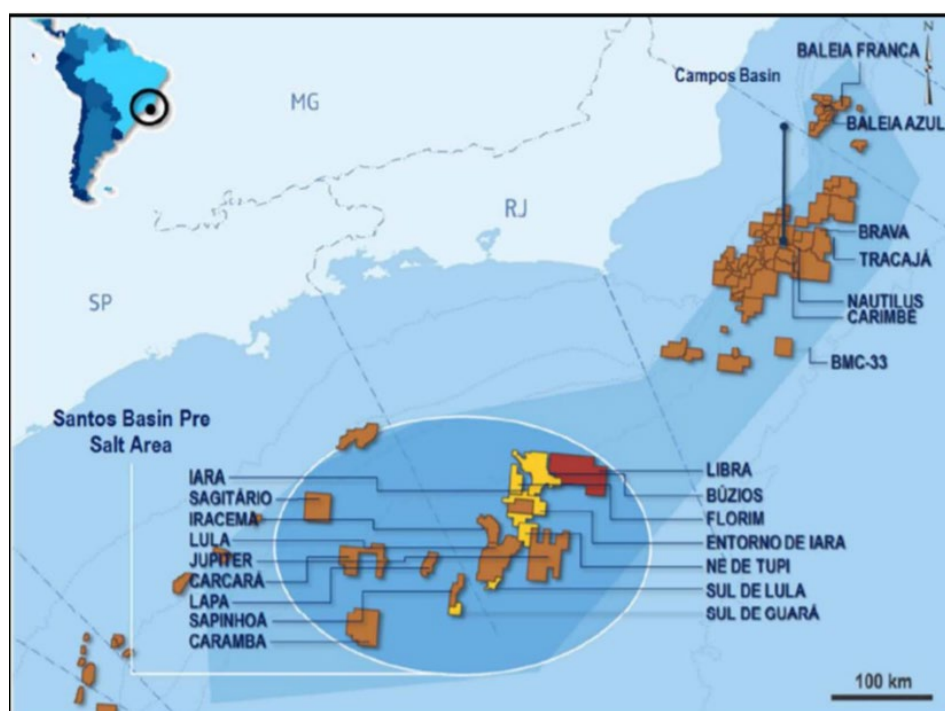


Figura 9. Áreas de la cuenca de Santos y cuenca de Campos en el “Pré-sal”. Adaptado de PETROBRAS (2017) “Optimizing Production of Santos Pre-Salt Fields thorough Sound Reservoir Management Practices”, OTC-27993-M.

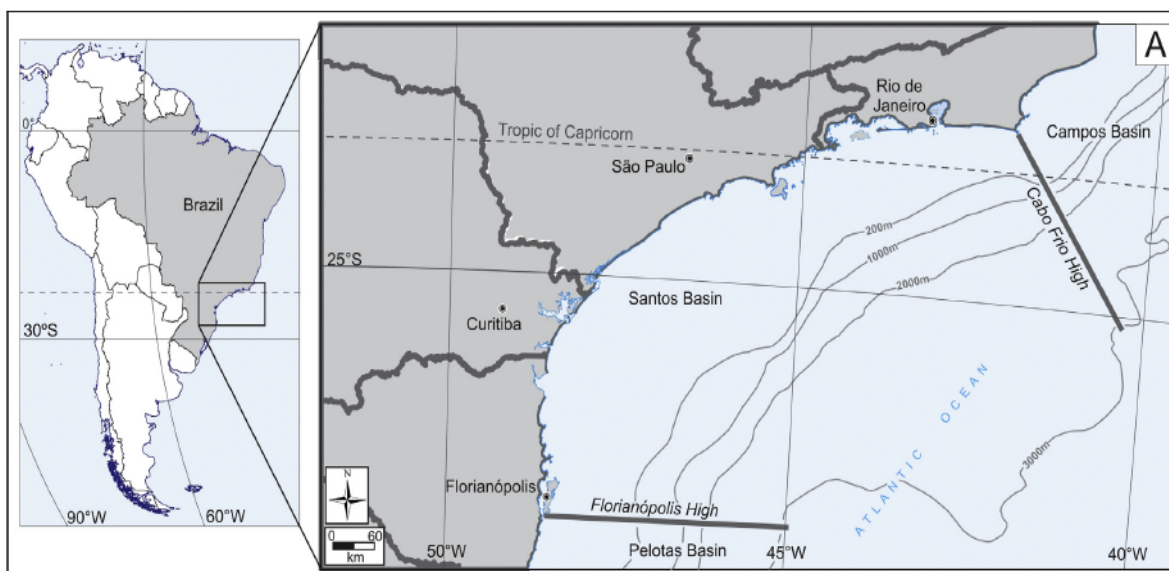


Figura 10. Área de la cuenca de Santos en el “Pré-sal” SBPSC. Adaptado de Berton et al. (2015).

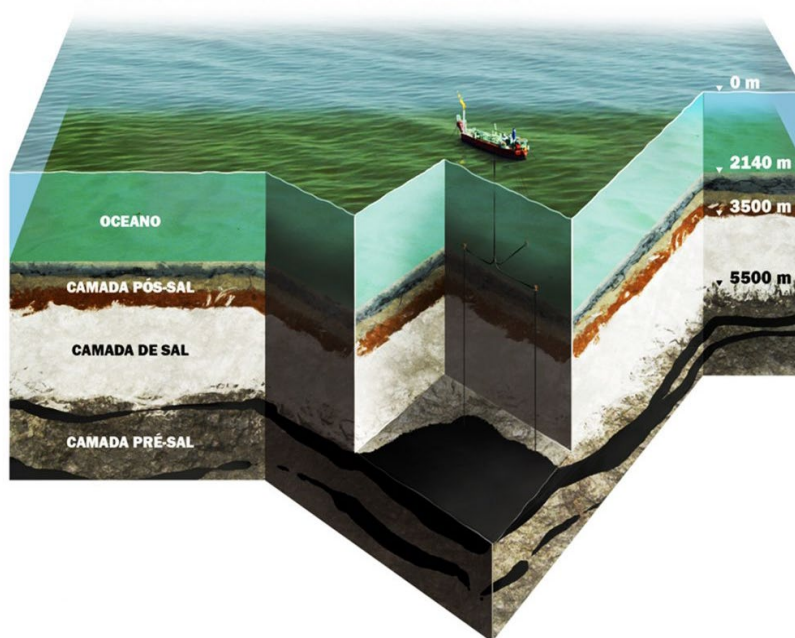


Figura 11. Yacimiento el “Pré-sal”. Adaptado de PETROBRAS. Formação da camada do Pré-sal.

Basado en estudios de isótopos, el CO₂ se debe principalmente a dos fuentes, (i) se originan en el manto profundo y migran hacia la superficie a través de fallas profundas o intrusiones ígneas, o (ii) derivan de la materia orgánica asociada con procesos microbianos o diagenéticos (Santos et al., 2012). El “Pré-sal” tiene reservas probadas de 13.238 billones de barriles de aceite y 23.850

billones de barriles de aceite en reservas probadas, probables y posibles (ANP, 2018). De la misma manera, fueron declarados 368.45 billones de m³ de reservas probadas de gas y 569.845 billones de m³ de reservas probadas, probables y posibles de gas (ANP, 2018). Adicionalmente en 2018 se produjeron aproximadamente 1.5 millones de barriles de petróleo por día y 58 millones de metros cúbicos de gas por día correspondientes al 55,1% de la producción total de Brasil, con un total de 77 pozos productores (ANP, 2018).

2.2.2. Propiedades de un yacimiento con características del “PRÉ-SAL”. Las capas de carbonatos heterogéneos, generalmente tienen columnas de petróleos mayores de 200 metros (Pizarro et al., 2017). Entre las propiedades más relevantes encontramos un aceite con API entre 28 y 30°, con alto GOR (200 a 300 SCF/STB) y una cantidad variable de CO₂ en su composición entre 8 y 15%. Viscosidad del aceite es de 1.14 cp, con una presión inicial de yacimiento entre 6500 y 8250 psi, presentando una temperatura inicial de 147 °F y con profundidad de lámina de agua entre 2000-3000 metros. Igualmente, el yacimiento presenta una profundidad entre 5000 y 7000 metros, en relación al nivel del mar con una espesura de la capa de sal cerca de 2000 m.

2.3. Técnica CO₂–WAG

La inyección WAG (Water Alternating Gas) es una técnica de recuperación mejorada de aceite (EOR), consiste en la inyección alternada de agua y gas, mejorando las eficiencias de los barridos macroscópico y microscópico, disminuyendo los requerimientos del solvente (Camacho, 2017). La inyección WAG presenta un control de movilidad mucho mejor debido a la inyección de agua y una mejor eficiencia de barrido por el contacto del gas con las zonas no barridas. (Pizarro et al., 2012). La aplicación de la técnica WAG, utiliza ventajas tanto de la inyección de agua como de

gas, con las cuales se reducen las fuerzas capilares que causan la retención del petróleo en los poros de la roca yacimiento (Pizarro et al., 2012).

La inyección de volúmenes específicos de agua alternados con gas ayuda a disminuir o resolver la presencia de *Fingering* (canalizaciones viscosas) que son ocasionadas debido a las razones de movilidad no favorables. Los volúmenes comúnmente usados en los proyectos varían de 15 a 30% HCPV (*Volumen Poroso de Hidrocarburo o Hydrocarbon Pore Volume en inglés*) (Green & Willhite, 1998). La inyección WAG usando gas rico en CO₂ tiene muchas ventajas técnicas:

La primera es que el gas rico en CO₂ inyectado y el aceite crudo pueden tornarse miscibles a condiciones de yacimiento, debido a la baja PMM entre ellos. Por otro lado, la inyección WAG con gas rico en CO₂ trae una recuperación de aceite mayor comparada con la inyección de agua o inyección continua de CO₂, ya que la movilidad combinada de las fases de agua y gas es menor que la movilidad del gas individualmente, aumentando así la razón de movilidad y mejorando las eficiencias de barrido. Y a su vez, el agua inyectada puede mantener la presión del yacimiento arriba de la PMM, así como controlar efectivamente la movilidad del gas rico en CO₂ inyectado, reduciendo su permeabilidad relativa. En la inyección WAG miscible, el gas inyectado es miscible con el aceite de yacimiento, en primer contacto o con el tiempo, a medida que el desplazamiento continúa bajo determinadas condiciones. También puede haber miscibilidad parcial dentro del yacimiento.

Los aspectos que influyen en un proyecto de inyección WAG son similares a los observados para un proyecto de inyección de agua, tales como la heterogeneidad, las propiedades petrofísicas del yacimiento, propiedades de los fluidos, patrón de inyección y relaciones WAG (Touray, 2013). La inyección WAG más efectiva, debería ser donde el proceso de miscibilidad desarrolle condiciones termodinámicas predominantes. Las limitaciones en la inyección WAG con gas rico

en CO₂ pueden ser entre otros, la disponibilidad del CO₂, especialmente en areas offshore y la creación de *fingerings* (canalización).

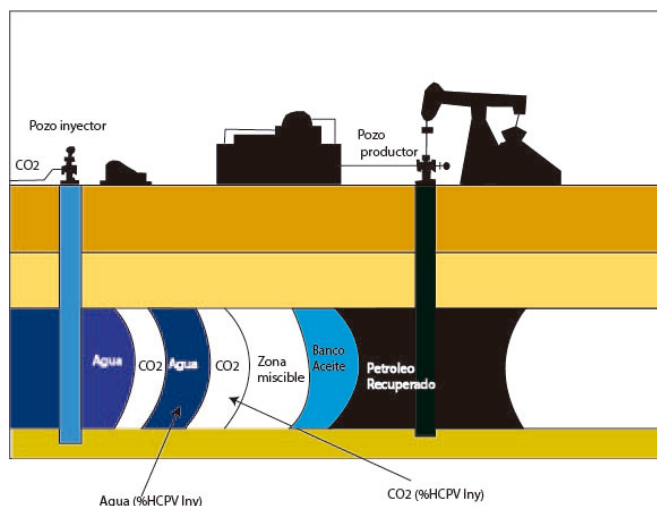


Figura 12. Diagrama esquemático operación WAG con CO₂ miscible. Adaptado de Camacho (2017).

Una de las dificultades de dicha técnica es el contacto entre el gas inyectado y el petróleo debido a la formación del banco de agua, conduciendo a una reducción en la eficiencia del desplazamiento.

2.3.1. Mecanismos de recuperación que actúan en el yacimiento. En los yacimientos convencionales las fuerzas viscosas, capilares y gravitacionales controlan el flujo de los fluidos a través del medio poroso. En los YNF, las fracturas representan un medio conductivo alto. Hay un gran contraste de transmisibilidad entre la matriz y la fractura, que genera gran influencia en el flujo. El flujo preferencial se da en la red de fracturas. Para yacimientos naturalmente fracturados el principal mecanismo de yacimiento durante la inyección de agua es la imbibición espontánea (Fernø, 2012). En yacimientos mojados por agua, el agua inyectada va desde la fractura hacia la matriz, desplazando el aceite en dirección opuesta (Ver Figura 13). Este desplazamiento continúa

hasta llegar al equilibrio capilar ($P_c=0$). La forma y la configuración de valores positivos de la curva de imbibición gobiernan el agua total embebida dentro de la matriz.

Durante la inyección de gas el proceso de recobro es más composicional, se deben presentar condiciones favorables de presión, temperatura y composición para los fluidos del yacimiento y el solvente con el fin de alcanzar la miscibilidad, siendo necesario que el gas inyectado entre a la matriz tomando ventaja de la fuerza de gravedad, la difusión molecular y la transferencia termodinámica entre el solvente y los fluidos del yacimiento, entonces el principal mecanismo de recuperación es el intercambio inmediato de componentes entre el agente inyectado y el crudo de yacimiento, como mecanismo secundarios encontramos el gas en solución, reducción de la viscosidad y la hinchazón del aceite (Lake, 2010). La dispersión es dominada por las fracturas pues ellas presentan un medio altamente conductivo, en cuanto que la matriz domina la difusión pues las velocidades son más lentas en este medio (Lemonnier et al., 2010).

La tensión interfacial es definida como la cantidad de energía por unidad de área [Dinas / cm²] necesaria para formar una interface, está altamente ligada con la saturación de aceite residual. El aumento del volumen de CO₂ en el crudo provoca una reducción de la tensión interfacial entre el fluido desplazante y el desplazado, lo que aumenta la eficiencia de barrido microscópico (Martin et al, 1992). Con el fin de lograr la miscibilidad, la presión de inyección del gas rico CO₂ tiene que ser lo suficientemente alta para alcanzar la presión mínima de miscibilidad, de modo tal que se convierta en un buen disolvente, en especial para los componentes intermedios de los hidrocarburos (C₅-C₁₂) en el aceite. La alta solubilidad del CO₂ en el aceite hace que este se expanda y haya una reducción en su viscosidad.

Una cantidad de CO₂ que puede ser puro o una mezcla con otros componentes es inyectada para que alcance principalmente el hinchamiento del petróleo, y una vez dado este mecanismo en el

yacimiento provoque mayor desplazamiento en los petróleos residuales, lo anterior según Green & Willhite (1998). El CO₂ es altamente soluble en el aceite y poco menos soluble en el agua, lo cual genera que los siguientes factores contribuyan a la recuperación del aceite:

- Disminución de la tensión interfacial entre el aceite y el CO₂.
- Reducción de la viscosidad del aceite
- Expansión del aceite y reducción en su densidad
- Aumento en la viscosidad del agua
- Histéresis
- Aprisionamiento del gas

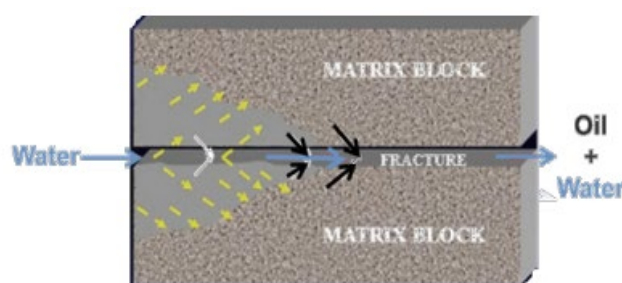


Figura 13. Mecanismo de Imbibición en NFR. Adaptado de Camacho (2017).

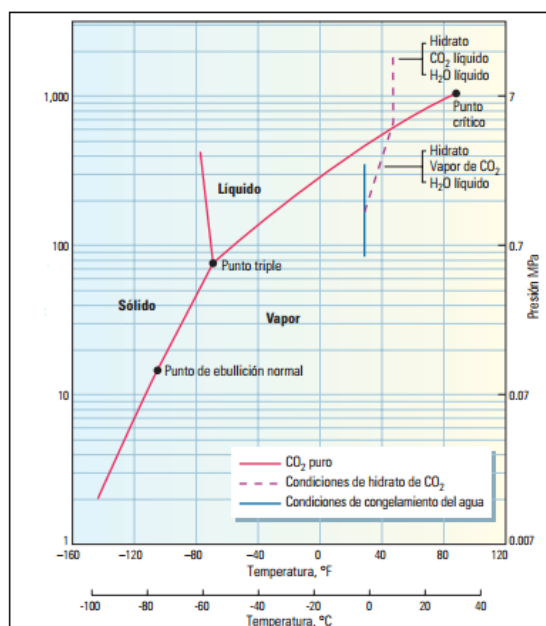
2.3.2. Inyección de Dióxido de Carbono. El CO₂ es escogido frente a otros gases como agente desplazante en la inyección WAG debido a sus características intrínsecas y valores convenientes de PMM, debido a que es más baja que la de otros solventes, siendo considerados los impactos generados por la pureza del mismo. En condiciones atmosféricas, el CO₂ es un gas termodinámicamente estable y más denso que el aire, presenta un peso molecular de 44.01 lb/lbmol y su estado físico varía con la temperatura y la presión. A bajas temperaturas y presiones, el CO₂ es un sólido (hielo seco), incrementando la presión, la fase líquida coexiste con la fase sólida y la fase de vapor en el punto triple, cuya temperatura es $T_{tr} = -56.6\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-70.9\text{ }^{\circ}\text{F}$) y cuya presión es

$P_{tr}=5.28$ atm (77.6 psia). Encima de la temperatura crítica de 87.8 °F existirá CO₂ puro como un gas, independientemente de la presión utilizada (Lake, 1989). La viscosidad del CO₂ se ve afectada en gran medida de acuerdo a las condiciones de presión y temperatura. De acuerdo con la Figura 14, con alta presión y alta temperatura se puede conseguir una menor viscosidad, lo que podría contribuir a un mejor flujo, en todo caso esta dependerá del tipo de fluido que se esté utilizando. En la mayoría de los yacimientos las condiciones de presión y temperatura son superiores a las condiciones críticas del CO₂. A temperaturas superiores a 31.1 °C (si la presión es mayor a 1073 psi, presión que corresponde al punto crítico), se dice que el CO₂ está en estado supercrítico, donde se expandirá como gas, pero con densidad de líquido (Moortgat et al., 2013).

El CO₂ tiende a segregarse más en agua que en petróleo, entonces cuando la saturación de agua es alta en una inyección de CO₂, es mucho más probable que ocurra segregación gravitacional (Lake, 1989). En términos de reemplazar los vacíos, la diferencia del volumen molar entre el CO₂ y el aire (78% nitrógeno), da una idea que la inyección de Nitrógeno (N₂) es más eficiente volumétricamente, sin embargo, en términos de relación de movilidad, la viscosidad del CO₂ es dos o tres veces más grande comparada con el Nitrógeno (N₂), el metano (CH₄), el gas de combustión u otros gases, de ahí que la eficiencia de barrido volumétrico será mucho mayor para el CO₂ (Lake, 1989). Sobre problemas operaciones se tiene la corrosión tanto en facilidades de inyección como de producción y la formación de asfaltenos e hidratos cuando la ruptura del gas se da en fases tempranas, la pérdida de inyectividad y problemas ambientales. El CO₂ a condiciones de yacimiento se comporta como un fluido supercrítico (Viscosidad de gas y densidad de líquido (Kalra et al., 2014)). En la superficie a presión atmosférica y temperatura ambiente, el petróleo del “Pré-sal” se divide en más de 200 volúmenes de gas para cada volumen de líquido (Kuuskraa et al., 2013). Es posible controlar la distribución de CO₂ pues los proyectos de inyección tienen más

de un pozo inyector (Pizarro et al., 2017). La inyección WAG no solo es un proceso EOR, sino que además ayuda al gerenciamiento de los yacimientos, pues proporciona un control de la evolución en la relación gas-petróleo (GOR) y corte de agua en los pozos productores.

Figura 14. Diagrama de fases P-T del CO₂. Adaptado de Schlumberger Oilfield Glossary.



(2004/2005). Diagrama de fase p-T del CO₂.

2.3.3. Controladores operacionales comunes en WAG. El principal resultado de la investigación hecha por Lim et al. (1992) de configuración de patrones de cinco puntos con una combinación de pozos productores verticales e inyectores horizontales, arroja que cuando las tasas de inyección son incrementadas se experimenta una aceleración de la producción y una reducción en el tiempo de inyección, y se recomienda especial atención en la ubicación de los pozos en orden de evitar la canalización, de acuerdo a lo anterior fue observada entonces la dependencia de la relación WAG para la configuración de pozos. Este mismo autor en 1993, presenta una investigación en la que los pozos inyectores horizontales muestran un comportamiento mucho

mejor que los verticales debido a la condición favorable de permeabilidad presentada en yacimientos carbonatos. Los resultados fueron menor número de ciclos, GOR más bajo, mayor tiempo de ruptura, mejor eficiencia en términos de volumen poroso inyectado, velocidad de producción más alta, pues los pozos horizontales toman ventaja de las fuerzas de gravedad.

Attanucci et al. (1993) presentan una optimización basada en maximizar el recobro y reducir los costos operacionales, observó que reducir el tamaño de los baches acelera el pico de producción, declinando suavemente la producción, mostró que el bache más pequeño incrementó el costo debido a que la inyección con baches cada vez menores implica mayores frecuencias en la inyección.

En 1996 Bedrikovetsky et al., presentan que hay proporción entre la relación WAG y el factor de recobro final, mostrando que para los mayores valores de relación WAG fueron exhibidos los factores más bajos de recobro final, los baches de gas y agua deben reducirse lo suficiente para encontrar una eficiencia de barrido más alta, pero existe un tamaño mínimo para prevenir un frente de desplazamiento inestable.

En estudio presentado por Bermúdez & Russel (2003,2007) concluyeron que menor número de ciclos WAG fueron necesarios para mejorar el recobro ultimo de aceite. El recobro último más alto fue observado cuando la inyección de gas estuvo enriquecida arriba del enriquecimiento mínimo de miscibilidad (MME), el número total de ciclos depende del tamaño del bache tanto de gas como de agua.

Las variables de decisión presentadas por Chen et al (2010) en el estudio de proyectos CO₂ - WAG fueron, tasa de inyección por inyector, presión de fondo de los productores (BHP), relación WAG y tiempo de ciclo.

Cuatro parámetros claves fueron reconocidos en el estudio de Temizel et al., (2014), tiempo de inyección para un bache, presión capilar, permeabilidad horizontal y permeabilidad vertical.

Ettehadtavakkol et al. (2014) identificaron 2 grupos de parámetros para proyectos EOR, clasificados en variables de diseño y de ejecución. En las primeras fueron incluidas tasa de inyección de gas, duración total de la inyección y relación WAG.

Chen et al. (2015) comparó la ejecución WAG con diferentes números de ciclos, dando como resultado el más alto número de ciclos (tiempo más corto de baches).

Camacho T. (2017) muestra en su investigación una metodología de optimización asistida presentada por Gaspar et. al., (2014), la cual combina métodos matemáticos y evaluación de ingeniería de yacimientos y así optimizar el desarrollo de la estrategia de producción. Así las variables son divididas en G1 y G2, siendo las primeras de proyecto y las segundas variables de control. Las variables G1 estimadas fueron el número de pozos (basados en los valores de recobro esperados y el volumen de aceite acumulado), la ubicación de los pozos (estimada por el mapa de calidad y saturación de fluidos inicial) y los límites de tasas de flujo en plataforma (estimados suponiendo la inversión más baja que maximizara el VNP), así mismo Schiozer et al. (2015), presenta una metodología de análisis de decisión para desarrollo y gerenciamiento de campos petroleros, que considera simulación de yacimientos, evaluación de riesgos, técnicas para la reducción de incertezas, selección de modelos representativos y definición de la estrategia de producción bajo incertidumbres. Según la investigación propuesta por Camacho (2017), los principales parámetros que afectan la inyección WAG son: Tamaño del bache, Tiempo del bache, Relación WAG, Volumen de CO₂ y Tasas de inyección.

2.3.3.1. *Tamaño de Bache.* WAG consiste en la inyección alternada de agua y gas, un ciclo se completa cuando ambos fluidos han sido inyectados y medio ciclo puede ser referenciado como el tamaño de bache del gas rico en CO₂ o tamaño de bache del agua, es decir, un ciclo = un bache de agua + un bache de gas. El tamaño de bache del gas o del agua es definido en términos de volumen poroso de hidrocarburo-HCPV. Los tamaños de bache de CO₂ varían entre 0.1-6% de HCPV (Jarrell et al., 2002); En el caso de los tamaños de bache de agua típicamente varían entre 0.1-15% HCPV (Jarrell et al., 2002). Es importante resaltar que el volumen del bache depende fuertemente de la mojabilidad de la rocha yacimiento y la disponibilidad del gas, entonces en una roca mojada por aceite el tamaño del bache de gas debería ser mayor que el tamaño de bache de agua (Jackson et al., 1985; John et al., 2000). Los volúmenes de los baches bien sean de agua o de gas, influyen y afectan fuertemente la ejecución WAG. Altos volúmenes pueden generar rompimientos tempranos por gas o inundaciones tempranas de agua y volúmenes más bajos de los óptimos causan inestabilidad en el frente de desplazamiento (Camacho, 2017). Los baches más pequeños afectan la frecuencia de inyección de agua y gas generando mayores costos.

