

EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA INYECCIÓN DE CO₂ COMO
MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO EN EL SEGMENTO-E DEL CAMPO
NORNE POR MEDIO DE UN MODELO SEMI-ANALÍTICO

MARIA FERNANDA GALINDO MORALES
DIEGO ALEJANDRO SUANCHA ROBAYO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2019

EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA INYECCIÓN DE CO₂ COMO
MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO EN EL SEGMENTO-E DEL CAMPO
NORNE POR MEDIO DE UN MODELO SEMI-ANALÍTICO

MARIA FERNANDA GALINDO MORALES
DIEGO ALEJANDRO SUANCHA ROBAYO

Proyecto integral de grado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director

Ir. DAVID LEONARDO MORENO BEDOYA PhD
Ingeniero en Matemáticas

Asesor

YATNIELAH ISBEL PIRELA ROPERO
Ingeniera de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2019

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ingeniera Yatnielah Isbel Pirela

Ingeniera Adriangela Chiquinquirá Romero

Ingeniero Jorge Andrés Tovar

Bogotá D.C., Febrero de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Jaime Posada Díaz

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. Luis Jaime Posada García

Vicerrectora Académica de Posgrados

Dra. Ana Josefa Herrera Vargas

Decano Facultad de Ingenierías

Dr. Julio César Fuentes Arismendi

Director (E) Programa de Ingeniería de Petróleos

Dr. Julio César Fuentes Arismendi

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

Quiero dedicarle este trabajo a mi mamá, porque gracias a ella, a su esfuerzo, a sus noches en vela y a su infinito amor hoy soy la mujer que soy. Gracias mamá por tu paciencia, tus consejos y tu apoyo incondicional durante esta etapa de mi vida.

Quiero agradecerle a mis hermanos y a mi familia por acompañarme durante todo este proceso, siempre conté con ustedes cuando lo necesité, siempre encontré en ustedes una sonrisa que alegró mis días. Muchas gracias.

Le agradezco Alejandro por su paciencia, su sensatez y su serenidad ante las dificultades, sé que te espera un futuro brillante, sé que vas a hacer realidad tus sueños.

Finalmente, le agradezco a todas las personas que me acompañaron durante esta etapa de mi vida, a mis amigos de química y de petróleos. Los quiero mucho y los llevo en mi corazón.

Maria Fernanda Galindo Morales

A mi mamá, papá y hermana por su compañía incondicional, por su cariño, amor y esfuerzo que han puesto en darme las capacidades para poder culminar esta etapa de mi vida.

A María Fernanda por siempre estar a mi lado apoyándome y dándome consejos, sin ella la culminación de este trabajo no habría sido posible, a su familia por acogerme y brindarme cariño.

A mis abuelitas por apoyarme y siempre darme palabras de aliento, por acompañarme durante este proceso todos estos años.

A toda mi familia, profesores y amigos que me han acompañado durante este largo camino y me han formado como la persona que soy.

Y por supuesto a Motas, Atenea y los muchos peces que han pasado por mi familia, muchas gracias.

Diego Alejandro Suancha Robayo

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento a:

La ingeniera Yatnielah Isbel Pirela por su acompañamiento y apoyo continuo, por siempre atender nuestras inquietudes con la mejor disposición y por colaborarnos durante el desarrollo de todo el proyecto.

A la Universidad Noruega De Ciencia y Tecnología por proporcionarnos los datos del Segmento-E del Campo Norne, por medio de los cuales se logró realizar y culminar este proyecto de grado; así como a las empresas Equinor, Eni y Petoro por liberar los datos del campo sin ánimo de lucro, siendo asequibles para la academia

Al ingeniero David Leonardo Moreno Bedoya por ofrecernos la oportunidad de realizar este trabajo de grado, brindándonos su tiempo y sus conocimientos durante este trayecto

A la Fundación Universidad de América por guiar nuestra formación profesional, junto con todos los profesores que nos brindaron su conocimiento para culminar la carrera con buenas bases para el futuro profesional

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	26
OBJETIVOS	28
1.GENERALIDADES DEL CAMPO NORNE	29
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	29
1.2 LOCALIZACIÓN	30
1.3 MARCO GEOLÓGICO	32
1.3.1 Columna Estratigráfica.	32
1.3.2 Estratigrafía.	34
1.3.2.1 Grupo Bat.	35
1.3.2.2 Grupo Fangst.	36
1.3.2.3 Grupo Viking.	38
1.3.2.4 Grupo Cromer Knoll..	39
1.3.2.5 Grupo Shetland..	39
1.3.2.6 Grupo Rogaland.	40
1.3.2.7 Grupo Hordaland	41
1.3.2.8 Grupo Norland.	42
1.3.2.9 Barreras estratigráficas.	42
1.3.3 Geología Estructural.	43
1.3.3.1 Fallas.	45
1.3.4.1 Roca Generadora.	46
1.3.4.2 Roca Reservorio.	46
1.3.4.3 Sello.	46
1.3.4.4 Trampa.	46
1.3.4.5 Migración.	47
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO NORNE	47
1.4.1 Métodos de Producción.	47
1.4.2 Tiempo de Producción.	49
1.4.3 Número de Pozos.	49
1.4.4 Características de los fluidos del yacimiento.	50
1.4.5 Producción Acumulada.	51
1.5 GENERALIDADES DEL SEGMENTO-E DEL CAMPO NORNE	52
1.5.1 Propiedades de la roca y los fluidos.	52
1.5.2 Pozos del Segmento-E del Campo Norne.	53

2.DESCRIPCIÓN DE LAS GENERALIDADES DE LOS MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO ENFATIZANDO EN LA INYECCIÓN DE CO₂	55
2.1 INTRODUCCIÓN AL RECOBRO DE HIDROCARBUROS	55
2.2 RECOBRO MEJORADO DE HIDROCARBUROS	57
2.2.1 Eficiencia de desplazamiento microscópico.	58
2.2.2 Eficiencia de barrido volumétrico.	59
2.3 MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO DE HIDROCARBUROS	61
2.3.1.1 Inyección continua de vapor.	63
2.3.1.2 Inyección cíclica de vapor.	64
2.3.1.3 Drenaje gravitacional asistido con vapor.	65
2.3.1.4 Combustión In Situ.	65
2.3.2 Métodos no térmicos.	66
2.3.2.1 Inyección de químicos.	66
2.3.2.2 Inyección de gas miscible e inmiscible.	68
2.3.2.3 Inyección microbiana.	69
2.3.3 Efectos físicos de los principales métodos de recobro mejorado.	69
2.3.4 Criterios para la selección de métodos de recobro.	70
2.3.5 Selección del Método de Recobro a simular en el Segmento-E del Campo Norne.	73
2.3.5.1 Propiedades petrofísicas del yacimiento.	73
2.3.5.2 Propiedades del crudo.	73
2.3.5.3 Madurez del campo.	74
2.3.5.4 Factores financieros.	74
2.4 INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO (CO ₂)	75
2.4.1 Propiedades físicas del CO ₂ .	75
2.4.2.1 Expansión del crudo.	77
2.4.2.2 Reducción de la viscosidad.	77
2.4.3 Desplazamiento Miscible.	77
2.4.3.1 Presión mínima de miscibilidad (PMM).	79
2.4.3 Desplazamiento inmiscible.	80
2.4.4 Ventajas y desventajas de la inyección de CO ₂ .	80
2.4.4.1 Ventajas.	80
2.4.4.2 Desventajas.	81
2.4.5 Aspectos operacionales.	81
2.4.5.1 Fuente de CO ₂ .	81
2.4.5.2 Facilidades de superficie.	81
3. METODOLOGÍA Y RESULTADOS OBTENIDOS EN EL BENCHMARK CASE DEL SEGMENTO-E DEL CAMPO NORNE	83

3.1 DESCRIPCIÓN DEL EJERCICIO	84
3.2 DESCRIPCIÓN DE PROYECTOS ANTERIORES	85
3.2.1 Universidad De Stanford, Chevron & IBM.	85
3.2.1.1 Ajuste histórico.	86
3.2.1.2 Estrategia de desarrollo.	87
3.2.1.3 Conclusiones.	90
3.2.2 Texas A&M.	91
3.2.2.1 Ajuste Histórico.	92
3.2.2.2 Estrategia de desarrollo.	92
3.2.2.3 Conclusiones.	93
3.2.3 NTNU.	94
3.2.3.1 Ajuste Histórico.	94
3.2.3.2 Estrategia de desarrollo.	96
3.2.3.3 Conclusiones.	97
3.2.4 Resultados de los proyectos.	98
4. MODELO DE CAPACIDADES RESISTIVAS	99
4.1 GENERALIDADES DEL MODELO DE CAPACIDADES RESISTIVAS	100
4.1.1 Reseña histórica del CRM.	101
4.1.2 Parámetros clave en el modelo de capacidades resistivas.	102
4.1.2.1 Ganancia (f_{ij}).	103
4.1.2.2 Constante de tiempo (τ_j).	104
4.1.3 Soluciones del CRM para diferentes volúmenes de control.	105
4.1.3.1 CRM de tanque (CRMT).	106
4.1.3.2 CRM basado en el productor (CRMP).	108
4.1.3.3 CRM basado en la relación inyector-productor (CRMIP).	110
4.1.3.4 Resumen.	111
4.1.4 Casos de éxito en procesos de ajuste histórico por medio del CRM.	114
4.1.4.1 Campo maduro en el oeste de Texas.	114
4.1.4.2 Campo maduro en California.	116
5. AJUSTE HISTÓRICO AL MODELO DEL SEGMENTO-E DEL CAMPO NORNE	119
5.1 AJUSTE HISTÓRICO DEL MODELO DE CAPACIDADES RESISTIVAS	120
5.1.1 Modificación al modelo de capacidades resistivas.	122
5.1.1.1 Cierre de pozos productores.	122
5.1.1.2 Incorporación de pozos productores.	123
5.1.2 Procedimiento para realizar el ajuste del CRMIP.	123
5.1.2.1 Adecuación de los datos iniciales.	124

5.1.2.2	Análisis de las ecuaciones para cada relación productor–inyector.	124
5.1.2.3	Estimación inicial del error.	128
5.1.2.5	Resultado final del ajuste histórico.	133
5.2	AJUSTE DEL MODELO DE KOVAL	140
5.2.1	Generalidades del ajuste histórico del modelo de Koval para recobro por inyección de agua.	141
5.2.2.1	Programación de las ecuaciones.	144
5.2.2.2	Análisis de los factores de Koval y de los volúmenes porosos.	147
5.2.2.3	Ajuste del factor Koval y volumen poroso para el pozo E-2H.	149
5.2.2.4	Ajuste del factor Koval y volumen poroso para el pozo E-3AH..	152
5.2.2.5	Determinación de la heterogeneidad.	155
6.	ESCENARIOS DE INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO SIMULADOS PARA EL SEGMENTO-E DEL CAMPO NORNE	157
6.1	CONSIDERACIONES Y PROCEDIMIENTO GENERAL PARA LA SIMULACIÓN DE ESCENARIOS DE INYECCIÓN	158
6.1.1	Predicción de fluidos totales.	158
6.1.2	Método de Koval para inyección de CO ₂ .	159
6.1.3.1	Determinar las fracciones de agua y solvente.	162
6.1.3.2	Predicción el caudal de agua producido en cada timestep.	164
6.1.3.3	Predicción del caudal de solvente producido en cada timestep..	166
6.1.3.4	Predicción del caudal de petróleo producido en cada timestep.	167
6.1.4	Determinación del factor de recobro.	168
6.2	SIMULACIÓN DEL CASO BASE	169
6.3	SIMULACIÓN DE ESCENARIOS DE INYECCIÓN DE CO ₂	170
6.3.1	Simulación del primer escenario de inyección.	171
6.3.2	Simulación del segundo escenario de inyección.	173
6.3.3	Simulación del tercer escenario de inyección.	175
6.4	COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS SIMULACIONES	176
6.5	COMPARACIÓN DE RESULTADOS CON RESPECTO A PROYECTOS ANTERIORES QUE DABAN SOLUCIÓN AL BENCHMARK CASE	183
7.	EVALUACIÓN FINANCIERA	185
7.1	PARÁMETROS ECONÓMICOS	185
7.1.1	Parámetros económicos para la predicción de CO ₂ .	186
7.1.1.1	Costo por tonelada de CO ₂ .	186
7.1.1.2	Costo asociado al transporte de CO ₂ ..	188
7.1.1.3	Costo asociado al cambio en los equipos para manejo de CO ₂ .	189

7.2 INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	191
7.3 DETERMINACIÓN INGRESOS BRUTOS	192
7.4 ANÁLISIS COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	192
7.5 ANALISIS COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	193
7.5.1 Costos asociados a la cantidad de fluidos inyectados.	193
7.5.2 Costos asociados a el agua producida.	194
7.5.3 Costos asociados al transporte del CO2.	195
7.5.4 Gastos de operación fijos.	195
7.5.5 Gastos de operación variables.	195
7.5.6 Costos operacionales totales.	196
7.6 FLUJOS DE CAJA	196
7.6.1 Caso base.	197
7.6.2 Escenario 1.	198
7.6.3 Escenario 2.	200
7.6.3 Escenario 3.	202
7.7 CALCULO DEL VALOR PRESENTE NETO	204
7.8 ANÁLISIS RESULTADOS ECONOMICOS	205
7.8.1 Análisis resultados obtenidos.	205
7.8.2 Comparación de resultados obtenidos con los proyectos anteriores	205
8. CONCLUSIONES	208
9. RECOMENDACIONES	210
BIBLIOGRAFÍA	211
ANEXOS	217

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Ubicación de las barreras estratigráficas en el Campo Norne	43
Tabla 2. Pozos activos en el Campo Norne	49
Tabla 3. Propiedades de fluidos Campo Norne	50
Tabla 4. Características de la roca y los fluidos en el Segmento-E	52
Tabla 5. Participantes del taller propuesto por la NTNU	86
Tabla 6. Parámetros económicos usados para la definición del VPN	88
Tabla 7. Casos de predicción propuestos por la NTNU	97
Tabla 8. Principales resultados obtenidos por los participantes	98
Tabla 9. Número de parámetros a estimar	112
Tabla 10. Resumen de las ecuaciones de continuidad para las soluciones del modelo de capacidades-resistivas	113
Tabla 11. Factor volumétrico de los fluidos del Segmento-E	124
Tabla 12. Valores aleatorios asignados inicialmente a los parámetros	129
Tabla 13. Valores obtenidos después de realizar la primera corrida	131
Tabla 14. Valores obtenidos en la corrida con mejores resultados	133
Tabla 15. Asignación inicial de parámetros de ajuste pozo E-2H	149
Tabla 16. Resultados de la minimización del error en la primera corrida	150
Tabla 17. Resultados globales de la minimización del error pozo E-2H	151
Tabla 18. Rango para el factor Koval y el volumen poroso en el pozo E-3AH	153
Tabla 19. Resultado seleccionado para el pozo E-3AH	153
Tabla 20. Resultados obtenidos en el ajuste de cada par inyector - productor	156
Tabla 21. Parámetros Koval para solvente por relación inyector – productor	163
Tabla 22. Resultados obtenidos en el caso base	170
Tabla 23. Resultados obtenidos en el primer escenario de inyección	173
Tabla 24. Resultados obtenidos en el segundo escenario de inyección	175
Tabla 25. Resultados obtenidos en el tercer escenario de inyección	176
Tabla 26. Resumen de resultados obtenidos en los escenarios de predicción	182
Tabla 27. Factor de recobro obtenidos por participantes del benchmark case	183
Tabla 26. Petróleo producido anual para cada uno de los escenarios.	191
Tabla 27. Ingresos brutos	192
Tabla 28. Valores de CAPEX para cada escenario.	193
Tabla 29. Costo asociado a cantidad de fluidos inyectados	194
Tabla 30. Costos por agua producida para cada uno de los escenarios.	194
Tabla 31. Costos por transporte de CO2 para cada uno de los escenarios.	195
Tabla 32. Gastos operacionales fijos anuales	195

Tabla 33. Gastos operacionales variables anuales	195
Tabla 34. OPEX para cada uno de los escenarios.	196
Tabla 35. Flujo de caja caso base	197
Tabla 36. Flujo de caja del escenario uno – caso optimista	198
Tabla 37. Flujo de caja del escenario uno – caso medio	198
Tabla 38. Flujo de caja del escenario uno – caso pesimista	199
Tabla 39. Flujo de caja del escenario dos – caso optimista	200
Tabla 40. Flujo de caja del escenario dos – caso medio	200
Tabla 41. Flujo de caja del escenario dos – caso pesimista	201
Tabla 42. Flujo de caja del escenario tres – caso optimista	202
Tabla 43. Flujo de caja del escenario tres – caso medio	202
Tabla 44. Flujo de caja del escenario tres – caso pesimista	203
Tabla 45. Valores de VPN para cada escenario y diferencial vs caso base	204
Tabla 46. VPN obtenido por los participantes	206
Tabla 47. Tabla diferencias de VPN incremental.	207

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Campo Norne en el Mar de Noruega	31
Figura 2. Carta litoestratigráfica del Mar de Noruega	33
Figura 3. Columna estratigráfica de la zona productora	34
Figura 4. Vista 3D y 2D del yacimiento del Campo Norne.	43
Figura 5. Arreglo estructural del Campo Norne	44
Figura 6. Corte transversal estructural del Campo Norne	45
Figura 7. Estrategia de desarrollo para el Campo Norne	48
Figura 8. Sección transversal de contactos de fluidos y estrategia de producción para el Campo Norne	48
Figura 9. Ubicación de los pozos en el Segmento-E del Campo Norne	54
Figura 10. Esquema general de los procesos de recobro de hidrocarburos	56
Figura 11. Desplazamiento microscópico	58
Figura 12. Barrido areal y vertical de un yacimiento	60
Figura 13. Clasificación de los métodos de recobro mejorado según Farouq	62
Figura 14. Diagrama del proceso de inyección continua de vapor	64
Figura 15. Diagrama del proceso de inyección cíclica de vapor	64
Figura 16. Diagrama del proceso SAGD	65
Figura 17. Esquema de inyección de químicos para recobro mejorado	67
Figura 18. Efectos de los métodos de recobro mejorado	70
Figura 19. Criterios de selección de los métodos de recobro por Taber	71
Figura 20. Criterios de selección de los métodos de recobro por Aladasani	72
Figura 21. Diagrama de fases del CO ₂	76
Figura 22. Diagrama ternario de CO ₂ y petróleo	79
Figura 23. Representación del ejercicio principal	84
Figura 24. Comparación del mejor modelo contra los datos observados	87
Figura 25. VPN obtenido por cada uno de los casos	89
Figura 26. Recobro obtenido por cada uno de los casos	90
Figura 27. Tasa de inyección de agua en caso base (izq) y en caso donde se optimiza el VPN (der).	91
Figura 28. Tasas de producción de agua en caso base (izq.) y en caso donde se optimiza el VPN (der.)	91
Figura 29. Ajuste propuesto por la Universidad de Texas A&M	93
Figura 30. Ajuste del corte de agua en el pozo E-2H	95
Figura 31. Ajuste en el corte de agua en el pozo E-3H	95
Figura 32. Ajuste en el corte de agua en el pozo E-3AH	96

Figura 33. Predicción del caso base al 1 de enero de 2009	97
Figura 34. Impacto de la tasa de inyección en la tasa de producción total.	100
Figura 35. Curva de constante de tiempo universal	105
Figura 36. Representación esquemática del modelo CRMT	106
Figura 37. Representación esquemática del modelo CRMP	109
Figura 38. Representación esquemática del modelo CRMIP	110
Figura 39. Ajuste histórico de campo de Texas por medio del CRMP	114
Figura 40. Magnitud de las ganancias en el yacimiento de Texas	115
Figura 41. Ajuste histórico de campo de Texas por medio del CRMIP	116
Figura 42. Ajuste histórico de campo de California por medio del CRMP	117
Figura 43. Magnitud de las ganancias en el yacimiento de California	117
Figura 44. Ajuste histórico de campo de California por medio del CRMIP	118
Figura 45. Línea del tiempo del plan de desarrollo del Segmento-E en el periodo de ajuste	125
Figura 46. Ventana principal de la herramienta Solver	129
Figura 47. Comportamiento del factor Koval	148
Figura 48. Costo de adquisición del CO ₂	187
Figura 49. Costo en Euros de tonelada de CO ₂ emitido a la atmosfera	188
Figura 50. Cadena de valor para transporte de CO ₂	188
Figura 51. Representación grafica flujo de caja caso base	197
Figura 52. Representación gráfica flujo de caja escenario 1 – caso optimista	198
Figura 53. Representación gráfica flujo de caja escenario 1 – caso medio	199
Figura 54. Representación gráfica flujo de caja escenario 1 – caso pesimista	199
Figura 55. Representación gráfica flujo de caja escenario 2 – caso optimista	200
Figura 56. Representación gráfica flujo de caja escenario 2 – caso medio	201
Figura 57. Representación gráfica flujo de caja escenario 2 – caso pesimista	201
Figura 58. Representación gráfica flujo de caja escenario 3 – caso optimista	202
Figura 59. Representación gráfica flujo de caja escenario 3 – caso medio	203
Figura 60. Representación gráfica flujo de caja escenario 3 – caso pesimista	203

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Histórico de producción anual de petróleo Campo Norne.	51
Gráfica 2. Histórico de producción anual de gas Campo Norne.	52
Gráfica 3. Resultado en el pozo E-2H con la primera corrida	132
Gráfica 4. Ajuste histórico de caudal total producido para el pozo E-2H	134
Gráfica 5. Ajuste histórico del productor E-2H, en relación al inyector F-1H	134
Gráfica 6. Ajuste histórico del productor E-2H, en relación al inyector F-3H	135
Gráfica 7. Ajuste histórico de caudal total producido para el pozo E-3H	136
Gráfica 8. Ajuste histórico del productor E-3H, en relación al inyector F-1H	137
Gráfica 9. Ajuste histórico de caudal total producido para el pozo E-3AH	138
Gráfica 10. Ajuste histórico del productor E-3AH en relación al inyector F-1H	139
Gráfica 11. Ajuste histórico del productor E-3AH en relación al inyector F-3H	139
Gráfica 12. Ajuste de la pendiente a partir de los factores Koval	150
Gráfica 13. Ajuste histórico del caudal de aceite pozo E-2H	151
Gráfica 14. Ajuste histórico del caudal de agua pozo E-2H	151
Gráfica 15. Ajuste histórico corte de agua pozo E-2H	152
Gráfica 16. Ajuste histórico del caudal de aceite pozo E-3AH	154
Gráfica 17. Ajuste histórico del caudal de agua pozo E-3AH	154
Gráfica 18. Ajuste histórico corte de agua pozo E-3AH	155
Gráfica 19. Tasas de inyección de CO ₂ por pozo escenario 1	171
Gráfica 20. Corte de fluidos en el caso base y en el primer escenario	172
Gráfica 21. Tasas de inyección de CO ₂ por pozo escenario 2	173
Gráfica 22. Corte de fluidos en el caso base y en el segundo escenario	174
Gráfica 23. Corte de fluidos en el caso base y en el tercer escenario analizado	176
Gráfica 24. Petróleo producido acumulado	177
Gráfica 25. Agua producida acumulada	178
Gráfica 26. Solvente producido acumulado	178
Gráfica 27. Solvente inyectado acumulado	179
Gráfica 28. Caudal de petróleo	179
Gráfica 29. Caudal de agua	180
Gráfica 30. Caudal de solvente	181
Gráfica 31. Factor de recobro	182
Gráfica 32. Petróleo total producido acumulado de cada uno de los escenarios.	191

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Eficiencia de desplazamiento total	57
Ecuación 2. Eficiencia de desplazamiento	58
Ecuación 3. Número capilar	59
Ecuación 4. Eficiencia de barrido volumétrico	60
Ecuación 5. Razón de movilidad	61
Ecuación 6. Función objetivo	87
Ecuación 7. Ecuación de Darcy	103
Ecuación 8. Ecuación de Darcy modificada	103
Ecuación 9. Constante de tiempo	104
Ecuación 10. Ecuación inicial de continuidad para el CRMT	106
Ecuación 11. Producción de fluidos en términos de J	107
Ecuación 12. Ecuación del CRM reemplazando el término de presión promedio	107
Ecuación 13. Constante de tiempo	107
Ecuación 14. Ecuación general de continuidad para el CRMT	108
Ecuación 15. Ecuación de continuidad para el CRMT en un intervalo de tiempo	108
Ecuación 16. Ecuación general de continuidad para el CRMP	109
Ecuación 17. Ecuación de continuidad para el CRMP en un intervalo de tiempo	110
Ecuación 18. Ecuación general de continuidad para el CRMIP	111
Ecuación 19. Ecuación de continuidad para el CRMIP en intervalo de tiempo	111
Ecuación 20. Ecuación de continuidad del CRMIP en un intervalo de tiempo	120
Ecuación 21. CRMIP en un intervalo de tiempo sin datos de presión	121
Ecuación 22. Función a minimizar (raíz del error cuadrático medio)	121
Ecuación 23. Caudal de inyección aparente en un intervalo de tiempo	123
Ecuación 24. Ecuación de ajuste de caudal modificada en un tiempo k	126
Ecuación 25. Caudal total estimado de un productor en un tiempo k	128
Ecuación 26. Factor de Koval	142
Ecuación 27. Ecuación paramétrica de Koval	142
Ecuación 28. Tiempo adimensional	143
Ecuación 29. Agua inyectada acumulada	144
Ecuación 30. Tiempo adimensional inyector - productor	145
Ecuación 31. Flujo fraccional de aceite $f_{oijk} = 1 - f_{wijk}$	145
Ecuación 32. Caudal de aceite para el par inyector – productor	146

Ecuación 33. Caudal de agua para el par inyector – productor	146
Ecuación 34. Caudal de aceite estimado por pozo en un tiempo k	146
Ecuación 35. Caudal de agua estimado por pozo en un tiempo k	147
Ecuación 36. Heterogeneidad	155
Ecuación 37. Regla de mezcla de cuarta potencia	160
Ecuación 38. Relación de viscosidad efectiva	160
Ecuación 39. Proporción de la producción en el modelo Koval para agua	161
Ecuación 40. Proporción de la producción modelo Koval para solvente	161
Ecuación 41. Fracciones de fluidos obtenidas por cada modelo de Koval	162
Ecuación 42. Factor Koval para solvente	163
Ecuación 43. Caudal de agua predicho en el timestep k	164
Ecuación 44. Agua inyectada almacenada acumulada en el timestep k	165
Ecuación 45. Agua inyectada almacenada al inicio del periodo de predicción	165
Ecuación 46. Solvente inyectado almacenado acumulado en el timestep k	166
Ecuación 47. Predicción del caudal de agua por pozo en un tiempo k	166
Ecuación 48. Caudal de solvente predicho en el timestep k	166
Ecuación 49. Predicción del caudal de solvente por pozo en un tiempo k	167
Ecuación 50. Caudal de petróleo asociado al modelo de Koval para agua	168
Ecuación 51. Caudal de petróleo asociado al modelo de Koval para solvente	168
Ecuación 52. Caudal de petróleo para cada par inyector - productor	168
Ecuación 53. Factor de recobro	168
Ecuación 54. Factor de distancia	189
Ecuación 55. Costos asociados al transporte del CO ₂	189
Ecuación 56. Gastos de capital para implementar Recobro con CO ₂	190
Ecuación 57. Gastos operacionales variables en \$US/año	190
Ecuación 58. Costos por agua producida	193
Ecuación 59. Costos por agua producida	194
Ecuación 60. Calculo OPEX	196
Ecuación 61. Ingresos netos de un proyecto	197
Ecuación 62. Valor Presente Neto	204

GLOSARIO

ARENISCA SUBARCOSA: tipo de arenisca que posee de un 10% a un 20% de feldespatos

BIOTURBACIÓN: alteración de la estructura de un sedimento debido a la remoción provocada por la actividad orgánica

CAPEX: cantidad de dinero que se invierte en la adquisición o mejora de los bienes de capital.

CARBONO ORGÁNICO TOTAL: concentración de material orgánico en las rocas generadoras representada por el porcentaje en peso de carbono orgánico

COMPRESIBILIDAD TOTAL: suma entre la compresibilidad de todos fluidos presentes en el yacimiento multiplicados cada uno por su respectiva saturación, adicionalmente, tiene en cuenta la compresibilidad de la formación

CORTE DE AGUA: es la relación entre la el agua producida en comparación con el volumen total de líquidos

ECUACION PARAMETRICA: es un sistema de ecuaciones que permite representar una curva o superficie en plano o en el espacio, mediante valores que recorren un intervalo de números reales, mediante una variable llamada parámetro.

FASE DESPLAZADA: En un yacimiento, a escala de poro, representa el fluido que se mueve debido al aumento de saturación de un fluido inyectado

FASE DESPLAZANTE: en el yacimiento, es la fase de un fluido que efectúa el desplazamiento de otro fluido dentro de la misma roca

GLAUCONITA: mineral de arcilla verdosa del grupo illita que se encuentra principalmente en las arenas marinas

HETEROGENEIDAD: cualidad de variación en las propiedades de las rocas de acuerdo con la ubicación en un yacimiento o formación.

HORST: estructura compuesta por un conjunto de fallas que delimitan un bloque levantado con respecto a los adyacentes

KERÓGENO: material orgánico que se encuentra en las rocas sedimentarias y puede convertirse en aceite o gas a partir de calentamiento y destilación

MARGA: roca sedimentaria que contiene de un 35% a un 65% de carbonato de calcio y el resto de arcilla.

MICA: mineral de silicato que se encuentra en granito y otras rocas.

OPEX: Son los costos operativos asociados a el mantenimiento de los equipos, gastos de funcionamiento o de personal

PERMEABILIDAD: medición de la capacidad de la roca para transmitir fluidos

PERMEABILIDAD ABSOLUTA: es la medición de la capacidad de flujo de fluidos a través de una roca, esta se obtiene cuando se tiene solo un fluido o fase presente en la roca

PERMEABILIDAD RELATIVA: es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido en particular, con una saturación dada, y la permeabilidad absoluta de ese fluido en condiciones de saturación total.

POROSIDAD: porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos

PUNTO DE REBOSAMIENTO INFERIOR: punto estructural más bajo de una trampa que permite retener hidrocarburos.

SATURACIÓN cantidad relativa de agua, petróleo y gas presente en los poros de una roca, usualmente como un porcentaje del volumen

SATURACIÓN DE PETRÓLEO RESIDUAL: Fracción de volumen de poro ocupada por petróleo al final del proceso de desplazamiento del petróleo para el que se utilizó un fluido específico.

VISCOSIDAD: Propiedad de los fluidos que indica su resistencia al flujo, definida como la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte.

ABREVIATURAS

%	Porcentaje
°API	Gravedad API
°C	Grados Celsius (Unidad de temperatura)
€	Euro
τ_j	Constante de tiempo
ASP	Álcali surfactante polímero
bar	Bares (unidad de medida de la presión)
bbbl	Barriles
BHP	Presión de fondo del pozo
cP	Centipoise (Unidad de la viscosidad)
CRM	Modelo de capacidades resistivas
CRMIP	Modelo de capacidades resistivas inyector-productor
CRMP	Modelo de capacidades resistivas productor
CRMT	Modelo de capacidades resistivas tank
Ct	Compresibilidad total
E	Relación de viscosidad
f_{ij}	Ganancia entre el inyector i y el productor j
Frac	Fracción
FPSO	Unidad flotante de producción, almacenaje y descarga
FR	Factor de recobro
GRG	Gradiente reducido generalizado
H	Heterogeneidad
J	Índice de productividad
Kg	Kilogramos
Km	Kilómetros
M	Miles
m³	Metros cúbicos
mD	Milidarcy (unidad de medida de la permeabilidad)
MM	Millones
Np	Petróleo producido acumulado
NTNU	Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología
OOIP	Petróleo original in situ
P_{wf}	Presión de fondo del pozo
q	Tasa volumétrica de flujo de fluido
RBOPD	Barriles de petróleo por día a condiciones de fondo
RBPD	Barriles de yacimiento por día
RBWPD	Barriles de agua por día a condiciones de fondo
RCFPD	Pies cúbicos por día a condiciones de yacimiento
Rm³	Metros cúbicos de yacimiento
SCF	Pies cúbicos estandar
SCFPD	Pies cúbicos estándar por día
SI	Sistema internacional

Si	Solvente inyectado acumulado
Sm³	Metros cúbicos estándar
Sp	Solvente producido acumulado
Ton	Tonelada
US\$	Dólares
Vp	Volumen poroso
VPN	Valor presente neto
WAG	Agua alternada gas
Wi	Agua inyectada acumulada
Wp	Agua producida acumulada

RESUMEN

En el presente trabajo se evaluó la inyección de dióxido de carbono como método de recobro mejorado en el Segmento-E del Campo Norne, un campo real ubicado en el Mar de Noruega. La evaluación se realizó con respecto a los resultados obtenidos por los participantes de un proyecto propuesto por la Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología llamado benchmark case; por lo tanto, se siguieron los lineamientos expuestos en el mismo. En el proyecto, se debía plantear un método de ajuste histórico de 1997 a 2004, y posteriormente, se debía sugerir un método de optimización para predecir las tasas de producción hasta el año 2008.

Se determinó que para realizar la predicción al inyectar dióxido de carbono se usarían dos modelos: el modelo de capacidades resistivas para predecir el caudal total de fluidos producidos y, el modelo de Koval para discriminar el caudal total hallado entre los diferentes fluidos presentes en el yacimiento.

Se ajustaron las ganancias y las constantes de tiempo en el modelo de capacidades resistivas hasta lograr reproducir la producción de fluidos totales y, posteriormente se ajustó el modelo de Koval para agua hasta lograr reproducir la historia de producción de petróleo y agua en el segmento.

Con el modelo de capacidades resistivas ajustado se realizó la predicción del caudal total en tres escenarios de inyección, posteriormente, se desarrolló una extensión del modelo de Koval para realizar la predicción de caudales individuales al tener tres fluidos en el yacimiento (agua, solvente y petróleo), ya que actualmente se tiene un modelo Koval que permite predecir la producción de agua y su petróleo asociado, y un modelo de Koval que permite predecir la producción de un solvente y su petróleo asociado. Con el modelo de Koval extendido se realizó la predicción de los caudales de agua, aceite y solvente para cada uno de los escenarios de inyección planteados.

Se realizó la comparación entre el factor de recobro obtenido en cada uno de los escenarios y el factor de recobro obtenido por los participantes del benchmark case. Finalmente, se realizó la evaluación económica por medio del indicador de valor presente neto planteando tres escenarios de costos del CO₂, uno pesimista, uno medio y uno optimista.

PALABRAS CLAVE: Campo Norne, Modelo de Capacidades Resistivas, Modelo de Koval, Inyección de CO₂, Recobro mejorado

INTRODUCCIÓN

En la ingeniería de yacimientos, constantemente se estudian alternativas para recuperar la mayor cantidad de hidrocarburos posible de forma rentable y segura con el reservorio, eso se realiza haciendo uso de herramientas que permiten representar el comportamiento del yacimiento y el grado de afectación que tendrían si se realizan variaciones en el plan de desarrollo vigente

Unas de las herramientas más usada para conseguir este objetivo es la simulación de yacimientos, con esta se busca representar a escala poral las interacciones presentes en el medio poroso; este proceso además de llevar implícita una alta incertidumbre asociada a errores en la toma de datos y a la imposibilidad de obtener información confiable que permita caracterizar cada punto del yacimiento, requiere de un gasto computacional elevado a causa de la gran cantidad de operaciones necesarias para modelar las interacciones en cada punto del yacimiento en diferentes lapsos de tiempo.

Es aquí donde los modelos semi-analíticos como el modelo de capacidades resistivas cobran importancia ya que, usando poca información logran representar el comportamiento del yacimiento y su reacción ante estímulos externos; esta característica lleva asociada dos principales ventajas frente a la simulación numérica, puesto que al requerir menor cantidad de datos la incertidumbre asociada a errores en la toma de datos será menor, sumado a lo anterior, el gasto computacional es menor que el requerido por los modelos de simulación numérica.

Como se pueden ver en los trabajos de Weber¹ y de Cao²; este modelo ha mostrado ser efectivo a la hora de evaluar conectividades entre pozos, de realizar el ajuste histórico de caudales totales y de predecir caudales totales de fluidos.

Debido a que con el uso del modelo de capacidades resistivas solo es posible obtener caudales totales de fluidos, es imperativo el uso de otros modelos que permitan discriminar los caudales totales entre los caudales de petróleo, agua y CO₂, en este caso.

¹ WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 48 p.

² CAO, Fei. Oil – rate forecast by inferring fractional- flow models from field data with Koval method combines with the capacitance–resistance model. *En*: SPE Reservoir simulation symposium (23-25, febrero, 2015: Houston, Estados Unidos) SPE 173315. 2015. p. 534-523

Uno de esos modelos es el planteado por Koval³, que a pesar de que se desarrolló para encontrar las proporciones de fluidos en un sistema bifásico, en el presente trabajo de grado se extiende para poder ser usados en la determinación de las fracciones de fluidos en un sistema de tres fases. Esto representa un avance en la capacidad predictiva del CRM acoplado con el modelo de Koval, ampliando la cantidad de escenarios en los cuales podría ser usado sin perder las ventajas correspondientes a la baja incertidumbre y a la rapidez a la hora de evaluar diferentes escenarios.

Cabe aclarar que una de las mayores ventajas del modelo de Koval, así como su mayor debilidad es que se debe ser usado cuando se tiene un amplio historial de inyección de agua en el campo ya que, entre mayor sea la cantidad de datos que se tengan del comportamiento del yacimiento, mejor serán las predicciones.

Teniendo en cuenta las ventajas mencionada anteriormente, el modelo de capacidades resistivas podría ser usado en campos maduros que tengan una amplia historia de inyección de agua, para realizar análisis que permitan obtener datos de entrada para modelos de simulación numérica, para evaluar las conectividades entre inyectores y productores, y para clarificar la efectividad de una estrategia de inyección.

³ KOVAL. E.J, A method for predicting the performance of Unstable miscible displacement in heterogeneous media. En: Society of Petroleum Engineers. Junio, 1963. SPE 450. p. 145 – 154

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluación técnica y financiera de la inyección de CO₂ como método de recobro mejorado en el Segmento-E del Campo Norne por medio de un modelo semi-analítico

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Campo Norne
2. Describir las generalidades de los métodos de recobro mejorado enfatizando en la inyección de CO₂.
3. Describir los resultados obtenidos en proyectos anteriores relacionados con el incremento del factor de recobro y del valor presente neto en el Segmento-E del Campo Norne.
4. Describir las generalidades del modelo semi-analítico de capacidades resistivas
5. Realizar el ajuste histórico del modelo de capacidades resistivas a partir de los datos de inyección y producción del Segmento-E del Campo Norne.
6. Simular escenarios de inyección de CO₂ en el Segmento-E del Campo Norne.
7. Evaluar los resultados obtenidos en el escenario simulado de inyección de CO₂ con mayor factor de recobro, con respecto a los resultados técnicos de los proyectos realizados anteriormente en el Segmento-E del Campo Norne.
8. Evaluar financieramente el escenario simulado con mayor factor de recobro mediante el indicador de valor presente neto, con respecto a los resultados financieros obtenidos en proyectos anteriores realizados en el Segmento-E del Campo Norne

1. GENERALIDADES DEL CAMPO NORNE

En este capítulo se presenta una síntesis de las generalidades del Campo Norne ubicado en el Mar de Noruega, incluyendo la historia del campo, la localización, el marco geológico y la historia de producción; adicionalmente, se presentan las generalidades del Segmento-E que hace parte de la estructura principal del campo.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El Campo Norne se descubrió en diciembre de 1991 con el pozo 6608/10-2, a partir de un modelo geológico simple basado en la extensión de un punto de rebosamiento inferior de un campo maduro cercano. Se pronosticó una columna de hidrocarburos de 135 metros, 110 metros de crudo y 25 metros de gas, lo que se confirmó en 1993 con el pozo 6608/10-3; posteriormente, se decide realizar una prospección sísmica 3D en gran parte del área. De 1993 a 1995 se estudiaron los diferentes escenarios para el desarrollo del campo y se definieron las localizaciones de los pozos de desarrollo. En 1995 se aprobó la producción del campo, con un volumen calculado aproximado de 453 millones de barriles recuperables de hidrocarburos⁴, para dar paso a la etapa de perforación desde agosto de 1996 con el pozo 6608/10-D-1 H y a la etapa de producción desde el 6 de noviembre de 1997.⁵

El 22 de noviembre de 1997, inicia la inyección de gas externa a través del pozo 6608/10-C-4 H y el 21 de julio de 1998 inicia la inyección de agua en los flancos del yacimiento a través del pozo 6608/10-C-1, estos procesos de recobro secundario se realizan al inicio de la vida productiva del campo con el fin de mantener la presión del yacimiento y así maximizar el valor presente neto y optimizar el recobro último de hidrocarburos. La inyección de gas como método de recobro finalizó en 2005, a partir de esa fecha el gas producido se destina a exportación⁶. En 2001 se obtiene el pico de producción con 71 millones de barriles de petróleo y en 2014 debido a las buenas condiciones de la unidad flotante de producción, almacenaje y descarga (FPSO por sus siglas en inglés), se decide continuar con la producción del campo hasta el año 2036.

⁴ ADLAM, John. The Norne Field Development Overview. En: Offshore Technology Conference (27: 1-4, mayo, 1994: Texas, Estados Unidos) OTC 7925. 1995. p. 533-541.

⁵ EMEGWALU, Clara. Enhanced oil recovery for norne field's e-segment using surfactant flooding. Trabajo de Maestría. Noruega: Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología, 2010. 44 p.

⁶ VERLO, Signe y HETLAND, Mari. Development of a field case with real production and 4D data from the Norne Field as a benchmark case for future reservoir simulation model testing. Tesis de maestría. Noruega: Universidad Noruega de Ciencia y tecnología, 2008. 56 p.

A lo largo de la historia de producción del campo se han perforado 54 pozos, de estos 22 siguen activos. El campo es operado por la multinacional noruega Statoil Petroleum AS (actualmente Equinor), y las licencias de producción se establecen en tres compañías que son Petoro AS con el 54%, Statoil Petroleum AS con el 39.1% y Eni Norge AS con el 6.9%⁷.

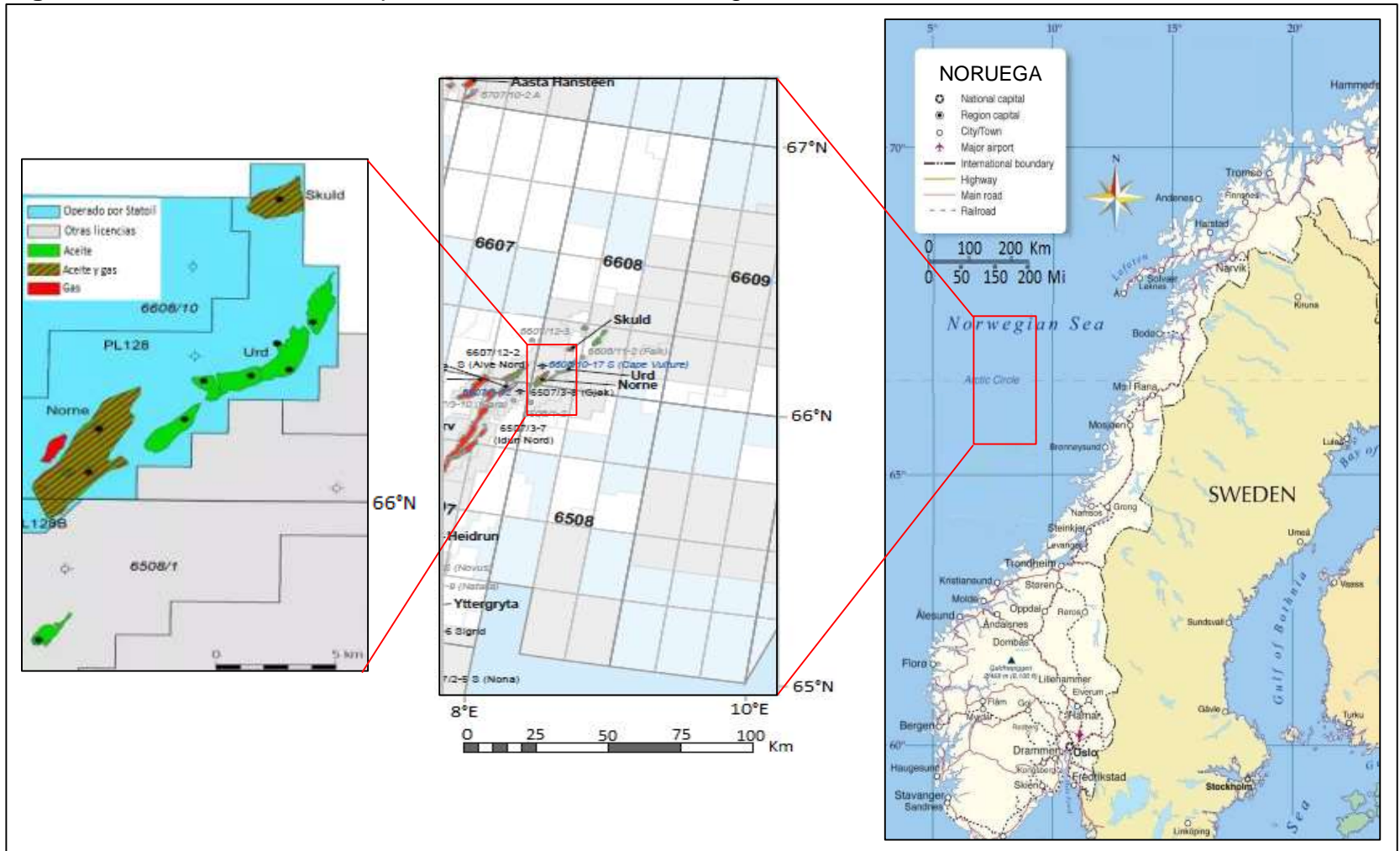
1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Norne es un campo offshore que se localiza en el Mar de Noruega a 200 kilómetros al Oeste del municipio costero de Bronnoysund⁸, entre los bloques 6608/10 y 6508/1 como se muestra en la Figura 1. En los proyectos de explotación de hidrocarburos ubicados en Noruega, es común que los bloques se nombren de acuerdo con las coordenadas geográficas; en este caso, el campo se encuentra ubicado entre las coordenadas 66°N/8°E y 65°N/8°E. La columna de agua en el área es de 380 metros aproximadamente.

⁷ NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. Field name: NORNE. [citado 1 marzo., 2018]. Disponible en: <http://factpages.npd.no/FactPages/default.aspx?nav1=field&nav2=PageView%7CAll&nav3=43778>

⁸ MORELL, Eirik. History Matching of the Norne Field. Proyecto de Maestría. Noruega: Norwegian University of Science and Technology, 2008. 11 p.