2.3.3.2. *Tiempo de Bache.* El tiempo de bache es definido como el tiempo requerido para inyectar cada bache. Este parámetro muestra dependencia del tamaño del bache y de la calidad del yacimiento, esto quiere decir que, para el mismo tamaño de bache en un yacimiento de alta permeabilidad, el tiempo de inyección es menor y cuando las permeabilidades son menores, se necesitará mayor tiempo de inyección. Por tal razón, el tiempo de bache depende además de la heterogeneidad, las tasas de inyección y las capacidades de procesamiento (Ettehadavakkol et al., 2014; Temizel, et al., 2014).

2.3.3.3. Relación WAG. Puede definirse como la relación entre el bache de agua inyectada y el bache del gas inyectado, ambos volúmenes expresados a condiciones de yacimiento y correspondientes a un solo ciclo. El objetivo de optimizar este valor es encontrar el consumo óptimo de gas y agua en el proceso WAG (Jarrell et al., 2002). El valor optimizado de este parámetro depende de la geometría de inyección del patrón, las heterogeneidades del yacimiento, la configuración de los pozos, mojabilidad de la roca, suministro del gas y las capacidades de procesamiento.

2.3.3.4. Volumen total de Dióxido de Carbono. Este es definido como el volumen acumulado de CO₂ inyectado durante la vida del proyecto y determina el recobro último, sin embargo, valores más altos que los óptimos no impactan en el recobro final. Este parámetro depende principalmente de la relación WAG, del precio del barril de aceite, del precio del CO₂ y de los costos asociados al procesamiento de gas (Ettehadtavakkol, 2013).

2.3.3.5. Presiones de Inyección. Estas deben estar relacionadas con las presiones y tasas objetivo de producción e inyección. Sin embargo, es limitada por la presión de fractura, las limitaciones de los equipamientos y otras consideraciones. El incremento de las tasas de inyección acelera la producción, sin embargo, esto podría llevar a una ruptura temprana de las fases en el campo, en el caso del gas podría provocar segregación de fases, especialmente en yacimientos con buzamientos y con alta permeabilidad vertical. Se debe tener en cuenta costo del procesamiento, la capacidad de suministro del sistema, una producción-inyección estable y los análisis económicos y técnicos pertinentes.

En ese sentido, las principales variables operacionales a tener en cuenta para sensibilizar en este trabajo son: (i) Tamaño del bache, (ii) Presiones de inyección.

3. Modelo Base Representativo

3.1. Modelo base de yacimiento

Para establecer el modelo base representativo del yacimiento, fue necesario dividir la metodología de trabajo en dos partes. En una primera, se encuentra lo inherente al yacimiento (modelo geológico y estructural), su geología (facies, tipos de roca) y propiedades petrofísicas (curvas de permeabilidad relativa, propiedades PVT). Por otro lado, una segunda parte referente a los tipos de fluidos (Dióxido de carbono-CO₂, Nitrógeno-N₂, componentes hidrocarburos-C₁, C₂, C₃, C₄, entre otros) y la interacción entre ellos (miscibilidad).

3.1.1. Yacimiento, geología y propiedades petrofísicas. En el caso de una Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG), es necesario usar un simulador composicional, puesto que permitirá conseguir una simulación donde intervenga desplazamiento miscible. Como este trabajo analizará el desempeño de la Inyección alternada de Agua y Gas rico en CO₂, se estableció el modelo representativo de yacimiento usando el simulador GEM (*Generalized Equation-of-State Model Compositional Reservoir Simulator*) de la CMG (*Computer Modelling Group*).

Se partió del modelo de referencia UNISIM-II-D, desarrollado por el laboratorio de simulación de la Universidad de Campinas-UNICAMP. Se decidió partir del modelo de referencia UNISIM-II-D, porque es un modelo que reproduce las tendencias geológicas del “Pré-sal” brasileiro. Representa un yacimiento carbonato de origen microbial, parcialmente dolomitizado, con permeabilidad vertical altamente heterogénea, tasas de flujo altas sin indicios de barreras, con fracturas de yacimiento tipo III.

El modelo de referencia UNISIM-II-D, tiene en cuenta las incertezas geológicas (facies, estructuras, conexión hidráulica, existencia de capas súper k, propiedades petrofísicas, red de fracturas, entre otras) económicas y técnicas.

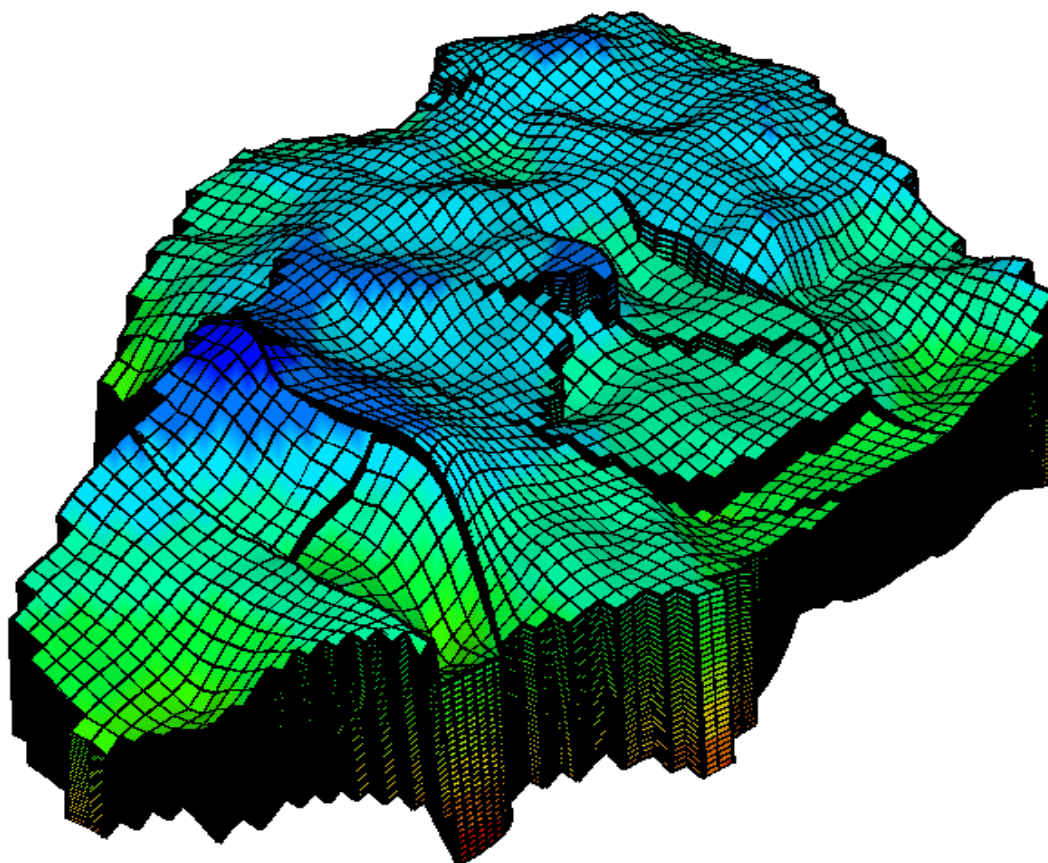


Figura 15. Modelo representativo del yacimiento vista 3D.

UNISIM-II-D fue desarrollado con información de un año y medio (1.5 años) de datos de producción. Así mismo, el modelo representativo de yacimiento incluye información de 3 pozos (2 de exploración y 1 *Wildcat*), con las que se logran establecer las fallas de yacimiento y las fallas del borde. Dieciséis (16) fallas en total caracterizadas por sísmica. Para establecer el modelo representativo de yacimiento de este trabajo, se debió realizar inicialmente la “*conversión de simulador de IMEX a GEM*”. Para esto, se cambió las unidades de trabajo del modelo de

simulación, de MODSI a SI, las cuales son las unidades optimas de trabajo en el simulador GEM. Entre las unidades a tener en cuenta se destaca las pertenecientes a la presión y la compresibilidad de la roca y los fluidos.

3.1.2. Dimensiones del modelo. El modelo está definido por una grilla de 65000 bloques activos.

Tabla 3.
Datos del modelo estático del yacimiento

Modelo estático		
Parámetro	Valor	Unidades
Grid	46*69*30	
Bloque en X	100	m
Bloque en Y	100	m
Bloque en Z	8	m
Área del modelo	2468	Acres
Profundidad	4850	m
Espesor neto	516	m

3.1.3. Parámetros del yacimiento. El volumen total de roca está definido 88% para la matriz y 12% para las fracturas.

Tabla 4.
Datos y propiedades del yacimiento

Datos del yacimiento		
Parámetro	Valor	Unidad
Presión inicial @4850 m	450	Kg/ cm ²
Presión de burbuja	392	Kg/ cm ²
Temperatura	147	°F
Gravedad API	28-32	°
Viscosidad del aceite vivo	1.14	Cp
Tipo de yacimiento	III	
Espesura de la capa de sal	2000	M
Número de fallas	16	

Permeabilidad de la matriz (md)	
Grainstone	200-100
Packstone	50-500
Super-k	7000-1000
Porosidad de la matriz (Fracción)	
Grainstone	0.2-0.05
Packstone	0.15-0.05
Super-k	0.25-0.05

3.1.4. Caracterización de fluidos e interacciones. Los fluidos hidrocarburos de un yacimiento con características del “Pré-sal”, son livianos y en su composición se presenta gran cantidad de CO₂, tomando como base las investigaciones, informes y trabajos elaborados por universidades como UNICAMP, Universidad de São Paulo, el Centro de Investigación de la PETROBRAS-CENPES y diferentes investigadores, se realiza la caracterización del fluido en el simulador WINPROP de la CMG (ver Tabla 5). Agrupando el fluido en once (11) componentes, desde componentes con una molécula de carbono C₁ hasta componentes con 20 moléculas de carbono C₂₀, incluyendo fluidos no hidrocarburos como Nitrógeno- N₂ y Dióxido de Carbono- CO₂.

En cuanto a la composición del gas de inyección, se resalta que la corriente de inyección no es pura, sino rica en CO₂, y que la fuente de CO₂ es el mismo yacimiento, es decir, parte de la corriente de gas producida, es tratada debidamente, comprimida y reinyectada bajo alta presión para el incremento de la recuperación de aceite. Teniendo en cuenta que la presión mínima de miscibilidad es un parámetro clave que gobierna la eficiencia de desplazamiento en una inyección de gas miscible y sabiendo que, para obtener un desplazamiento miscible, la presión de yacimiento debe estar por encima de la presión mínima de miscibilidad, se procede a determinar la misma para el fluido caracterizado.

Tabla 5.

Composición de los fluidos en yacimiento

Componente	Composición	Lumping
CO ₂	0.123	1
N ₂	0.0017	2
CH ₄	0.13668	3
C ₂ H ₆	0.13895	4
C ₃ H ₈	0.11523	5
IC ₄	0.08326	6
NC ₄	0.07295	7
IC ₅	0.05419	8
NC ₅	0.04694	9
FC ₆	0.015188	10
FC ₇	0.01518	11
FC ₈	0.015179	11
FC ₉	0.01517	11
FC ₁₀	0.015169	11
FC ₁₁	0.015165	11
FC ₁₂	0.015169	11
FC ₁₃	0.015168	11
FC ₁₄	0.015167	11
FC ₁₅	0.015165	11
FC ₁₆	0.01515	11
FC ₁₇	0.01411	11
FC ₁₈	0.01409	11
FC ₁₉	0.01408	11
FC ₂₀	0.01795	11

En la literatura existen muchas correlaciones para el cálculo de la PMM, como la de Croquist (1978), Petroleum Recovery Institute-PRI (1979), Yelling y Metcalfe (1980). Existen datos asociados al “Pré-sal” como los presentados por UNISIM (PMM=4400 PSI) y los reflejados en laboratorios con pruebas de burbuja ascendente (PMM= 5900 PSI). Según Ahmadi et al., (2008) los métodos más precisos para determinar la PMM son: los experimentos del tubo delgado, métodos analíticos y métodos de simulación numérica celda a celda, los cuales además presentan una alta dispersión en sus resultados.

Para hallar la PMM del modelo representativo de yacimientos presentado en este trabajo y con la caracterización de fluidos hecha, se utiliza simulación termodinámica en WINPROP. Se usa el Método de mezcla de celda múltiple, incorporado en WINPROP en el año 2012, por ser un simple y preciso método de celda múltiple combinada, corrigiendo la dispersión y, resaltando que este método puede calcular la PMM de enriquecimiento, es decir independiente del número de componentes del gas o del aceite. Los esquemas e iteraciones para hallar la PMM con las diferentes composiciones asociadas al gas de inyección, son las siguientes:

Tabla 6.
PMM según la composición del gas de inyección

Gas de inyección rico		PMM (psi)	Mecanismo
CO ₂ %	CH ₄ %		
60	40	4418	Mecanismo de condensación
80	20	4693	Mecanismo combinado de vaporización y condensación
70	30	4418	Mecanismo de condensación
50	50	4565	Mecanismo de condensación

3.2. Variables de decisión y planteamiento del esquema de inyección WAG

Para definir la estrategia de este trabajo se consideraron entre otras cosas autores como Formigli et al. (2009), Pizarro & Branco (2012), Camacho et al. (2017), así mismo partiendo de consideraciones iniciales como saturación, permeabilidad, productividad, se plantea el siguiente esquema para poder evaluar el desempeño del método WAG con gas rico en CO₂ miscible para incremento del factor de recobro en un yacimiento con características del “Pré-sal” brasileiro.

Fueron identificadas algunas variables operacionales a tener en cuenta para evaluar el desempeño del método WAG con gas rico en CO₂ miscible para incremento del factor de recobro en un yacimiento con características del “Pré-sal” brasileiro, en cuanto un controlador operacional es una variable para optimizar, los otros actúan como variables de observación. Según Ramalho (2015), en investigación realizada, evaluando cuatro (4) variaciones de WAG, verificó que la Inyección Alternada de Agua y Gas, iniciando con agua, es la opción con mayor recuperación de aceite, alcanzando 91.34% en el mejor de los casos. Concluye que el proceso es menos eficiente al iniciarse con gas o con inyección simultánea, alcanzando recuperaciones inferiores al 75%. Por consiguiente, el esquema iniciará con inyección de agua, posteriormente inyección de gas rico en CO₂, siguiendo varios análisis paramétricos.



Teniendo en cuenta la complejidad de las operaciones Off-shore, la gestión del CO₂, líneas transversales como el medio ambiente, la restricción en las capacidades de las plataformas, y sin dejar de lado los múltiples parámetros a tener en cuenta como lámina de agua, distancia a la costa, disponibilidad de recursos, tecnología disponible, estrategias ambientales, legislación, entre otros), se plantea el esquema de inyección WAG.

3.2.1. Numero de pozos, tipo y espaciamiento. Para determinar la cantidad, el tipo y las distancias entre pozos, se tuvo en cuenta detalles de un yacimiento con características del “Pré-sal” brasileiro, como, por ejemplo, resaltando que esta región tiene un área aproximada de 149 mil Km² (Costa F., Moreira et al., 2007), se escogió un área representativa de 9.034419 km²,

considerando para el plan de drenaje 3 pozos productores y 2 pozos inyectores del gas rico en CO₂ alternado con agua (WAG), todos activos y verticales.

Para definir el espaciamiento entre pozos fue importante tener en cuenta que un yacimiento con características del “Pré-sal” esta presente en aguas ultra profundas, y entre su esquema de explotación el número de pozos es reducido, cada cual con mayor productividad, es por ello que en este trabajo las distancias entre pozos varían entre 1000 a 3000 (m). Sucede que en campos poco profundos y/o campos en tierra los pozos son más próximos.

La ubicación de pozos es decidida considerando el volumen de yacimiento, porosidad y permeabilidad del mismo. Se hace un primer planteamiento de ubicación de pozos. Posteriormente se ejecutan diferentes iteraciones, para poder encontrar la ubicación que mejore la recuperación de petróleo (Apéndices 1) y así definir el posicionamiento de pozos inyectores y productores en el esquema de inyección WAG.

Tabla 7.

Ubicación de pozos del esquema de inyección WAG

Productores	Ubicación	Inyectores	Ubicación
P1	32,53	I1	22,41
P2	13,54	I2	24,50
P3	15,37		

3.2.2. Condiciones operacionales iniciales y Análisis Económico-Financiero. En este caso, se representa un yacimiento carbonato, heterogéneo, cuyo objetivo principal es aumentar el factor de recuperación, para ello el agua de inyección debe penetrar la matriz, expulsando el aceite allí residente, y dejar de circular en la red de fracturas. Fueron consideradas las limitaciones de las tasas de flujo que tienen las plataformas, sabiendo las capacidades de las FPSO usadas en el “Pré-

sal” (Costa et al., 2015; Rosewelter et al., 2016; PETROBRAS) para la inyección de gas, agua, y producción de fluidos.

Tabla 8.

Restricciones físicas de las plataformas

Restricción	Valor	Unidad
Procesamiento de Aceite	28616	m ³ /día
Almacenamiento de Aceite	232000	m ³
Tratamiento Agua de inyección	41971	m ³ /día
Máxima producción de gas en superficie	8.00E+06	m ³ /día
Numero de pozos productores	8	Pozos
Numero de pozos inyectoros	6	Pozos

Respecto al aspecto financiero y económico del proyecto, se tiene presente las proyecciones hechas por BP y por IEA, así mismo se parte de la base de los gastos que presenta la PETROBRAS y la legislación brasilera en dicho tema. Para el análisis hecho por BP en el 2016, pese al rápido crecimiento de otras fuentes, se prevé que los combustibles fósiles continúen siendo la forma predominante de energía hasta 2035.

Según IEA, el escenario de precios del barril por lo menos en los próximos 20 años no bajará de 50 dólares, como es mostrado en la Figura 16. Sin embargo, el anterior escenario es muy optimista, por ello BP nos plantea un escenario de precios un poco más pesimista, al igual que las proyecciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, mostrados en la Figura 17. Teniendo en cuenta que actualmente producir un barril de petróleo, en un yacimiento con características del “Pré-sal” brasilero, tiene un costo de 8 dólares, lo anterior según la PETROBRAS, la rentabilidad del proyecto sigue a grandes rasgos el planteamiento de la Tabla 9. Por otra parte, el esquema de inyección inicial, para pozos productores e inyectoros, son planteados en las tablas 10 y 11 respectivamente.

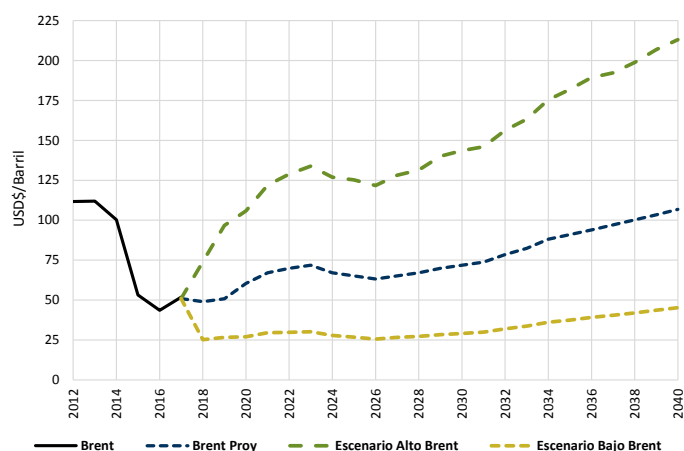
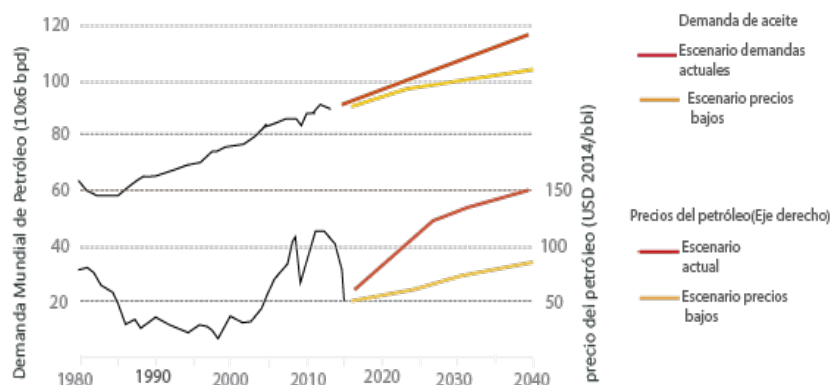


Figura 17. Escenarios precios futuros BP & ANH. Adaptado de UPME. Proyección del precio de los energéticos.

Tabla 9.

Datos económicos detallados- costos de producción y gastos fiscales.

Costos de producción	Valor	Unidad
Precio del crudo	300	USD/ m ³
Costo de la producción de aceite	51	USD/ m ³
Costo del agua de producción	5.1	USD/ m ³
Costo del agua de inyección	5.1	USD/ m ³
Costo de la inyección de gas	5.00E-01	USD/ m ³
Gastos Fiscales		
Impuestos	34	%
Tasas de impuestos sociales	9.25	%
Regalías	10	%

Para los pozos productores:

Tabla 10.

Condiciones operacionales por pozo productor.

Parámetro	Valor	Unidad
Mínima tasas de aceite	100	m ³ /día
Máxima tasa de liquido	15000	m ³ /día
Máxima tasa de gas	7.00E06	m ³
BHP Mínima Productor	100	Kg/ cm ²
Máximo GOR	600	m ³ / m ³

Para los pozos inyectoros:

Tabla 11.

Condiciones operacionales por pozo inyector.

Parámetro	Valor	Unidad
BHP Mínima Inyector	453	Kg/ cm ²
BHP Máxima Inyector	800	Kg/ cm ²
STG, Tasa Máxima de gas	8000	m ³ /día
STW, Tasa Máxima de Agua	10000	m ³ /día

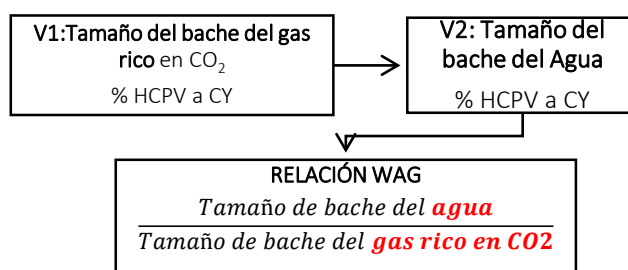
3.2.3. Composición del gas rico en CO₂. Para hallar la composición óptima del gas de inyección, se utilizó simulación en WINPROP para poder definir la PMM dependiendo de la composición del gas rico en CO₂ (Ver tabla 5). La PMM más alta se obtiene cuando tenemos 80% de CO₂ y 20% de CH₄, y las presiones más bajas se obtiene con un 60% CO₂ y 40% CH₄ indistintamente para 70% CO₂ y 30% CH₄.

Teniendo en cuenta la presión del yacimiento (450 kg/cm²), las capacidades de procesamiento de las plataformas y la disponibilidad del CO₂, se decide usar la composición con la PMM más alta, no solo porque se cumple la condición de la presión, sino porque con ella utilizamos la mayor cantidad del CO₂, lo que implica un reto ingenieril, que no sale del rango de la viabilidad económica ni tampoco de la viabilidad ambiental, pero además nos ayuda a contribuir con uno de

los objetivos de desarrollo sostenible, en el sentido más amplio de *Acción por el clima*, Objetivo de Desarrollo Sostenible No. 13 (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo-PNUD).

3.2.4. Relación WAG y Tamaño del bache. La selección del tamaño óptimo de bache es evaluada entre la relación WAG y la relación de volúmenes porosos, con el fin de obtener la mayor recuperación de hidrocarburos.

Volumen poroso del modelo: 197241061 m³ (Apéndice B)



La estrategia de sensibilización a implementar en este caso, empieza por mantener una inyección continua de gas rico el CO₂. Para lograr esto, se alternan las inyecciones en los inyectores WAG. Por lo tanto, un inyector WAG (*changer*) cambia sus ciclos con los demás inyectores restantes como se muestra en la Figura 18. Mientras el pozo “*changer*” inyecta gas, los otros inyectan agua y viceversa. Es importante resaltar que los cálculos del tiempo de bache, son hechos para cada combinación de tamaño de bache y tasa de inyección de gas y agua.

La sensibilización será abordada de la siguiente manera:

3.2.4.1. Volúmenes de Agua y Gas simétricos, S1. Se asumen tres volúmenes HCVP simétricos de gas y de agua. Las tasas de inyección no son constantes. Para hallarlas se propone una relación dinámica entre las relaciones WAG del esquema inicial y tasas de inyección propuestas. El tiempo de inyección es calculado, con base en el planteamiento anterior y los valores que representan un tiempo de bache más bajo que las restricciones operacionales establecidas serán excluidas, la

restricción de tiempo en este trabajo es de 30 días debido a que fue el valor más bajo encontrado en la literatura (Camacho, 2017).