Figura 1. Localización del Campo Norne en el Mar de Noruega



Fuente: Elaboración propia con base en: NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. Disponible en: <http://www.npd.no/en/Maps/Map-of-the-NCS/>.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación, se describe la estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo asociada al Campo Norne

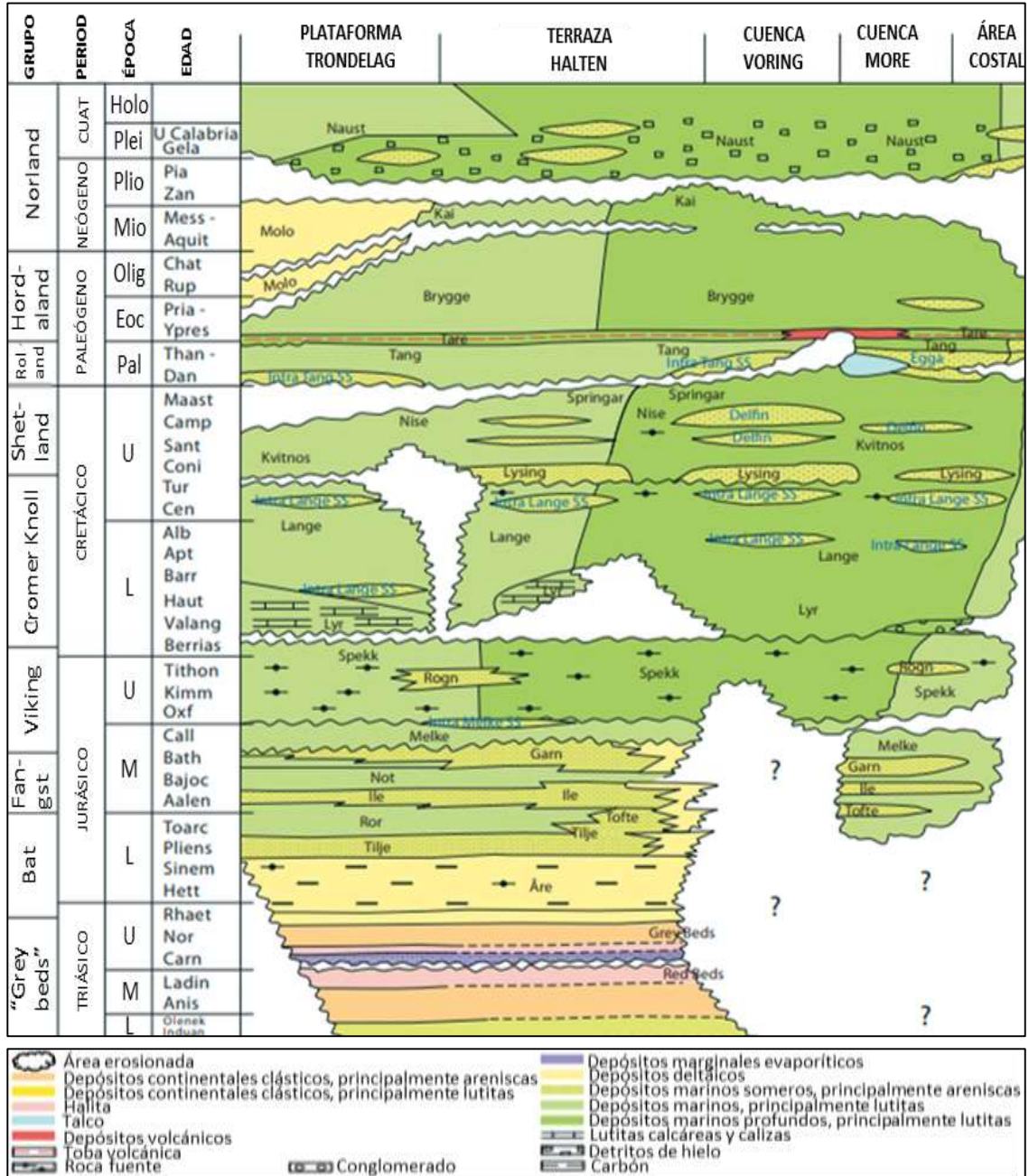
1.3.1 Columna Estratigráfica. En la Figura 2, se muestra la columna estratigráfica generalizada para el Mar de Noruega, donde está ubicado el Campo Norne; sin embargo, debido a los esfuerzos tectónicos y al ambiente sedimentario predominante en la zona, en la estratigrafía del campo no se encuentran todas las formaciones, esto se evidencia en los reportes geológicos realizados por Statoil⁹, donde los pozos atraviesan formaciones específicas que van del Jurásico al Cuaternario y que son de base a tope: Are, Tilje, Tofte, Ror, Ile, Not, Garn, Melke, Spekk, Lyr, Nise, Sprignar, Tang, Tare, Brygge Tuff, Brygge, Kai y Nauts.

Por su parte, la Figura 3 muestra la estratigrafía de la zona productora del campo dividida en seis formaciones con edades comprendidas entre los períodos Jurásico inferior-medio, siendo Tofte e Ile las más importantes ya que contienen el 44% y el 36% del petróleo probado. El espesor de la zona productora desde el tope de la Formación Are, que limita la base del yacimiento, hasta el tope de la Formación Garn varía entre 260 metros y 120 metros a través del campo¹⁰.

⁹ STATOIL. Geological report Norne Field. Stavanger

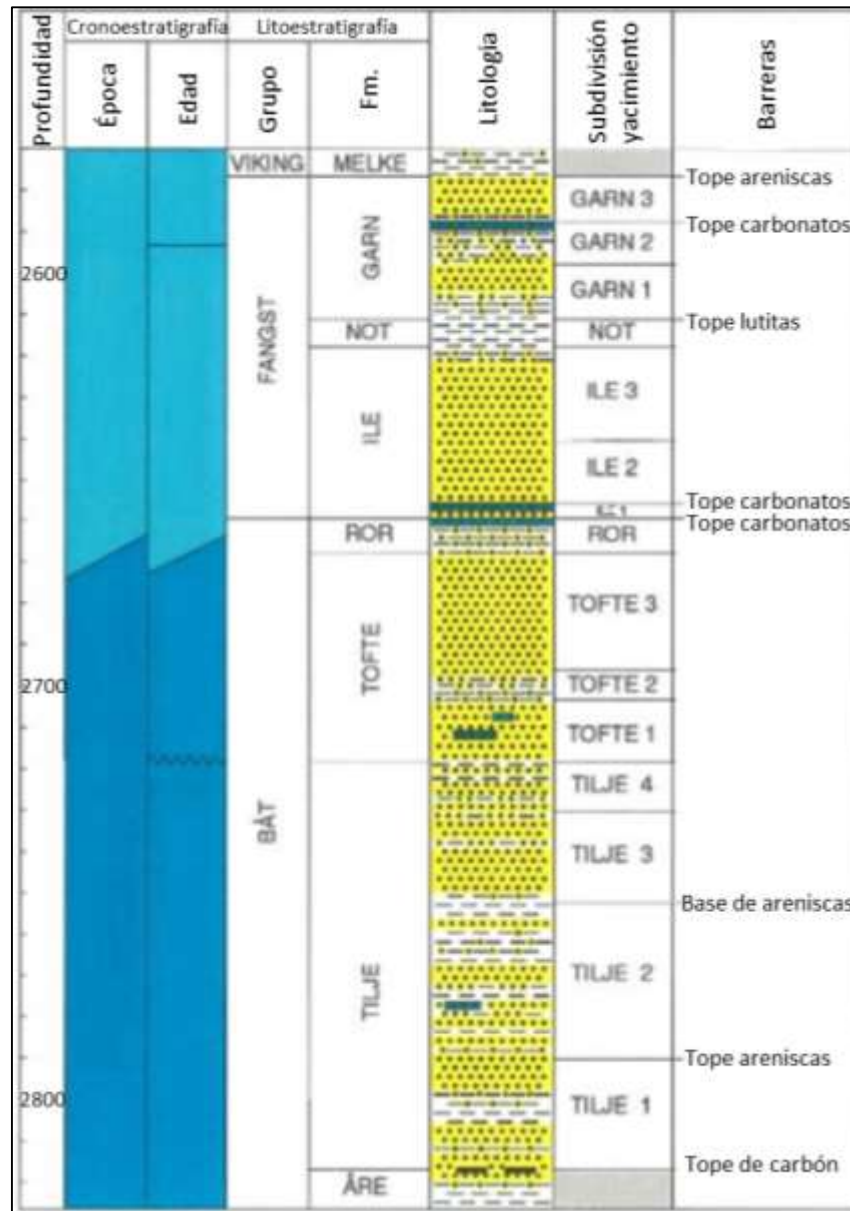
¹⁰ MAHESHWARI, Yugal. A Comparative Simulation Study of Chemical EOR Methodologies (Alkaline, Surfactant and/or Polymer) Applied to Norne Field E-Segment. Tesis de maestría. Noruega.: Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología, 2011. 11 p.

Figura 2. Carta litoestratigráfica del Mar de Noruega



Fuente. Elaboración propia con base en: Norwegian Petroleum Directorate. The 2014 NPD lithostratigraphic charts. [citado 23 de marzo., 2018]. Disponible en: <http://www.npd.no/en/Topics/Geology/Lithostratigraphy/>.

Figura 3. Columna estratigráfica de la zona productora



Fuente. Elaboración propia con base en: STATOIL AS. PL 128-Norne Reservoir Management Plan. Noruega:2001.

1.3.2 Estratigrafía. Se realizará una breve descripción estratigráfica del Campo Norne desde el grupo más antiguo hasta el grupo más reciente, incluyendo las formaciones que los componen y las barreras estratigráficas presentes.

1.3.2.1 Grupo Bat. (Triásico superior - Jurásico inferior. Rhaetiense - Toarciense). Según la Dirección Noruega de Petróleo¹¹, la litología del Grupo Bat está compuesta por unidades intercaladas de areniscas y arcillolitas fósiles con materia orgánica. El espesor de la formación varía de 707 a 641 metros y el ambiente de depositación corresponde a marino somero a deltaico. La parte superior del Grupo se trunca progresivamente hacia la parte crestal de la Cordillera Norland y el grupo completo está ausente en las partes más altas de la misma.

El Grupo Bat está compuesto por cuatro formaciones Are, Tilje, Tofte y Ror, las cuales se describen a continuación.

- **Formación Are.** (Triásico superior - Jurásico inferior. Rhaetiense - Pliensbachiense). Compuesta principalmente por canales de areniscas de 2 a 10 metros de espesor intercaladas con lodolitas, lutitas y capas de carbón; el espesor de la formación varía de 200 metros a 800 metros en el Campo Norne y el ambiente de depositación es costero deltaico. La parte superior de la formación es un intervalo lateral continuo de lodolitas de espesor uniforme.
- **Formación Tilje.** (Jurásico inferior. Sinemuriense - Pliensbachiense). De acuerdo a lo mencionado por Verlo y Hetland¹², está compuesta por areniscas moderadamente seleccionadas de grano muy fino a grueso intercaladas con arcillolitas fósiles con materia orgánica y limolitas. El espesor aproximado varía de 90 a 100 metros y el ambiente de depositación es intermareal. Se presenta una discordancia en la parte superior de la formación generada por la elevación, exposición subaérea y erosión de los estratos debido probablemente a un evento tectónico importante.

La formación está dividida en cuatro zonas definidas por eventos bioestratigráficos y por similitudes en los patrones de registros. Tilje 1 está compuesta por dos secciones de arenisca que se engrosan en la parte superior. Tilje 2 está compuesta por capas de arenisca de espesores variables, arcillolitas fósiles con alto material orgánico y capas de conglomerados. Tilje 3 está compuesta por arenas de grano fino que tienen poco grado de bioturbación, en esta zona se puede encontrar agua dulce. Tilje 4 en las partes bajas está compuesta por arenisca lodosa bioturbada de grano fino, mientras

¹¹ NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. Lithostrat. unit: BÅT GP. [citado 23 marzo., 2018]. Disponible en: [http://factpages.npd.no/FactPages/default.aspx?nav1=field&nav2=PageView%7cA II&nav3=43778](http://factpages.npd.no/FactPages/default.aspx?nav1=field&nav2=PageView%7cA%20II&nav3=43778)

¹² VERLO y HETLAND. Op cit., p. 14

que en las partes altas tiene capas de conglomerados intercaladas con capas delgadas de areniscas y arcillolitas físis con materia orgánica.

- **Formación Tofte.** (Jurásico inferior. Pliensbachiense - Toarciense). Según Verlo y Hetland¹³, está compuesta por areniscas moderadas a pobremente seleccionadas de grano grueso con estratificación cruzada a gran escala. El contenido de cuarzo en la formación es superior al 90% y se presenta bioturbación a través de los intervalos centrales, especialmente en las zonas pobremente seleccionadas con alto contenido de arcillolitas. La Formación Tofte cuenta con un espesor promedio de 50 metros y se depositó en un ambiente deltaico en la parte superior de la discordancia presente en la Formación Tilje.

La formación está dividida en tres zonas. Tofte 1 está compuesta por areniscas de grano medio a grueso, en la parte Inferior se presenta mayor bioturbación y granos más finos. Tofte 2 está compuesta por arenisca lodosa de grano fino altamente bioturbada. Tofte 3 está compuesta por arenisca de grano fino a muy fino, en la mayoría de la zona no es posible distinguir las estructuras deposicionales debido a la bioturbación

- **Formación Ror.** (Jurásico inferior. Pliensbachiense - Toarciense). Según Verlo y Hetland¹⁴, es una unidad arcillosa de grano muy fino, donde adicional al de contenido de arena, se pueden encontrar nódulos de fosfato, glauconita y conchas calcáreas en los depósitos de areniscas con fuerte bioturbación. Tiene un espesor aproximado de 8.5 metros en el Campo Norne y se depositó en entornos abiertos, principalmente debajo de la base de las olas. En la parte superior de la formación, las capas calcáreas se han disuelto y cementado, creando una unidad cementada calcárea, lo que puede generar una barrera para el flujo de fluido vertical

1.3.2.2 Grupo Fangst. (Jurásico inferior - medio. Toarciense - Bathoniense).

Según la Dirección Noruega de Petróleo¹⁵ la litología del Grupo Fangst está compuesta por tres formaciones: la inferior compuesta por areniscas de grano fino a medio con intercalaciones arcillosas, la del medio compuesta por lodolitas y la superior compuesta por arenisca masiva de grano fino a grueso.

¹³ VERLO y HETLAND. Op cit., p. 14

¹⁴ VERLO y HETLAND. Op cit., p. 14

¹⁵ NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. Op cit., Lithostrat. unit: FANGST GP.

El espesor es de 78 metros aproximadamente y el ambiente de depositación varía de marino somero a deltaico. El grupo no está presente en las partes más altas de la Cordillera Norland debido a que sus unidades constituyentes han sido erosionadas.

Está compuesto por tres formaciones Ile, Not y Garn, la cuales se describen a continuación

- **Formación Ile.** (Jurásico inferior - medio, Toarciense - Aalenense). Como lo mencionan Verlo y Hetland¹⁶, está compuesta por areniscas de grano fino a medio y ocasionalmente, por areniscas de grano grueso intercaladas con láminas finas de limolitas y arcillolitas fósiles con materia orgánica. También se encuentran intervalos ricos en micas e hilas finas de carbonato cementadas en la parte inferior de la unidad. El espesor de la unidad varía de 32 a 40 metros y representa ambientes deltaicos o litorales de influencia mareal.

La formación está dividida en tres zonas: Ile 1, Ile 2 e Ile 3. Ile 1 e Ile 2 están compuestas por areniscas de grano fino a muy fino que se van engrosando hacia la parte superior, además de esto presentan bioturbación, glauconitas y gran cantidad de fragmentos de conchas calcáreas. La separación entre Ile 1 e Ile 2 es una capa calcárea cementada. Por su parte, Ile 3 es una arenisca de granos finos a muy finos altamente bioturbada, también contiene glauconita y clastos de arcilla. Ile 2 e Ile 3 están separados por una frontera que indica el cambio de un entorno regresivo a transgresivo.

- **Formación Not.** (Jurásico medio, Aalenense - Bajociense). De acuerdo con lo mencionado por Verlo y Hetland¹⁷, está compuesta por arcillolita de color gris oscuro a negro con láminas de limolitas, también presenta una capa de arenisca bioturbada de grano muy fino en la parte superior de la formación. Tiene un espesor aproximado de 7.5 metros. Según la Dirección Noruega de Petróleo¹⁸, la parte basal de la formación refleja una transgresión semi-regional que llevó al desarrollo de lagunas o bahías protegidas y la parte superior de la unidad consiste en sedimentos deltaicos o costeros

¹⁶ VERLO y HETLAND. Op cit., p. 15

¹⁷ VERLO y HETLAND. Op cit., p. 15

¹⁸ NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. Op cit., Lithostrat. unit: NOT FM.

- **Formación Garn** (Jurásico medio, Bajociense - Bathoniense). Según Verlo y Hetland¹⁹, está compuesta por areniscas bien seleccionadas de grano medio a grueso con zonas ricas en micas. El espesor es de aproximadamente 35 metros y se depositó en un ambiente deltaico.

La formación está dividida en tres zonas: Garn 1 es unidad de areniscas con tamaño de grano que aumenta hacia la parte superior desde muy fino hasta fino; posee una parte inferior lodosa bioturbada debido a la continuación de la Formación Not. Garn 2 se formó por depositación transgresiva y está compuesta por areniscas de grano fino con presencia de bioturbación y con una capa continua de areniscas calcáreas cementadas en el tope, lo que puede ser una barrera local para el flujo vertical de fluidos. Garn 3 compuesta por arenisca de grano fino con estratificación cruzada de bajo ángulo, al tope de la formación se presenta una capa de areniscas de grano grueso con lodolitas.

1.3.2.3 Grupo Viking. (Jurásico medio - Cretácico inferior, Bajociense - Berriasiense). Según la Dirección Noruega de Petróleo²⁰ la litología del Grupo Viking se compone de lodolitas oscuras, arcillolitas y arcillolitas fósiles con materia orgánica, también tiene componentes menores de carbonatos y areniscas. El grupo tiene un espesor aproximado de 700 metros. El ambiente de depositación es marino, y presenta una barrera inferior marcada por el contraste entre sedimentos de granos finos y areniscas, y una discordancia superior debida a la alta velocidad de depositación de los sedimentos del Cretácico al Paleoceno.

En la sección del Mar de Noruega donde está localizado el Campo Norne, el grupo está compuesto por dos Formaciones Melk y Speek, las cuales se describen a continuación

- **Formación Melke.** (Jurásico medio - superior, Bajociense - Oxfordiense). Compuesta principalmente por arcillolitas intercaladas con capas de calizas y limolitas. Las arcillolitas son ligeramente calcáreas y varían de color gris oscuro a marrón oscuro. La formación posee un espesor aproximado de 500 metros y se depositó en ambiente marino. La barrera superior de la formación se presenta por el contacto entre las areniscas de la Formación Gran y las arcillolitas de la Formación Melke.

¹⁹ VERLO y HETLAND. Op cit., p. 15

²⁰ NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. Op cit., Lithostrat. unit.: VIKING GP.

- **Formación Spekk.** (Jurásico superior - Cretácico inferior, Oxfordiense - Berriasiense). Compuesta por arcillolitas ricas en materia orgánica con colores que varían de marrón oscuro a café oscuro; posee un alto contenido orgánico especialmente de kerógeno tipo II. La formación tiene un espesor aproximado de 200 metros y se depositó en aguas anóxicas marinas. El contacto se presenta por un cambio de ambiente deposicional debido a cambios en el nivel del mar.

1.3.2.4 Grupo Cromer Knoll. (Cretácico inferior - superior, Berriasiense - Turoniense). Según la Dirección Noruega de Petróleo²¹, la litología del Grupo Cromer Knoll está compuesta por sedimentos marinos arcillosos de grano fino con contenido variable de material calcáreo. Predominan las arcillolitas y limolitas pero también se encuentran capas de calizas y areniscas. Son comunes los minerales de mica, pirita y glauconita. El espesor del grupo es de aproximadamente 600 metros y los sedimentos se depositaron en ambientes marinos someros a profundos. El grupo presenta un aumento gradual del contenido de areniscas hacia la parte superior y no está preservado en partes de la Cordillera Nordland.

En la sección del Mar de Noruega donde está localizado el Campo Norne, el grupo está compuesto por la Formación Lyr la cual se describe a continuación

- **Formación Lyr.** (Cretácico inferior - superior, Valanginiense - Aptiense). Compuesta por margas predominantemente grises intercaladas con carbonatos con un espesor aproximado de 500 metros. Los sedimentos de la formación se depositaron en ambiente marino. La formación está ausente en los altos estructurales de la Cordillera Nordland debido a procesos de erosión.

1.3.2.5 Grupo Shetland. (Cretácico superior, Turoniense - Maastrichtiense). Según la Dirección Noruega de Petróleo²² la litología del Grupo Shetland está compuesta por calizas, margas, lodolitas calcáreas y arcillolitas físisiles con materia orgánica. El espesor aproximado es de 600 metros. Los sedimentos se depositaron en ambientes marinos. El grupo está presente a lo largo del Mar de Noruega, pero se encuentra ausente en las partes más altas; adicionalmente, la parte inferior del grupo descansa discordantemente con sobre rocas más antiguas.

²¹ NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. Op cit., Lithostrat. unit: CROMER KNOLL GP.

²² NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. Op cit., Lithostrat. unit: SHETLAND GP.

En la sección del mar de Noruega donde está localizado el Campo Norne, el grupo está compuesto por las Formaciones Nise y Spingar, que se describen a continuación

- **Formación Nise.** (Cretácico superior, Santoniense - Campaniense). Compuesta por arcillolitas que varían de color gris a gris verdoso, intercaladas por hileras de carbonatos y areniscas. La formación tiene un espesor aproximado de 220 metros y los sedimentos se depositaron en ambiente marino. Las barreras indican periodos de transgresión regionales.
- **Formación Springar.** (Cretácico superior, Campaniense - Maastrichtiense). Compuesta por arcillolita con venas de caliza, de color gris oliva a negro oliva, las venas de caliza son blancas a gris claro. La formación tiene un espesor aproximado de 380 metros y los sedimentos se depositaron en ambiente marino. La parte superior de la Formación Springar coincide con la parte superior del Grupo Shetland y está definida por una capa de caliza que contrasta con la composición litológica de la Formación Tang.

1.3.2.6 Grupo Rogaland. (Paleógeno Paleoceno, Daniense - Thanetiense). Según la Dirección Noruega de Petróleo²³ la litología del Grupo Rogaland está dominada hacia el oeste por areniscas intercaladas con arcillolitas fósiles con materia orgánica, estas areniscas forman lóbulos haciendo que hacia el este solamente se encuentren arcillolitas fósiles con materia orgánica. Hacia la parte superior del grupo las arcillolitas se vuelven cada vez más voluminosas. El grupo tiene un espesor aproximado de 134 metros y los sedimentos se depositaron en ambientes marinos. El límite superior del grupo está marcado por un cambio de lutitas laminadas a sedimentos más irregulares.

En la sección del Mar de Noruega donde está localizado el Campo Norne, el grupo está compuesto por las Formaciones Tang y Tare, las cuales se describen a continuación

- **Formación Tang.** (Paleógeno Paleoceno, Daniense - Thanetiense). Compuesta por arcillolitas de color gris oscuro con pequeñas cantidades de arena y limo, ocasionalmente es ligeramente calcárea. La formación tiene un espesor aproximado de 20 metros y los sedimentos se depositaron en ambiente marino profundo. La base de la formación se definió por un aumento en el

²³ NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. Op cit., Lithostrat. unit: ROGALAND GP.

tiempo de tránsito del registro sísmico y una disminución en las lecturas de los registros de densidad y resistividad.

- **Formación Tare.** (Paleógeno Paleoceno, Thanetiense). Compuesta por arcillolitas gris oscuro a gris oliva con venas de calizas y areniscas. La formación tiene un espesor aproximado de 50 metros y los sedimentos se depositaron en ambiente marino profundo. La base de la formación está definida por un incremento de toba volcánica.

1.3.2.7 Grupo Hordaland (Paleógeno - Neógeno, Eoceno - Mioceno temprano). Según la Dirección Noruega de Petróleo²⁴ la litología del Grupo Hordaland está compuesta por arcillolitas marinas con partes de arenisca. Se presentan vetas de calizas finas y dolomitas. El grupo tienen un espesor aproximado de 450 metros y los sedimentos se depositaron en ambientes marinos profundos. La base se define por una disminución en el tiempo de tránsito en el registro sísmico y por un aumento en las lecturas del registro de densidad.

En la sección del Mar de Noruega donde está localizado el Campo Norne, el grupo está compuesto por el Miembro Brygge y la Formación Brygge que se describen a continuación

- **Miembro Brygge.** (Paleógeno, Paleoceno - Eoceno). Compone la parte baja del Grupo Hordaland y está compuesta por arcillolitas de toba volcánica estratificadas, su espesor aproximado es de 200 metros.
- **Formación Brygge.** (Paleógeno - Neógeno, Eoceno temprano - Mioceno temprano). Compuesta principalmente por arcillolitas limosas no calcáreas, aunque en algunas zonas se presentan arcillolitas ligeramente calcáreas. En la parte superior se observan trazas de glauconita, fragmentos de conchas y fragmentos líticos. La formación posee un espesor aproximado de 130 metros y los sedimentos se depositaron en un ambiente marino. Se ha mapeado que la barrera superior presente en la formación está definida por una sucesión de areniscas del Oligoceno.

²⁴ NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. Op cit., Lithostrat. unit: HORDALAND GP.

1.3.2.8 Grupo Norland. (Eoceno temprano - Actualidad). Según la Dirección Noruega de Petróleo²⁵, la litología del Grupo Norland está compuesta por arcillolitas, limolitas y areniscas. Tiene un espesor aproximado que varía entre 700 a 1514 metros y los sedimentos se depositaron en un ambiente marino con depósitos glaciales. El límite superior de la formación es lecho marino.

En la sección del Mar de Noruega donde está localizado el Campo Norne, el grupo está compuesto por las Formaciones Kai y Nauste,

- **Formación Kai.** (Mioceno Temprano - Plioceno Tardío). Comprende intercalaciones de arcillolita, limolita y arenisca con hileras de calizas. La formación tiene un espesor aproximado de 271 metros y los sedimentos se depositaron en un ambiente marino con variaciones en profundidad del agua. El límite inferior está marcado por una discordancia por encima de la Formación Brygge, y el límite superior corresponde a una discordancia donde los depósitos del Plioceno superior de la Formación Naust descansan directamente en los depósitos superiores del Mioceno de la Formación Kai.
- **Formación Naust.** (Plioceno tardío). Compuesta por arcillolitas estratificadas e intercaladas ocasionalmente por limolitas o areniscas. Generalmente posee un espesor de cientos de metros, en la zona del Campo Norne va desde 370 metros hasta 1350 metros aproximadamente y se depositó en un ambiente marino. La parte superior de la formación comúnmente se erosiona glacialmente.

1.3.2.9 Barreras estratigráficas. Las barreras estratigráficas afectan el flujo vertical de fluidos a través del yacimiento, por tanto, es necesario considerar su efecto con el fin de mejorar la estrategia de drenaje. Las barreras, el espesor y la extensión se determinan con análisis de núcleos y registros de pozo. Las barreras presentes en el yacimiento del Campo Norne se muestran en la **Tabla 1**

Según Morell²⁶, se realizaron mediciones de espesor y de permeabilidad vertical en cada una de las barreras estratigráficas, determinando que la Formación Not, con espesor aproximado de 7-10 metros, es sellante; y que las barreras presentes en Ile 1 / Ror y Tilje 3 / Tilje 2, con espesor aproximado de 0.5-3 metros, tienen una muy baja permeabilidad vertical sin ser completamente sellantes.

²⁵ NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. Op cit., Lithostrat. unit: NORLAND GP.

²⁶ MORELL. Op cit., p. 9

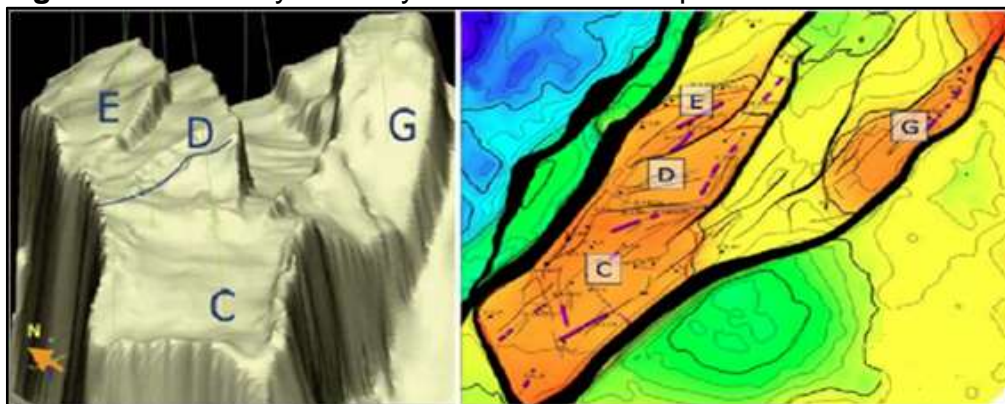
Tabla 1. Ubicación de las barreras estratigráficas en el Campo Norne

UBICACIÓN DE LA BARRERA	COMPOSICIÓN
Garn 3 / Garn 2	Capa de carbonatos cementada al tope de Garn 2
Formación Not	Formación de arcillolitas
Ile 3 / Ile 2	Carbonatos cementados e incremento del contenido de arcilla en la base de Ile 3
Ile 2 / Ile 1	Capa de carbonatos cementada en la base de Ile 2
Ile 1 / Ror	Capa de carbonatos cementada al tope de Ror
Tofte 2 / Tofte 1	Contraste significativo de tamaños de grano
Tilje 3 / Tilje 2	Formación de arcillolitas

Fuente. Elaboración propia con base en: KALNAES. An introduction to applying surfactant simulation on the Norne field. Tesis de maestría. Noruega: Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología, 2009. 14 p.

1.3.3 Geología Estructural. El yacimiento del Campo Norne se ubica en un bloque fallado elevado o tipo Horst con medidas aproximadas de 9Km x 3Km limitado por fallas normales²⁷ y consiste en dos compartimentos separados definidos por una estructura principal compuesta por los segmentos C, D y E que contiene el 97% del petróleo original in situ, y una estructura Noreste compuesta por el segmento G, como se muestra en la Figura 4.

Figura 4. Vista 3D y 2D del yacimiento del Campo Norne.

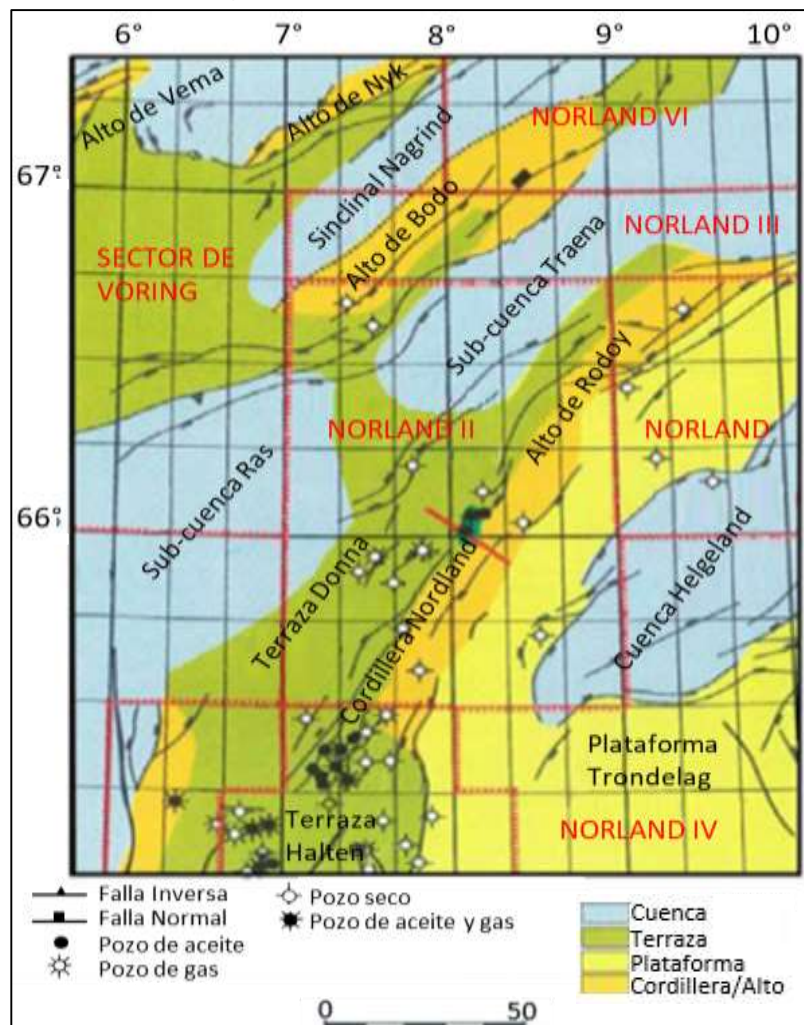


Fuente: STATOIL. Annual reservoir development plan Norne and Urd Field 2006. Noruega: 2006

²⁷ VERLO y HETLAND. Op cit., p. 8.

El arreglo estructural del Campo Norne muestra que se encuentra en una zona de transición entre la cordillera Nordland y la terraza Donna, en el complejo de fallas Revfallet, como se ilustra en la figura 5. Adicionalmente, según lo mencionado por Verlo y Hetland²⁸, el área ha estado expuesta a dos períodos de esfuerzos, uno que va del Pérmico hasta el Jurásico tardío y otro en el Cretácico temprano. Durante el primer periodo, el fallamiento afectó gran parte del área generando especialmente fallas normales con direcciones NE-SO; mientras que, en el segundo periodo que va desde el Batoniano tardío hasta el Albiano temprano, se generó el levantamiento de la Cordillera Nordland.

Figura 5. Arreglo estructural del Campo Norne



Fuente. Elaboración propia con base en: STATOIL. Plan for Development and Operation. Reservoir Geology. Support Documentation. Noruega: 1994.

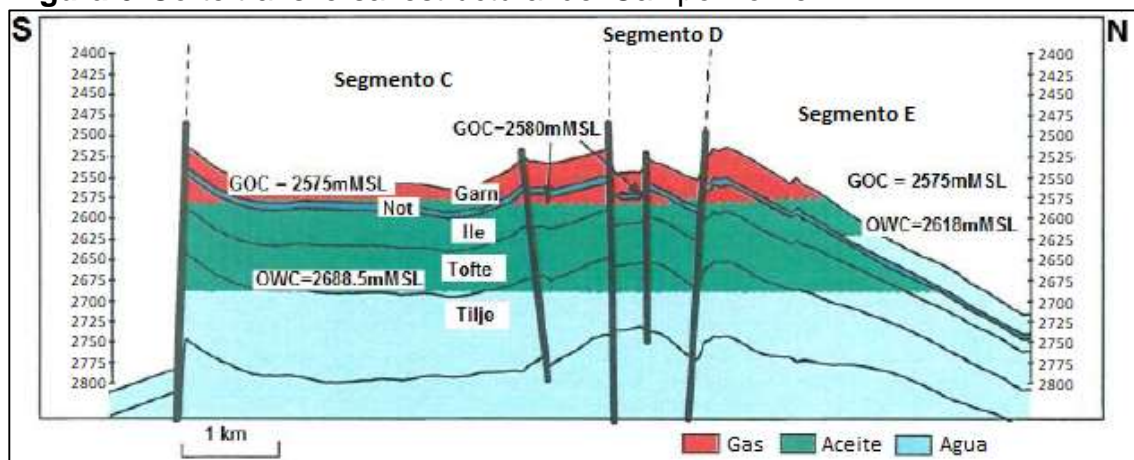
²⁸ VERLO y HETLAND. Op cit., p. 8.

Entre los dos períodos de esfuerzos la actividad tectónica fue limitada; sin embargo, ocurrieron pequeños fallamientos en el Triásico medio y tardío, un periodo que estuvo dominado por subsidencia y transgresión. Algunas inconformidades relacionadas con actividad tectónica fueron encontradas entre las Formaciones Tofte y Tilje y dentro de la Formación Ile. El yacimiento ha sido enterrado gradualmente permitiendo la formación y acumulación de aceite y gas.

1.3.3.1 Fallas. Las fallas son un tipo de barrera al flujo de fluidos en el yacimiento que usualmente se detectan con interpretación de datos sísmicos. Es necesario tenerlas en cuenta para comprender los patrones de drenaje durante la producción.

Según Morell²⁹, no se han realizado mediciones de permeabilidad directamente en las fallas del Campo Norne debido a que no se han encontrado fallas en las muestras de núcleos; sin embargo, análisis de fallas de campos análogos muestran que las fallas dentro del bloque Horst en el Campo Norne probablemente no son sellantes. La Figura 6 muestra un corte transversal estructural del Campo Norne, en el que se ilustran las fallas presentes en el mismo.

Figura 6. Corte transversal estructural del Campo Norne



Fuente. STATOIL. PL128-Norne Field Reservoir Management Plan, 2001. Noruega: 2001

1.3.4 Geología del Petróleo. En esta sección se realiza una descripción de los principales aspectos relacionados con el sistema petrolífero del Campo Norne.

²⁹ MORELL. Op cit., p. 9

1.3.4.1 Roca Generadora. Las rocas generadoras de aceite y gas en el Campo Norne son la Formación Spekk y la Formación Are³⁰. Según Ali³¹, la Formación Are, que data del Jurásico inferior, alcanzó el pico de generación de hidrocarburos en el Cenozoico temprano. El carbón y las arcillolitas físilas con materia orgánica de esta formación producen alrededor de 135 Kg de hidrocarburo por tonelada de roca (50% de condensado, 30% de gas y 20% de aceite). El índice de generación de gas y aceite es de 0.33 ± 0.06 , lo que indica una producción mixta de gas y aceite. La producción de hidrocarburos empezó a una profundidad de 3200 metros y, actualmente, se da a 5000 metros con un potencial restante estimado de 5%.

La Formación Spekk, que data del Jurásico superior, alcanzó el pico de generación de hidrocarburos en el Cenozoico tardío a una profundidad de 3400 metros. Tiene un contenido de carbono orgánico total (TOC) muy bueno entre 6% y 8%, y un potencial restante estimado del 40%.

1.3.4.2 Roca Reservorio. Las rocas reservorio del Campo Norne son las areniscas de las Formaciones Tofte, Ile y Garn, que son predominantemente de grano fino y subarcosas bien seleccionadas. Las areniscas están enterradas a una profundidad que va de 2500 a 2700 metros con porosidades entre 25% - 30% y permeabilidad de 20 a 2500 mD.³² Las Formaciones Tofte e Ile almacenan hidrocarburo líquido, mientras que el gas se almacena en la Formación Garn al tope del yacimiento.

1.3.4.3 Sello. La capa de roca que sella el yacimiento y evita el flujo vertical ascendente de los fluidos corresponde a la Formación Melke; por su parte, la Formación Not se comporta como una roca sello evitando la comunicación entre las Formaciones Ile (yacimiento de hidrocarburo líquido) y Garn (yacimiento de gas).

1.3.4.4 Trampa. Según Saexena³³, debido a la compleja evolución tectónica de la región se han desarrollado trampas estructurales formadas durante el periodo de esfuerzos del Jurásico tardío y en el levantamiento del Cretácico temprano, donde se generaron bloques yacentes yuxtapuestos a sellos complejos de litologías marinas de grano fino de gran espesor; esto proporciona sellos regionales efectivos para las estructuras principales.

³⁰ VERLO Y HETLAND. Op cit., p.8

³¹ ALI, Amad. Basin Modelling: HC Generation Modelling of the Åre, Melke and Spekk Formations, Haltenbanken Area. Tesis de maestría. Noruega: Universidad de Oslo, 2012. 20-22 p.

³² STATOIL. PL128-Norne Field Reservoir Management Plan 2001. Noruega: 2001.

³³ SAXENA, Prateek. Play based evaluation of the eastern margin of Nordland Ridge, Norwegian. Tesis de maestría. Noruega: Universidad de Stavanger, 2016. 93 p.

1.3.4.5 Migración. Según el Servicio Geológico de Estados Unidos³⁴, la migración de los hidrocarburos probablemente se haya dado a través de las fallas formadas principalmente durante el periodo de levantamiento que ocurrió en el Cretácico. La mayoría de estas fallas tienen zonas permeables yuxtapuestas que permiten rutas de migración, pero la presencia de secuencias gruesas de grano fino plantea una barrera significativa. La migración secundaria depende de complejos de fallas menores y superficies de discordancia dentro de la Plataforma Trøndelag hacia Nordland Ridge. (Ver Figura 5)

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO NORNE

En los campos ubicados en el Mar del Norte y en el Mar de Noruega es muy común que los procesos de recobro secundario empiecen en la fase inicial de desarrollo del campo y no cuando se presenta inicios de agotamiento de la presión como es usual en los campos ubicados en Colombia; esto permite alcanzar factores de recobro altos llegando incluso a un 61%. A continuación, se presentan los aspectos principales de producción en el Campo Norne incluyendo los métodos de producción, el número de pozos y los volúmenes producidos a la fecha.

1.4.1 Métodos de Producción. La inyección de gas y agua inició con el desarrollo del campo en 1997 y 1998 respectivamente. La inyección de agua se ha realizado hasta la actualidad en los flancos del yacimiento en la parte baja de la zona de aceite y en la formación heterogénea Tilje, que a pesar de que presenta una zona de agua, no genera empuje por acuífero activo. La inyección de gas, por su parte, se realizaba en la capa de gas presente en la Formación Garn con el objetivo de lograr un mantenimiento de la presión del yacimiento; sin embargo, en el año 2005 decidieron parar este método debido a que la formación sellante NOT no permite la comunicación entre la capa de gas y el yacimiento de hidrocarburo líquido, por lo que desde esa fecha hasta la actualidad el gas producido se destina a exportación.

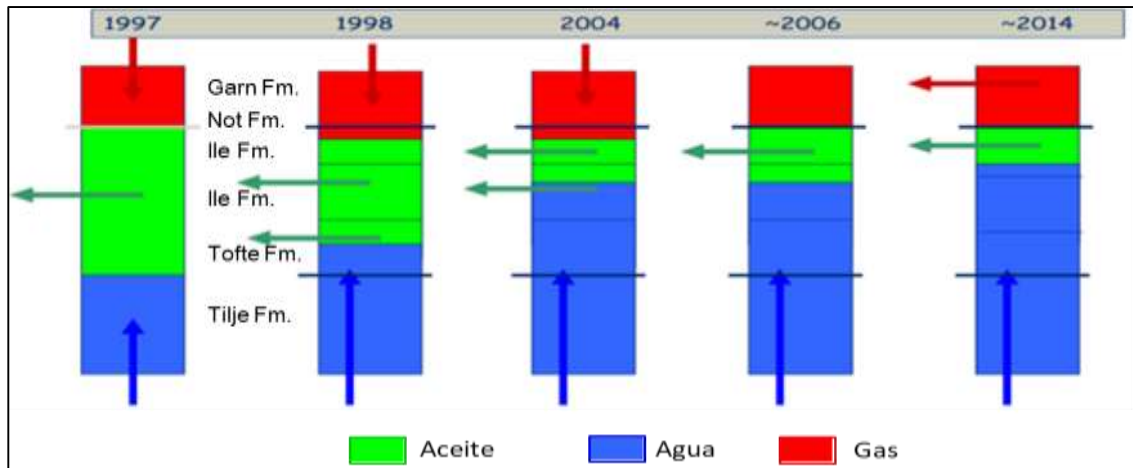
Según Maheshwari³⁵, el petróleo recuperable del campo se encuentra almacenado en bolsillos dentro del yacimiento, por lo que la recuperación por inyección de agua ya no está generando el efecto deseado, es por esto que plantea desarrollar proyectos de recobro mejorado. En la Figura 7 se presenta la estrategia de desarrollo para el Campo Norne desde su inicio hasta el año 2014, se observa que el plan inicial de explotación abarcaba la inyección de gas en la Formación Gran y

³⁴ UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY.USGS World Petroleum Assessment 2000. Estados Unidos: Departamento del Interior Estados Unidos; 2003.

³⁵ MAHESHWARI. Op cit., p. 18

la inyección de agua en la Formación Tilje, pero en 2006, el plan se modificó eliminando la inyección de gas; a partir de ese momento, el gas producido en la Formación Gran se destina a exportación.

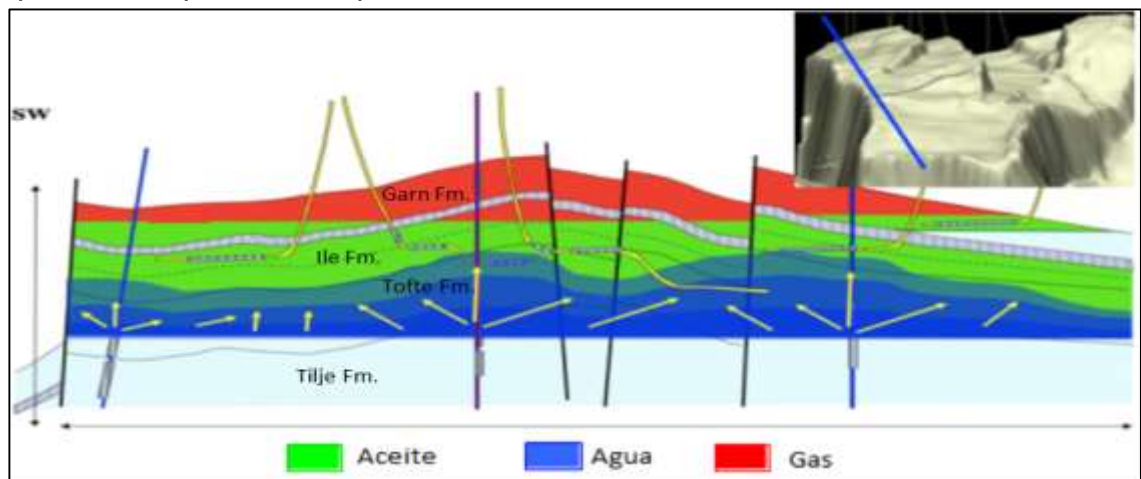
Figura 7. Estrategia de desarrollo para el Campo Norne



Fuente. Elaboración propia con base en: STATOIL. Annual reservoir development plan Norne and Urd Field 2006. Noruega: 2006.

En la figura 8, se presenta un corte transversal del campo con el método de producción actual.

Figura 8. Sección transversal de contactos de fluidos y estrategia de producción para el Campo Norne



Fuente. CHENG, N y OSDAL, B. Updating the Norne Reservoir Model Using 4D Seismic Data. En: IO Center workshop on reservoir management. (12, Febrero: Trondheim, Noruega). Noruega., 2008. p. 1-36

1.4.2 Tiempo de Producción. El periodo de producción del campo ha sido de 21 años, desde 1997 hasta la actualidad, el objetivo es que se extienda hasta alcanzar un factor de recobro del 60%. En los planes de desarrollo estaba proyectado cerrar en campo en 2014; sin embargo, después de una evaluación de la FPSO se concluyó que la vida del campo podría extenderse hasta 2036 debido a las buenas condiciones de la unidad³⁶.

1.4.3 Número de Pozos. En el Campo Norne se han perforado 54 pozos repartidos de la siguiente forma 37 de producción, 10 de inyección y 7 de observación; actualmente se cuenta con 22 pozos activos de los cuales 16 son de producción y 6 son de inyección. En la Tabla 2 se muestran los pozos activos con su fecha de terminación, su propósito y el fluido que se produce o se inyecta en cada pozo.

Tabla 2. Pozos activos en el Campo Norne

Nombre del Pozo	Fecha de terminación	Propósito	Fluido del pozo
6608/10-B-1 BH	08.12.2005	Producción	Aceite
6608/10-B-2 H	09.12.1997	Producción	Aceite
6608/10-B-3 H	05.07.1999	Producción	Aceite
6608/10-B-4 DH	26.06.2004	Producción	Aceite
6608/10-C-1 H	20.07.1998	Inyección	Agua
6608/10-C-2 H	27.11.1998	Inyección	Agua
6608/10-C-3 H	20.05.1999	Inyección	Agua
6608/10-D-1 CH	08.10.2003	Producción	Aceite
6608/10-D-4 AH	16.05.2003	Producción	Aceite
6608/10-E-1 H	15.06.1999	Producción	Aceite
6608/10-E-1 Y2H	19.11.2009	Producción	Aceite
6608/10-E-2 CH	07.02.2008	Producción	Aceite
6608/10-E-3 CH	14.04.2005	Producción	Aceite
6608/10-E-4 AH	01.06.2000	Producción	Aceite
6608/10-F-1 H	27.05.1999	Inyección	Agua
6608/10-F-2 H	15.10.1999	Inyección	Agua

³⁶ AMEC FOSTER WHEELER ENVIRONMENT & INFRASTRUCTURE UK LIMITED. Oil and Gas Governance and Efficiency Study. Inglaterra; 2017. 2.