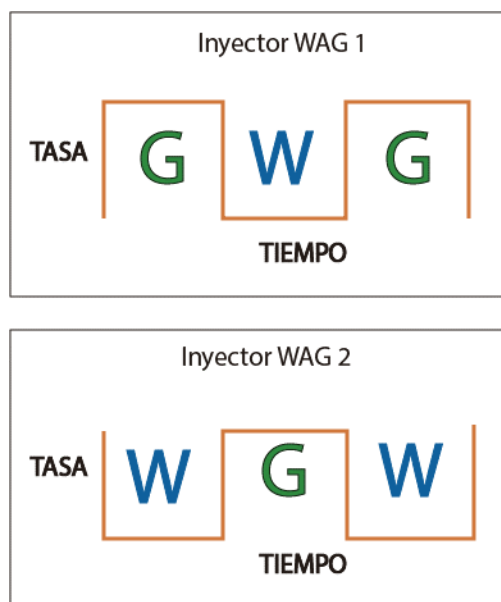


Figura 18. Estrategia de inyección en los pozos.

3.2.4.2. Volúmenes de Agua y Gas asimétricos, S2. Se plantean diferentes %HCVP tanto para gas como para agua, considerando las recomendaciones de (Jarrell, 2002; Pizarro, 2012, Camacho T, 2017), así:

GAS RICO EN CO₂: Desde 0.1% hasta 6% de volumen poroso de hidrocarburos- HCPV	AGUA: Desde 0.1% hasta 15% de volumen poroso de hidrocarburos-HCPV
--	--

Mientras el porcentaje de HCVP para el agua es constante, varían los volúmenes de HCVP de gas a inyectar. Así cuando el volumen de HCVP de gas sea constante, los volúmenes de HCVP de agua variarán. En este caso se toman constantes las tasas de inyección. En este esquema de

optimización, la restricción del tiempo de bache mínima es de 30 días, como ya fue mencionado en el esquema S1.

3.2.5. Presiones de Inyección. Los valores de presiones en los pozos inyectoros tienen limitaciones geo mecánicas, principalmente se consideraron la presión de fractura y las limitaciones en los equipamientos FPSO utilizados en el “Pré-sal”. Presiones superiores a 1100 kg/cm² pueden presentarse en escenarios HPHT (Altas presiones y altas temperaturas); Las condiciones de operación de un yacimiento carbonato como es el representado en este proyecto de estudio, tiene altas presiones con temperaturas bajas. Entonces se decide trabajar con presiones entre 500-800 kg/cm².

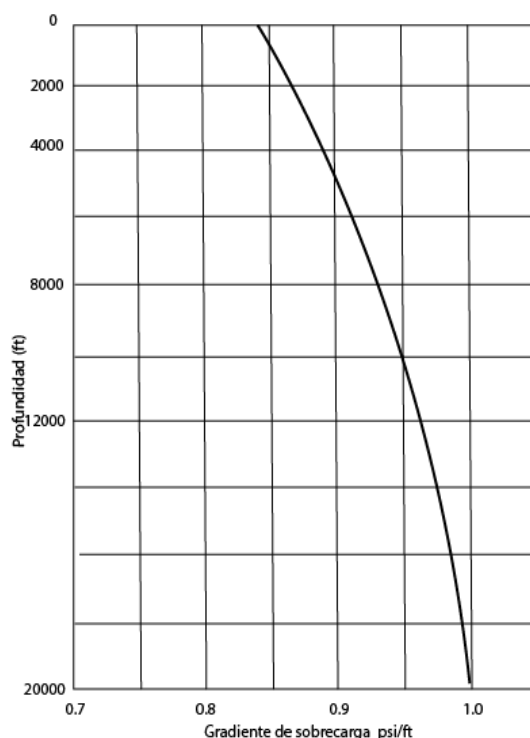


Figura 19. Grafica de Eaton. Adaptado de Schlumberger, Presiones de formación.

Para establecer las presiones de trabajo, se partió de la presión de yacimiento (450 kg/cm²) y de las presiones de fractura. Éstas últimas establecidas teniendo en cuenta un gradiente de fractura propio de ambientes marinos, considerando determinaciones de autores como Eaton (ver figura

19), ya que puede ser usada para zonas marinas y extiende los conceptos de otros autores válidos como lo son Hubert & Willis y Matthews & Kelly. Como los carbonatos muestran preferencia por el aceite, este se adhiere a las paredes de los poros y crea una barrera capilar para la entrada del agua en la roca matriz. Lo anterior exige que el agua en el sistema de fracturas esté a una presión mayor que el aceite residente en la roca matriz.

4. Aplicación y Sensibilización

4.1. Descripción del esquema de Inyección Inicial

Inicialmente es ejecutado el modelo representativo de yacimiento con una propuesta preliminar. En la descripción del modelo base representativo (capítulo 3), se pueden apreciar los datos de yacimiento y la escogencia de las variables de decisión, así como el planteamiento del esquema de inyección. Para detalles adicionales de la construcción del modelo geológico (UNISIM-II-D), el trabajo de Camacho et al. (2017) puede ser revisado. A manera de síntesis, el modelo de simulación representativo, es un yacimiento carbonato sintético de origen microbial, parcialmente dolomitizado con tendencias geológicas cercanas a las del “Pré-sal” brasileiro, con alta heterogeneidad vertical en permeabilidad, caracterizado como un yacimiento tipo III (Ver Capítulo 2.3). El yacimiento contiene 4 unidades de flujo, 85% *grainstone*, 5% facies *super-k* y 10% *Packstone*. Como el objetivo de este trabajo es evaluar el desempeño de la inyección WAG, es importante resaltar que se desarrolla un esquema de inyección propuesto, posteriormente se optimiza teniendo en cuenta variables de operación, por ello se decide tomar una parte del yacimiento para hacer el proyecto, así como es mostrado en la Figura 20. Se decide simular 10.5 años porque el modelo considera una etapa inicial del desarrollo del yacimiento.

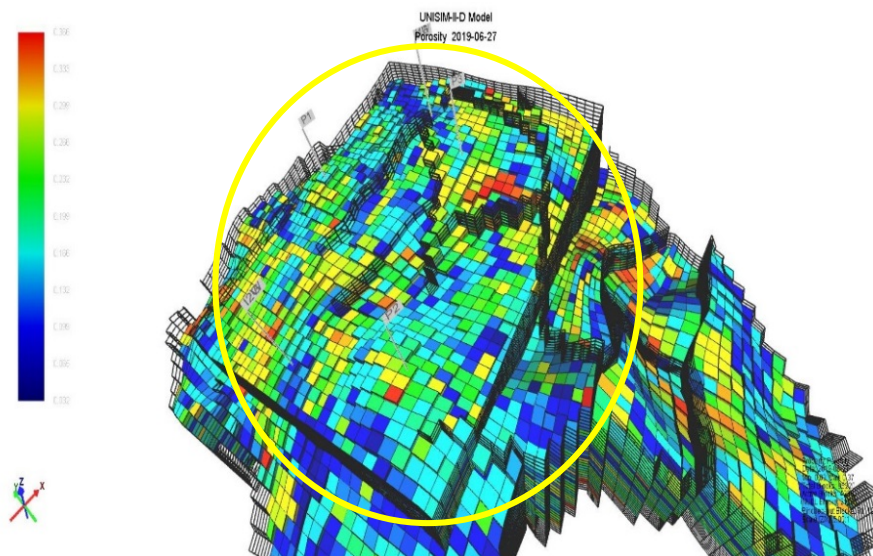


Figura 20. Región del modelo para el proyecto de inyección WAG

Tabla 12.

Distribución de bloques del modelo

Ítem	Total
Numero de bloques	29288
Bloques activos	29288

Tabla 13.

Volúmenes del modelo

Volumen	Total
Volumen de bloque (m ³)	1.97E+09
Volumen de poro (m ³)	2.19E+08
OOIP (m ³)	1.18E+08

En cuanto a la composición de los fluidos del modelo (Ver Tabla 5). Es relevante apuntar que el contenido de CO₂ en los campos del “Pré-sal” brasileiro es variable. La composición presentada, se basa en la revisión bibliográfica, no necesariamente representa el promedio de todos los campos del “Pré-sal”. Usando el método propuesto por la GPSA para hallar la temperatura y presión pseudocrítica de un gas ácido, y con éstos, hallar los factores de compresibilidad de dicha mezcla,

se obtienen los valores de volumen del gas de inyección (CO₂ + CH₄) a usar en este trabajo (Ver tablas 14 y 15).

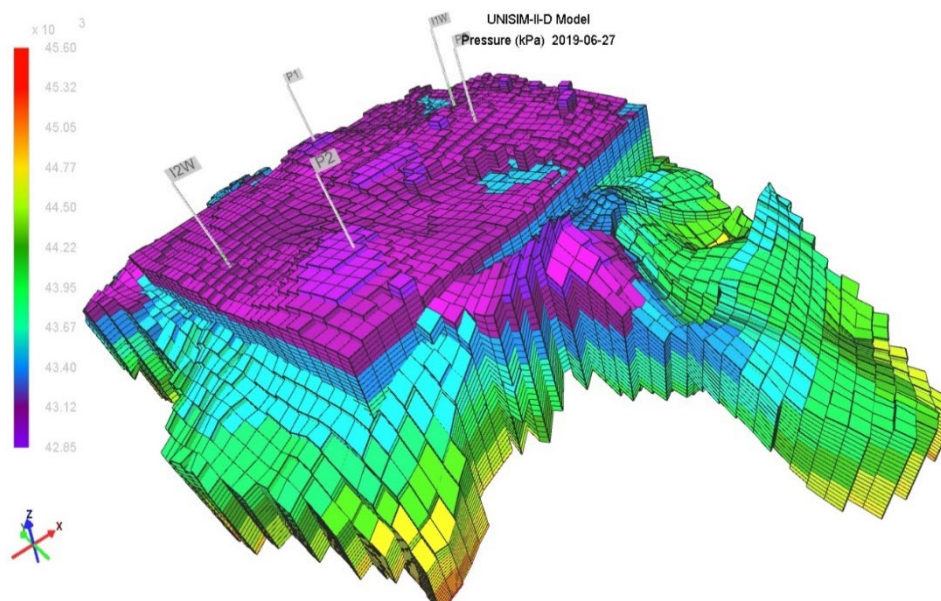


Figura 21. Modelo en vista 3D

Tabla 14.

Propiedades termodinámicas del gas de inyección

Componentes	CO ₂	CH ₄
PM (lb/lbmol)	44.01	16.043
Yi	0.8	0.4
Tc (°R)	547.6	343
Tpseu (°R)	438.08	137.2
Pc (PSI)	1071	666.4
Ppseu (PSI)	856.8	266.56

Teniendo en cuenta que en yacimientos como el “Pré-sal”, la producción de gas natural es de 113.00E06 m³/día de gas natural (ANP- Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, janeiro, 2019), se puede proyectar el aprovechamiento de los recursos propios del yacimiento. La tabla 17 indica que no todas las zonas del yacimiento están saturadas con aceite, por ello se decide hacer un arreglo en las perforaciones de los pozos, de tal manera que se haga un aprovechamiento mejor en la producción del aceite.

Tabla 15.

Factor de compresibilidad del gas de inyección

Componentes		Tpseu (°R)	Ppseu (PSI)
CO ₂		438.08	856.8
CH ₄		137.2	266.56
Total Mezcla		575.28	1123.36
Valor con ajustes		560.28	1089.52386
Tr		Pr	Z
Yacimiento	1.083386878	5.87412563	0.75
Superficie	0.945955594	0.01349213	1

Tabla 16.

Esquema operacional WAG al inicio de la inyección

Parámetro	Valor	Unidades
OOIP	118415900	m ³
HCVP	219288705	m ³
Tasa de inyección de Agua	20000	m ³ /día
Tasa de inyección de Gas	16000	m ³ /día
Tiempo de simulación	10.5	Años
Año de inicio de la inyección	2019	

Tabla 17.

Completamiento de pozos

Pozo	Inicio	Final	Espesor (m)
I1W	Capa 8	Capa 25	125
I1G	Capa 5	Capa 26	153
I2W	Capa 7	Capa 28	147
I2G	Capa 7	Capa 28	147
P1	Capa 6	Capa 25	140
P2	Capa 4	Capa 24	158
P3	Capa 4	Capa 29	135

4.2. Sensibilización del Tamaño del bache

Una de las variables operacionales, considerada en este trabajo como parámetro importante en la inyección WAG, es aquella que envuelve los **volúmenes de gas rico en CO₂ y agua** a inyectar, V1 y V2 respectivamente. En esta variable WAG, el escenario técnico e ingenieril contempla esfuerzos y desafíos adicionales para los pozos inyectoros. La estrategia inicial fue creada tomando

las variables V1 y V2 como estimativa del esquema de inyección, en este caso el recurso de CO₂ no era limitado. Los volúmenes iniciales estimados fueron 1.64% HCVP para el agua y 1,31% HCVP para el gas rico en CO₂, arrojando una relación WAG de 1.25. Esos volúmenes fueron escogidos, atendiendo que tamaños de baches de agua muy grandes, toman tiempos de inyección elevados, inviábiles económicamente. Tamaños de baches de agua muy cortos, arrojarían gran número de ciclos de inyección, lo cual no es técnicamente viable. El esquema operacional corresponde a un ciclo de inyección de 12 meses, con tiempos simétricos de inyección de agua y gas. Con presiones máximas de inyección equivalentes a 800 kg/cm² y con condiciones operacionales iniciales planteadas en el capítulo 3. La estimación inicial de tasa de inyección de gas en superficie correspondió a 9.200E6 m³ /día. Fue necesario adicionalmente optimizar el número y posicionamiento de pozos. (Apéndices A), ya que como resultado del análisis del esquema inicial se comprendió una mejor ubicación de pozos para este propósito.

4.2.1. Volúmenes de agua y gas simétricos, S1. Los escenarios para sensibilizar los volúmenes de HCVP para el gas y para el agua son:

Tabla 18.

Volúmenes porosos de agua y gas simétricos

Escenario	HCVP	Unidades
E1	0.3	%
E2	2	%
E3	3	%
E4	5	%
Escenario	Volumen Inyectado	Unidades
E1	657866	m ³
E2	4385774	m ³
E3	6578661	m ³
E4	10964435	m ³

4.2.2. Volúmenes de agua y gas asimétricos, S2. Para este caso los HCVP de agua y del gas rico en CO₂, se plantean de la siguiente manera:

Tabla 19.

Volúmenes porosos de agua y gas asimétricos

Escenario	% HCVP Gas	% HCVP Agua
E1	0.3	0.4
E2	0.9	0.8
E3	3.5	3.1
E4	4.2	3.8

En ambos casos se asumen tasas de inyección constantes. Las variables observadoras son la composición del gas rico en CO₂ y presiones de inyección.

4.3. Sensibilización de las Presiones de Inyección

Otra variable operacional a ser optimizada en este trabajo, es la presión de inyección de agua y de gas rico en CO₂. Esta variable WAG, implica consideraciones geofísicas y propias del yacimiento. Aunque se tienen las limitaciones de la presión de fractura y la presión de yacimiento, se consideraron aspectos como el tiempo de productividad de los pozos, es decir que tanto afecta la caída de presión en la productividad del proyecto.

Se comprende la aplicación del rango de presiones, para analizar el mejor escenario, generando una dinámica en las presiones de inyección al yacimiento. En cuanto al esquema inicial de inyección, se contemplaron presiones máximas de 800 kg/cm² y presiones mínimas de 453 kg/cm².

La estrategia aplicada en este caso, es utilizar la misma presión en la inyección agua y del gas rico en CO₂. La tabla 20 muestra los escenarios a optimizar. Se han escogido 3 escenarios de presiones de inyección. Para hacer la sensibilización de esta variable se tomará el esquema con mayor recuperación de aceite en la sensibilización del tamaño de bache.

Tabla 20.

Presiones de inyección usadas en la simulación.

Escenario	Presiones de inyección	Unidades
E1	500	Kg/cm ²
E2	650	Kg/cm ²
E3	850	Kg/cm ²

5. Resultados y Discusión

Este capítulo presenta los resultados, inicialmente del esquema de inyección propuesto, pasando al esquema de inyección adaptado a los volúmenes porosos de hidrocarburos para el gas y para el agua, en sus dos casos, S1 y S2, volúmenes simétricos y asimétricos respectivamente, posterior el análisis del esquema WAG con la variación de las presiones y su correspondiente simulación cruzada.

5.1. Esquema Inicial de Inyección

Con los resultados del primer esquema planteado, se observó que los pozos inyectoros I1 y I2 influenciaban principalmente los pozos productores P1 y P2 como es mostrado en la figura 22. En este caso, los pozos productores con grandes influencias de los pozos inyectoros presentaron menor producción de aceite, incluso cerraron desde etapas tempranas del proyecto (Ver figura 23). La distancia entre pozos inyectoros y pozos productores se planteó como la causa de la baja productividad que presentaban los pozos productores, debido a que previamente se analizaron las saturaciones de dichas zonas (ver Figura 25). Las presiones de inyección máximas y mínimas están en el rango de viabilidad técnica, sin embargo, éstas serían analizadas más adelante. Se decide alejar los pozos inyectoros de los productores en un segundo esquema planteado. El resultado,

arrojó una mejor producción de pozos (ver figura 24). Las variables operaciones como las presiones (máxima 800 kg/cm²) y tasas de inyección (máxima de 10000 m³ de agua al día y 8000 m³ de gas al día) continúan siendo las mismas que en el primer esquema, con la única variación de la ubicación de pozos.

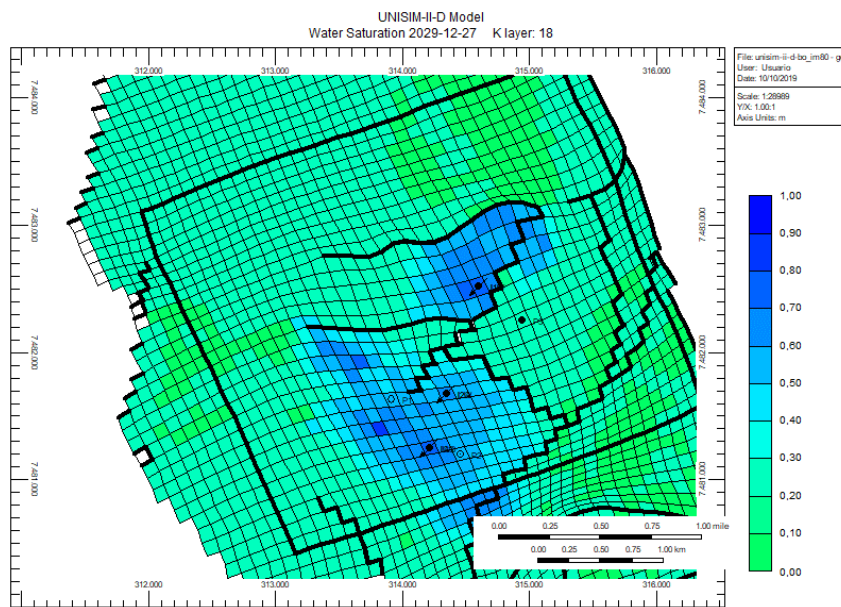


Figura 22. Afectación de los pozos inyectora hacia los pozos productores

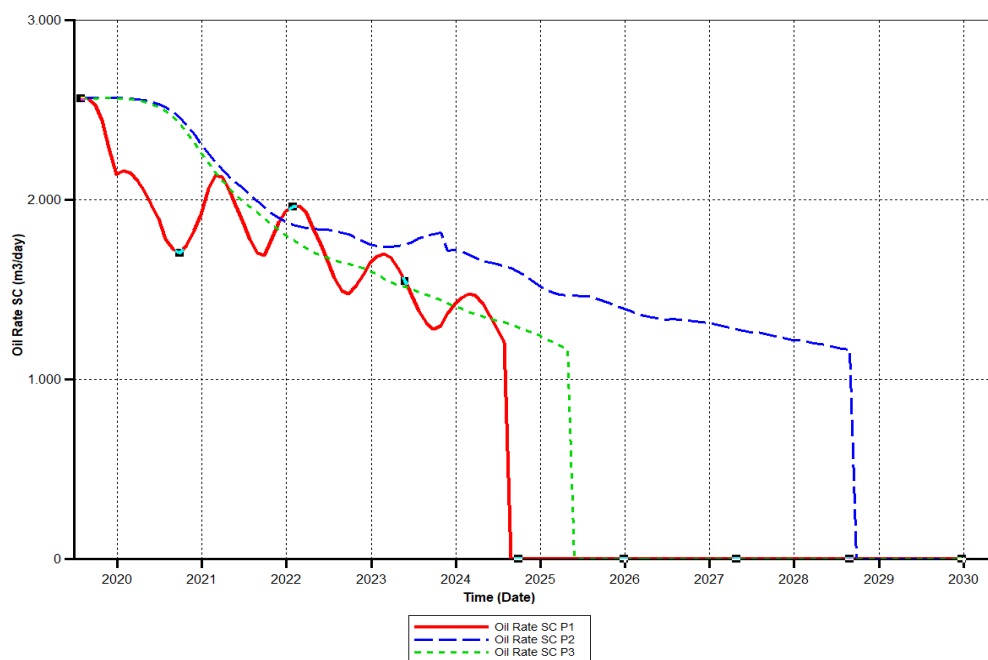


Figura 23. Producción de pozos primer esquema planteado.

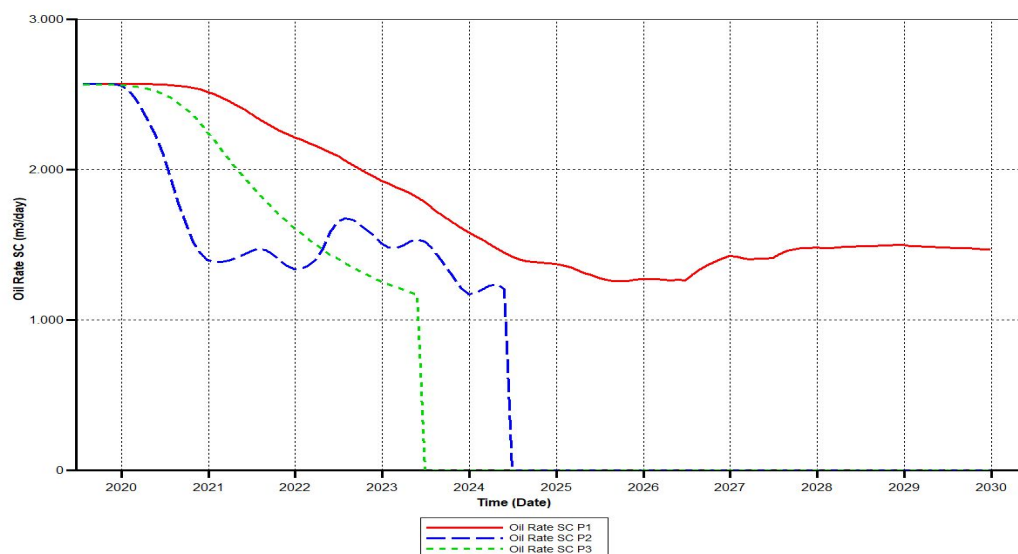


Figura 24. Producción de pozos con segundo esquema planteado.

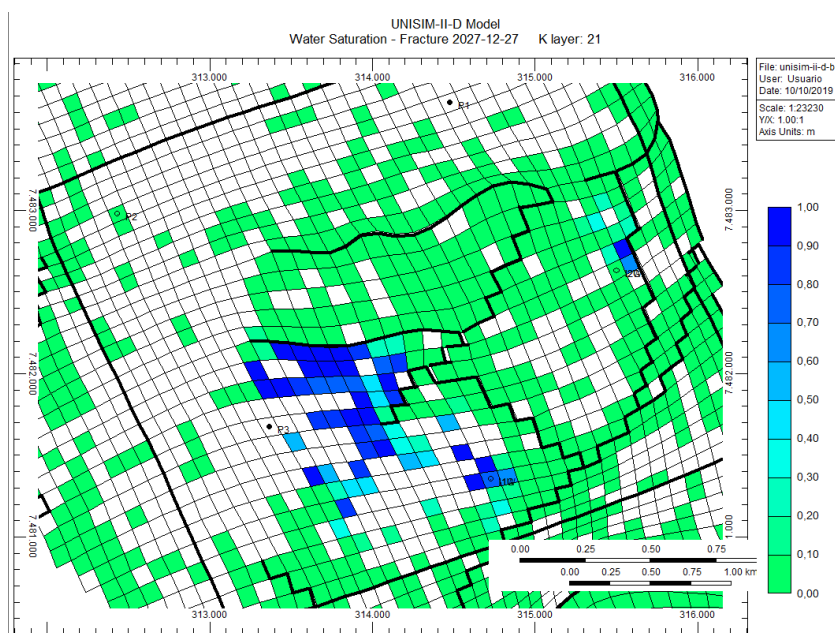


Figura 25. Saturación de agua en las fracturas

Esta nueva ubicación, si bien, toma una mayor distancia, ubica a los pozos inyectores muy cercanos a las fallas (ver Tabla 45). Éstas, aunque no son fallas de borde, presentan grandes permeabilidades y su transmisibilidad no es despreciable. Por ende, se analiza que la inyección de gas y de agua toma el camino de las fallas y no realiza la influencia necesaria a los pozos

productores para el desplazamiento miscible del aceite. Igualmente podrían los fluidos inyectados quedarse entrapados en las fracturas y no llegar a los pozos productores (Ver Figura 25 y 26).