Tabla 2. (continuación)

Nombre del Pozo	Fecha de terminación	Propósito	Fluido del pozo
6608/10-F-3 H	05.02.2000	Inyección	Agua
6608/10-K-1 H	13.11.2006	Producción	Aceite
6608/10-K-2 AH	15.04.2010	Producción	Aceite
6608/10-K-4 H	15.05.2007	Producción	Aceite
6608/10-M-3 H	22.01.2011	Producción	Aceite
6608/10-M-4 BH	21.04.2013	Producción	Aceite

Fuente. Elaboración propia con base en: NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. Discovery name: 6608/10-2 Norne.

1.4.4 Características de los fluidos del yacimiento. Como se mencionó anteriormente, el Campo Norne se puede agrupar en dos compartimentos, el primero compuesto por los segmentos C, D y E con el 97% del petróleo original in situ, y el segundo compuesto por el segmento G. La Tabla 3 presenta las propiedades generales del Campo Norne.

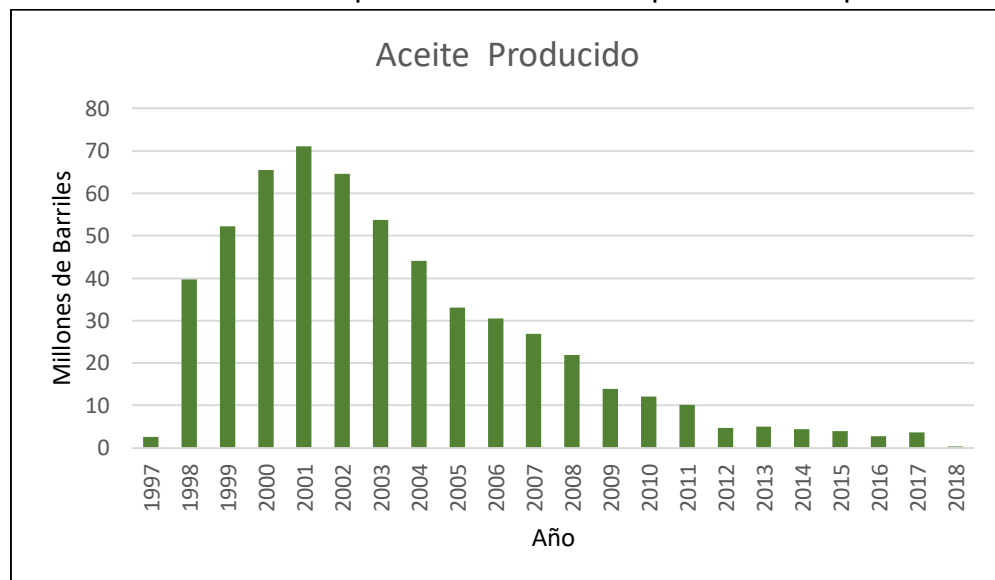
Tabla 3. Propiedades del Campo Norne

Propiedad	Unidades	Estructura principal (segmentos C, D y E)	Segmento G
Presión inicial	bar	273.2	273.2
Presión al punto de burbuja	bar	251	216
Relación gas aceite	Sm ³ /Sm ³	1.347	1.3
Viscosidad del aceite al punto de burbuja	cP	0.58	0.695
Factor volumétrico del gas	Rm ³ /Rm ³	4.74 e ⁻³	-
OOIP	Sm ³	155.2 MM	4.8 MM
Temperatura inicial	°C	98.3	
Tipo de roca		Arenisca	
Porosidad	%	25 - 30	
Permeabilidad	mD	20 - 2500	
NTG	Frac	~1	

Fuente. Elaboración propia con base en: MAHESHWARI, Yugal. A Comparative Simulation Study of Chemical EOR Methodologies (Alkaline, Surfactant and/or Polymer) Applied to Norne Field E-Segment. Tesis de maestría. Noruega.: Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología, 2011. 17 p.

1.4.5 Producción Acumulada. Hasta el 31 de diciembre del año 2017 la producción acumulada era de 567 millones de barriles de petróleo y 257 mil millones de pies cúbicos de gas³⁷. Las gráficas 1 y 2 muestran la producción anual de petróleo y gas respectivamente en el Campo Norne desde el 1997 hasta marzo de 2018. En la gráfica 1, se puede observar que la producción de aceite fue aumentando desde 1997 hasta alcanzar un máximo en 2001, y posteriormente empezó un proceso de depletamiento de la presión del campo que ocasionó disminución en la producción.

Gráfica 1. Histórico de producción anual de petróleo Campo Norne.

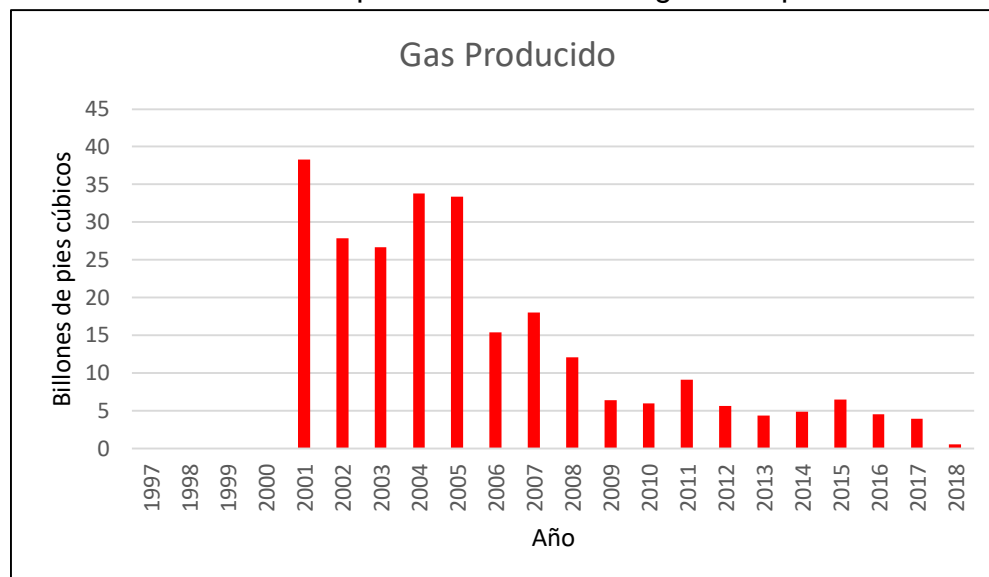


Fuente. Elaboración propia

La gráfica 2 muestra que de 2001 a 2005 se produjeron un promedio de 32 billones de pies cúbicos de gas; posteriormente, la producción disminuyó ampliamente hasta alcanzar 15 billones de pies cúbicos en 2006 y un promedio de 7 billones de pies cúbicos de 2009 a 2017.

³⁷ NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. Field name: Norne. [citado 30 marzo., 2018]. Disponible en: <http://factpages.npd.no/FactPages/default.aspx?nav1=field&nav2=PageView%7CAll&nav3=43778>

Gráfica 2. Histórico de producción anual de gas Campo Norne.



Fuente. Elaboración propia

1.5 GENERALIDADES DEL SEGMENTO-E DEL CAMPO NORNE

El Segmento-E hace parte de la estructura principal del Campo Norne compuesta por los segmentos C, D y E (Ver Figura 4). Informes petrofísicos y geológicos muestran que alrededor de un 80% del petróleo en el Segmento-E se encuentra almacenado en las Formaciones Ile y Tofte.

Debido a que el presente trabajo de grado se basa en una evaluar una estrategia de desarrollo en este segmento, se considera fundamental incluir los aspectos más relevantes del mismo.

1.5.1 Propiedades de la roca y los fluidos. La Tabla 4 muestra las propiedades de la roca y de los fluidos en el Segmento-E del Campo Norne.

Tabla 4. Características de la roca y los fluidos en el Segmento-E

Propiedad	Unidad	Valor
Presión inicial	Bares	273
Temperatura del yacimiento	°Celsius	98
Profundidad contacto gas-aceite	Metros	2581.16
Profundidad contacto agua-aceite	Metros	2613.62
Densidad del aceite	°API	32.7
Densidad del gas	Kg/m ³	0.854
Densidad del agua	Kg/m ³	1033
Factor volumétrico del aceite	Rm ³ /Sm ³	1.32
Factor volumétrico del gas	Rm ³ /Sm ³	0.0047

Tabla 4. (continuación)

Propiedad	Unidad	Valor
Viscosidad del aceite	cP	1.2
Viscosidad del gas	cP	0.0224
Humectabilidad de la roca		Mixta
Tipo de roca		Arenisca
Espesor neto	Metros	110
Permeabilidad	mD	20 – 2500
Porosidad	%	25 – 30
Saturación de aceite	%	35 - 92

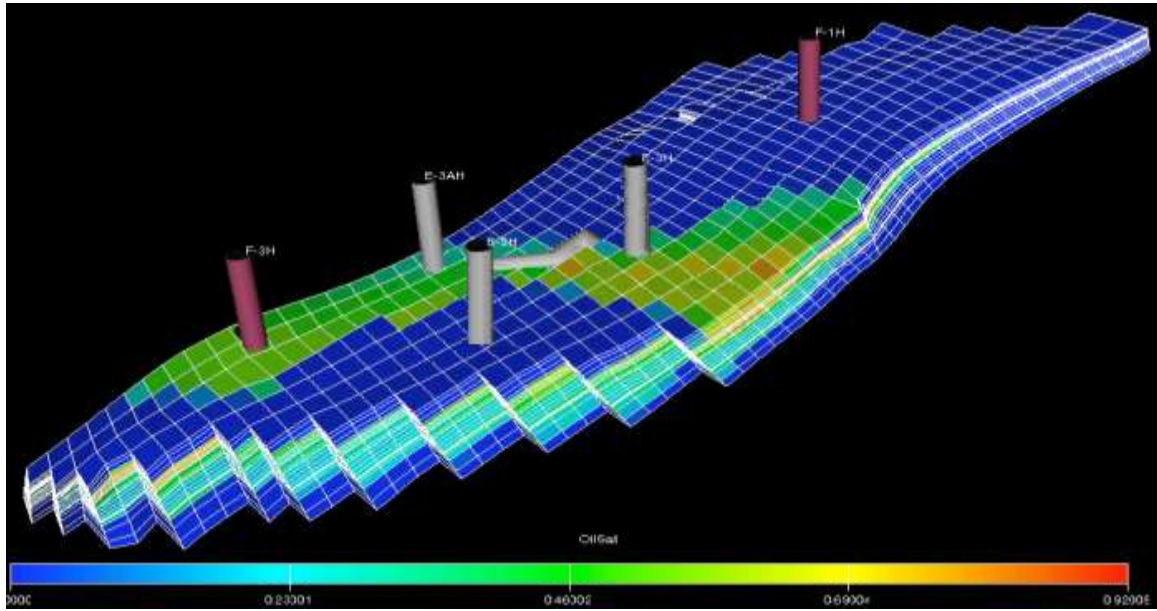
Fuente. Elaboración propia con base en: KALNAES. An EOR evaluation of surfactant flooding in the Norne E-segment Based on applied reservoir simulation. Tesis de maestría. Noruega: Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología, 2010. 20 p.

1.5.2 Pozos del Segmento-E del Campo Norne. Para el desarrollo del presente trabajo de grado se tomarán en cuenta los pozos perforados en el Segmento-E desde el inicio de la producción del campo hasta el año 2004, ya que se pretenden seguir los lineamientos propuestos en el benchmark case por la Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología, los cuales se explicarán en el Capítulo 3. Estos pozos son los siguientes:

- **Pozo F-1H:** Inyector de agua
- **Pozo F-3H:** Inyector de agua
- **Pozo E-2H:** Productor
- **Pozo E-3H:** Productor
- **Pozo E-3AH:** Productor

La Figura 9 muestra el Segmento-E con la localización de los cinco pozos presentes hasta el año 2004

Figura 9. Ubicación de los pozos en el Segmento-E del Campo Norne



Fuente. Elaboración propia con base en: KLEPPE, J. A realistic field case for testing of reservoir simulation models. [diapositivas]. Noruega: Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología, 2009. 33 diapositivas color.

2. DESCRIPCIÓN DE LAS GENERALIDADES DE LOS MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO ENFATIZANDO EN LA INYECCIÓN DE CO₂

En los planes de desarrollo de yacimientos de hidrocarburos es usual incluir métodos de recuperación mejorada, EOR por sus siglas en inglés, con el fin de incrementar la energía del reservorio y extender la vida productiva de los campos teniendo en cuenta límites económicos; según Khan³⁸, los métodos de recuperación mejorada tienen potencial para incrementar el recobro último de petróleo por encima del 60% y extender la vida del campo por décadas.

La inyección de dióxido de carbono es uno de los métodos de recobro mejorado que se usa en yacimientos de hidrocarburos, según Majlaton³⁹, el CO₂ puede ser almacenado en el yacimiento durante y después del proceso de producción de crudo lo que hace que se una opción atractiva por los beneficios ambientales. En algunos campos de Estados Unidos se ha logrado un incremento del factor de recobro de un 7 a un 15 por ciento por este método.

En este capítulo se presenta una introducción a los métodos de recobro mejorado térmicos, químicos, miscibles, entre otros, enfatizando en la inyección de dióxido de carbono ya que es el método que se estudiará en el proyecto de grado; adicionalmente, se especifican los criterios a tener en cuenta para la selección de cada uno de estos.

2.1 INTRODUCCIÓN AL RECOBRO DE HIDROCARBUROS

A lo largo de la vida productiva de un campo de hidrocarburos se estudian y se aplican escenarios de recuperación primaria, secundaria y de recobro mejorado para mantener o incrementar la producción de crudo como se muestra en la Figura 10. Estas etapas no necesariamente se emplean siguiendo el orden mencionado anteriormente pues su uso depende de las necesidades del yacimiento y del plan de explotación planteado para el desarrollo del campo.

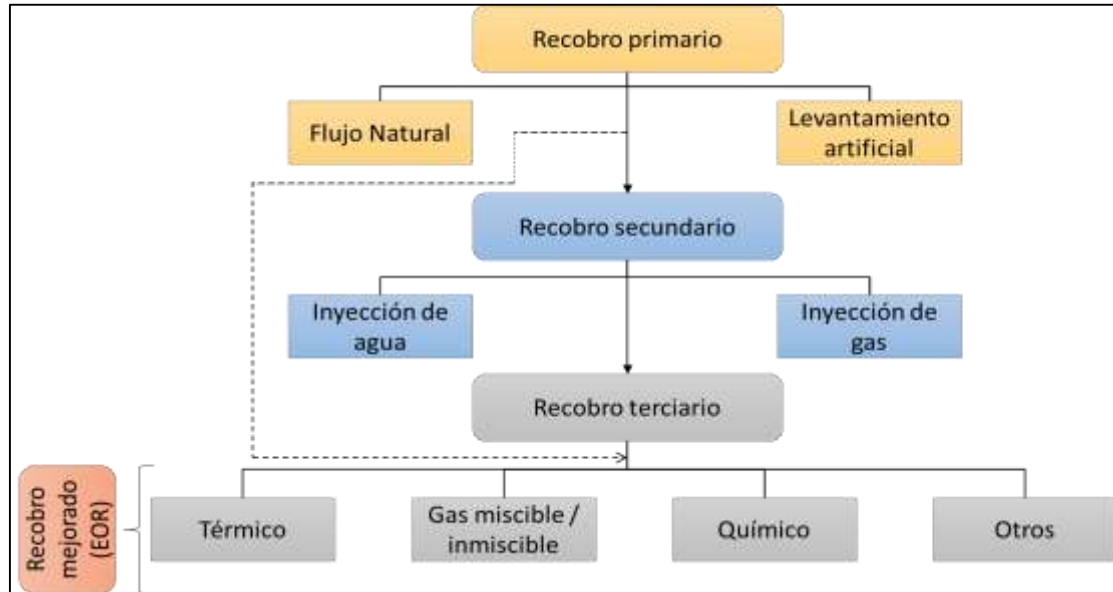
La recuperación primaria hace referencia a la producción de hidrocarburos por medio de la energía natural inicial disponible en el yacimiento sin el apoyo de inyección de fluidos o calor. Las fuentes de energía natural incluyen la expansión de roca y fluidos, empuje por gas en solución, empuje por acuífero activo, empuje por capa de gas y drenaje gravitacional; esta energía conduce el aceite hacia los

³⁸ KHAN, Gulraiz. Experimental studies of Carbon Dioxide Injection for enhanced Oil Recovery Technique. Tesis de maestría. Dinamarca.: Aalborg University, 2010. 8 p.

³⁹ MAJLATON, Nicolai. A Visual Study of CO₂ Injection at the Pore Scale using Micromodels. Tesis de maestría. Noruega.: Universidad de Bergen. 2012. 7 p.

pozos apoyada, la mayoría de las veces, por métodos de levantamiento artificial como bombeo mecánico, gas lift, bombeo electro-sumergible, bombeo por cavidades progresivas, entre otros. Cuando la presión en el yacimiento decrece hasta un punto donde la recuperación primaria ya no es económicamente viable se inicia el recobro secundario. Según Andonyadis⁴⁰, alrededor de un 12 a un 15 por ciento del petróleo original in situ (OOIP), es recuperado durante esta etapa.

Figura 10. Esquema general de los procesos de recobro de hidrocarburos



Fuente. Elaboración propia con base en: MAHESHWARI, Yugal. A Comparative Simulation Study of Chemical EOR Methodologies (Alkaline, Surfactant and/or Polymer) Applied to Norne Field E-Segment. Tesis de maestría. Noruega.: Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología, 2011. 6 p.

La recuperación secundaria se basa en la inyección de agua o gas inmiscible con el objetivo de suministrar energía al yacimiento para mantener su presión y generar empuje del petróleo hacia los pozos productores. Para el desarrollo exitoso de un proyecto de inyección de agua o gas, es necesario tener en cuenta elementos críticos como la geometría del yacimiento, la litología, la profundidad del yacimiento, la porosidad y permeabilidad, la continuidad de las propiedades de la roca, la saturación de fluidos, las permeabilidades relativas y la fuente de agua y su química. Según Layti⁴¹, el recobro secundario permite la extracción adicional de un 10 a un 20 por ciento del petróleo del yacimiento.

⁴⁰ ANDONYADIS, Panos. Decision Support for Enhanced Oil Recovery Projects. Tesis de maestría. Estados Unidos.: Universidad de Texas, 2010. 7 p

⁴¹ LAYTI, Frida. Profitability of Enhanced Oil Recovery. Economic Potential of LoSal EOR at the Clair Ridge Field, UK. Tesis de maestría. Noruega.: Universidad de Stavanger, 2017. 3 p

Alrededor de dos tercios del petróleo original in situ continúan en el yacimiento después de que el recobro primario y secundario alcanzan el límite económico; para este punto las compañías ya deben tener establecido si abandonan el campo o realizan un proceso de recobro mejorado. Este proceso consiste en el desplazamiento del petróleo remanente por medio de la inyección de sustancias que, normalmente, no están presentes en el yacimiento y que interactúan con el sistema roca/fluido para generar condiciones favorables para la recuperación del petróleo residual. Según Yin⁴², en 2015 alrededor del 3% de la producción de petróleo en el mundo provenía de métodos de recobro mejorado.

2.2 RECOBRO MEJORADO DE HIDROCARBUROS

El recobro mejorado se aplica al yacimiento con el fin de aumentar la recuperación de hidrocarburos incrementando la eficiencia de desplazamiento total con respecto a la inyección de agua convencional. Como se muestra en la Ecuación 1, la eficiencia de desplazamiento total es igual al producto entre la eficiencia de barrido volumétrico y la eficiencia de desplazamiento microscópico.

Ecuación 1. Eficiencia de desplazamiento total

$$E = E_D * E_V$$

Fuente. YIN, Mingfei. CO₂ miscible flooding application and screening criteria. Tesis de maestría. Estados Unidos.: Universidad de Missouri, 2015. 4 p

Donde:

E : Eficiencia de desplazamiento total

E_D : Eficiencia de desplazamiento microscópica

E_V : Eficiencia de barrido volumétrico

El incremento de la eficiencia de desplazamiento se logra mediante el incremento del número capilar y la disminución de la razón de movilidad por medio de los siguientes factores

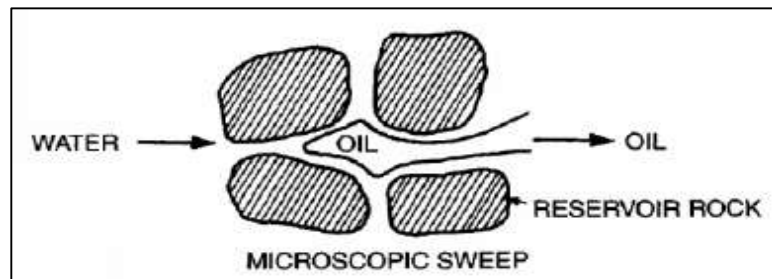
- Reducción de la tensión interfacial entre el aceite y el fluido desplazante
- Reducción de las fuerzas capilares
- Reducción de la viscosidad del aceite
- Incremento de la viscosidad del agua inyectada
- Modificación de la humectabilidad de las rocas del yacimiento

⁴² YIN, Mingfei. CO₂ miscible flooding application and screening criteria. Tesis de maestría. Estados Unidos.: Universidad de Missouri, 2015. 4 p

Para comprender las bases del funcionamiento de los métodos de recobro mejorado es necesario tener en cuenta el concepto de eficiencia de desplazamiento microscópico y eficiencia de barrido volumétrico los cuales se explicarán a continuación

2.2.1 Eficiencia de desplazamiento microscópico. Según Baljit⁴³, la eficiencia de desplazamiento microscópico se refiere a la efectividad del fluido desplazante para desplazar o movilizar el aceite a escala del poro. Se ve afectada por la fuerza de tensión interfacial, la fuerza de tensión superficial, la humectabilidad, la presión capilar y la permeabilidad relativa. La Figura 11 muestra un esquema de desplazamiento microscópico en escala de poro.

Figura 11. Desplazamiento microscópico



Fuente. YIN, Mingfei. CO₂ miscible flooding application. Tesis de maestría. Estados Unidos.: Universidad de Missouri, 2015. 6 p

La eficiencia de desplazamiento de un proceso de recobro mejorado se determina teniendo en cuenta la saturación inicial y residual de aceite en las regiones contactadas por el fluido de desplazamiento como se muestra en la Ecuación 2.

Ecuación 2. Eficiencia de desplazamiento

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}}$$

Fuente. BALJIT, Sehbi. Analysis of factors affecting microscopic displacement efficiency in CO₂ floods. En: SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. (15-16, mayo, 2001: Texas, Estados Unidos) SPE 70022. 2001.

Donde:

E_D : Eficiencia de desplazamiento microscópica

S_{oi} : Saturación inicial de aceite

S_{or} : Saturación de aceite residual

⁴³ BALJIT, Sehbi. Analysis of factors affecting microscopic displacement efficiency in CO₂ floods. En: SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. (15-16, mayo, 2001: Texas, Estados Unidos) SPE 70022. 2001.

El número capilar permite predecir la efectividad de la eficiencia del desplazamiento microscópico. Según Smit⁴⁴, es un número adimensional que se define por la relación entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares. Puede ser usado para predecir y determinar la distribución de fases y la movilidad de la fase no mojante atrapada en el yacimiento. El número capilar se define en la Ecuación 3.

Ecuación 3. Número capilar

$$N_c = \frac{F_V}{F_C} = \frac{\mu * v}{\sigma}$$

Fuente. YIN, Mingfei. CO₂ miscible flooding application and screening criteria. Tesis de maestría. Estados Unidos.: Universidad de Missouri, 2015. 6 p

Donde:

N_c : Número capilar

μ : Viscosidad del fluido desplazado

v : Velocidad de los fluidos en los poros

σ : Tensión interfacial entre el aceite y el fluido desplazante

Un incremento en el número capilar por medio de la reducción de la tensión interfacial o del aumento de la viscosidad del aceite permitirá aumentar el petróleo recuperado del yacimiento. Según Baljit⁴⁵, el método de recobro mejorado por inyección de CO₂ miscible permite una alta recuperación de hidrocarburos debido a que la tensión interfacial entre el aceite y el CO₂ es eliminada o se hace muy pequeña lo que incrementa en gran medida el número capilar.

2.2.2 Eficiencia de barrido volumétrico. Monroy⁴⁶ define la eficiencia de barrido volumétrico como la efectividad del fluido desplazante para barrer areal y verticalmente el aceite del yacimiento y moverlo hacia los pozos productores. Se representa como el producto de la eficiencia de barrido vertical y la eficiencia de barrido areal como se muestra en la ecuación 4.

⁴⁴ SMIT, M. A new definition for capillary numbers in microfluidic models. Tesis de pregrado. Holanda.: Universidad de Tecnología de Delft, 2017. 17 p

⁴⁵ BALJIT, Sehbi. Op cit., p.1

⁴⁶ MONROY, Zapata. Análisis de yacimientos sometidos a inyección alternada de agua y gas mediante simulación numérica. Tesis de pregrado. Colombia: Universidad Industrial de Santander, 2008. 13 p

Ecuación 4. Eficiencia de barrido volumétrico

$$E_v = E_A * E_I$$

Fuente. BALJIT, Sehbi. Analysis of factors affecting microscopic displacement efficiency in CO₂ floods. En: SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. (15-16, mayo, 2001: Texas, Estados Unidos) SPE 70022. 2001.

Donde:

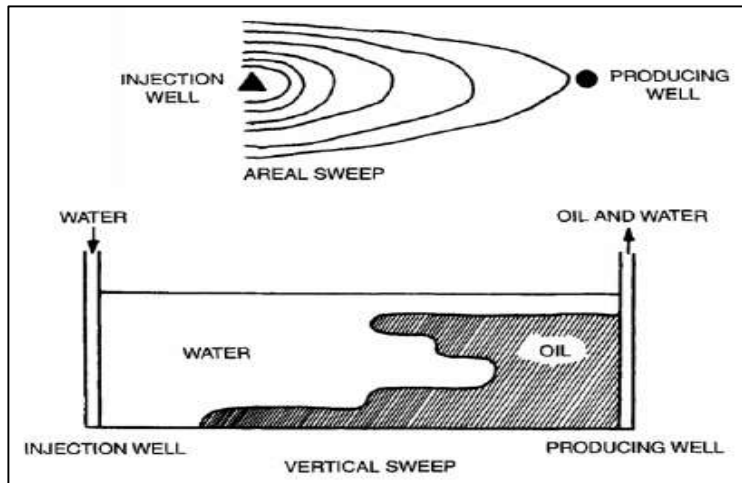
E_v : Eficiencia de barrido volumétrico

E_A : Eficiencia de barrido areal

E_I : Eficiencia de barrido vertical

La eficiencia de barrido areal se determina a partir de la relación entre el área barrida y el área total del yacimiento; mientras que, la eficiencia de barrido vertical se determina con la relación entre el espacio poroso invadido por el fluido inyectado y el espacio poroso que se encuentra en todas las capas que pertenecen al yacimiento. La Figura 12 representa el esquema de barrido areal y vertical de un yacimiento al que se le realiza inyección de agua.

Figura 12. Barrido areal y vertical de un yacimiento



Fuente. YIN, Mingfei. CO₂ miscible flooding application. Tesis de maestría. Estados Unidos.: Universidad de Missouri, 2015. 7 p

Baljit⁴⁷ menciona que las heterogeneidades del yacimiento, los patrones de pozo y las diferencias en las propiedades de los fluidos desplazante y desplazado gobiernan la eficiencia de barrido volumétrico.

⁴⁷ BALJIT, Sehbi. Op cit., p.1

Un factor importante a tener en cuenta en la eficiencia de barrido volumétrico es la razón de movilidad que es la relación entre la movilidad del fluido desplazante (fluido inyectado) y la movilidad del fluido desplazado (aceite). Lo ideal es que la razón de movilidad sea menor o igual a uno ya que, una razón de movilidad mayor a uno indica que la movilidad del fluido desplazante es mayor a la del fluido desplazado lo que generará que el fluido desplazante sobrepase al fluido desplazado sin hacer un barrido eficiente.

Ecuación 5. Razón de movilidad

$$M = \frac{\lambda_D}{\lambda_d} = \frac{k_D \mu_d}{k_d \mu_D}$$

Fuente. YIN, Mingfei. CO₂ miscible flooding application and screening criteria. Tesis de maestría. Estados Unidos.: Universidad de Missouri, 2015. 7 p

Donde:

M : Razón de movilidad

λ_D : Movilidad de la fase desplazante

λ_d : Movilidad de la fase desplazada

k_D : Permeabilidad de la fase desplazante

μ_d : Viscosidad de la fase desplazada

k_d : Permeabilidad de la fase desplazada

μ_D : Viscosidad de la fase desplazante

Como se muestra en la ecuación 5, la razón de movilidad depende de la viscosidad y la permeabilidad efectiva de los fluidos desplazante y desplazado. Se puede llevar al rango ideal disminuyendo la permeabilidad efectiva de la fase desplazante, aumentando la permeabilidad efectiva al petróleo, aumentando la viscosidad de la fase desplazante y disminuyendo la viscosidad del petróleo.

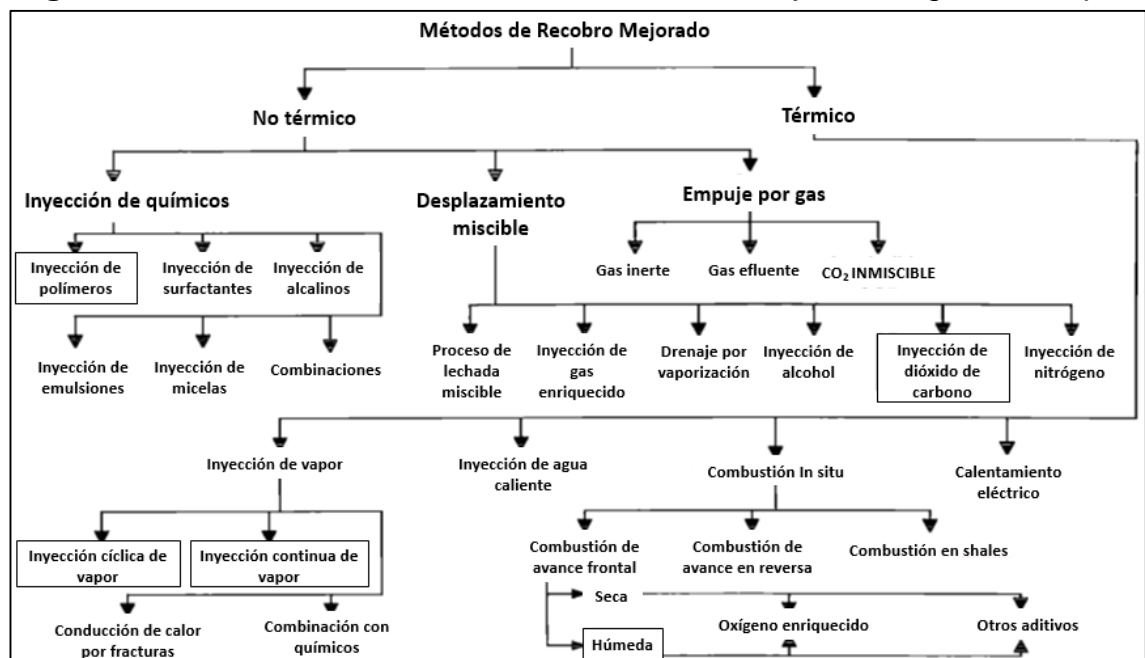
2.3 MÉTODOS DE RECOBRO MEJORADO DE HIDROCARBUROS

Al momento de plantear un proyecto de recobro mejorado existen varias alternativas que se pueden utilizar con el objetivo de recuperar la mayor cantidad de hidrocarburos posible del yacimiento, cada una de estas alternativas afectará un parámetro diferente y llevará a resultados técnicos y financieros únicos. Un error en la selección puede llevar a pérdidas económicas de alto impacto e incluso puede generar daños irreversibles en el reservorio. A estas alternativas se les conoce como métodos de recobro mejorado y para su elección es fundamental tener en cuenta las propiedades de la roca y del fluido presente en el yacimiento;

por tanto, no todos los métodos de recobro se pueden implementar en todos los yacimientos.

Varios autores han realizado clasificaciones de los métodos de recobro mejorado y una de las que más campos abarca es la clasificación de Farouq et al⁴⁸, él los cataloga principalmente en térmicos y no térmicos como se muestra en la Figura 13, aclarando que los métodos que se encuentran resaltados son los que abarcan mayor comercialidad. A esta clasificación es necesario agregar el método de recobro microbiano.

Figura 13. Clasificación de los métodos de recobro mejorado según Farouq



Fuente. Elaboración propia con base en: FAROUQ, Alli. The promise and problems of enhanced oil recovery method. En: Technical meeting of the south saskatchewan section. (3: 25 – 27, septiembre, 1989: Regina, Estados Unidos) PETSOC-SS-89-26. 1989.

A continuación, se describirán los métodos de recobro que más se utilizan para la recuperación de hidrocarburos.

⁴⁸ FAROUQ, Alli. The promise and problems of enhanced oil recovery method. En: Technical meeting of the south saskatchewan section. (3: 25 – 27, septiembre, 1989: Regina, Estados Unidos) PETSOC-SS-89-26. 1989.

2.3.1 Métodos térmicos. Los métodos térmicos se usan la mayoría de veces en crudos pesados con el fin de disminuir la razón de movilidad reduciendo la viscosidad del aceite al aplicar calor. Según Khan⁴⁹, serán implementados con éxito si se logran tomar decisiones que permitan minimizar las pérdidas de calor como las siguientes

- Restringir la aplicación en yacimientos con poca saturación de agua.
- Aislar térmicamente las tuberías de superficie y minimizar su longitud.
- Restringir la aplicación a yacimientos someros.
- Restringir la aplicación a yacimientos delgados.
- Restringir la aplicación a yacimientos carbonatados debido a que se puede generar daños en la formación.

Los métodos térmicos son los procesos de recobro más avanzados alrededor del mundo y según Paris de Ferrer⁵⁰, en países como Venezuela, Canadá y Estados Unidos, el 60% de la producción diaria proviene de la inyección de vapor. Los métodos más usados son inyección continua de vapor, inyección cíclica de vapor, drenaje gravitacional asistido con vapor y combustión in situ.

2.3.1.1 Inyección continua de vapor. Como se muestra en la Figura 14, en este método de recobro se inyecta vapor continuamente a la formación a través de pozos inyectoros lo que hace que el aceite del yacimiento se caliente y posteriormente se produzca a través de pozos productores. Farouq⁵¹ indica que el comportamiento de la inyección de vapor es altamente dependiente al tamaño del patrón debido a la pérdida de calor hacia las rocas del yacimiento, y que para implementar este tipo de proyectos el espesor de la formación debe ser mínimo de 32.8 pies y la profundidad del yacimiento debe ser menor a 3280 pies.

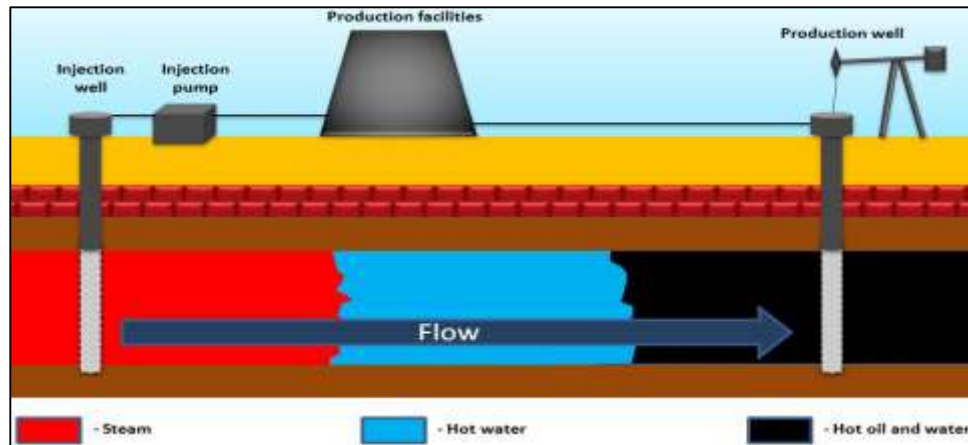
El porcentaje de recuperación de hidrocarburos en la inyección continua de vapor puede ser superior al 50% en la mayoría de los casos.

⁴⁹ KHAN, Gulraiz. Op cit., p. 4

⁵⁰ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. Métodos no convencionales térmicos, 333 p.

⁵¹ FAROUQ, Alli. Op cit., p. 4

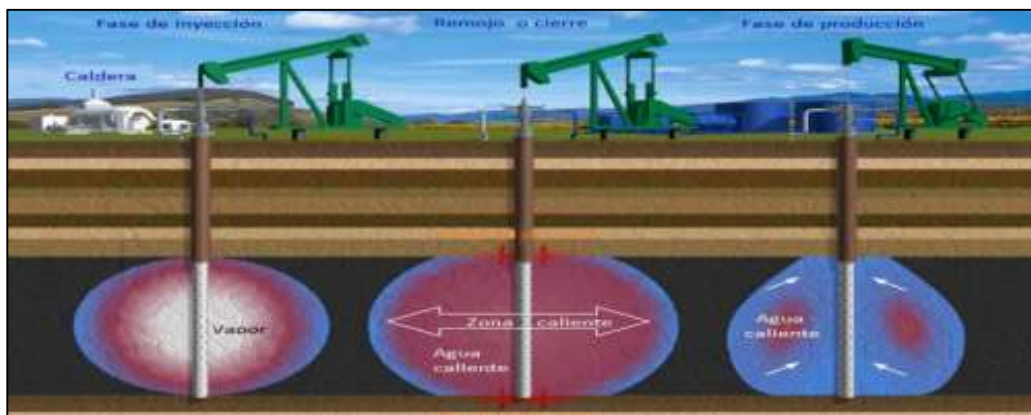
Figura 14. Diagrama del proceso de inyección continua de vapor



Fuente. ZERKALOV, Greogy. Steam injection for enhanced oil recovery. En: Introduction to the physics of energy coursework. (7, diciembre, 2015: Stanford, Estados Unidos) Universidad de Stanford. 2015

2.3.1.2 Inyección cíclica de vapor. Método de recobro también conocido como “huff and puff” que se usa en yacimientos de crudo pesado al iniciar proyectos de recuperación mejorada; es el proceso de inyección de vapor más común en la actualidad. Según Yin⁵², como se muestra en la Figura 15, se compone de tres etapas: primero el vapor es continuamente inyectado en el pozo, posteriormente el pozo se cierra por un periodo de tiempo determinado permitiendo que el calor se distribuya y finalmente, el pozo reinicia la producción y se extrae una mezcla entre vapor, agua caliente y aceite. Cuando la tasa de aceite no es económica o si el aceite vuelve a su temperatura habitual, el proceso se repite.

Figura 15. Diagrama del proceso de inyección cíclica de vapor



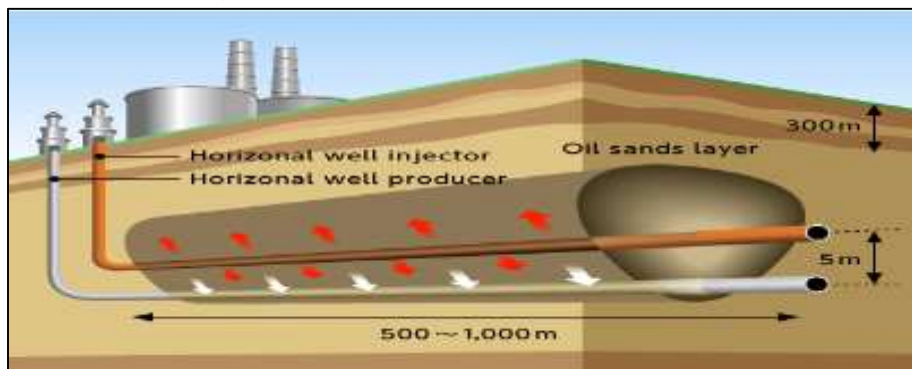
Fuente. FISHER, Edgar. Combustión In Situ: Consideraciones para su aplicación en campo. Tesis de pregrado. México: Universidad Nacional Autónoma, 2015. 14 p

⁵² YIN, Mingfei. Op cit., p. 8

2.3.1.3 Drenaje gravitacional asistido con vapor. En este método de recobro mejorado, también conocido como SAGD, se perforan un par de pozos horizontales paralelos en el yacimiento a pocos metros de altura uno del otro; posteriormente, se inyecta de forma continua vapor a baja presión en el pozo superior para calentar el aceite y disminuir su viscosidad con el fin de que fluya por gravedad hacia el pozo inferior donde es bombeado a la superficie. La Figura 16 muestra un esquema del proceso de recuperación de hidrocarburos por el método SAGD.

Según Camacho⁵³, la distancia entre pozos puede variar según las condiciones de transmisibilidad del yacimiento y la viscosidad del petróleo ya que, entre menos movilidad del crudo menor distancia entre pozos; mientras que, si el petróleo se considera móvil, la distancia entre ellos puede ser incrementada.

Figura 16. Diagrama del proceso SAGD



Fuente. JAPAN PETROLEUM EXPLORATION CO., LTD. Canada Oil Sands Project. [citado 24 julio., 2018]. Disponible en: https://www.japex.co.jp/english/business/ep_o/canada_oilsands.html

2.3.1.4 Combustión In Situ. Proceso que se basa en quemar un pequeño porcentaje de petróleo en el yacimiento con el fin de obtener una alta eficiencia térmica que permita la disminución de la viscosidad del crudo cerca de la zona de combustión. Paris de Ferrer⁵⁴ menciona que el proceso consiste en bajar un calentador a través del pozo inyector y posteriormente inyectar oxígeno o aire hasta generar la combustión; después de esto se saca el calentador, pero no se interrumpe la inyección de oxígeno o aire para mantener el avance del frente de combustión. A pesar de la eficiencia de este método, se generan ciertas preocupaciones en su implementación debido a que el gas de combustión que se

⁵³ CAMACHO, José. Estado del arte de las tecnologías de inyección cíclica de vapor. Tesis de pregrado. Venezuela: Universidad Central de Venezuela, 2011. 79 p

⁵⁴ PARIS DE FERRER, Magdalena. Op cit., p. 341.

genera causa problemas mecánicos como baja eficiencia de bombeo, abrasión, erosión, entre otros.

Existen dos tipos de procedimientos de combustión In situ: convencional o combustión de avance frontal, en el que la combustión avanza en la misma dirección que el flujo de fluidos y en reversa o combustión de avance en reversa, en el que el flujo de fluidos y la combustión avanzan en direcciones diferentes.

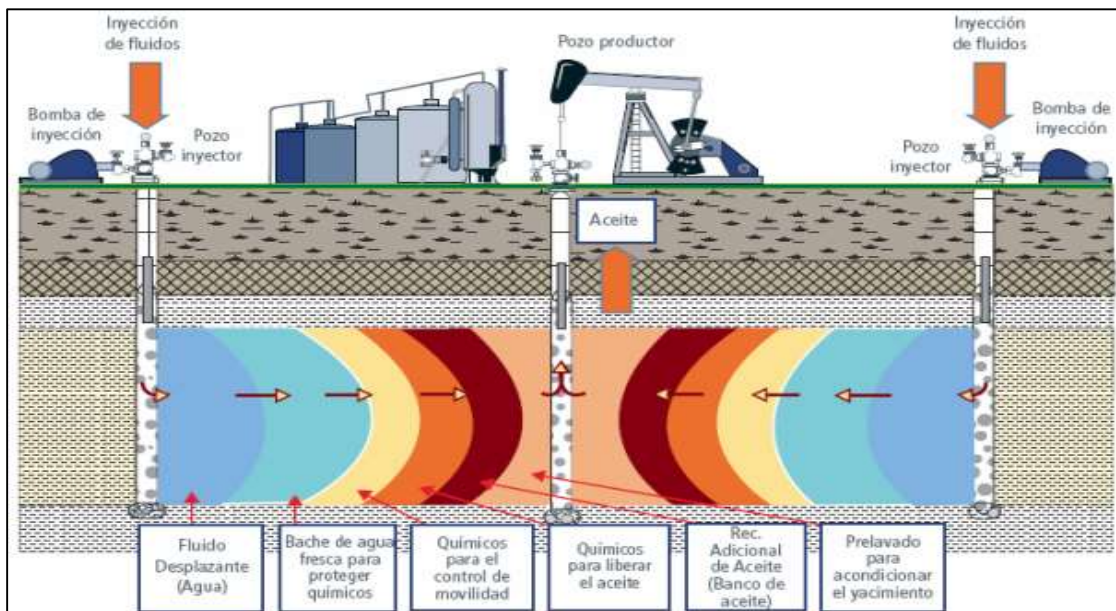
2.3.2 Métodos no térmicos. Se usan comúnmente en yacimientos que almacenan hidrocarburos ligeros con el objetivo de disminuir la tensión interfacial y mejorar la razón de movilidad. Se caracterizan por tener un bajo costo energético y una amplia adaptabilidad y se pueden clasificar en métodos químicos, miscibles, no miscibles y microbianos.

2.3.2.1 Inyección de químicos. Métodos que utilizan un agente químico como fluido desplazante para generar un incremento del número capilar o disminuir la razón de movilidad.

Se usan principalmente en hidrocarburos más viscosos que los recuperados por inyección de gas, pero menos viscosos que aquellos que se pueden recuperar económicamente por medio de la aplicación de métodos térmicos. Según Aguillon⁵⁵, algunos yacimientos no son buenos candidatos para realizar este tipo de recobro como, por ejemplo, los que poseen acuífero activo debido a su baja saturación de crudo remanente, y las formaciones que tienen un alto contenido de arcillas ya que se incrementará la adsorción de químicos inyectados. La Figura 17 muestra un esquema de recuperación mejorada por métodos químicos.

⁵⁵ AGUILLON, Javier. Sistema experto para la selección técnica de un método de recobro mejorado para un campo de crudo. Tesis de pregrado. Colombia: Universidad Industrial de Santander, 2004. 15 p

Figura 17. Esquema de inyección de químicos para recobro mejorado



Fuente. ESPINOZA, Carlos. Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extra pesados. [En línea]. Colombia: Universidad San Buenaventura. 2015. Disponible en: <http://bibliotecadigital.usb.edu.co/handle/10819/2614>

Este tipo de método de recobro incluye principalmente inyección de polímeros, inyección de alcalinos, inyección de surfactante y combinaciones entre estos.

- **Inyección de polímeros.** El objetivo de este método es reducir la razón de movilidad entre el aceite y el fluido desplazante para mejorar el barrido y recuperar un mayor porcentaje de hidrocarburos; esto se logra al inyectar un bache de polímero (goma xantana, poliácridamida tolerante a la salinidad o poliácridamida hidrolizada), que posteriormente se empujará a la formación por inyección de agua convencional generando un fluido viscoso.

Andonyadis⁵⁶ menciona que al momento de implementar este método se deben tener en cuenta factores del yacimiento como la permeabilidad, el contenido de arcillas, la porosidad y la temperatura, y factores de los fluidos inyectados e in situ como el pH, la salinidad y la dureza, debido a que influyen la degradación y la adsorción del polímero afectando la efectividad de la inyección.

Es considerado un método de bajo costo que genera en promedio un porcentaje de recobro incremental de 5%.

⁵⁶ ANDONYADIS, Panos. Op cit., p. 12.

- **Inyección de surfactante.** El método consiste en inyectar surfactante en el yacimiento con el objetivo de reducir la tensión interfacial entre el aceite y el fluido inyectado incrementando el número capilar; la mayoría de veces se inyecta con polímeros para, adicionalmente, disminuir la razón de movilidad.