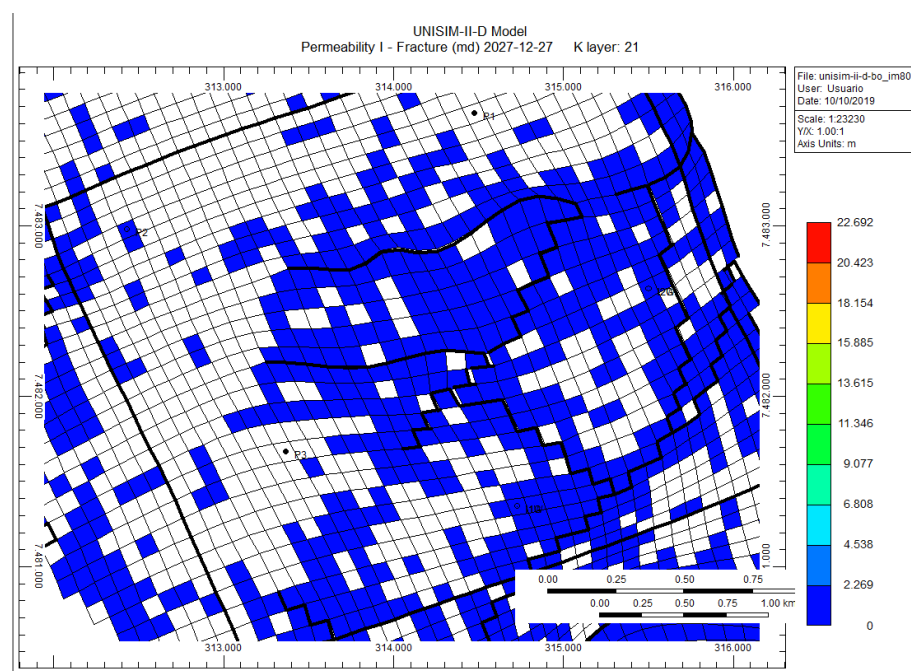


Figura 26. *Permeabilidad en las fracturas.*

Se plantea un tercer esquema, alejando los pozos inyectoras de las fallas (ver Tabla 45, Apéndice A). En este mismo contexto se puede analizar que los pozos productores P1 y P3, tienen menos producción que el pozo P2 y además tienen en sus curvas de producción mayor dinamismo en cuanto a las caídas y alzas en la producción (ver Figura 27). Para analizar lo anterior, se parte de los ciclos de inyección (ver Figura 28), debido a que dicha periodicidad en la producción podría ser causa de la inyección de gas y de agua. Haciendo la correlación entre la inyección y la producción, cuando se inyecta gas, la producción consigue sus picos de alza y cuando se inyecta agua la producción declina un poco, sin embargo, la curva de producción general mantiene una pendiente progresiva sin declinaciones abruptas. Con lo anterior, se decide iniciar la inyección 1 año después de iniciada la producción y así mismo regular las tasas de inyección constantes, de tal forma que la inyección de gas al yacimiento nunca pare. Finalmente se obtiene el esquema de

inyección inicial (Figura 29) para comenzar las sensibilizaciones de las variables escogidas en este trabajo como parámetros importantes en la inyección WAG: (i) Tamaños de bache, (ii) Presiones de inyección.

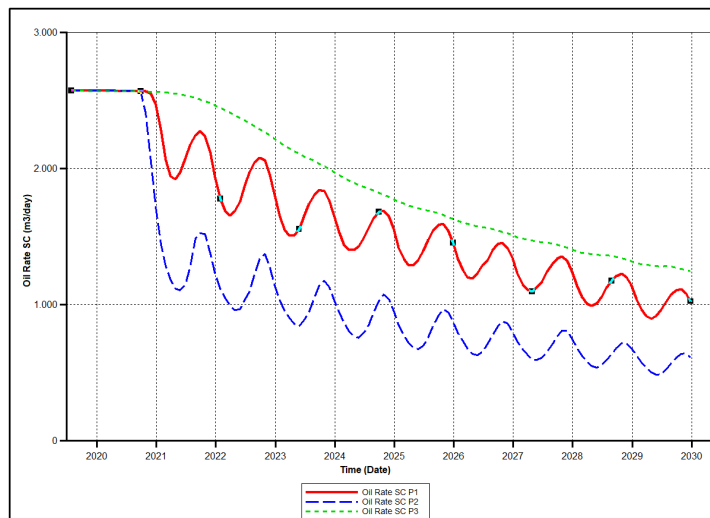


Figura 27. Producción de pozos del esquema final planteado

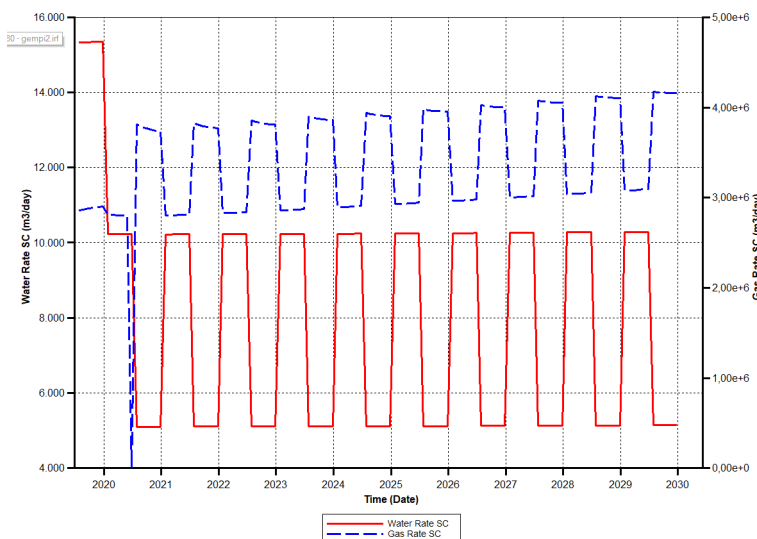


Figura 28. Ciclos de inyección de pozos inyector

5.2. Tamaño de bache, asumiendo volúmenes simétricos.

El análisis de sensibilidad de esta variable es asumido en dos partes. En esta primera parte se toman de HCVP simétricos para agua y para gas rico en CO₂.

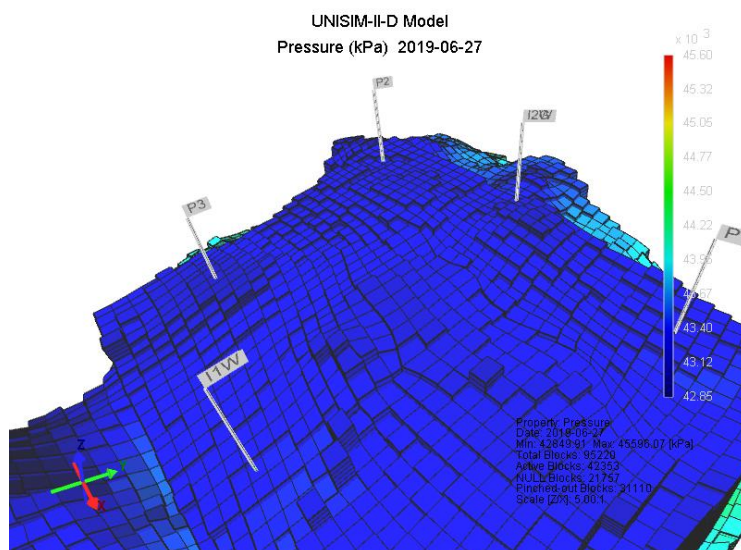


Figura 29. Esquema final propuesto.

5.2.1. Tamaño de bache: 0.3% HCVP. Se inyectan 657866 m³ de gas rico en CO₂ y de agua, equivalentes al 0.3% HCVP para cada uno respectivamente. Fueron necesarios 9.6 ciclos y un total de 3467 días de inyección. La estrategia de mantener continúa la inyección de CO₂ en el yacimiento (figura 18) y cumpliendo el tamaño de bache planteado toma el siguiente orden de apertura y cierre de pozos.

Tabla 21.

Apertura y cierre de pozos para tamaño de bache 0.3% HCVP

0.3% HCVP							
POZO		I1		I2			
Ciclos	Fecha	Abre	Cierra	Fecha	Abre	Cierra	
1	27/06/2020	W		31/08/2020	W		
1	31/08/2020	G	W	22/04/2023	G	W	
1,2	22/11/2020	W	G	13/11/2024	W	G	
2	26/01/2021	G	W	05/07/2027	G	W	
2,3	19/04/2021	W	G	26/01/2029	W	G	
3	23/06/2021	G	W	17/09/2031	G	W	
3,4	14/09/2021	W	G	10/04/2033	W	G	

4	18/11/2021	G	W	30/11/2035	G	W
4,5	09/02/2022	W	G	23/06/2037	W	G
5	15/04/2022	G	W	12/02/2040	G	W
5,6	07/07/2022	W	G	05/09/2041	W	G
6	10/09/2022	G	W	26/04/2044	G	W
6,7	02/12/2022	W	G	18/11/2045	W	G
7	05/02/2023	G	W	09/07/2048	G	W
7,8	29/04/2023	W	G	31/01/2050	W	G
8	03/07/2023	G	W	22/09/2052	G	W
8,9	24/09/2023	W	G	15/04/2054	W	G
9	28/11/2023	G	W	05/12/2056	G	W
9,10	19/02/2024	W	G	28/06/2058	W	G
10	24/04/2024	G	W	17/02/2061	G	W
10,11	16/07/2024	W	G	10/09/2062	W	G
11	19/09/2024	G	W	02/05/2065	G	W
11,12	11/12/2024	W	G	15/02/2025	W	G
12	15/02/2025	G	W	07/10/2027	G	W
12,13	08/05/2025	W	G	30/04/2029	W	G
13	13/07/2025	G	W	20/12/2031	G	W
13,14	03/10/2025	W	G	13/07/2033	W	G
14	08/12/2025	G	W	03/03/2036	G	W
14,15	28/02/2026	W	G	25/09/2037	W	G
15	05/05/2026	G	W	16/05/2040	G	W
15,16	26/07/2026	W	G	08/12/2041	W	G
16	30/09/2026	G	W	29/07/2044	G	W
16,17	21/12/2026	W	G	20/02/2046	W	G
17	25/02/2027	G	W	11/10/2048	G	W
17,18	18/05/2027	W	G	05/05/2050	W	G
18	23/07/2027	G	W	24/12/2052	G	W

18,19	13/10/2027	W	G	18/07/2054	W	G
19	18/12/2027	G	W	09/03/2057	G	W
19,20	09/03/2028	W	G	30/09/2058	W	G
20	14/05/2028	G	W	22/05/2061	G	W
20,21	04/08/2028	W	G	13/12/2062	W	G
21	09/10/2028	G	W	04/08/2065	G	W
21,22	30/12/2028	W	G	25/02/2067	W	G
22	06/03/2029	G	W	17/10/2069	G	W
22,23	27/05/2029	W	G	01/08/2029	W	G
23	01/08/2029	G	W	22/03/2032	G	W
23,24	22/10/2029	W	G	14/10/2033	W	G
24	27/12/2029	G	W			

En las tablas 21 a la 29, W significa inyección de agua y G significa inyección de gas rico en CO₂. En cuanto a la producción, ningún pozo productor se cierra, todos mantienen una producción óptima, con una declinación progresiva (ver Figura 30). El tiempo de producción simulado corresponde a 3836 días, equivalente a 10.5 años.

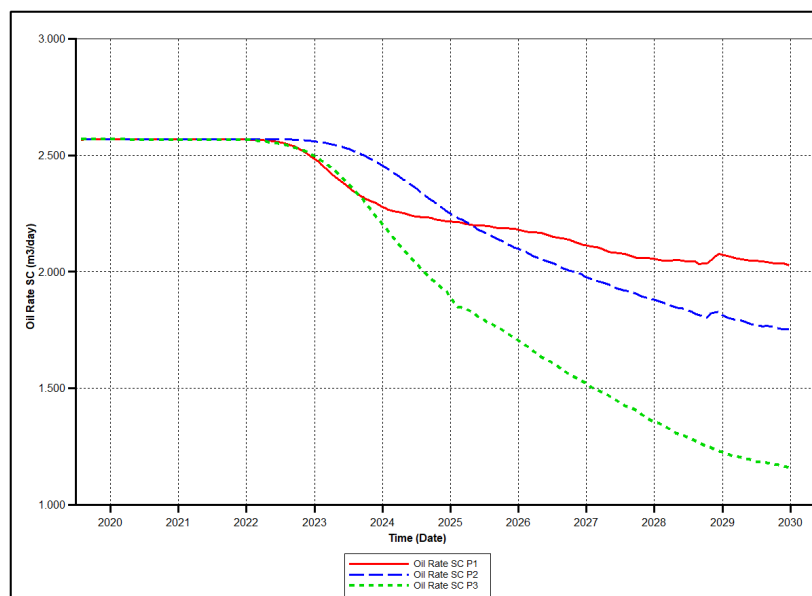


Figura 30. Producción de pozos, con tamaño de bache de 0.3% HCVP.

El pozo productor P3, tiene una mayor caída de producción a partir de la segunda mitad del año 2023. Durante los primeros 4 años los pozos producen en promedio 2428 m³/día de aceite. En los siguientes 6.5 años, los pozos P1, P2 y P3 producen en promedio 2300 m³/día, 2200 m³/día, 1700 m³/día de aceite, respectivamente. En general, el proyecto produjo 6516 m³/día de aceite e inyectó 10000 m³/día de agua y 8000 m³/día de gas. La producción de agua solo se refleja a mediados del 2028 y en total el proyecto produjo 78 m³ de agua (Ver Apéndice C)

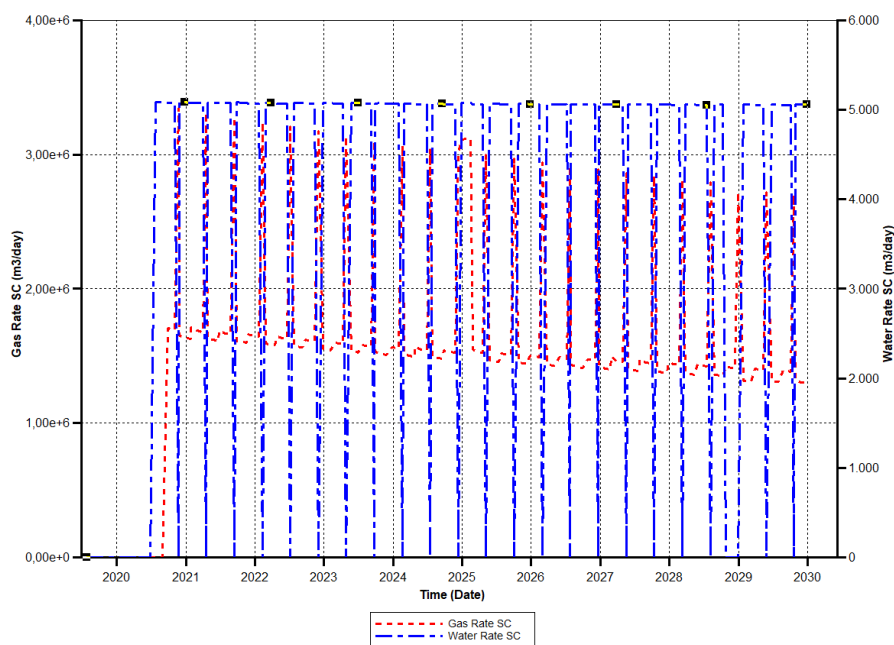


Figura 31. Ciclos de inyección tamaño de bache 0.3% HCVP

5.2.2. Tamaño de bache: 2% HCVP. Para este escenario se inyectan 4'385.774 m³ de gas rico en CO₂ y de agua, equivalentes al 2% HCVP para cada uno respectivamente. El evento tomó 2.71 ciclos de inyección y un total de 3467 días. Como los volúmenes de baches inyectados eran más grandes, el tiempo de inyección también aumentó, a 548 y 730 días para el agua y gas respectivamente. Los pozos productores P1, P2 y P3 mantienen una producción constante de 2566 m³/días hasta 07/2023. La producción se dio por 3819 días. El pozo productor P1, hacia 06/2026, muestra una concavidad en la curva de producción, esto debido a la influencia de la inyección

WAG. Así mismo el productor P3 muestra una concavidad a comienzos del 2029. Lo anterior se analiza es debido al desplazamiento miscible que está llevándose a cabo en yacimiento y el cual genera influencia positiva en la producción de los pozos. El pozo productor P2, presentó una curva de producción con menor inclinación manteniendo una producción promedio de 2173 m³/día de aceite (ver Figura 32)

Tabla 22.

Apertura y cierre de pozos para tamaño de bache 2% HCVP

2% HCVP						
POZOS		I1		I2		
Ciclos	Fecha	Abre	Cierra	Fecha	Abre	Cierra
1	27/06/2020	W		31/08/2020	W	
1	27/12/2021	G	W	02/03/2022	G	W
1,2	28/12/2023	W	G	02/03/2024	W	G
2	28/06/2025	G	W	01/09/2025	G	W
2,3	29/06/2027	W	G	02/09/2027	W	G
3	28/12/2028	G	W	03/03/2029	G	W
3	29/12/2030	W	G	04/03/2031	W	G

En cuanto al pozo productor P3 presenta una mayor declinación frente a los productores P1 y P2. La producción de los pozos P1, P2 y P3 juntos, fue de 6151 m³/día en promedio para todo el proyecto. En total, fueron producidos 2.58E07 m³ de aceite. La producción de gas, ésta se mantiene en 7.0E05 m³ al día (Ver Apéndice C). Se inyectaron 6'578.661 m³, que corresponden a 3% HCVP. El tamaño de bache de agua toma un tiempo de inyección de 822 días frente a 1096 días que dura el bache de gas rico en CO₂. Como los volúmenes a inyectar son grandes, los tiempos de inyección también, pues se mantiene constantes las tasas de inyección, arrojando 1.8 ciclos para cumplir el tiempo de simulación de inyección deseado, 3467 días.

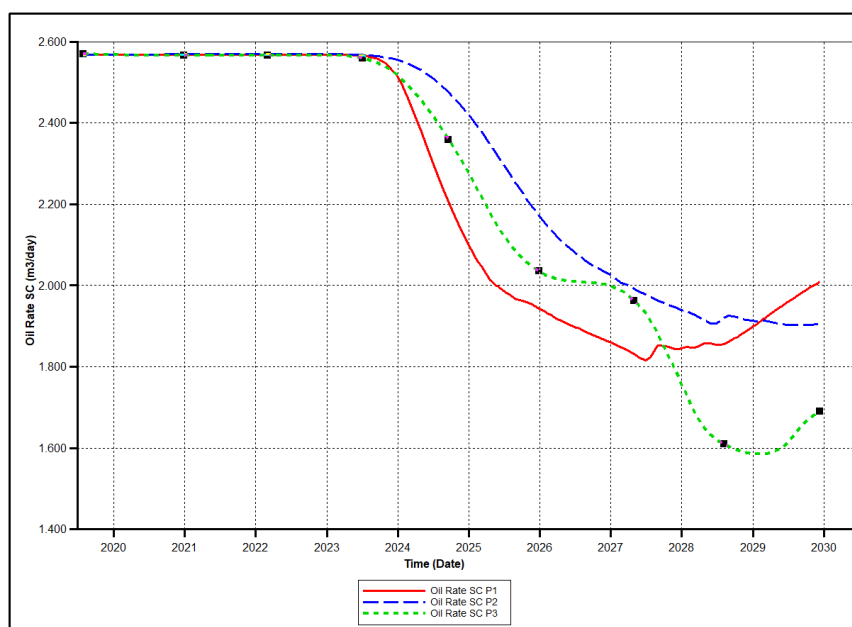


Figura 32. Producción de pozos, tamaño de bache 2% HCVP

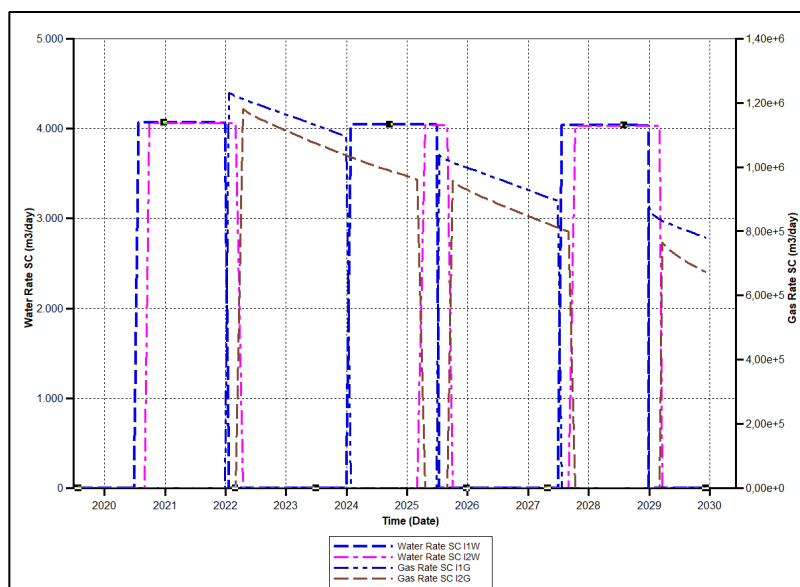


Figura 33. Ciclos de inyección, tamaño de bache 2% HCVP

5.2.3. Tamaño de bache: 3% HCVP

El aceite producido en el tiempo del proyecto (3775) alcanzó los 2.640E07 m³ de aceite. La influencia de la inyección WAG en el desplazamiento miscible del petróleo se refleja en las curvas de producción, ya que se puede apreciar un aumento significativo entre los años 2026 y 2029 (ver figura 35). Los cinco (5) primeros años del proyecto, la producción estuvo constante en 2567 m³

/día de aceite por pozo. El pozo productor P3 presentó un pico en la caída de producción a mediados de 2027, posteriormente se recupera, llegando a una producción de 1897 m³/día. En cuanto a los ciclos de inyección, como es mostrado en la figura 34, se mantienen constantes durante la inyección. La producción de agua comienza a inicios del 2019 (ver Apéndice C).

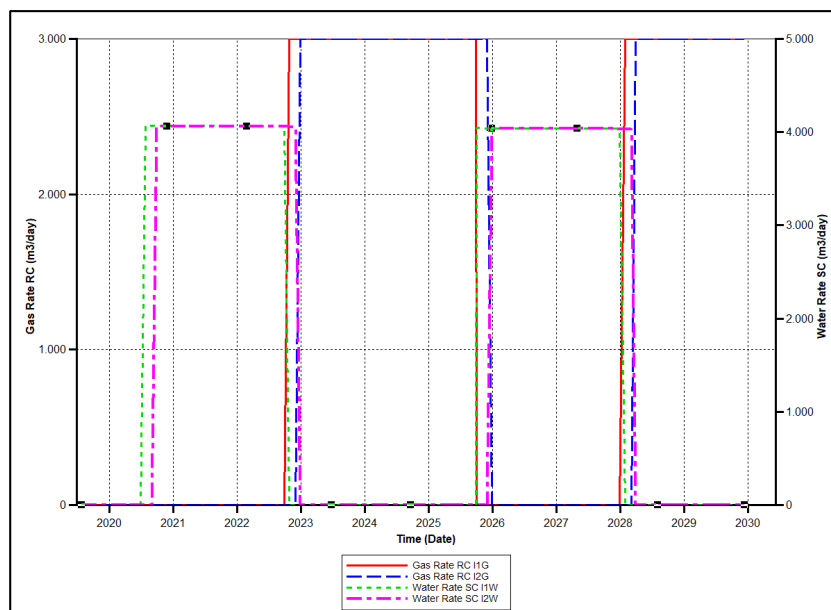


Figura 34. Ciclos de inyección, tamaño de bache 3% HCVP

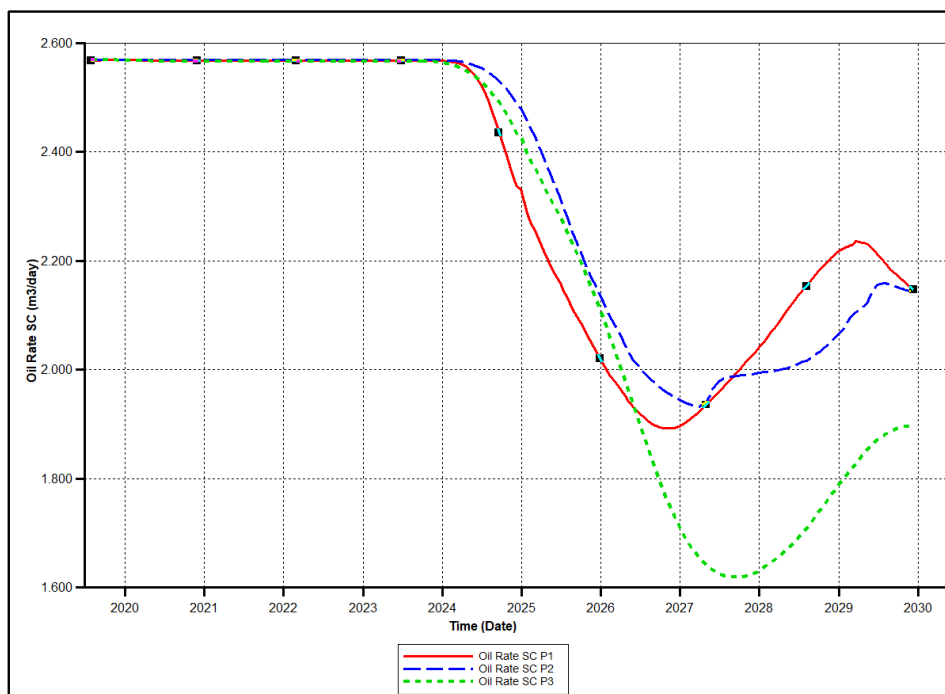


Figura 35. Producción de pozos, tamaño de bache 3% HCVP

Tabla 23.

Apertura y cierre de pozos para tamaño de bache 3% HCVP

3% HCVP						
POZOS		I1		I2		
Ciclos	Fecha	Abre	Cierra	Fecha	Abre	Cierra
1	27/06/2020	W		31/08/2020	W	
1	27/09/2022	G	W	01/12/2022	G	W
1,2	27/09/2025	W	G	01/12/2025	W	G
2	29/12/2027	G	W	03/03/2028	G	W
2	29/12/2030	W	G	04/03/2031	W	G

5.2.4. Tamaño de bache: 5% HCVP. Con 1827 días de inyección de gas rico en CO₂ y 1370 días de inyección de agua, el proyecto bajo este escenario consiguió producciones promedio 2567 m³/día de aceite durante los primeros 6 años. Los años posteriores, presenta caídas en la curva de producción con inclinaciones considerables, como es mostrado en la figura 36. Se inyectaron al yacimiento volúmenes de bache de agua y gas rico en dióxido de carbono correspondientes 10'964.435 m³, equivalentes a un 5% HCVP para cada uno. El proyecto necesitó un solo ciclo de inyección y a nivel general los P1, P2 y P3 produjeron 2.73E07 m³ de aceite. Existe producción de agua desde inicios de 2025 (ver Apéndice C).

Tabla 24.

Apertura y cierre de pozos para tamaño de bache 5% HCVP

5% HCVP						
POZOS		I1		I2		
Ciclos	Fecha	Abre	Cierra	Fecha	Abre	Cierra
1	27/06/2020	W		31/08/2020	W	
1	28/03/2024	G	W	01/06/2024	G	W
1	29/03/2029	W	G	02/06/2029	W	G

5.3. Tamaño de bache, volúmenes asimétricos

En esta segunda parte del análisis de sensibilidad para el tamaño de bache, %HCVP inyectado a yacimientos, se asumen volúmenes asimétricos de gas rico en CO₂ y agua respectivamente.

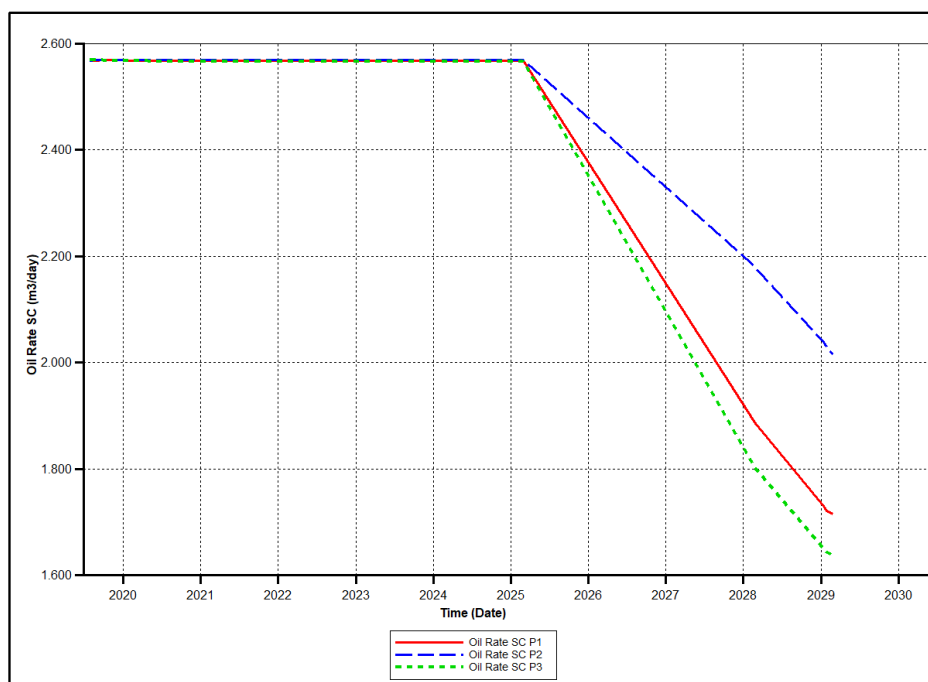


Figura 36. Producción de pozos, tamaño de bache 5% HCVP.

5.3.1. Tamaño de bache: 0.3-0.4% HCVP. En este escenario se inyectan 657866 m³ de gas y 877154 m³ de agua por ciclo. Se puede observar que los 3 primeros años existe una producción constante de 2570 m³/día de aceite para los pozos P1, P2 y P3 (ver Figura 37). El pozo que mayor inclinación presenta en su curva de producción es el productor P3. Por otro lado, aquel que tiene su producción más estable es el productor P1.

El corte de agua no supera los 0.00006% (Ver Apéndice D). La estrategia de inyección planteada en la Figura 18, se cumple a cabalidad como lo muestra la Figura 38.

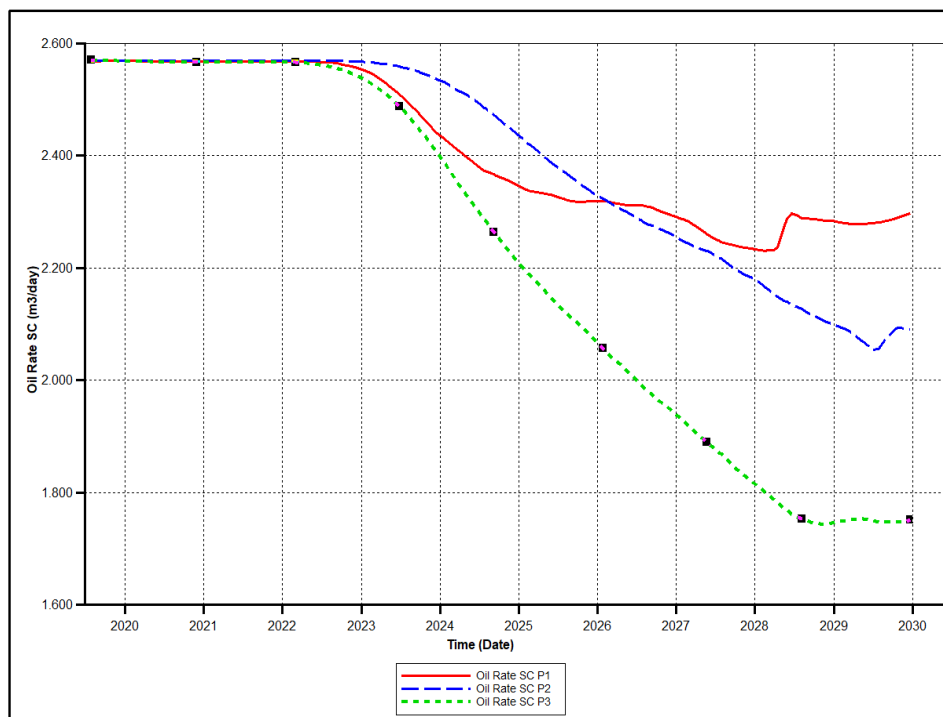


Figura 37. Producción de pozos, con tamaño de bache de 0,3-0,4 % HCVP

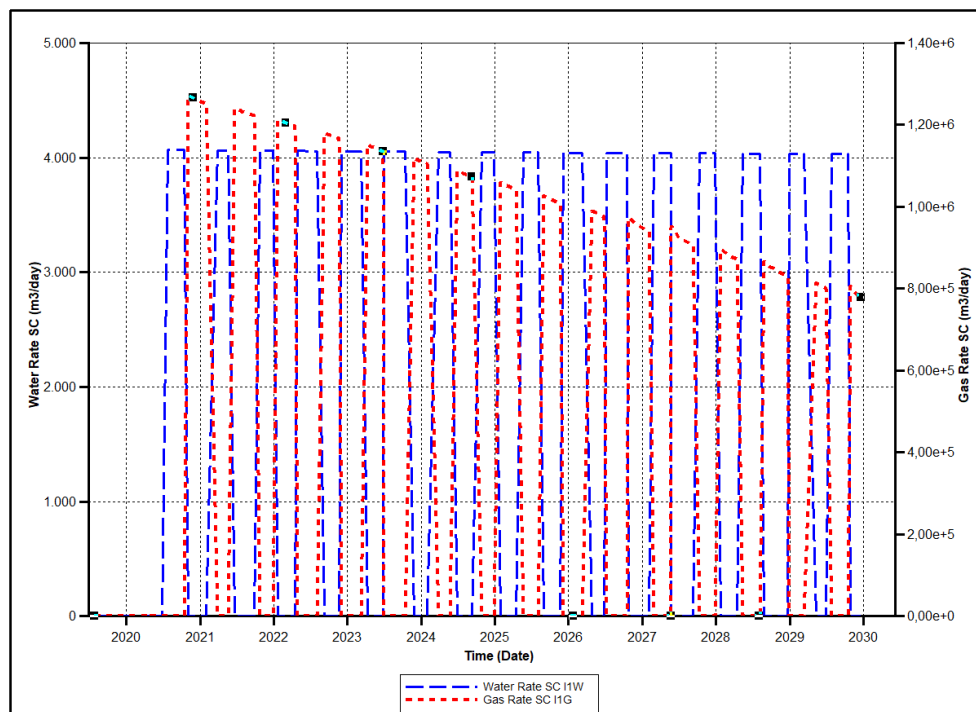


Figura 38. Ciclos de inyección, esquemas S2

Tabla 25.

Apertura y cierre de pozos para tamaño de bache 0.3 y 0.4% HCVP

0.3 % HCVP				0.4% HCVP		
POZOS		I1		I2		
Ciclos	Fecha	Abre	Cierra	Fecha	Abre	Cierra
1	27/06/2020	W		31/08/2020	W	
1	14/10/2020	G	W	18/12/2020	G	W
1,2	01/02/2021	W	G	07/04/2021	W	G
2	21/05/2021	G	W	25/07/2021	G	W
2,3	08/09/2021	W	G	12/11/2021	W	G
3	27/12/2021	G	W	02/03/2022	G	W
3,4	15/04/2022	W	G	19/06/2022	W	G
4	03/08/2022	G	W	07/10/2022	G	W
4,5	21/11/2022	W	G	25/01/2023	W	G
5	10/03/2023	G	W	14/05/2023	G	W
5,6	28/06/2023	W	G	01/09/2023	W	G
6	16/10/2023	G	W	20/12/2023	G	W
6,7	02/02/2024	W	G	07/04/2024	W	G
7	22/05/2024	G	W	26/07/2024	G	W
7,8	09/09/2024	W	G	13/11/2024	W	G
8	27/12/2024	G	W	02/03/2025	G	W
8,9	16/04/2025	W	G	20/06/2025	W	G
9	03/08/2025	G	W	07/10/2025	G	W
9,10	21/11/2025	W	G	25/01/2026	W	G
10	11/03/2026	G	W	15/05/2026	G	W
10,11	28/06/2026	W	G	01/09/2026	W	G
11	16/10/2026	G	W	20/12/2026	G	W
11,12	03/02/2027	W	G	09/04/2027	W	G
12	23/05/2027	G	W	27/07/2027	G	W
12,13	10/09/2027	W	G	14/11/2027	W	G
13	29/12/2027	G	W	03/03/2028	G	W
13,14	16/04/2028	W	G	20/06/2028	W	G
14	04/08/2028	G	W	08/10/2028	G	W
14,15	22/11/2028	W	G	26/01/2029	W	G
15	11/03/2029	G	W	15/05/2029	G	W
15,16	29/06/2029	W	G	02/09/2029	W	G
16	16/10/2029	G	W	20/12/2029	G	W
16	03/02/2030	W	G	09/04/2030	W	G

5.3.2. Tamaño de bache: 0.9-0.8% HCVP. El pozo productor P3, presenta una declinación mayor comparada con los demás productores.

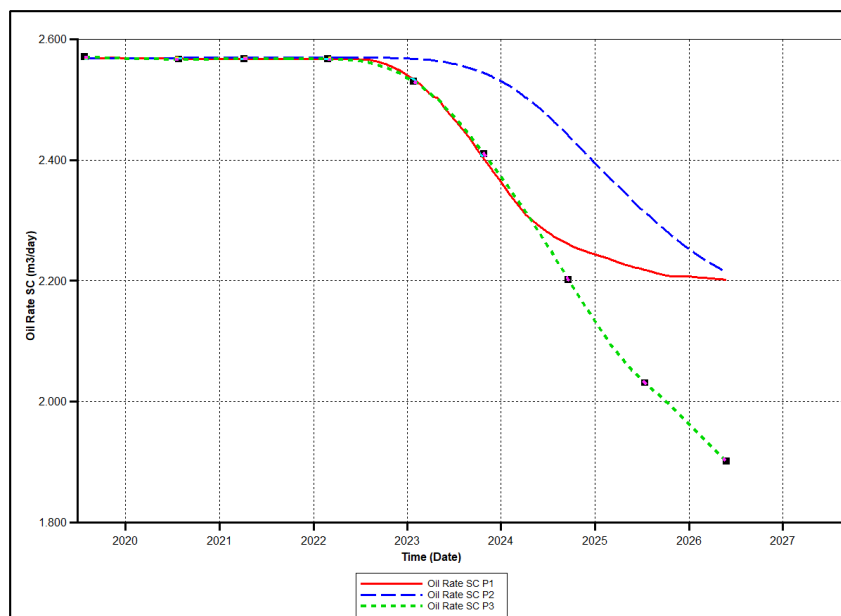


Figura 39. Producción de pozos, con tamaño de bache de 0,9-0,8 % HCVP.

Tabla 26.

Apertura y cierre de pozos para tamaño de bache 0.9 y 0.8% HCVP.

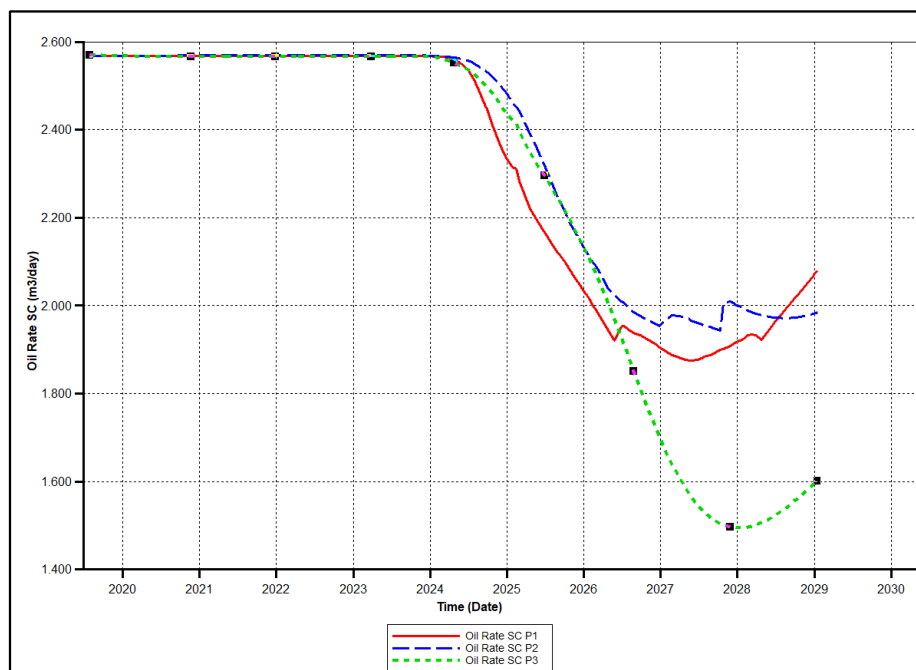
0.9% HCVP				0.8% HCVP		
I1				I2		
Ciclos	Fecha	Abre	Cierra	Fecha	Abre	Cierra
1	27/06/2020	W		31/08/2020	W	
1	01/02/2021	G	W	07/04/2021	G	W
1,2	27/12/2021	W	G	02/03/2022	W	G
2	03/08/2022	G	W	07/10/2022	G	W
2,3	28/06/2023	W	G	01/09/2023	W	G
3	02/02/2024	G	W	07/04/2024	G	W
3,4	27/12/2024	W	G	02/03/2025	W	G
4	03/08/2025	G	W	07/10/2025	G	W
4,5	28/06/2026	W	G	01/09/2026	W	G
5	03/02/2027	G	W	09/04/2027	G	W
5,6	29/12/2027	W	G	03/03/2028	W	G
6	04/08/2028	G	W	08/10/2028	G	W
6,7	29/06/2029	W	G	02/09/2029	W	G
7	03/02/2030	G	W	09/04/2030	G	W

El productor P1 se mantiene promedio los últimos años del proyecto en 2100 m³/día de aceite. En este escenario se inyectan 1973598 m³ de gas y 1754309 m³ de agua por ciclo. Hasta comienzos del año 2022, la producción del proyecto se mantuvo constante en 2570 m³/día de aceite (ver Figura 39). Fueron necesarios 6.32 ciclos de inyección.

5.3.3. Tamaño de bache: 3.5-3.1% HCVP. Entre 2019 y 2026 los productores P1, P2 y P3 mantienen su producción muy aproximada entre sí. En este escenario se inyectan 7675104 m³ de gas y 6797949 m³ de agua por ciclo (ver Figura 40). El pozo productor P2, es el que presenta mayor producción con 8.95E+06 m³ de aceite. A mediados de 2028 y hacia finales del mismo año, los productores P1 y P3 alzan su producción. El productor P2 presenta una ligera alza hacia 2028, aunque no tan significativa como los productores restantes, debido a que su producción mantiene una trayectoria constante (Ver Figura 40). En general el proyecto mantiene una producción por pozo que nunca cae por debajo de los 1400 m³/día de aceite. Respecto a la producción de gas y de agua, puede apreciarse con más detalle en el apéndice D.

Figura 40. Producción de pozos, con tamaño de bache de 3.5-3,1 % HCVP.

Tabla 27.



Apertura y cierre de pozos para tamaño de bache 3.5 y 3.1% HCVP.

3.5% HCVP				3.1% HCVP		
POZOS		I1		I2		
Ciclos	Fecha	Abre	Cierra	Fecha	Abre	Cierra
1	27/06/2020	W		31/08/2020	W	
1	24/10/2022	G	W	28/12/2022	G	W
1,2	25/04/2026	W	G	29/06/2026	W	G
2	22/08/2028	G	W	26/10/2028	G	W
2,3	22/02/2032	W	G	27/04/2032	W	G

5.3.4. Tamaño de bache: 4.2-3.8% HCVP. La producción de aceite bajo este tamaño de bache alcanza los 1000 m³/día en el pozo P3. Hacia mitades de 2028 los pozos P1 y P3 presentan una concavidad, en adelante aumentando su producción. En este escenario se inyectan 9210125 m³ de gas y 4605062 m³ de agua por ciclo. La producción se mantiene constante desde el inicio del proyecto hasta el año 2025 con 2567 m³/día de aceite (Ver Figura 41). La mayor producción se presenta en el pozo P2 con 8.55E+06 m³ de aceite. Los detalles de la producción de gas y de agua ver Apéndice D.

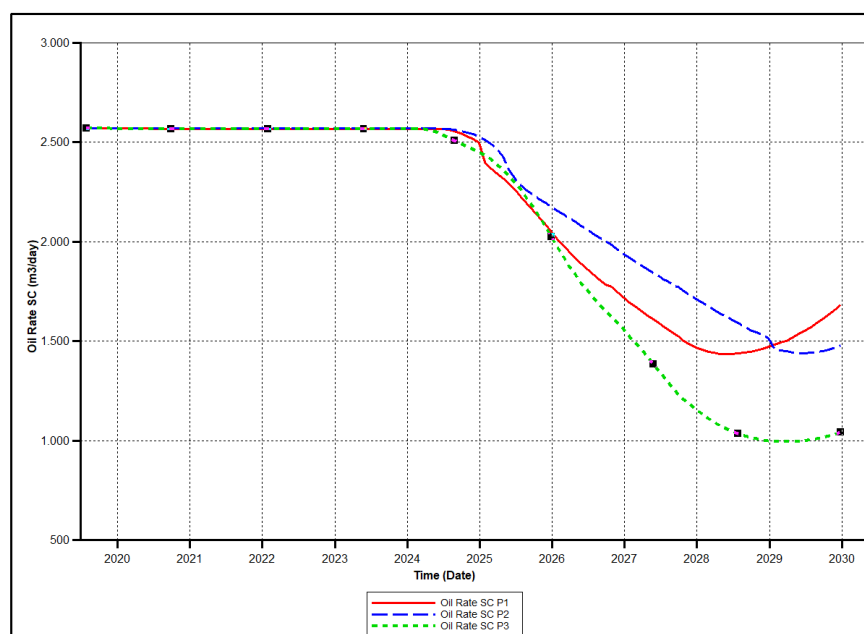


Figura 41. Producción de pozos, con tamaño de bache de 4.2-3.8 % HCVP

Tabla 28.

Apertura y cierre de pozos para tamaño de bache 4.2 y 3.8% HCVP.

		4.2% HCVP		3.8% HCVP		
POZOS		I1		I2		
Ciclos	Fecha	Abre	Cierra	Fecha	Abre	Cierra
1	27/06/2020	W		31/08/2020	W	
1	04/05/2023	G	W	08/07/2023	G	W
1,2	17/07/2027	W	G	20/09/2027	W	G
2	24/05/2030	G	W	28/07/2030	G	W

5.4. Presiones de Inyección

Debe haber una consistencia entre las presiones de pozos inyectoros y productores. Las presiones de inyección no deben estar por debajo de los 450 kg/cm², ya que ésta es la presión de yacimiento y la PMM se obtiene con 311 kg/cm². Se parte del esquema con mayor recuperación en el tamaño de bache, en este caso el escenario E1 (capítulo 5.2.1). El escenario con mayor estabilidad en la producción se encuentra con presiones de inyección de 650 kg/cm² (ver Figura 43). Cuando las presiones de inyección son de 500 kg/cm² se presenta un escenario con producción más baja que los escenarios restantes (ver Figura 42). Entre finales de 2022 y comienzos de 2024 se presentan las caídas en la producción, por ende, se decide que las presiones de inyección deben actuar desde el año 2023 (ver Figura 37). Con presiones de inyección de 650 kg/cm² se presenta una producción constante en los productores P1 y P2 (ver Figura 43), con un promedio de 2570 m³/día de aceite, muy similar al escenario presentado con presiones de inyección de 850 kg/cm² (ver Figura 44). El productor P3 muestra una caída en su producción, hacia el año 2028 recupera su producción (ver Figuras 43 y 44). Con 500 kg/cm² el Productor P1 es quien mantiene mejor la producción con un promedio de 2100 m³/día de aceite, sin embargo, el productor P3 alcanza los 1600 m³/día hacia el año 2030.

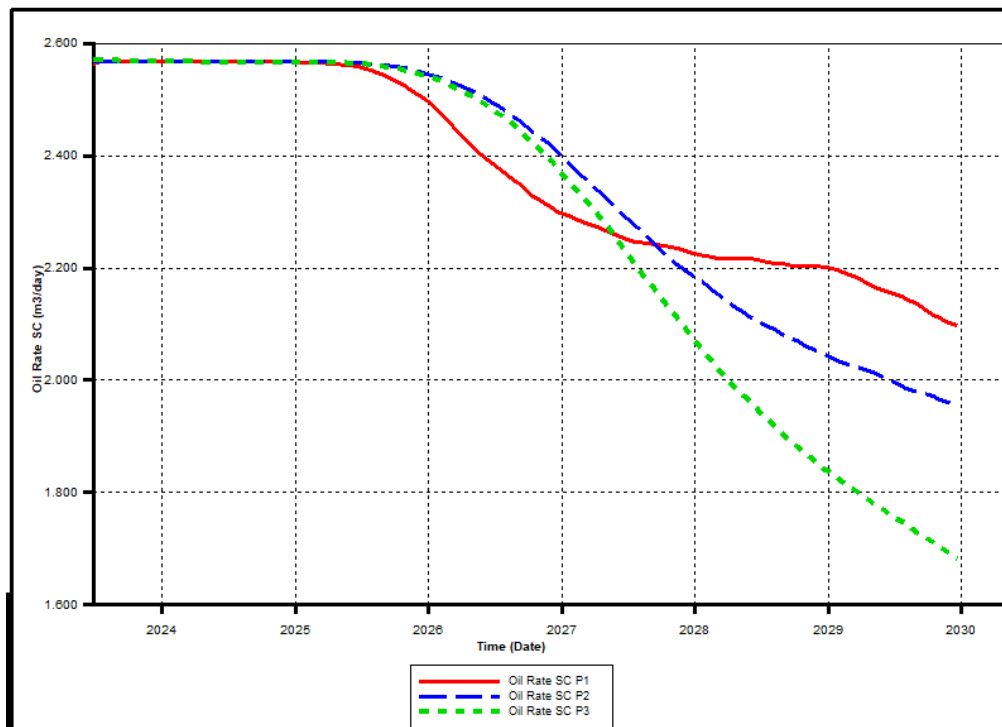


Figura 42. Producción de pozos con presión de inyección de 500 kg/cm²

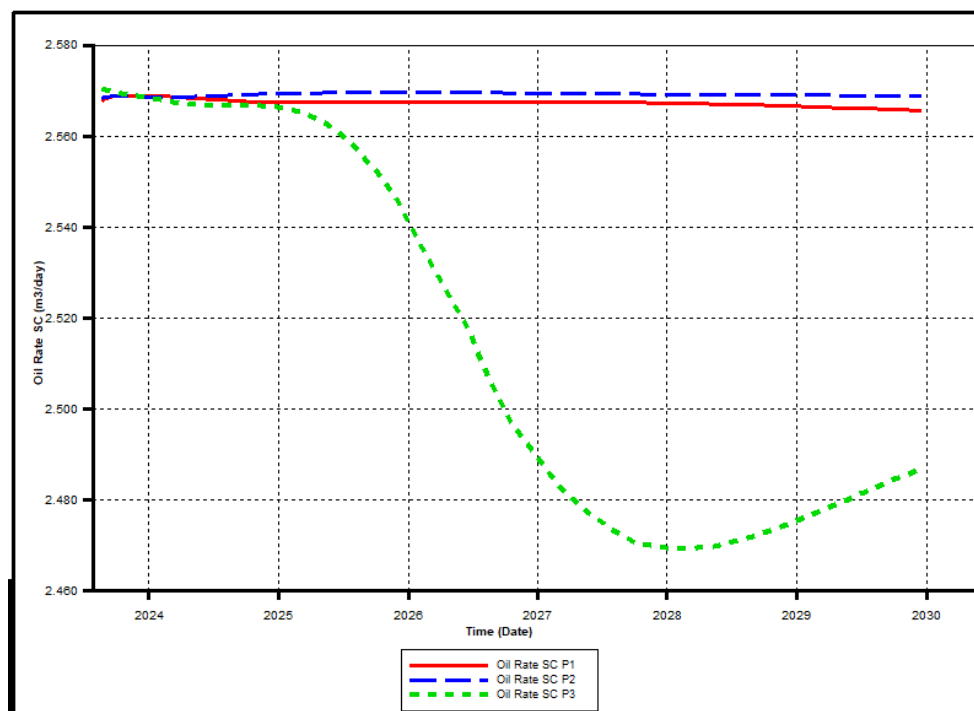


Figura 43. Producción de pozos con presión de inyección de 650 kg/cm²

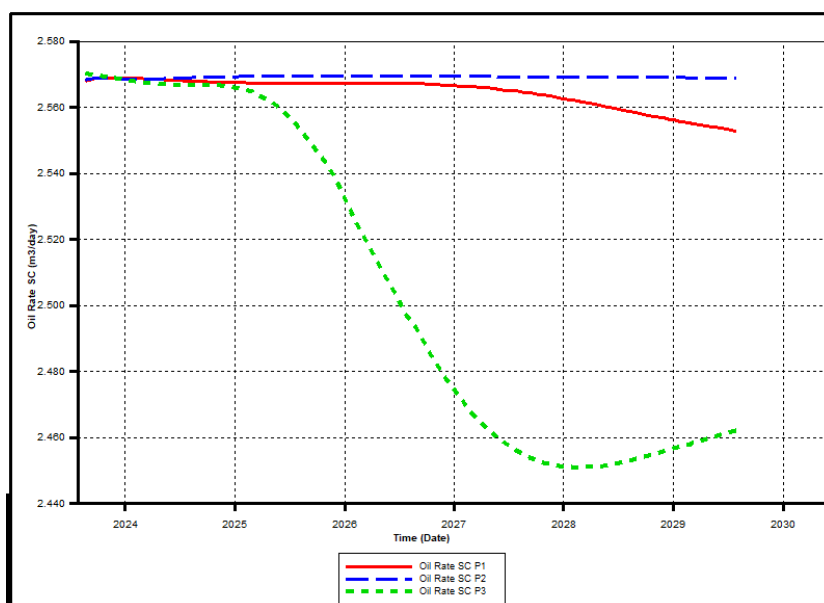


Figura 44. Producción de pozos con presión de inyección de 850 kg/cm²

5.5. Esquemas de comparación

5.5.1. Respecto al esquema de Inyección Inicial. Se puede observar que el mayor FR se obtuvo en el segundo esquema planteado (ver Tabla 30).