Al momento de planear el proyecto de recobro mejorado por inyección de surfactante es necesario tener en cuenta que en este método se generan emulsiones de crudo, se altera la humectabilidad de la roca y se pueden presentar pérdidas de químico debido a la adsorción de este a través de la matriz. Según Khan⁵⁷, este método permite recuperar alrededor del 15% del petróleo original in situ, pero no es económico si el precio del barril es menor a 30 dólares.

- **Inyección de alcalinos.** En este método de recobro se agregan al agua de inyección compuestos alcalinos como el hidróxido de sodio, que reaccionan con los componentes ácidos del petróleo almacenado en el yacimiento formando surfactantes in situ. Esto reduce la tensión interfacial y por tanto la saturación de petróleo residual.

Es común que al inyectar surfactantes se inyecten compuestos alcalinos como agentes de sacrificio pues su costo es considerablemente menor, estos pueden reducir la adsorción de surfactantes en las rocas, producen surfactantes adicionales al reaccionar con los hidrocarburos y pueden hacer que la inyección de surfactantes sea más eficiente.

2.3.2.2 Inyección de gas miscible e inmisible. La inyección de gas miscible se caracteriza por la miscibilidad del hidrocarburo con el gas inyectado al primer contacto o después de múltiples contactos.

Los objetivos de este tipo de recobro incluyen la vaporización del aceite, la reducción de su viscosidad y la reducción de la tensión interfacial. Al-Mjeni et al⁵⁸ menciona que, si se da la miscibilidad del petróleo y el aceite en el primer contacto, se convertirán en una sola fase, no existirán fuerzas capilares y la eficiencia de desplazamiento microscópico podrá ser mayor al 90%.

⁵⁷ KHAN, Gulraiz. Op cit., p. 4

⁵⁸ AL-MJENI, Rifaat. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR? En: Oilfield Review Schlumberger. Invierno 2010/2011. vol. 22, no. 4, p 16-35

Por su parte, en la inyección de gas inmiscible el gas y el petróleo permanecen como fases independientes durante todo el proceso, esta se da cuando la presión de inyección no es suficiente para alcanzar la presión mínima de miscibilidad que es la que permite que las fases se miscibilicen. Yin⁵⁹ menciona que se utiliza principalmente para el mantenimiento de la presión del yacimiento, aunque también permite el incremento del número capilar, reduce la viscosidad del aceite y lo expande y extrae los componentes ligeros

Como en los métodos térmicos, la inyección de gas puede ser continua o cíclica y adicionalmente se puede inyectar alternada con agua en un proceso conocido como WAG, este consiste en inyectar un bache de gas con el crudo y posteriormente un bache de agua para mejorar la movilidad de los fluidos y evitar canalizaciones.

Usualmente, los gases que se utilizan para estos procesos son metano, nitrógeno y dióxido de carbono, siendo este último el más exitoso y el más usado a nivel mundial. Según Andonyadis⁶⁰, el costo de la inyección de gas es menor que el de la inyección de químicos debido a que requiere menor preparación inicial y se pueden adecuar los arreglos usados en inyección de agua.

2.3.2.3 Inyección microbiana. Según Aladasani⁶¹, comprende la inyección de nutrientes y microorganismos en el yacimiento que se multiplican y generan productos metabólicos como polímeros, surfactantes, gases y ácidos que permiten cambiar las propiedades de los hidrocarburos para mejorar el recobro. Es un método de bajo costo y permite mejorar la eficiencia de desplazamiento microscópico y volumétrico.

2.3.3 Efectos físicos de los principales métodos de recobro mejorado. Cada uno de los métodos de recobro afecta de forma única las propiedades roca/fluido del yacimiento debido a que están enfocados en lograr objetivos específicos diferentes. A continuación, se presenta una Tabla resumen de los principales métodos de recobro que incluye el grado de influencia en el factor de recobro incremental de cada uno de estos con respecto a la inyección de agua convencional, y los principales parámetros que se ven afectados al implementarlos en el yacimiento.

⁵⁹ YIN, Mingfei. Op cit., p. 9

⁶⁰ ANDONYADIS, Panos. Op cit., p. 16.

⁶¹ ALADASANI, Ahmad. Recent developments and updates screening criteria of enhanced oil recovery techniques. En: SPE International Oil & Gas conference. (8-10, junio, 2010: Beijing, China) SPE130726. 2010.

Figura 18. Efectos de los métodos de recobro mejorado

Método EOR		Soporte de presión	Mejoramiento del barrido	Reducción de la IFT	Alteración de la mojabilidad	Reducción de la viscosidad	Dilatación del petróleo	Hidrocarburo fase única	Cambio composicional	Factor de recuperación incremental
Inyección de agua	Inyección de agua									Caso base
	Agua preparada									Bajo
Inyección de gas: inmiscible	Hidrocarburo									Moderado
	CO ₂									Alto
	Nitrógeno o gas de chimenea									Moderado
Inyección de gas: miscible	Hidrocarburo									Alto
	Hidrocarburo WAG									Muy alto
	CO ₂									Alto
	CO ₂ WAG									El más alto
Método térmico	Vapor									Alto
	Aire a alta presión									Alto
Método químico	Polímero									Bajo
	Surfactante									Moderado
	ASP									Alto

Fuente. AL-MJENI, Rifaat. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR? En: Oilfield Review Schlumberger. Invierno 2010/2011. vol. 22, no. 4, p 16-35

Como se observa en la Figura 18, la inyección de dióxido de carbono inmiscible reduce la viscosidad del crudo y dilata el petróleo logrando un factor de recobro alto comparado con el factor de recobro que se obtiene con la inyección de agua convencional; mientras que, la inyección de dióxido de carbono miscible mejora la eficiencia de barrido, reduce la viscosidad del crudo, dilata el petróleo, se miscibiliza y varia la composición del aceite logrando que el factor de recuperación incremental sea más alto que el logrado con la inyección de CO₂ inmiscible.

2.3.4 Criterios para la selección de métodos de recobro. La base para lograr el éxito en los proyectos de recuperación mejorada está en la selección del método de recobro que se implementará en el yacimiento. Como se ha mencionado anteriormente, que un proyecto de recuperación mejorada haya resultado exitoso en un campo determinado no quiere decir que al implementarlo en otro campo se generará el mismo resultado; por lo tanto, se deben estudiar y analizar una amplia cantidad de factores antes de tomar esa decisión fundamental para el proyecto.

Varios autores han estudiado este tema a lo largo de los años. En 1996, Taber⁶² presentó un criterio de selección basado en aplicaciones de campo alrededor del mundo; allí, clasificó los métodos de recobro en cinco tipos: base gas, base agua, térmicos, tecnologías combinadas y otros, y dio la base para la selección de los métodos de recobro mejorado teniendo en cuenta las propiedades del crudo y las características del yacimiento, como se muestra en la Figura 19. En la actualidad,

⁶² TABER, J.J. EOR Screening criteria revisited- Part 1: Introducción to screening criteria and enhanced recovery field projects. En: SPE/DOE Improved oil recovery symposium. (21-24, abril, 1996: Oklahoma, Estados Unidos) SPE 35385. 1996.

estos criterios siguen siendo utilizados en proyectos de recuperación mejorada a nivel mundial.

Figura 19. Criterios de selección de los métodos de recobro por Taber

EOR Method	Oil Properties			Reservoir Characteristics					
	Gravity (API)	Viscosity (cp)	Composition	Oil Saturation (%PV)	Formation Type	Net Thickness (ft)	Average Perm (md)	Depth (ft)	Temp (°F)
Gas Injection Methods (Miscible)									
Nitrogen & flue gas	>35,↗48,↗	<0.4↘0.2↘	High percent of C ₁ to C ₇	>40,↗75,↗	Sandstone Or carbonate	Thin unless dipping	NC	>6000	NC
Hydrocarbon	>23,↗41,↗	<3↘0.5↘	High percent of C ₂ to C ₇	>30,↗80,↗	Sandstone Or carbonate	Thin unless dipping	NC	>4000	NC
CO ₂	>22,↗36,↗	<10↘1.5↘	High percent of C ₂ to C ₇	>20,↗55,↗	Sandstone Or carbonate	Wide range	NC	>2500	NC
Immiscible gases	>12	<600	NC	>35,↗70,↗	NC	NC if dipping and/or good vertical permeability	NC	>1800	NC
Enhanced Waterflooding									
Micellar Polymer, ASP/Alkaline	>20,↗35,↗	<35↘13↘	Light, inter-Mediate some organic acids for alkaline floods	>35,↗53,↗	Sandstone preferred	NC	>10,↗450,↗	>9000 ↘3,250	>200 ↘80
Polymer Flooding	>15	<150, >10	NC	>50,↗80,↗	Sandstone preferred	NC	>50	<11,500 ↘3,500	>100 ↘135
Thermal/Mechanic									
Combustion	>35,↗48→	<5,000 ↓ 1,200	Some Asphaltic Components	>50,↗72,↗	High-porosity Sand/ sandstone	>10	>50	<11,5000 ↘3,500	100 ↗135
Steam	>8 to 13.5	<200,000 ↓ 4,700	NC	>40,↗66,↗	High-porosity Sand/ sandstone	>20	>200,↗2,540,↗	<4500 ↘1,500	NC
Surface Mining	7 to 10	Zero Cold flow	NC	>8 wt% sand	Mineable Tar sand	>10	NC	>3:1 Overburden To sand ratio	NC

Fuente. TABER, J.J. EOR Screening criteria revisited- Part 1: Introducción to screening criteria and enhanced recovery field projects. En: SPE/DOE Improved oil recovery symposium. (21-24, abril, 1996: Oklahoma, Estados Unidos) SPE 35385. 1996.

Los símbolos > y < indican que no hay un límite superior e inferior establecido respectivamente, la flecha ascendente (↗) indica que es mejor si el parámetro es alto, la flecha descendente (↘) indica que es mejor si el parámetro es bajo y NC quiere decir que el parámetro no es crítico para el método de recobro.

En 2010, Aladasani⁶³ actualizó el criterio de selección propuesto por Taber con base a 633 proyectos de recobro reportados a The Oil and Gas Journal desde 1998 hasta 2008. En esta actualización se incluyeron los criterios de selección para

⁶³ ALADASANI, Ahmad. Op cit., p. 3

proyectos de recobro mejorado con gas inmiscible, agua alternada gas, agua caliente y recuperación microbiana. En la Figura 20 se muestra una Tabla resumen con los criterios de selección propuestos por Aladasani.

Figura 20. Criterios de selección de los métodos de recobro por Aladasani

Propiedades del petróleo					Características del Yacimiento						
N°	Método EOR	N° Proyectos	Gravedad (API)	Viscosidad (cp)	Porosidad (%)	Saturación del Petróleo (%VVP)	Tipo de Formación	Permeabilidad (md)	Espeor	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
Inyección de Gas Miscible											
1	CO2	139	28[22]-45. Prom. 37	35-0. Prom. 2.1	3-37. Prom. 14.8	15-89. Prom. 49	Arenisca o Carbonato.	1.5-4500. Prom. 201.1	[Rango Ancho]	1500-13365. Prom. 6171.2	82-250. Prom. 136.3
2	Hidrocarburo	70	23-67. Prom. 36.3	18000-0.04 Prom. 286.1	4.25-45. Prom. 14.5	30-98. Prom. 71	Arenisca o Carbonato.	0.1-5000. Prom. 726.2	[Buzamiento menos delgada]	4040[4000]-15000. Prom. 8343.6	85-329. Prom. 202.2
3	WAG	3	33-39. Prom. 35.6	0.3-0. Prom. 0.6	11-24. Prom. 18.3		Arenisca o Carbonato.	130-1000. Prom. 1043.3	NC	7545-8887. Prom. 8216.8	194-253. Prom. 229.4
4	Nitrógeno	3	38[35]-54. Prom. 47.6	35-0. Prom. 2.1	7.5-14. Prom. 11.2	0.76[0.4]-0.8. Prom. 37	Arenisca o Carbonato.	0.2-35. Prom. 15.0	[Buzamiento menos delgada]	10000[6000]-18500. Prom. 14633.3	190-325. Prom. 266.6
Inyección de Gas Inmiscible											
5	Nitrógeno	8	16-64. Prom. 34.6	18000-0 Prom. 2256.8	11-28. Prom. 19.46	47-98.5. Prom. 71.	Arenisca o Carbonato.	3-2800. Prom. 1041.7		1700-18500. Prom. 7914.2	82-325. Prom. 173.1
6	CO2	16	11-35. Prom. 22.6	592-0.6. Prom. 65.5	17-32. Prom. 26.3	42-78. Prom. 56.	Arenisca o Carbonato.	30-1000. Prom. 217		1150-8500. Prom. 3385	82-198. Prom. 124
7	Hidrocarburo	2	22-48. Prom. 35	4-0.25. Prom. 2.1	5-22. Prom. 13.5	75-83. Prom. 79.	Arenisca o Carbonato.	40-1000. Prom. 520		6000-7000. Prom. 6500	170-180. Prom. 175
8	Hidrocarburo + WAG	14	9.3-41. Prom. 31	16000-0.17 Prom. 3948.2	18-31.9 Prom. 25.09	Prom. 88.	Arenisca o Carbonato.	100-6600. Prom. 2392		2650-9199. Prom. 7218.71	131-267. Prom. 198.7
Inyección de Químicos											
9	Polímeros	53	13-42.5. Prom. 26.5	4000-0.4. Prom. 123.2	10.4-33. Prom. 22.5	34-82. Prom. 64	Arenisca	1.6-8500. Prom. 834.1	[NC]	700-9480. Prom. 4221.9	74-237.2 Prom. 167
10	ASP	13	23[20]-34[35]. Prom. 32.6	6500-11. Prom. 875.8	26-32. Prom. 26.6	68[35]-74.8. Prom. 73.7	Arenisca	596[10]-1520	[NC]	2723-3900[9000]. Prom. 2984.5	118[80]-158[200]. Prom. 121.6
11	Surfactante+ P/A	3	22-39. Prom. 31	15.6-3. Prom. 9.3	16-16.8. Prom. 16.4	43.5-53. Prom. 48	Arenisca	50-60. Prom. 55	[NC]	625-5300. Prom. 2941.6	122-155 Prom. 138.5
Microbiano											
12	Microbiano	4	12-33. Prom. 26.6	8900-1.7. Prom. 2977.5	12-26. Prom. 19	55-65. Prom. 60	Arenisca	180-200. Prom. 190	-	1572-3464. Prom. 2445.3	86-90. Prom. 88

Fuente. MATIAS, Celia. Desarrollo de un software basado en el modelo de Koval modificado por Claridge para evaluar reservorios candidatos en recuperación mejorada con inyección de CO₂ miscible. Tesis de pregrado. Ecuador: La Libertad. 2015. 31 p.

2.3.5 Selección del Método de Recobro a simular en el Segmento-E del Campo Norne. Para la selección del método de recobro a simular en el Segmento-E del Campo Norne se tuvieron en cuenta los criterios de selección propuestos por Taber analizando los siguientes factores

- Propiedades petrofísicas del yacimiento
- Propiedades del crudo
- Madurez del campo
- Factores financieros

2.3.5.1 Propiedades petrofísicas del yacimiento. Para analizar las propiedades petrofísicas se tendrán en cuenta los datos presentados en la Tabla 4 y los criterios de selección planteados por Taber.

- La saturación de aceite en el Segmento-E varía de un 35 a un 92 por ciento, para estos valores aplican todos los métodos de recobro planteados por Taber en los criterios de selección.
- El tipo de formación es arenisca; por lo tanto, aplican todos los métodos de recobro planteados por Taber en los criterios de selección.
- El espesor neto es de 110 metros (361 pies aproximadamente); por lo tanto, aplican todos los métodos de recobro planteados por Taber en los criterios de selección.
- La permeabilidad varía de 20 – 2500 mD; por lo tanto, aplican todos los métodos de recobro planteados por Taber en los criterios de selección.

En conclusión, con respecto a las propiedades petrofísicas del yacimiento, todos los métodos de recobro estudiados por Taber en los criterios de selección aplican para el Segmento-E del Campo Norne.

2.3.5.2 Propiedades del crudo. Para analizar las propiedades del crudo se tendrán en cuenta los datos presentados en la Tabla 4 y los criterios de selección planteados por Taber.

- La gravedad API de crudo es de 32.7°, por lo que, según el criterio de selección de Taber, no aplican los métodos térmicos ya que su función está enfocada en yacimientos de crudo pesado con gravedades API menores a 13.5°; adicionalmente, el método de recobro por inyección de polímero no es aconsejable debido a que funciona principalmente en crudos con gravedades menores a 15°API.

- La viscosidad del crudo es <1.2 cp, por lo tanto, según el criterio de selección de Taber, no aplica la inyección de nitrógeno como gas miscible ya que este requiere de viscosidades menores a 0.4 cp

En conclusión, con respecto a las propiedades del crudo, aplican los métodos de recobro por inyección de hidrocarburos, inyección de CO₂ e inyección de ASP

2.3.5.3 Madurez del campo. Según Bondor⁶⁴, un campo maduro es aquel que se considera completamente desarrollado, aún tiene oportunidades, pero en general ya se ha ejecutado el plan de desarrollo del campo; mientras que, para Williams⁶⁵, se considera campo maduro a aquel que ha alcanzado el plateau de producción y se encuentra en etapa de declinación. Teniendo en cuenta las anteriores definiciones, se puede considerar que el Campo Norne es un campo maduro.

Según Brautaset⁶⁶, uno de los métodos de recobro más efectivos para aplicar en campos maduros que han estado sometidos a inyección de agua y en los que la mayoría del petróleo móvil ha sido producido es la inyección de CO₂, esto se debe a su habilidad para disolverse fácilmente en el crudo reduciendo la viscosidad y extrayendo los componentes ligeros; adicionalmente, la inyección de dióxido de carbono miscible en este tipo de campos permite incrementar el recobro de un 10% a un 20%.

2.3.5.4 Factores financieros. De acuerdo con Yin⁶⁷, la inyección de CO₂ es uno de los métodos de recobro mejorado más económicos a nivel mundial llegando a un rango de 1 a 2 dólares por millón de pies cúbicos estándar, debido a que se puede obtener por fuentes naturales. Incluso teniendo en cuenta el desarrollo de la fuente de CO₂ y la construcción del sistema de transporte, los proyectos de CO₂ siguen siendo atractivos a un precio de 20 dólares por barril de petróleo; mientras que, la inyección de ASP no es económica a precios menores a 30 dólares por barril.

Teniendo en cuenta los cuatro factores mencionados anteriormente, se selecciona el método de recobro por inyección de dióxido de carbono para realizar la simulación en el Segmento-E del Campo Norne.

⁶⁴ BANDOR, P. Schlumberger. Citado por. MUNISTERI, Islin. Mature Oil Fields: Preventing Decline [Online]. Estados Unidos. Society of Petroleum Engineer, septiembre 2015 – [Citado 05 sep, 2018] Disponible en: <https://spe.org/en/print-article/?art=529>

⁶⁵ WILLIAMS, Jonathan. BP. Citado por. MUNISTERI, Islin. Ibid., p.1.

⁶⁶ BRAUTASET, Amund. In situ dynamics and CO₂ injection in porous rocks. Tesis de Doctorado. Estados Unidos: Universidad de Bergen, 2009. 10 p

⁶⁷ YIN, Mingfei. Op cit., p. 1.

2.4 INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO (CO₂)

La inyección de dióxido de carbono como método de recobro mejorado se remite a los años 50 donde según Huang⁶⁸, los investigadores empezaron a desarrollar experimentos en laboratorio y a observar que la alta solubilidad del CO₂ en el crudo permitiría reducir la viscosidad del aceite a una relativa alta presión. La prueba piloto de inyección de CO₂ más antigua registrada data del Campo Mead Strawn en 1964, en la que se inyectó un pequeño bache de CO₂ seguido de agua carbonatada y salmuera; como resultado, se obtuvo un 50% más de producción de hidrocarburos que con la inyección de agua convencional.

La inyección de dióxido de carbono se puede realizar de forma miscible o inmisible teniendo en cuenta que el factor clave que determinará el tipo de inyección es la presión mínima de miscibilidad.

2.4.1 Propiedades físicas del CO₂. El dióxido de carbono es un gas atmosférico que se usa diariamente en múltiples procesos que van desde la industria alimentaria hasta la seguridad industrial. Actualmente, se han incrementado los niveles de CO₂ en la atmósfera, lo que ha llamado la atención de la industria del petróleo y gas generando proyectos para la captura y el almacenamiento del mismo en yacimientos de hidrocarburos.

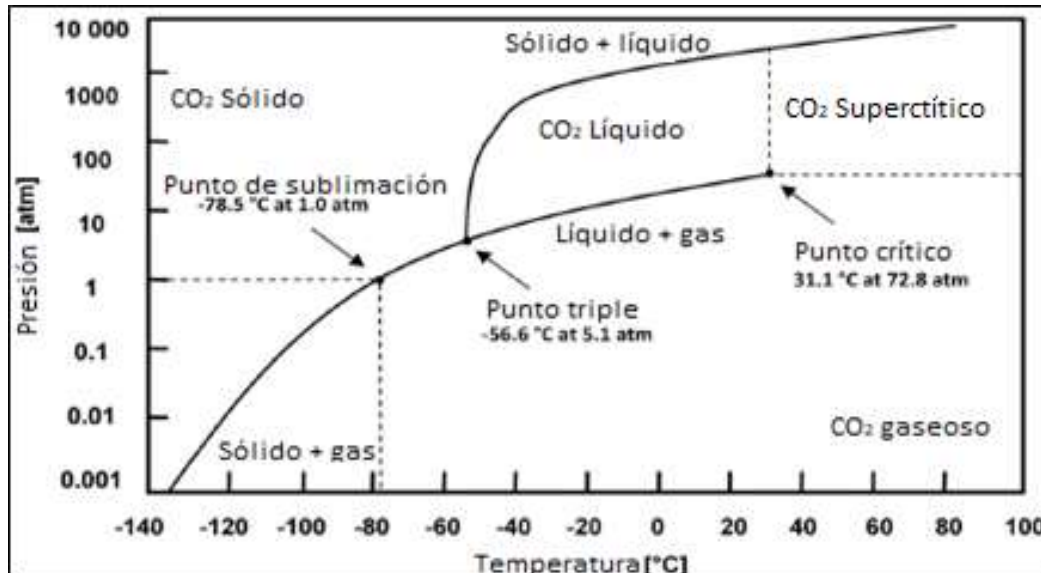
A condiciones estándar, el dióxido de carbono es un gas inerte no combustible incoloro e inodoro con las siguientes propiedades físicas:

- Peso molecular: 44.01 g/mol
- Gravedad específica con respecto al aire: 1.529
- Densidad: 1.95 Kg/m³
- Viscosidad: 0.0137 cP

El dióxido de carbono se puede comportar como un sólido, un líquido o un gas dependiendo de las condiciones de presión y temperatura a las que sea sometido. Para determinar su fase se utiliza un diagrama de fases como se muestra en la Figura 21.

⁶⁸ HUANG, Tuo. Optimization of CO₂ Flooding strategy to enhanced heavy oil recovery. Tesis de maestría. Canada: Saskatchewan. 2015. 4 p.

Figura 21. Diagrama de fases del CO₂



Fuente. BRAUTASET, Amund. In situ dynamics and CO₂ injection in porous rocks. Tesis de Doctorado. Estados Unidos: Universidad de Bergen, 2009. 10 p

Las líneas representan el equilibrio entre dos fases y convergen en el punto triple, donde las tres fases están en equilibrio. Las propiedades críticas en el punto en que el CO₂ cambia a fase vapor son 73.9 bar y 31.1°C. Si la temperatura y la presión son mayores a las presentes en el punto crítico, el CO₂ se comportará como un fluido supercrítico que es dónde se encuentran las fases gaseosas y líquidas sin que sea posible distinguirlas.

Según Yin⁶⁹, a las condiciones críticas, la viscosidad del CO₂ es de 0.0335 cP, un valor mayor que el de otros gases usados para inyección como el nitrógeno (0.016 cP) y el metano (0.009 cP). Adicionalmente, el dióxido de carbono es de 2 a 10 veces más soluble en el aceite que el agua.

El dióxido de carbono permite desplazar la mayoría de los componentes ligeros del crudo, y si se mantiene la inyección a una presión mayor a la presión mínima de miscibilidad se logrará un alto factor de recobro.