Tabla 29.

Comparación escenarios planteados para llegar al esquema de inyección inicial.

Escenario	% HCVP agua	% HCVP gas	Agua inyectada (m ³)	Gas inyectado (m ³)	Ciclo (días)	Número de ciclos	Producción total (m ³)	FR (%)
Primer esquema	1.64	1.31	3596334	2872682	360	9.63	7657210	3.49
Segundo esquema	1.64	1.31	3596334	2872682	360	9.63	22374900	10.2
Tercer esquema	1.23	1.15	2697251	2521820	360	9.63	17838000	8.13

Como es mostrado en la Figura 24, este esquema presenta declinaciones abruptas desde el año 2028, por ende, si se considera una vida útil del proyecto de por lo menos 15 años este sería

inviabile, comparado con el esquema 3, ya que, aunque el factor de recobro haya sido menor que el esquema dos, tiene una mayor vida de proyecto. En su defecto, para empezar la sensibilización del tamaño de bache y de las presiones de inyección se parte del esquema propuesto 3 como es mostrado en la Figura 29.

5.5.2. Respecto al Tamaño del bache. Se presentaron once (8) escenarios con variación en los % HCVP a ser inyectados. Cuatro (4) escenarios con volúmenes simétricos de inyección y cuatro (4) escenarios con volúmenes asimétricos de inyección, de la siguiente forma:

4.5.2.1. Volúmenes simétricos. Con volúmenes simétricos de inyección de gas rico en CO₂ y agua, el mejor escenario para aumentar el factor de recuperación de aceite, se presenta cuando el bache de inyección corresponde a 3% HCVP, escenario E3. Fueron inyectados agua y gas durante 3467 días, desde 27/06/2020 hasta el 12/12/2029. Son producidos 4010 m³ de agua y 8.02E+09 m³ de gas. Con el escenario E2, se puede observar un factor de recuperación también alto (FR=13.08%), muy similar al escenario E4 (FR=13.04%). Sin embargo, en el escenario E4 se producen mayor inyección de gas y de agua, por ende, mayores costos, así mismo presenta una producción de agua mayor.

El factor de recuperación más bajo se presenta en el escenario E1, con FR=12,65% y la menor producción de agua la tiene el escenario E2 con tan solo 78 m³ de agua (ver Tabla 33). El escenario donde mayor producción de gas se presenta es el E1 con 8.06E+09 m³. El pozo productor P3, presentó la menor producción de todos los casos, en el escenario E1. Los pozos P1, P2 y P3 presentaron las mayores producciones en el escenario E3.

Tabla 30.

Comparación escenarios planteados para optimizar el bache de inyección, S1

Escenario	% HCVP agua	% HCVP gas	Agua inyectada (m ³)	Gas inyectado(m ³)	Ciclo (días)	Número de ciclos
E1	0.3	0.3	657866	657866	148	23.4
E2	2	2	4385774	4385774	1279	2.7
E3	3	3	6578661	6578661	1918	1.8
E4	5	5	10964435	10964435.24	3198	1.08

Tabla 31.

Comparación escenarios planteados para optimizar el bache de inyección, S1.

Escenario	P1	P2	P3	Producción agua (m ³)	Producción gas (m ³)	Producción total (m ³)	FR (%)
E1	8.81E+06	8.63E+06	7.56E+06	78	8.06E+09	2.50E+07	12.67
E2	8.52E+06	8.83E+06	8.47E+06	9	7.99E+09	2.58E+07	13.08
E3	8.89E+06	8.93E+06	8.53E+06	4.01E+03	8.02E+09	2.64E+07	13.36
E4	8.51E+06	8.77E+06	8.44E+06	2.10E+04	7.42E+09	2.57E+07	13.04

Tabla 32.

Ingresos y egresos, esquemas S1

Escenario	Ingresos producción (USD)	Costo producción (USD)	Costo agua producción (USD)	Costo agua inyección (USD)	Costo inyección de gas (USD)	Impuestos (USD)	Tasas impuestos sociales (USD)	Regalías (USD)
E1	7.50E+09	1.28E+09	3.98E+02	7.85E+07	7.70E+06	2.55E+09	6.94E+08	7.50E+08
E2	7.74E+09	1.32E+09	4.59E+01	6.04E+07	5.92E+06	2.63E+09	7.16E+08	7.74E+08
E3	7.91E+09	1.34E+09	2.04E+04	6.04E+07	5.92E+06	2.69E+09	7.31E+08	7.91E+08
E4	7.71E+09	1.31E+09	1.07E+05	6.04E+07	5.92E+06	2.62E+09	7.14E+08	7.71E+08

Con los datos establecidos en la tabla 9, se realiza un análisis de rentabilidad para verificar el mejor escenario teniendo en cuenta los factores de recuperación, ya que, aunque el escenario E3

presenta el porcentaje de recuperación mayor, se debe analizar si los costos de la inyección de gas y agua y los costos de tratar el agua producida, son compensados con dicha producción (ver Tabla 34). Con las tablas 35 se puede establecer que el escenario E3 genera una rentabilidad por encima de los escenarios restantes, con 50 millones de dólares más que el escenario que le precede.

Tabla 33.

Rentabilidad, esquemas S1

Escenario	Ingresos (USD)	Gastos (USD)	Rentabilidad (USD)
E1	7.50E+09	5.35E+09	2.15E+09
E2	7.74E+09	5.50E+09	2.24E+09
E3	7.91E+09	5.62E+09	2.29E+09
E4	7.71E+09	5.49E+09	2.23E+09

4.5.2.2. Volúmenes asimétricos. Con volúmenes asimétricos de inyección de gas rico en CO₂ y agua, el mejor escenario para aumentar el factor de recuperación de aceite, se presenta cuando el bache de inyección corresponde a 0.3% y 0.4% de HCVP, de gas y agua respectivamente, escenario E1 (ver Tabla 38). Fueron inyectados agua y gas durante 3467 días, desde 27/06/2020 hasta el 27/12/2029 (Figura 38). Son producidos 14.28 m³ de agua y 8.04E+09 m³ de gas, siendo éste escenario el que menor agua y gas producidos presenta. Con volúmenes de bache de 3.5 y 3.1% HCVP para gas y agua respectivamente, el escenario E3, alcanzó un factor de recuperación alto con 11.95% y tan solo 22 m³ de agua producida. Los escenarios E2, E3 y E4 presentaron igual producción de gas, correspondiente a 8.06E+09 m³ (ver Tabla 37). El menor factor de recuperación, FR=12.54% (ver Tabla 38), se obtuvo con los baches de inyección más grandes, 4.2 y 3.8% HCVP para gas y agua respectivamente, escenario E4. En este caso, la producción de agua fue mayor que en los demás escenarios con 21515 m³. Todos los pozos productores (P1, P2 y P3) presentaron las mayores producciones en el escenario E1.

La peor producción de pozos, se presenta con el productor P3, en el escenario E4 (ver Tabla 38).

Tabla 34.

Comparación escenarios planteados para optimizar el bache de inyección, S2.

Escenario	% HCVP gas	% HCVP agua	Gas inyectado(m ³)	Agua inyectada (m ³)	Ciclo (días)	Número de ciclos
E1	0.3	0.4	657866.1144	877154.8192	219.288705	15.8125
E2	0.9	0.8	1973598.343	1754309.638	548.221762	6.325
E3	3.5	3.1	7675104.668	6797949.849	2128.92784	1.62875
E4	4.2	3.8	9210125.602	8332970.782	2576.64228	1.34574

Tabla 35.

Comparación escenarios planteados para optimizar el bache de inyección, S2.

Escenario	P1	P2	P3	Producción agua (m ³)	Producción gas	Producción total (m ³)	FR (%)
E1	9.23E+06	9.17E+06	8.50E+06	14.28	8.04E+09	2.69E+07	13.64
E2	8.91E+06	8.80E+06	8.41E+06	15	8.06E+09	2.61E+07	13.25
E3	8.84E+06	8.95E+06	8.43E+06	22	8.06E+09	2.62E+07	13.28
E4	8.33E+06	8.55E+06	7.86E+06	21515	8.06E+09	2.47E+07	12.54

El análisis de rentabilidad para verificar el mejor escenario es mostrado en la tabla 40. Se consideran los factores de recuperación, los costos de la inyección de gas y agua y aquellos que genera el tratamiento del agua producida (Ver Tabla 39). Siguiendo los resultados presentados en la tabla 40, el escenario que mayor rentabilidad presenta es el E1, siendo este el de mayor recuperación de aceite. El segundo escenario con mejor rentabilidad lo presenta el E4 con 50 millones de dólares de diferencia frente al escenario E1.

Tabla 36.

Ingresos y egresos, esquemas S2

Escenario	Ingresos de la producción (USD)	Costo producción (USD)	Costo agua producción (USD)	Costo del agua de inyección (USD)	Costo de la inyección de gas (USD)	Impuestos (USD)	Tasas de impuestos sociales (USD)	Regalías (USD)
E1	8.07E+09	1.37E+09	7.28E+01	7.07E+07	5.20E+06	2.74E+09	7.47E+08	8.07E+08
E2	7.84E+09	1.33E+09	7.65E+01	5.66E+07	6.24E+06	2.66E+09	7.25E+08	7.84E+08
E3	7.86E+09	1.34E+09	1.12E+02	5.65E+07	6.25E+06	2.67E+09	7.27E+08	7.86E+08
E4	7.42E+09	1.26E+09	1.10E+05	5.72E+07	6.20E+06	2.52E+09	6.87E+08	7.42E+08

Tabla 37.

Rentabilidad, esquemas S2.

Escenario	Ingresos (USD)	Gastos (USD)	Rentabilidad (USD)
E1	8.07E+09	5.75E+09	2.33E+09
E2	7.84E+09	5.57E+09	2.27E+09
E3	7.86E+09	5.58E+09	2.28E+09
E4	7.42E+09	5.28E+09	2.14E+09

5.5.3. Respecto a las presiones de inyección. En la tabla 41 se muestran los resultados de los 3 escenarios planteados en la sensibilización de las presiones de inyección. El mejor escenario para la recuperación de petróleo, se presenta con presiones de inyección correspondientes a 650 kg/cm², con una producción total de aceite de 28.13 millones de m³ y un factor de recobro de 12.83%. La menor producción de agua se da con presiones de 500 kg/cm², sin embargo, en los 3 escenarios el corte de agua es insignificante, puede ser considerado despreciable. Con 850 kg/cm² se recuperan 28.10 millones de m³ de aceite, con un factor de recobro muy próximo al del escenario 2, siendo este de 12.82%.

Tabla 38.

Factor de recobro para los 3 escenarios de presiones de inyección.

Escenario	Presión de inyección	Producción agua (m ³)	Producción gas (m ³)	Producción total (m ³)	FR (%)
E1	500	1	7.70E+09	2.57E+07	13.02
E2	650	4.00E+00	7.70E+09	2.69E+07	13.65
E3	850	3.00E+00	7.70E+09	2.69E+07	13.64

La diferencia entre el factor de recobro de las presiones de inyección de 650 y 850 kg/cm², es de 0.01%, equivalentes a 29200 m³ de aceite. Esto genera unos ingresos extras de 2.61 millones de dólares (ver Tabla 42). El escenario con mayor factor de recobro es el presentado con presiones de inyección de 650 kg/cm², correspondientes a 28.13 millones de m³ de aceite producidos. Así mismo es quien presenta mayor rentabilidad con 2451 millones de dólares (Tabla 43)

Tabla 39.

Ingresos y costos, de los 3 escenarios de presiones de inyección.

Presión	Ingresos de la producción (USD)	Costo producción (USD)	costo agua producción (USD)	Costo del agua de inyección (USD)	Costo de la inyección de gas (USD)	Impuestos (USD)	Tasas de impuestos sociales (USD)	Regalías (USD)
500	8.06E+09	1.37E+09	5.10E+00	5.30E+07	6.93E+06	2.74E+09	7.46E+08	8.06E+08
650	8.44E+09	1.43E+09	2.04E+01	5.30E+07	6.93E+06	2.87E+09	7.81E+08	8.44E+08
850	8.43E+09	1.43E+09	1.53E+01	5.30E+07	6.93E+06	2.87E+09	7.80E+08	8.43E+08

Tabla 40.

Rentabilidad, presiones de inyección

Presión	Ingresos	Gastos	Rentabilidad
500	8.06E+09	5.73E+09	2.34E+09
650	8.44E+09	5.99E+09	2.45E+09
850	8.43E+09	5.98E+09	2.45E+09

Finalmente analizando la simulación del mejor esquema de inyección WAG encontrado (tamaños de bache 0.4% y 0.3% para gas y agua, respectivamente y presión de inyección de 650 kg/cm²) (ver Figura 45), frente a un caso convencional de producción (sin inyección de Co₂ y agua) (ver Figura 46), se observa que con la inyección de gas y agua la producción presenta una curva de producción con caídas constantes y progresivas. En el otro escenario la producción cae abruptamente consiguiendo producción cero en dos pozos después de 6.5 años de iniciado el proyecto.

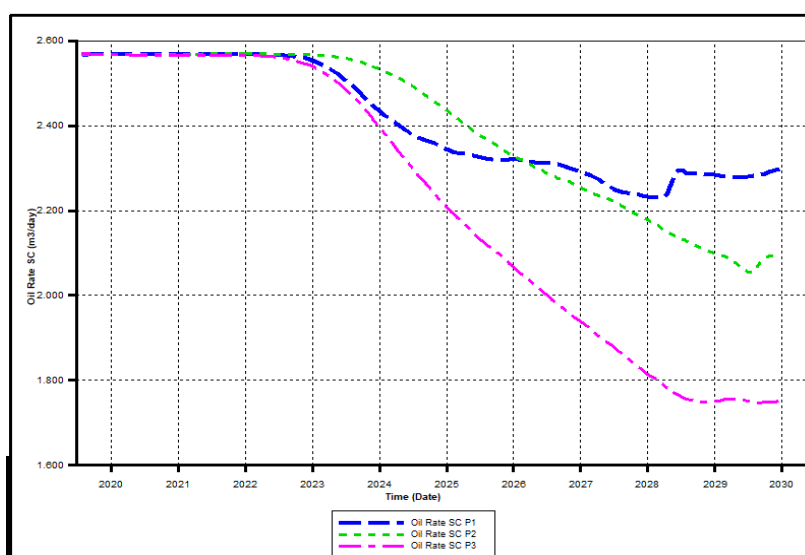


Figura 45. Producción de aceite para esquema WAG sensibilizado.

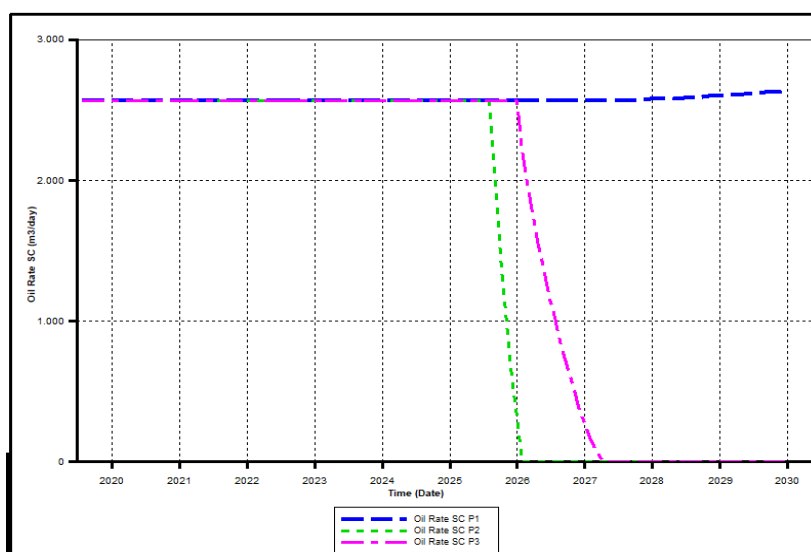


Figura 46. Producción de aceite para esquema convencional, sin inyección.

Las figuras 47 y 48 muestran el factor de recobro y la producción acumulada de aceite para el esquema WAG optimizado y para el esquema convencional sin inyección. La inyección Alternada de Agua y Gas consigue un factor de recobro final de 13.65 % y una producción de 26'903.900 m³ de aceite, en promedio los pozos producen 2330 m³ de aceite diarios cada uno. Se puede decir, que un solo pozo produce más petróleo de lo que producen algunos campos colombianos. El esquema convencional, presenta un factor de recobro final de 11.31% y producción de 22'314.800 m³ de aceite.

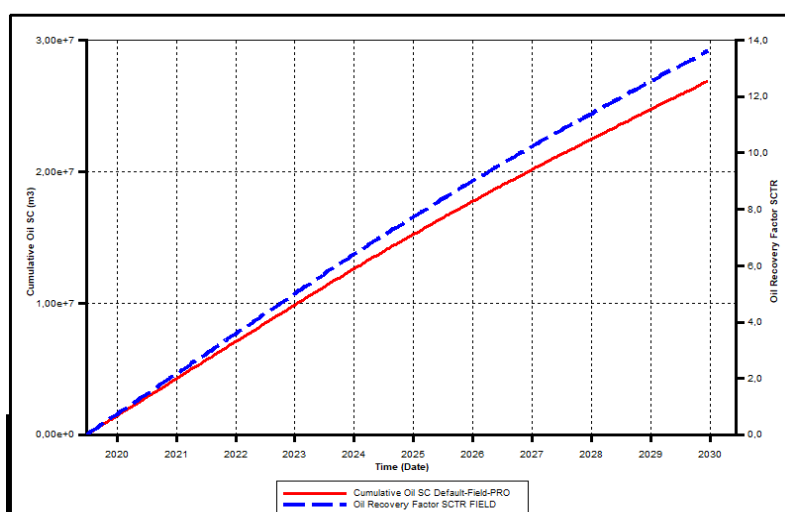


Figura 47. Factor de recobro para esquema WAG sensibilizado.

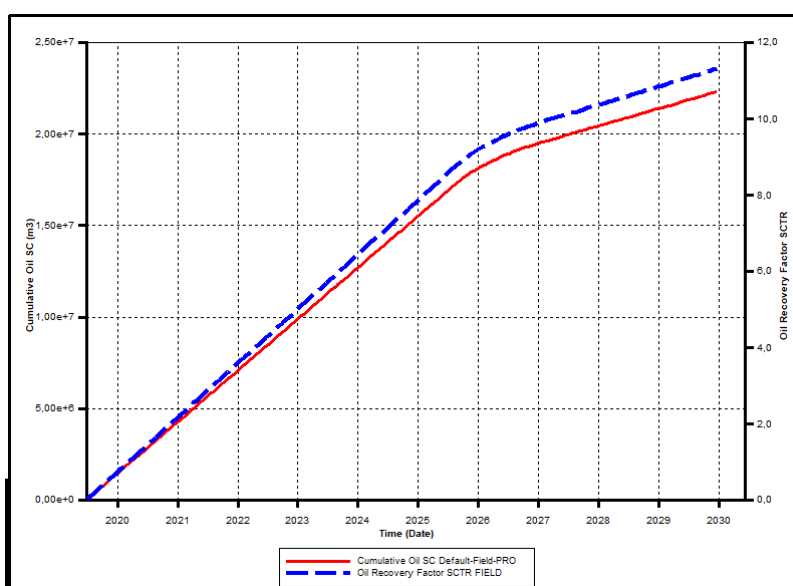


Figura 48. Factor de recobro para esquema convencional sin inyección.

6. Conclusiones

Para un yacimiento con características del Pré-sal brasileiro, el principal mecanismo de yacimiento involucrado en la inyección de agua es la imbibición espontánea, es decir, que el agua es inyectada desde la fractura hacia la matriz desplazando el aceite en dirección opuesta, debido a que existe una presión capilar positiva en la matriz. En lo referente al gas rico en dióxido de carbono, el principal mecanismo de recuperación es el intercambio inmediato de componentes entre el agente inyectado y el crudo de yacimiento. El tamaño del bache y las presiones de inyección, fueron identificados como las principales variables operacionales en el proceso WAG.

Cuando los pozos inyectores están cerca de las fallas, tanto el agua como el gas rico en CO₂ toman un flujo preferencial hacia la red de fracturas, insinuando que el aceite no es desplazado desde la matriz. Las fracturas representan un medio conductivo alto. Hay un gran contraste de transmisibilidad entre la matriz y la fractura, que genera gran influencia en el flujo.

Tamaños de bache de 3% HCVP son los que presentan una mayor recuperación de aceite en el caso de volúmenes simétricos de inyección. Con rentabilidad de 2290 millones de dólares, el factor de recuperación final es de 13.36% equivalentes a 26.4 millones de m³ de aceite (166 millones de barriles). Fueron necesarios 1.8 ciclos de inyección. El corte de agua en este caso no supera 0.002 % en todo el proyecto (3686 días).

En la inyección de volúmenes asimétricos, el escenario con mayor recuperación de aceite, son tamaños de bache de 0.3% HCVP para el gas rico en CO₂ y 0.4% HCVP para el agua. Dejando una rentabilidad de 2330 millones de dólares, con 26.9 millones de m³ de aceite producidos (169.2 millones de barriles), correspondientes a un factor de recobro de 13.64% con 15.8 ciclos de inyección.

Con presiones de inyección de 650 kg/cm² se consigue un factor de recuperación de 13.65%, equivalentes a 26.92 millones de m³ de aceite producidos (169.4 millones de barriles) y rentabilidad de 2451 millones de dólares, siendo éste el mejor escenario frente a inyecciones con presiones de 500 y 850 kg/cm².

Se obtiene un factor de recobro mayor (13.64%) con inyección de tamaños de bache asimétricos, frente a tamaños de bache simétricos (13.36%). De la misma manera, la Inyección Alternada de Gas y Agua, con variables sensibilizadas, muestra un mejor desempeño en el incremento del factor de recobro frente a un caso convencional de producción (sin método WAG-EOR), con factores de recobro final de 13.65% y 11.31%, respectivamente.

7. Recomendaciones

Analizar el impacto del completamiento inteligente de los pozos sobre el factor de recobro del método de recuperación especial.

Realizar un análisis de la histéresis sobre el desempeño del método.

Es pertinente propiciar investigaciones para el óptimo aprovechamiento del CO₂ producido en yacimiento, de no implementarse nuevas estrategias de uso, en dos o tres décadas el problema del CO₂ persistirá, y el secuestro del mismo aún es altamente cuestionado por la ciencia.

Incluir estudios de impacto ambiental, EIA. En este proyecto, se desconoce la vida marina, la fauna y la flora; así mismo las afectaciones a las comunidades del territorio, 300 km afuera de la costa en el sureste brasileiro.

Referencias Bibliográficas

- Aanuoluwapo, O. O. y Clinton, A. (2016). *Biomimetic strategies for climate change mitigation in the built environment*. The eighth international conference on Applied, Johannesburg, South Africa.
- Ahmadi K. y Johns R. T. (2008). *Multiple Mixing-Cell Method for MMP Calculations*. Society of Petroleum Engineers, 116823-MS.
- Allan, J. y Sun, Q. (2003). *Controls on Recovery Factor in Fractured Reservoirs: Lessons Learned from 100 Fractured Fields*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition: SPE 84590. Denver, Colorado.
- Bachmann R.T., Johnson A. y Edyvean R. (2013). Biotechnology in the petroleum industry: An overview. *Malaysian Institute of Chemical and Bioengineering*.
- Berton F., y Vesely F. (2015, Octubre). *Stratigraphic evolution of Eocene clinoforms from northern Santos Basin, offshore Brazil: Evaluating controlling factors on shelf-margin growth and deep-water sedimentation*. Universidade Federal de Paraná, Curitiba.
- Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. (Enero, 2019). *Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível-ANP*.

Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural. (2018). *Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustível-ANP*. Brasil: Superintendencia de Desarrollo y Producción – SDP.

Boyd A.; Souza A., Carneiro G., Machado V., Trevizan W., Santos B., Netto P., Bagueira R., Polinski R., y Bertolini A. (2015, Diciembre). Pré-salt Carbonate Evaluation for Santos Basin, Offshore Brazil. *PETROPHYSICS*, 56 (6), 577–591

Brazilian inventory of anthropogenic emissions by sources and removals by sinks of greenhouse gases not controlled by the Montreal protocol. (2014). *Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações-MCTIC*. Brasilia.

Cainelli, C., y Mohriak, W. (1999). *General Evolution of the Eastern Brazilian Continental Margin, the Leading Edge*

Camacho T. (2017) *Methodology for the development of carbonate reservoirs with CO₂–WAG*. Master in Petroleum Sciences and Engineering in the area of Reservoirs and Management. Campinas University.

Climate change. (2014). *Intergovernmental Panel on climate change-IPCC*; 2014.

- Costa F. C., Capeleiro A., y Moreira C; (2015). *Brazilian Pre-salt: Na Impressive Journey from Plans and Challenges to Concrete Results*; OTC-25710-MS, PETROBRAS.
- Dipietro, P., Balash, M., y Wallace. A. (Abril, 2012) A Note on Sources of CO₂ Supply for Enhanced-Oil-Recovery Operations. *Society of Petroleum Engineering, Economics*.
- Etkin D., y Ho E. (2007). Climate Change: Perceptions and Discourses of Risk. *Journal of Risk Research*, 10 (5).
- Ettehadtavakkol, A. (2013). *CO₂-EOR-Storage Design Optimization under Uncertainty. PH Dissertation*. The University of Texas at Austin.
- Ettehadtavakkol, A., y Lake, L.; (2014). CO₂ -EOR and Storage Desing Optimization. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. pp79-92.
- Fernø, M. A. (2012). *Enhanced Oil Recovery in Fractured Reservoirs. In: E. O. Reservoirs, Introduction to Enhanced Oil Recovery (EOR) Processes and Bioremediation of Oil*.
- Ferro R., Salomão M., Eliege G., Pereira C., y Lisboa D. (October, 2016). Interpretação sísmica e avaliação de oportunidades exploratórias na área do Pré-sal, norte da bacia de Santos. *Sociedade Brasileira de Geofísica*.

Formigli, J., Pinto A., y Almeida A. (Mayo, 2009). Santos Basin's Pre- Salt Reservoirs Development—the Way Ahead. OTC- 19953. *Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, USA.

França C. A. (2013). *A extração do petróleo da camada Pré-sal brasileira: desafios e oportunidades*. Advir.

Green, D. W., y Willhite, P. G. (1998). Enhanced Oil Recovery. *Society of Petroleum Engineers*,

Jackson, D., Andrews, G., y Claridge, E. (1985). Optimum WAG ratio vs. Rock wettability in CO₂ flooding. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* SPE-14303- MS; Las Vegas, Nevada.

Jarrell, P. M., Fox, C., Stein, M., y Webb. (2002). Practical Aspects of CO₂ Flooding. *SPE Monographs Series*. Texas.

Kalra S., Wu X. (2014). *CO₂ Injection for Enhanced Gas Recovery*. SPE-169578-MS; Oklahoma University, Colorado, USA, April 16-18.

Kuuskraa V. A., Godec M. L., y Dipietro P. (2013). CO₂ Utilization from “Next Generation” CO₂ Enhanced Oil Recovery Technology. *Energy Procedia*. vol (37).

Kuuskraa V., y Malone T. CO₂ Enhanced Oil Recovery for Offshore Oil Reservoirs. OTC-27218-MS. *Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, USA*. pp. 2-5.

Lake L.W. (2010). *Enhanced Oil Recovery*. University of Texas.

Lemonnier, P., y Bourbiaux, B. (2010). Simulation of Naturally Fractured Reservoirs. State of the Art Part 1. *Oil & Gas Science and Technology*. vol 65. pp. 239-262.

Mello, S. F. (2015) *Caracterização de fluido e simulação composicional de injeção alternada de água e CO₂ para reservatórios carbonáticos*. (tesis de doctorado). Universidad de Campinas. Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo. Campinas-SP.

Moczydlower, B., Salomao, M. C., Branco, C. C. M., Romeu, R. K., Homem, T. D. R., De Freitas, L. C., y Lima. (Enero, 2012). Development of the Brazilian Pre-Salt Fields - When To Pay for Information and When To Pay for Flexibility. 152860-MS; *Society of Petroleum Engineers*.

Moortgat, J., Firoozabadi, A., Li, Z., y Esposito, R. (2013). CO₂ Injection in Vertical and Horizontal Cores: Measurements and Numerical Simulation. *SPE Journal*.

Moraes R., Rosa M., Moreira C., (2016). *Lula NE Pilot Project-An Ultra-Deep Success in the Brazilian Pre-salt*, OTC-27297-MS. PETROBRAS.

Nelson, R. (2001). Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. *Gulf Professional Publ.* Boston.

Pereira, A., Dos Santos, E., Silva, E., Leite, K., Tritlla, J., Ayres, H., y Machin, J. (Octubre, 2013). Santos Microbial Carbonate Reservoirs: A Challenge. *Offshore Technology Conference*” OTC-24446-MS.

Pizarro J. O., Poli Renato E., Becher R. M., Costa da Silva V., Branco C., Miranda B., Doria M. A., Alles N., Batello D., y Pinto A. (Octubre, 2017). Optimizing Production of Santos Pre-Salt Fields thorough Sound Reservoir Management Practices. PETROBRAS, *Offshore Technology Conference*. Rio de Janeiro. Brasil. pp 24-26.

Pizarro J.; Branco C.; “Challenges in implementing an EOR Project in the Pre-Salt Province in Deep Offshore Brazil”; SPE 155665; Conference at Oil and Gas West Asia held in Muscat, Oman, 16-18 April, 2012.

Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change (2005). *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. Cambridge University Press. Cambridge, U.K.p. 442.

Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo-PNUD. *Objetivos de Desarrollo Sostenible*.

Proyección del precio de los energéticos para generación eléctrica 2018-2040. *Unidad de Planeación Minero energética-UPME*, Subdirección de Hidrocarburos.

Ramalho Diniz A. A. (2015). *Estudo da injeção de água e CO₂ em reservatório carbonático de óleo leve*. Universidade Federal do Rio grande do Norte. (tesis de doctorado). Natal, Brasil.

Rosa A. J., Carvalho R., y Xavier J. (2011). *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. PETROBRAS.

Rosewelter B. PETROBRAS UO-BS Oportunidades para micro, pequenas e médias Empresas no Pré-sal. *Coordenador de Conteúdo Local e Relacionamento*, PETROBRAS.

Schiozer D. J., Souza S., y Soares D. (Junio, 2015) *Integrated Model Based Decision Analysis in Twelve steps applied to Petroleum fields Development and Management*. Madrid, España.

Unidade de operações de Exploração e Produção da Bacia de Santos. (2018). PETROBRAS.

Apéndices

Apéndice A. Optimización del número y posicionamiento de pozos.

Se parte de la ubicación de pozos inicialmente planteada (Ver Figura 26).

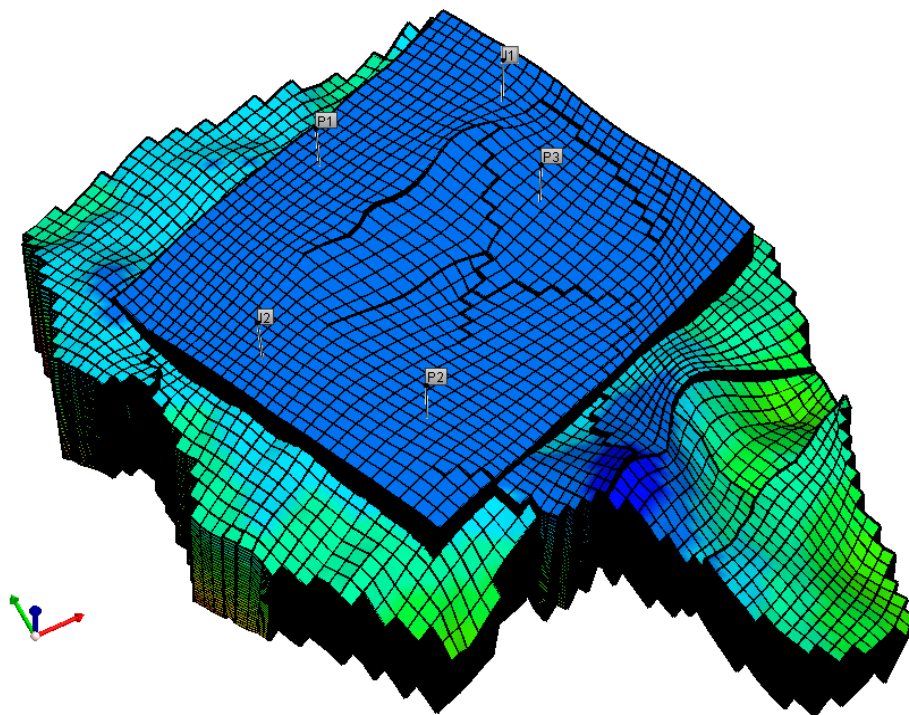


Figura 49. Ubicación de los pozos en yacimiento

Se hace una primera iteración y se analizan los resultados. Se puede observar que los pozos productores P2 y P3 dejan de producir entre mitad de 2023 y 2024 respectivamente (Figura 28). Al tener en cuenta la saturación de aceite en el yacimiento, se deduce que en la región de los pozos productores P1, P2 y P3 no se alteró significativa ni considerablemente este valor (Figura 27). Los pozos P2 y P3 están en zonas donde la saturación de aceite es baja o casi nula, existen zonas en las que la saturación de aceite es mucho mayor (Figura 27). Además de lo anterior, se puede observar que el pozo inyector I1 no afecta a el pozo productor P3, y que el pozo inyector I2, no alcanza al

pozo productor P1. Se hacen las siguientes iteraciones teniendo en cuenta los criterios de la primera iteración, y finalmente se obtiene los resultados mostrados en la tabla.

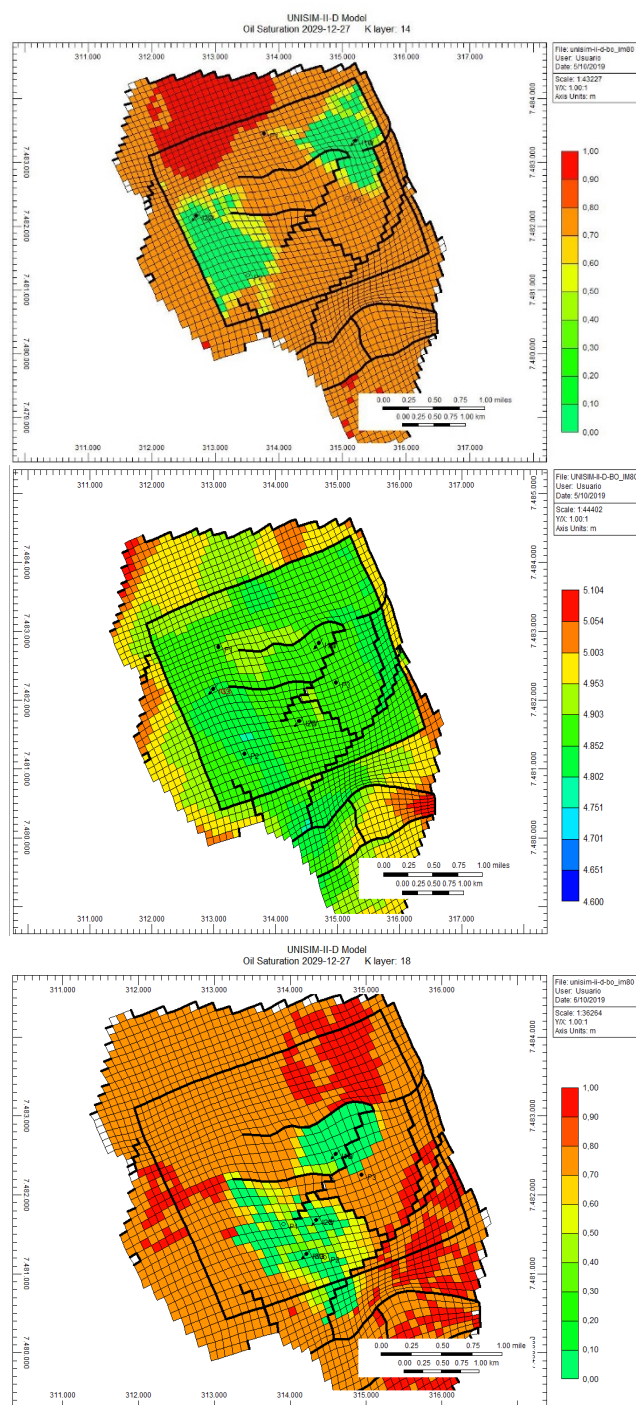


Figura 50. Posición de pozos y su relación con la saturación de aceite.

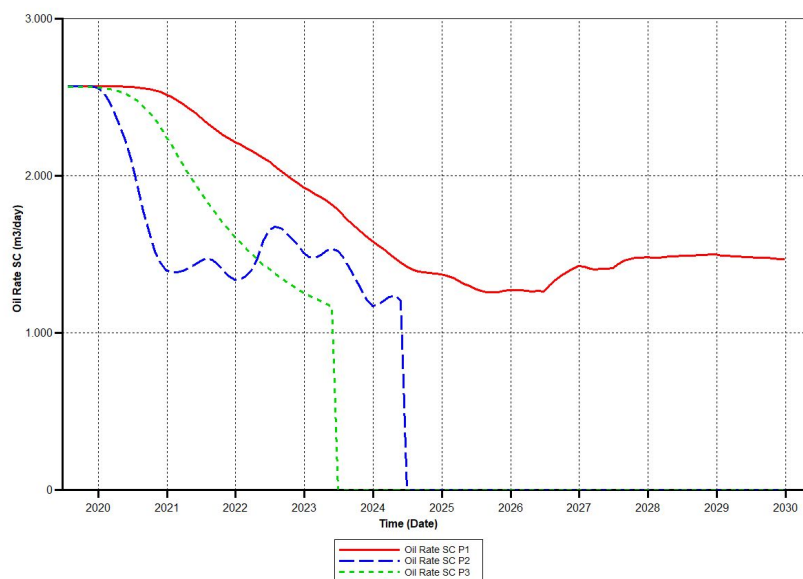


Figura 51. Resultado de la producción de pozos con la ubicación inicial

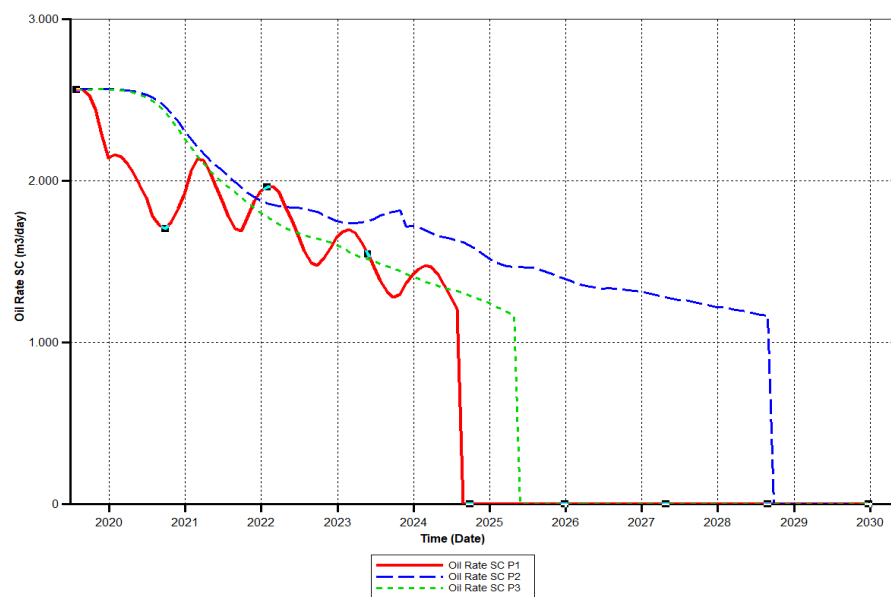


Figura 52. Resultado de la producción de pozos con la segunda iteración de ubicación

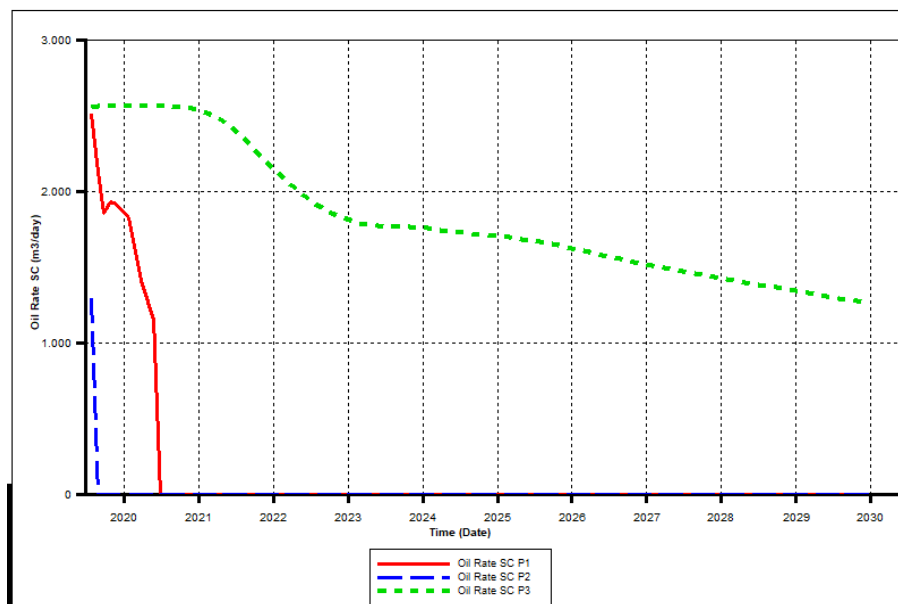


Figura 53. Resultado de la producción de pozos con la tercera iteración de ubicación

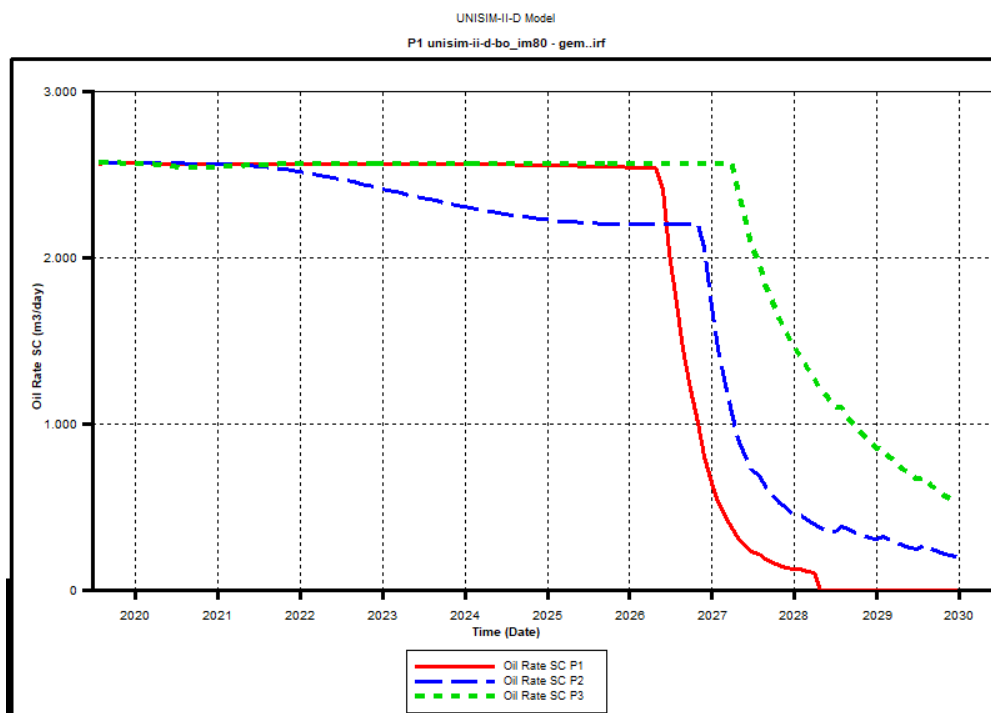


Figura 54. Resultado de la producción de pozos con la cuarta iteración de ubicación

Tabla 41.

Iteraciones entre distanciamiento de pozos.

Diferentes ubicaciones de pozos				
Iteración 1				
Pozo	Ubicación	Tiempo productivo (años)	Producción (m ³)	RF (%)
P1	18,49	10.5	6.90E+06	5.8269202
P2	15,34	5	3.00E+06	2.5334436
P3	32,41	4	2.70E+06	2.2800992
I1	32,46	10.5		
I2	25,37	10.5		
Iteración 2				
Pozo	Ubicación	Tiempo productivo (años)	Producción (m ³)	RF (%)
P1	27,54	5.2	3.50E+06	2.9556841
P2	15,34	9.3	5.90E+06	4.982439
P3	34,42	5.6	4.03E+06	3.3990368
I1	39,49	10.5 años		
I2	12,44	10.5 años		
Iteración 3				
Pozo	Ubicación	Tiempo productivo (años)	Producción (m ³)	RF (%)
P1	21,37	10.5	6.10E+05	0.5151335
P2	24,32	10.5	6.70E+04	0.0565802
P3	32,41	10.5	6.97E+06	5.8860339
I1	30,44	10.5		
I2	25,37	10.5		
Iteración 4				
Pozo	Ubicación	Tiempo productivo (años)	Producción (m ³)	RF (%)
P1	32,53	10.5	6.87E+06	5.8015857
P2	13,54	10.5	7.06E+06	5.9603482
P3	15,37	10.5	8.43E+06	7.1189764
I1	22,41	10.5		
I2	24,50	10.5		

Para el caso de la sensibilización del tamaño de bache, se hace una nueva optimización de pozos, teniendo en cuenta que los análisis anteriores, arrojaron una proporción entre las distancias de los pozos inyectoras hacia los pozos productores.

Tabla 42.
Distancia entre pozos

Espaciamiento de pozos	
Iteración 1	
Pozos	Distancia (m)
P1-I1	1464
I1-P3	893
P3-P2	1964
P2-I2	1250
I2-P1	1821
Iteración 2	
Pozos	Distancia (m)
I3-P1	700
P1-I1	1700
I1-P3	650
P3-I2	750
P2-I3	850
Iteración 3	
Pozos	Distancia (m)
I1-P3	461
P3-I2	848
I2-P2	522
P2-P1	734
P1-I1	1235
Iteración 4	
Pozos	Distancia (m)
P1-I1	1566
I1-P3	710
P3-P2	1775
P2-I2	1204
I2-P1	832

Se observaba en repetidas ocasiones que las saturaciones de aceite eran poco afectadas cuando los pozos inyectoros estaban muy próximos de los pozos productores.

Se realizaron iteraciones de los pozos productores sin pozos inyectoros, y se encontró que éstos tienen actividad propia, considerada buena, el primer año, sin embargo, salen de las condiciones técnicas operacionales, como una tasa de producción muy alta y con caídas abruptas en la curva de producción. El área de drenaje o área de influencia de los mismos es amplia, por lo que pozos inyectoros muy cercanos podría ser negativo, en cuanto a las rupturas tempranas y por ende finalización del proyecto debido a las limitaciones de las FPSO.

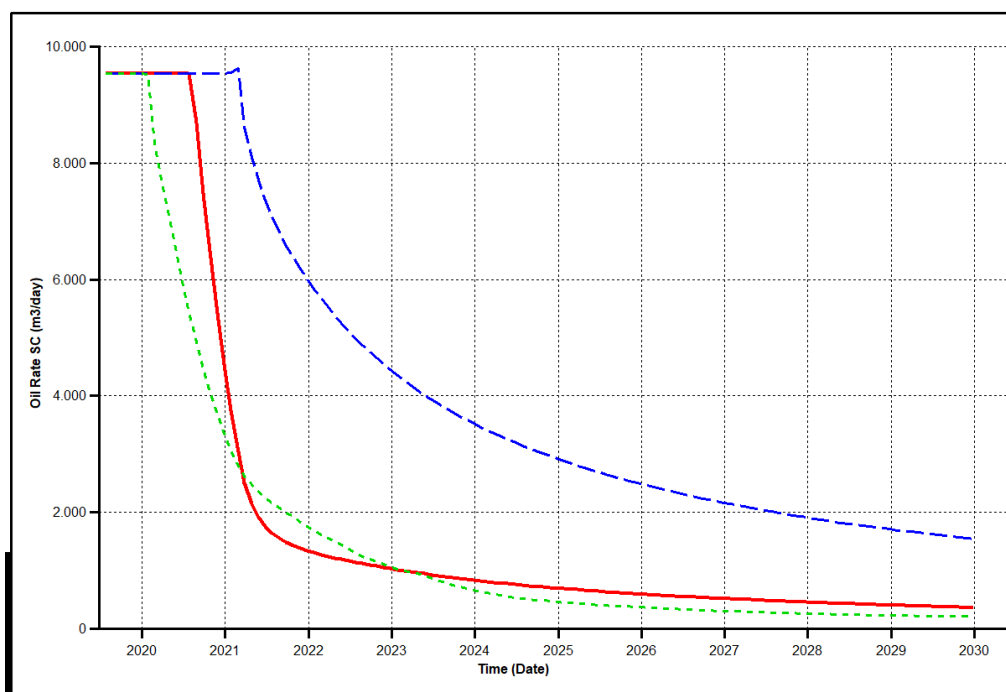


Figura 55. Producción de pozos sin pozos inyectoros

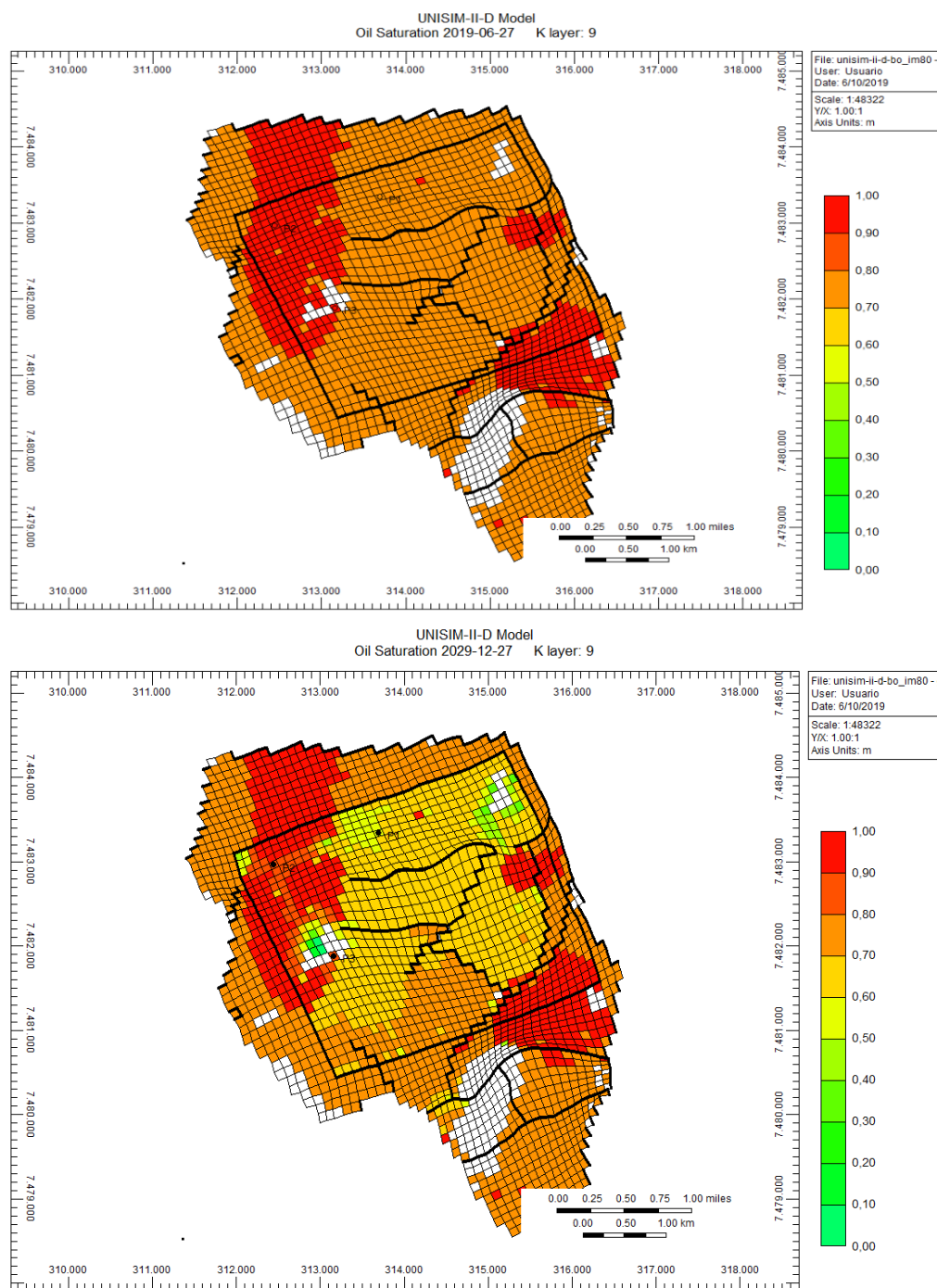


Figura 56. Cambio en la saturación de aceite 2019-2029, sin pozos inyectoros

Apéndice B. Volúmenes del modelo

Tabla 43.

Volúmenes de modelo representativo de yacimiento.

Capa	Bloques activos	Volumen total de bloque (m ³)	Volumen total de poro (m ³)	Vol. promedio de poro por bloque activo (m ³)
1	1012	6.6142930E+07	79420.22	78.47848
2	1010	6.6156060E+07	297793.4	294.845
3	1009	6.6225320E+07	1010516	1001.502
4	1008	6.6264100E+07	2439792	2420.429
5	1003	6.6054520E+07	4558901	4545.265
6	996	6.5694840E+07	7312389	7341.756
7	990	6.5386720E+07	7564008	7640.412
8	988	6.5412860E+07	9634095	9751.108
9	987	6.5479330E+07	9880205	10010.34
10	984	6.5441920E+07	1.32E+07	13420.21
11	982	6.5453490E+07	1.18E+07	11984.45
12	982	6.5593030E+07	9917432	10099.22
13	981	6.5687630E+07	1.05E+07	10657.93
14	980	6.5770680E+07	1.09E+07	11133.98
15	980	6.5910160E+07	1.04E+07	10571.25
16	979	6.5982860E+07	1.10E+07	11262.89
17	978	6.6077380E+07	1.14E+07	11649.53
18	977	6.6162850E+07	1.00E+07	10239.22
19	973	6.6069870E+07	1.12E+07	11539.59
20	971	6.6083020E+07	1.37E+07	14061.99
21	968	6.6072960E+07	1.41E+07	14597.84
22	965	6.6035760E+07	1.03E+07	10723.04
23	963	6.6050240E+07	9992529	10376.46
24	959	6.5957850E+07	8398800	8757.873
25	955	6.5816410E+07	4695729	4916.994
26	949	6.5527960E+07	2109065	2222.407
27	945	6.5370550E+07	1667254	1764.29
28	941	6.5270260E+07	829119.5	881.1047
29	937	6.5146460E+07	361814.8	386.1417
30	936	6.5210310E+07	55081.92	58.84821
TOTAL	29288	1.9735083E+09	219288704.8	

Apéndice C. Producción de agua y gas, esquemas S1

En este Apéndice, se muestran los resultados de la producción de agua y la producción de gas, para los cuatro (4) escenarios propuestos en el capítulo 5.2.

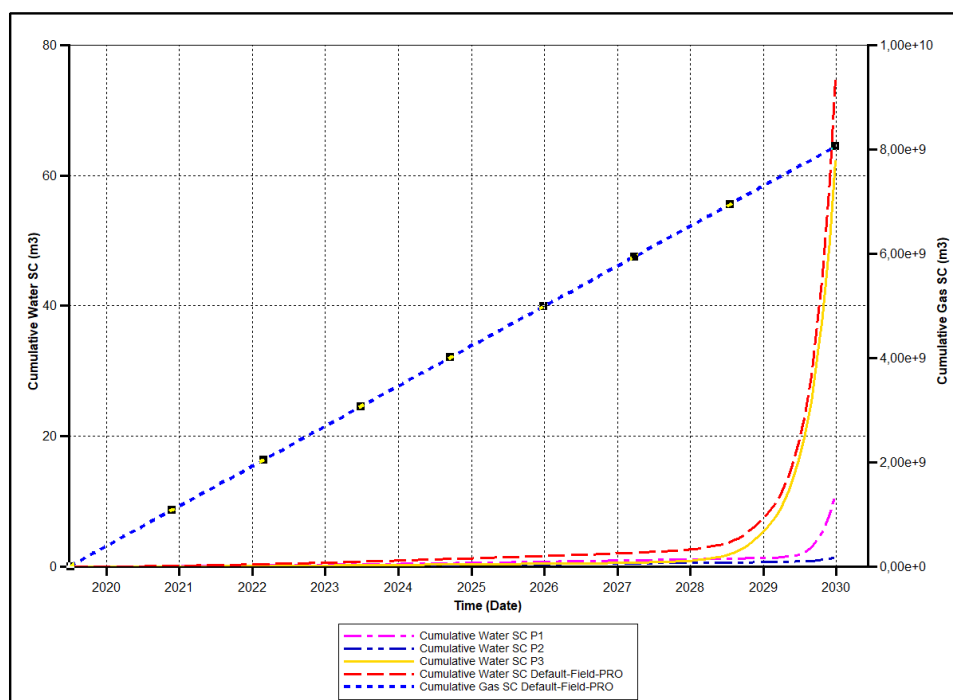


Figura 57. Producción de agua y de gas con tamaño de bache 0.3% HCVP, E1.

El escenario E2 (ver figura 48) es el que menos producción de agua presenta, con 9 m³, produciéndose progresivamente en todo el proyecto. El escenario E1(ver figura 49), presenta producción de agua desde el 2028, pero en 365 días produce 7 veces más de lo que el escenario E2 produjo en 3836 días. El escenario E3 y E4 presentan producción de agua desde el 2029 y 2025 respectivamente (ver figuras 50 y 51), superando los 4000 y 20000 m³ de agua producida. En los cuatro casos el corte de agua no supera el 1%.

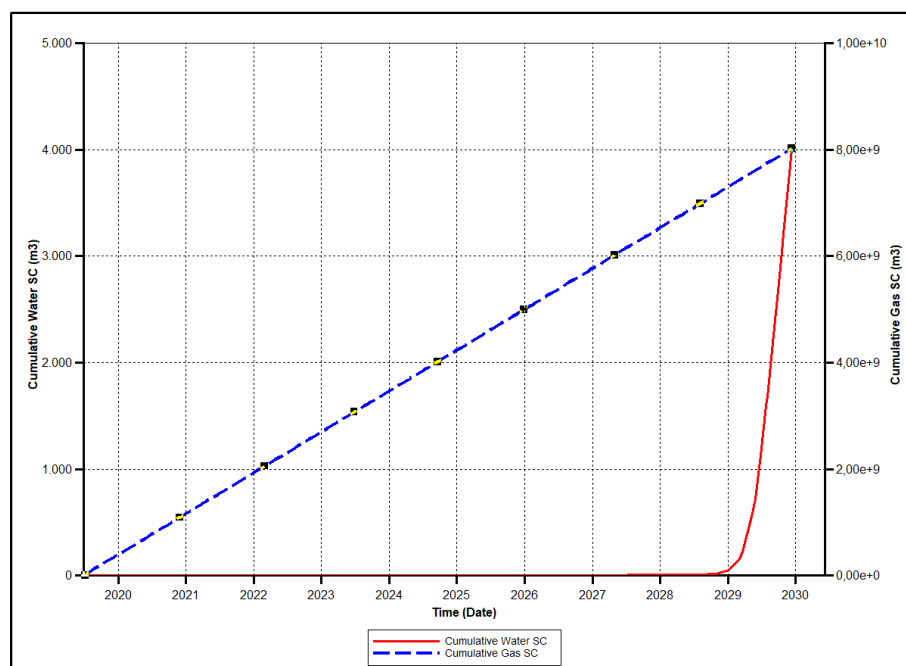


Figura 58. Producción de agua y de gas con tamaño de bache 2% HCVP, E2.

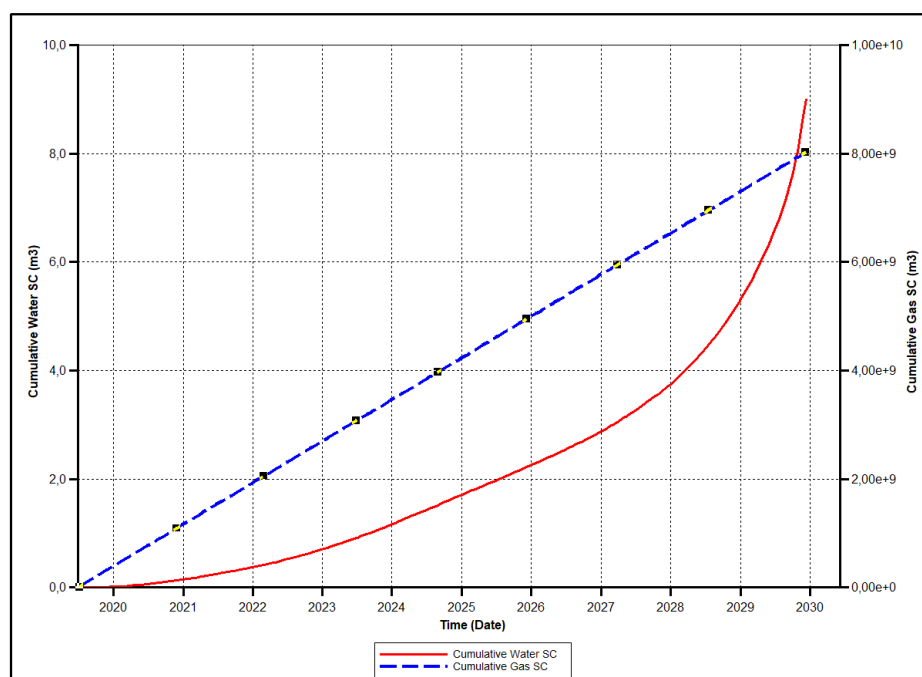


Figura 59. Producción de agua y de gas con tamaño de bache 3% HCVP, E3.

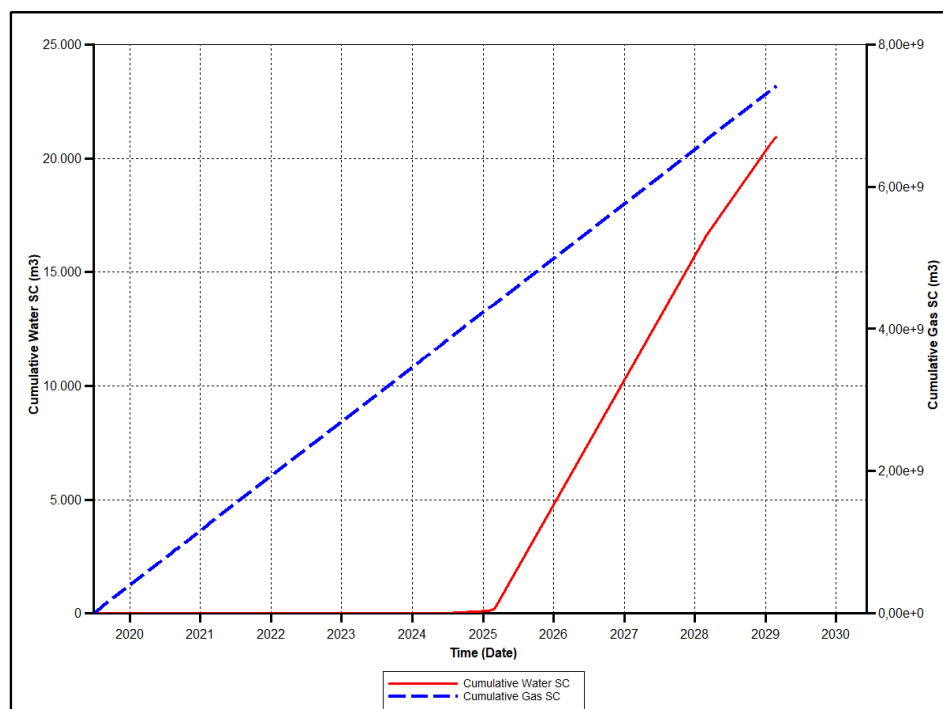


Figura 60. Producción de agua y de gas con tamaño de bache 5% HCVP, E4.

Apéndice D. Producción de agua y gas, esquemas S2

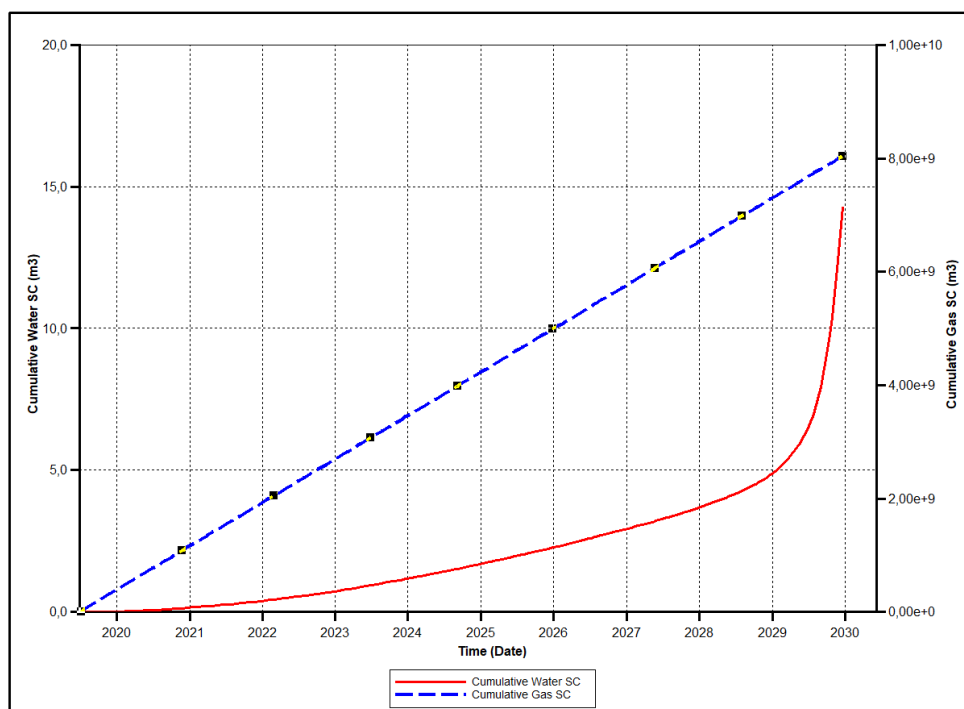


Figura 61. Producción de agua y gas, tamaño de bache 0.3-0.4% HCVP

En este Apéndice, se muestran los resultados de la producción de agua y la producción de gas, para los cuatro (4) escenarios propuestos en el capítulo 5.3.

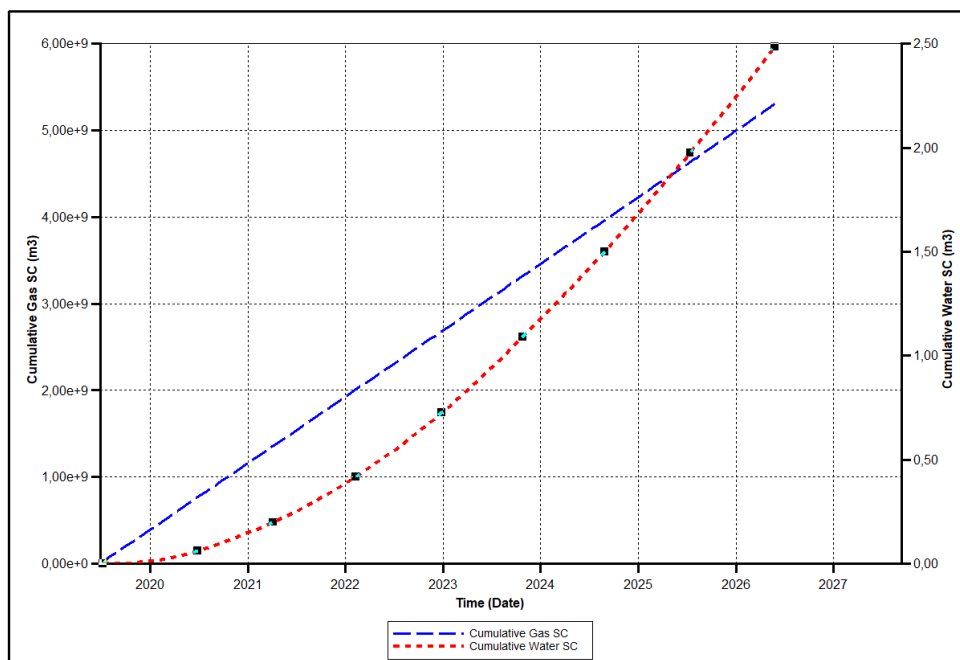


Figura 62. Producción de agua y gas, tamaño de bache 0.9-0.8% HCVP

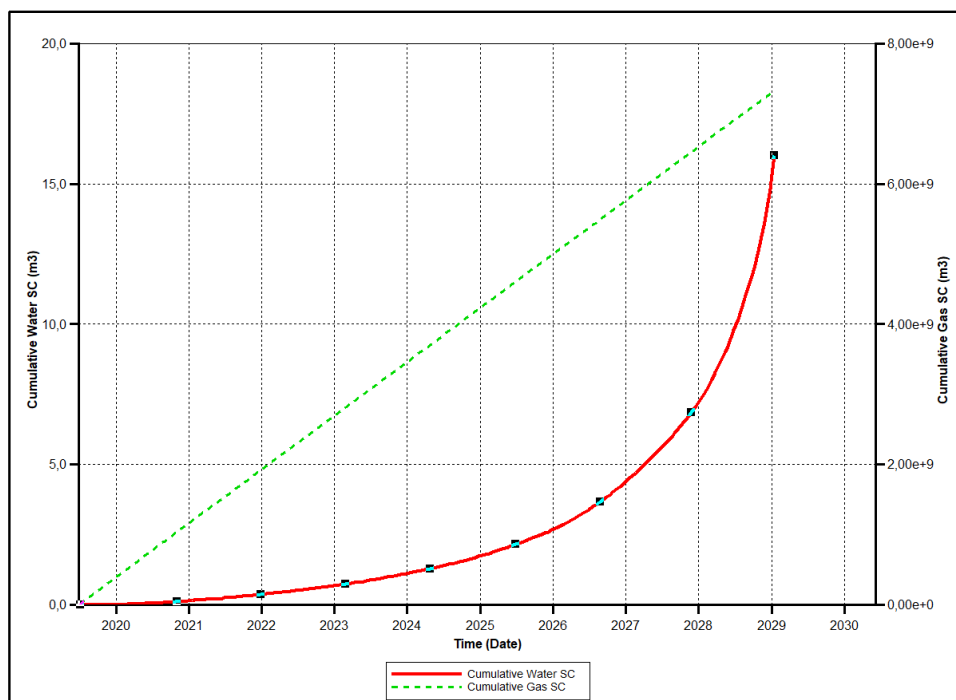


Figura 63. Producción de agua y gas, tamaño de bache 3.5-3.1% HCVP.

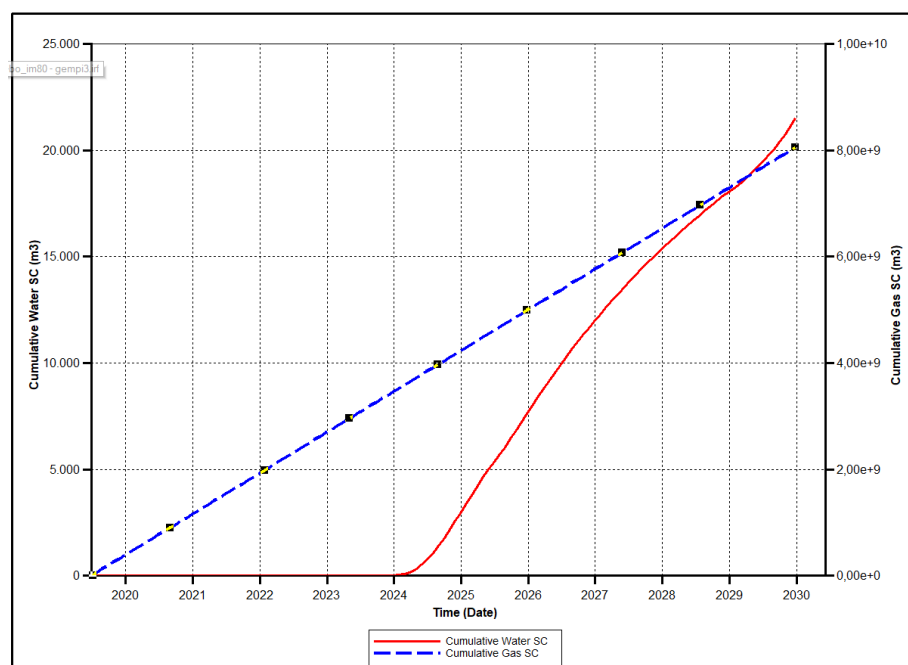


Figura 64. Producción de agua y gas, tamaño de bache 4.2-3.8% HCVP.