2.4.2 Efectos del CO₂ en el crudo. Independientemente del tipo de desplazamiento que se desee realizar con la inyección de dióxido de carbono (miscible o inmisible), se generarán dos efectos principales que son la reducción de la viscosidad del petróleo y la expansión de este.

⁶⁹ YIN, Mingfei. Op cit., p. 12

2.4.2.1 Expansión del crudo. El proceso de hinchamiento para mejorar el recobro es sencillo. Según Tuo⁷⁰, a medida que se disuelve el CO₂ inyectado, el volumen del crudo va incrementando, esto permite que ocupe un espacio poroso mayor conectando las gotas entrampadas en los poros. Esta expansión posibilita la producción de aceite residual que se creía imposible de recuperar.

Existe un factor de expansión que permite determinar la magnitud del hinchamiento cuando el CO₂ se disuelve, este está dado por la relación entre el volumen de CO₂ en el crudo a la presión de saturación y la temperatura del yacimiento a una atmosfera de presión. Este factor tiene relación directa con la solubilidad del CO₂ antes de que se alcance el punto de burbuja, esto quiere decir que cuando la gravedad API del crudo aumenta, la eficiencia de hinchamiento también lo hace.

Coronado⁷¹ menciona que la expansión del crudo también se dará en la inyección inmisible, pues se determinó con pruebas de laboratorio que incluso con una disolución en el crudo de un 17% del CO₂ inyectado, se generará un efecto de hinchamiento.

2.4.2.2 Reducción de la viscosidad. La disolución del CO₂ en el crudo también permite la reducción de su viscosidad. Según Yin⁷², experimentos de laboratorio muestran que, para cualquier presión de saturación, la reducción de la viscosidad es mayor para crudos que poseen una viscosidad alta; y que, la magnitud en la reducción de la viscosidad depende de la concentración de dióxido de carbono inyectado.

La reducción de la viscosidad es el principal efecto cuando se realiza la inyección de CO₂ inmisible, incluso si se inyecta a baja presión, el dióxido de carbono puede reducir la viscosidad de crudos pesados.

2.4.3 Desplazamiento Miscible. Según Majlaton⁷³, las moléculas en una solución son impulsadas por fuerzas electrostáticas, y si dos moléculas diferentes se atraen por una fuerza mayor que la existente entre dos moléculas similares, la miscibilidad será posible.

⁷⁰ TUO, Huang. Op cit., p. 37.

⁷¹ CORONADO, Manuel. Inyección de gas hidrocarburo enriquecido con CO₂ como método de recuperación para maximizar la rentabilidad en un campo. Tesis de pregrado. México: Universidad Nacional Autónoma de México. 66 p.

⁷² YIN, Mingfei. Op cit., p. 12

⁷³ MAJLATON, Nicolai. Op cit., p. 19.

En el desplazamiento miscible, la tensión interfacial entre aceite y el gas es eliminada y las fuerzas capilares no existen; por tanto, en teoría, la saturación de petróleo residual podría llegar a cero en la región barrida del yacimiento al extraer los componentes intermedios y pesados del hidrocarburo.

La miscibilidad se puede dar por primer contacto o por múltiples contactos, si es al primer contacto, independientemente de la cantidad de dióxido de carbono que se inyecte se generará una sola fase con el aceite del yacimiento; mientras que, si los fluidos no se mezclan directamente, la miscibilidad puede ser alcanzada bajo ciertas condiciones por transferencia de masa a través de contactos repetidos.

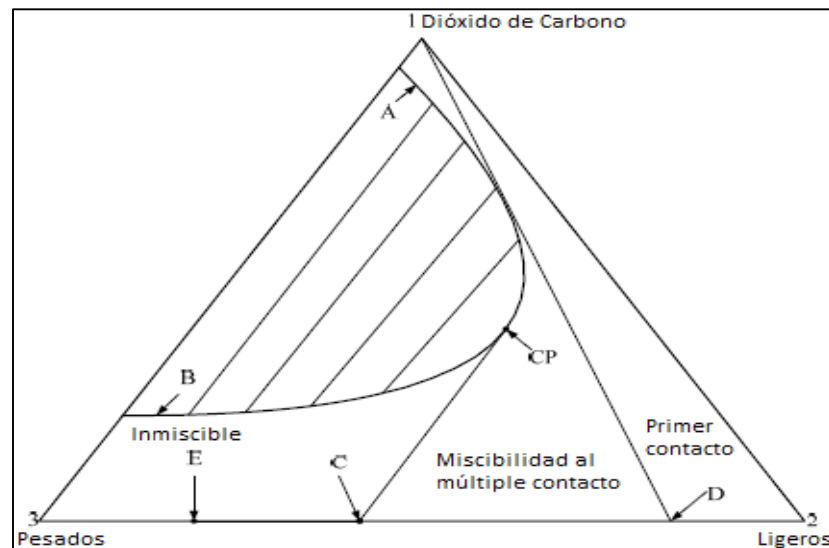
La composición del crudo va a determinar si es inmisible, miscible al primer contacto, o miscible después de múltiples contactos con respecto al CO₂; sin embargo, la miscibilidad del crudo se ve afectada por la presión y la temperatura, lo que significa que un proceso puede ser inmisible al comienzo y posteriormente alcanzar la miscibilidad si la presión se incrementa.

Usualmente, se usa un diagrama ternario de CO₂ a temperatura y presión constante para definir la miscibilidad del dióxido de carbono en el aceite, este diagrama se muestra en la Figura 22.

En la esquina superior se encuentra el CO₂ puro; mientras que, los componentes pesados y ligeros-intermedios del crudo se encuentran en las esquinas izquierda y derecha respectivamente. La curva de rocío (A), se une con la curva de burbuja (B) en el punto crítico (CP) formando la región de dos fases. El crudo presente en la sección D-2 es miscible al primer contacto con el CO₂. El crudo presente en la sección 3-C no puede alcanzar la miscibilidad con el dióxido de carbono. El punto C es conocido la composición de crudo con miscibilidad máxima.

Para alcanzar la miscibilidad, el dióxido de carbono se debe inyectar a una presión igual o mayor que la presión mínima de miscibilidad, término que se explicara a continuación

Figura 22. Diagrama ternario de CO₂ y petróleo



Fuente. AL-MARRI, Salem. Minimum miscibility pressure determination for systems carbon dioxide + heavy hydrocarbon + light gas using Peng Robinson equation of state. *En:* SPE Technical Symposium. (09-11, may, 2009: Alkhobar, Arabia Saudita) SPE 126078. 2009.

2.4.3.1 Presión mínima de miscibilidad (PMM). Es la presión mínima en la que el gas inyectado y el petróleo del yacimiento se mezclan en una sola fase. Según Yin⁷⁴, en valores de presión mayores a la PMM, la tensión interfacial desaparece.

La presión mínima de miscibilidad se ve afectada por la temperatura del yacimiento, la composición del crudo y las impurezas presentes en el dióxido de carbono, factores que se explicarán a continuación.

- **Temperatura del yacimiento.** Normalmente, la presión mínima de miscibilidad se incrementa con un aumento en la temperatura.
- **Composición del crudo.** En crudos con un alto porcentaje de metano, la PMM se incrementa; por su parte, componentes como el etano, propano y butano, hacen que se disminuya y componentes de mayor peso molecular como C5+ o C7+, generan una PMM más alta.
- **Pureza del CO₂.** Varios autores han realizado estudios acerca del efecto de las impurezas del CO₂ en la presión mínima de miscibilidad. Zhang⁷⁵ determinó

⁷⁴ YIN, Mingfei. Op cit., p. 17

⁷⁵ ZHANG, P.Y. Effect of CO₂ impurities on Gas-Injection EOR Processes. *En:* SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. (17-21, abril, 2004: Oklahoma, Estados Unidos) SPE 89477. 2004.

que cuando el dióxido de carbono se encuentra contaminado con un 10% de CH₄ o N₂, se genera un incremento de la PMM de hasta 70% con respecto al CO₂ puro; mientras que, si contiene un 37% de propano se puede reducir la PMM hasta un 45%.

2.4.3 Desplazamiento inmiscible. La inyección de dióxido de carbono inmiscible es altamente usada en yacimientos con hidrocarburos pesados; ya que, a pesar de que la miscibilidad no es alcanzada, los efectos en la reducción de la viscosidad y en el hinchamiento del petróleo permiten una alta recuperación de aceite.

Según Tuo⁷⁶, el mecanismo más importante en la inyección de CO₂ inmiscible es la reducción de la viscosidad, aunque también se reduce la tensión interfacial, pero no puede alcanzar el valor mínimo como en el desplazamiento miscible. Otro mecanismo que se puede generar en la inyección de dióxido de carbono inmiscible es el empuje por gas en solución; en este, se inyecta CO₂ en el yacimiento y cuando el proceso termina y la presión de la formación disminuye por debajo del punto de burbuja, el gas se libera formando una fase de gas continua, lo que contribuye a la producción de aceite.

2.4.4 Ventajas y desventajas de la inyección de CO₂. A pesar de que la inyección de CO₂ como método de recobro mejorado es una de las técnicas con mayor potencial en la recuperación de hidrocarburos a nivel mundial, continúa teniendo ventajas y desventajas que se deben tener en consideración al momento de plantear un proyecto de este tipo.

2.4.4.1 Ventajas. Según Mathiassen⁷⁷, la gran diferencia entre la inyección de CO₂ y la inyección de otros gases, es que la primera permite extraer componentes de los hidrocarburos mayores a C₃₀. Adicionalmente, la solubilidad del CO₂ en el petróleo hace que este se expanda más que con la inyección de metano. Otras ventajas incluyen:

- Reducción de la viscosidad y mejoramiento de la movilidad
- Baja PMM comparada con otros solventes
- Baja solubilidad en agua
- Potencial para la recuperación de casi el 100% de hidrocarburos en condiciones miscibles
- Incrementa la densidad del crudo

⁷⁶ TUO, Huang. Op cit., p. 9.

⁷⁷ MATHIASSEN, Odd. CO₂ as injection gas for enhanced oil recovery. Tesis de maestría. Noruega: Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología. 17 p.

- Reduce la tensión interfacial entre el aceite y el agua logrando un desplazamiento más efectivo
- Mitiga el efecto invernadero

2.4.4.2 Desventajas. Una de las principales desventajas en la inyección de dióxido de carbono es la alta movilidad del mismo; ya que, la relativa baja densidad y viscosidad del CO₂ comparada con el petróleo del yacimiento, hace que se produzcan fenómenos de digitación viscosa. Para evitar estos efectos se puede:

- Alternar la inyección con agua (WAG)
- Cerrar los pozos productores para regular el flujo

2.4.5 Aspectos operacionales. Según la USGS⁷⁸, cuando se planea implementar un proyecto de recobro mejorado por inyección de CO₂, es necesario considerar dos aspectos operacionales clave que son: la fuente de dióxido de carbono y los requerimientos para las facilidades de superficie.

2.4.5.1 Fuente de CO₂. Existen tres posibles fuentes de dióxido de carbono: yacimientos naturales de hidrocarburos que contienen dióxido de carbono como impureza (generalmente menos de un 25%), fuentes industriales y, yacimientos naturales de CO₂. Dependiendo de la pureza, el gas requiere procesamiento

2.4.5.2. Facilidades de superficie. Los requerimientos necesarios para los equipos de superficie cuando se realiza inyección de dióxido de carbono son muy similares a los de inyección de agua, exceptuando tres pasos fundamentales que son:

- **Extracción.** El CO₂ es extraído para inyección desde el separador de gas, el cual muestra incremento en el volumen almacenado después de la ruptura del gas en los pozos productores.
- **Procesamiento.** El CO₂ es purificado después de su extracción del separador de gas y deshidratado antes de su compresión
- **Compresión.** El CO₂ es comprimido para aumentar su presión, previo a la inyección

⁷⁸ VERMA, M.K. Fundamentals of carbon dioxide-enhanced oil recovery (CO₂-EOR) - A supporting document of the assessment methodology for hydrocarbon recovery using CO₂-EOR associated with carbon sequestration: U.S. Geological Survey Open-File Report 2015, 19 p.

Adicionalmente, es necesario contar con líneas de recolección y de distribución de gas, como parte del diseño de la instalación para la operación del recobro mejorado por inyección de dióxido de carbono.

3. METODOLOGÍA Y RESULTADOS OBTENIDOS EN EL BENCHMARK CASE DEL SEGMENTO-E DEL CAMPO NORNE

En el año 2011, el Centro de Operaciones Integradas de la Industria del Petróleo, perteneciente a la Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología (NTNU), junto con las empresas de petróleo Statoil, ENI y Petoro, lanzaron un ambicioso proyecto que pretendía poner a disposición de estudiantes de todo el mundo un caso de un campo real, con el fin de estudiar, evaluar y comparar métodos de ajuste histórico y de estrategias de producción óptimas que podrían incluir métodos de recobro mejorado. El campo seleccionado para este estudio fue el Campo Norne operado por Statoil, específicamente el Segmento-E del mismo.

Según Rwenchungura⁷⁹, este ejercicio generó una gran oportunidad para discutir métodos, resultados y retos en técnicas de ajuste histórico clásicas y emergentes, y en métodos de optimización que posteriormente podrían ser usados en otros campos. Este proyecto fue el tema principal del taller de la SPE “Use of 4D seismic and production data for history matching and optimization – application to Norne” realizado en el año 2011 en Noruega, allí se presentaron los resultados de algunos de los investigadores.

El presente trabajo de grado pretende generar una solución alternativa a este benchmark case, proponiendo una novedosa técnica para realizar el proceso de ajuste histórico y optimización en el Segmento-E del Campo Norne; por tanto, se seguirán los lineamientos y los parámetros técnicos y financieros planteados por la Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología, lo que permitirá comparar los resultados técnicos y financieros del presente proyecto con respecto a los resultados de proyectos anteriores que daban solución al caso.

A continuación, se presenta la descripción del benchmark case y los resultados de proyectos anteriores planteados en el documento “Results of the First Norne Field Case on History Matching and Recovery Optimization Using Production and 4D Seismic Data”.⁸⁰

⁷⁹ RWECHUNGURA, R. Results of the First Norne Field Case on History Matching and Recovery Optimization Using Production and 4D Seismic Data. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. (8- 10, octubre, 2012: Texas, Estados Unidos) SPE 157112. 2012. p. 398-426. ISSN: 9781622764150

⁸⁰ Ibid., p. 1

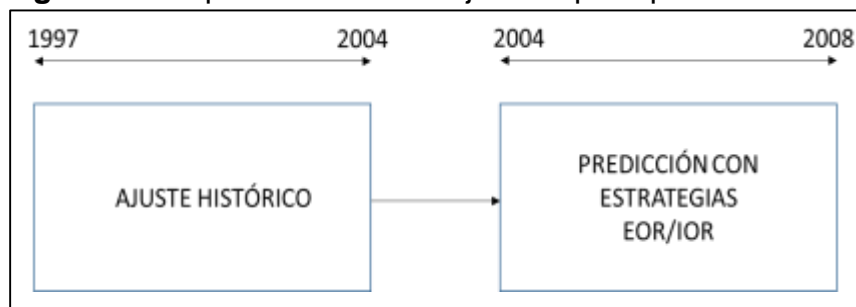
3.1 DESCRIPCIÓN DEL EJERCICIO

Para el desarrollo del ejercicio, la Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología les entregará a los investigadores un modelo de simulación del Segmento-E en formato Eclipse modelado hasta el año 2004, las tasas de producción de petróleo, agua y gas para los 3 pozos productores del segmento de 1997 a 2004, las tasas de inyección de agua para los dos pozos inyectoros del segmento hasta 2004. Es necesario tener en cuenta que todo el conjunto de datos del proyecto es administrado y respaldado por la NTNU, y que es accesible para investigadores no comerciales y para instituciones educativas e investigativas.

Los parámetros planteados por la Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología para realizar este ejercicio son⁸¹:

- Con todos los datos proporcionados se deberá realizar el ajuste histórico hasta el final del año 2004 y se deberá predecir el comportamiento de las tasas de producción hasta el final del año 2008 como se representa en la Figura 23

Figura 23. Representación del ejercicio principal



Fuente. Elaboración propia con base en: NTNU. Integrated 4D Seismic & Production Data for Reservoir Management – Application to Norne (Norway) [En línea]. Noruega. [Citado 26 de agosto 2018]. Disponible en: <https://bit.ly/2MfklKa>.

- Usando los resultados del ajuste histórico se debe proponer una estrategia de producción para el petróleo remanente recuperable. Se deberán sugerir técnicas para mejorar el recobro hasta el final del 2008.
- Si se realizan perforaciones, el formato para la estrategia de producción debe contener:

FECHA	BHP o Q (bar) o (Sm ³ /día)	ID del Pozo
-------	---	-------------

⁸¹ NTNU. Description of Exercise. [En línea]. Noruega. [Citado 26 de agosto 2018]. Disponible en: <http://www.ipt.ntnu.no/~norne/wiki/data/media/english/Description%20of%20Exercise.pdf>

Se aplicarán las siguientes limitaciones:

- Para cada pozo inyector la BHP será máximo de 450 bar
- Para cada pozo productor la BHP será mínimo de 150 bar
- Para cada pozo inyector la tasa máxima de agua será 12000 m³/día
- Para cada pozo productor la tasa líquida máxima será 6000 Sm³/día
- Máximo corte de agua de 95%
- A dos pozos máximo se les puede realizar side-track para incrementar el recobro.

Se aplicarán los siguientes parámetros económicos:

1. Precio del crudo 75 dólares por barril
2. Tasa de descuento del 10% con el tiempo de referencia de enero de 2005
3. El costo del manejo o inyección de agua es de 6 dólares por barril
4. El costo de la inyección de gas será de 1.2 dólares por Mscf (M=1000)
5. El costo del sidetrack de un nuevo pozo será de 65 millones de dólares

Con el desarrollo de este ejercicio, la Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología aspira que los investigadores involucrados exploraren el uso de un conjunto de datos reales para propósitos de investigación, prueben y comparen los diferentes métodos que existen para realizar ajuste histórico y estrategias de desarrollo, compartan los resultados y los nuevos conocimientos con la organización del Campo Norne, Statoil y la NTNU y publiquen los resultados científicos obtenidos

3.2 DESCRIPCIÓN DE PROYECTOS ANTERIORES

En esta sección se describirán los resultados obtenidos por los diferentes participantes del benchmark case, y se nombrarán algunos de los métodos utilizados. Es necesario tener en cuenta que se presentaron un número limitado de participantes debido a que los datos son inaccesibles para compañías comerciales; los participantes se presentan en la Tabla 5

3.2.1 Universidad De Stanford, Chevron & IBM. Para realizar el ajuste histórico, la Universidad de Stanford empezó por una reducción de la dimensionalidad de los parámetros del yacimiento usando el “Principal Component Analysis” (PCA) y posteriormente, se aplicó el método de “Particle Swarm Optimization” (PSO). Para la optimización, usaron el método “Hooke Jeeves Direct Search” (HJDS).

Tabla 5. Participantes del taller propuesto por la NTNU

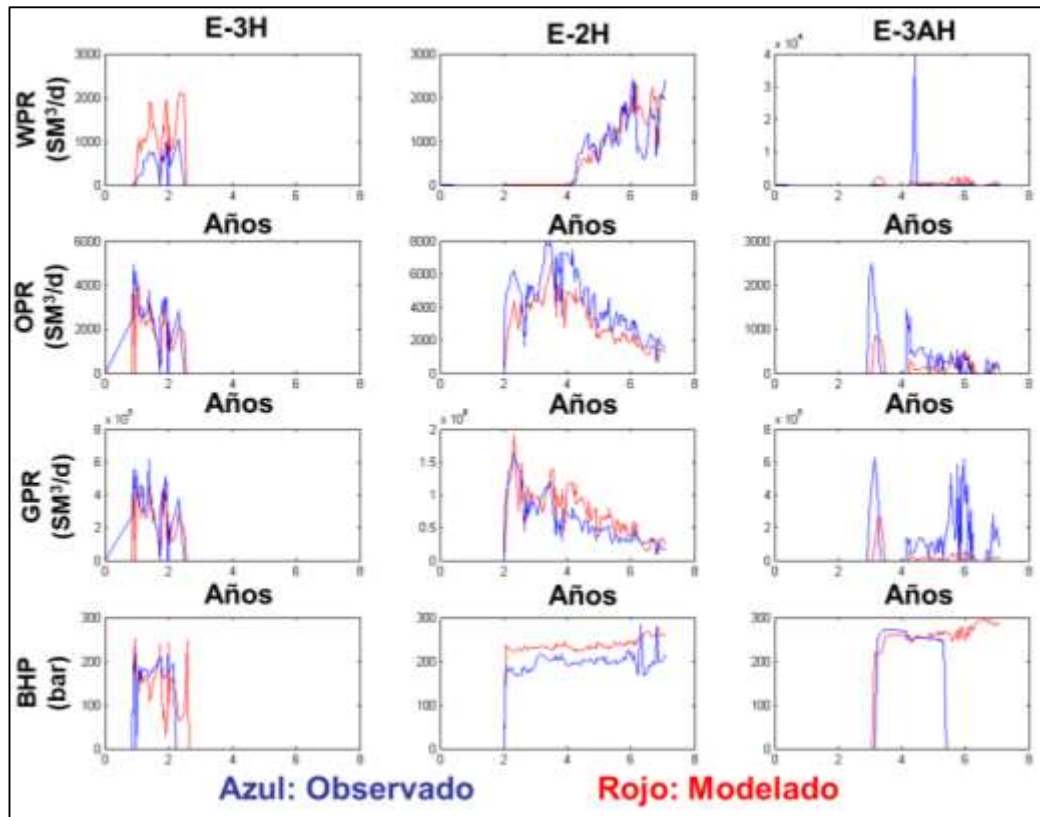
Universidad/Compañía	Principales Elaboración propia
Universidad de Stanford, Chevron & IBM	Amit Suman, Drosos Kourounis, Tapan Mukerji y Khalid Aziz
Texas A&M	Eric Bhark, Rey Alvaro, Mohan Sharma, Akhil Datta-Gupta
NTNU	Richard Rwechungura, Ola T. Miljeteig, Anass Ammar and Jon Kleppe

Fuente. RWECHUNGURA, R. Results of the First Norne Field Case on History Matching and Recovery Optimization Using Production and 4D Seismic Data. *En:* SPE Annual Technical Conference and Exhibition. (8- 10, octubre, 2012: Texas, Estados Unidos) SPE 157112. 2012. p. 398-426. ISSN: 9781622764150

3.2.1.1 Ajuste histórico. Por medio de la simulación Gaussiana secuencial se generaron mil realizaciones de porosidad condicionadas a los datos de pozo, y mil realizaciones de permeabilidad condicionadas a la relación entre porosidad y permeabilidad. A estas realizaciones se les implementó el PCA, que es un método que permite describir el conjunto de datos en términos de nuevas variables no relacionadas con el fin de obtener una base reducida, de esta base se seleccionaron setenta componentes principales. Posteriormente, se integraron un total de noventa y nueve parámetros entre datos de producción y datos de sísmica usando el PSO, el cual permite ajustarlos simultáneamente hasta que converjan en la solución óptima⁸²; estos parámetros incluían los setenta coeficientes determinados con el PCA, la compresibilidad poral, la permeabilidad relativa, el contacto agua-aceite, el contacto gas-aceite, la transmisibilidad de las fallas y la transmisibilidad vertical de las capas. Como resultado se obtuvo un buen ajuste histórico para todos los pozos menos para el pozo E-3AH. En la figura 24, se observa la comparación entre el modelo que mejor se ajustaba a los datos de producción y los datos reales; esta comparación es solo visual ya que por motivos técnicos se hace imposible detallar los valores precisos.

⁸² HU, Xiaohui. PSO Tutorial. [En línea]. [Consultado el 27 de agosto de 2018]. Disponible en: <http://www.swarmintelligence.org/tutorials.php>

Figura 24. Comparación del mejor modelo contra los datos observados



Fuente. RWECHUNGURA, R., et al. Results of the First Norne Field Case on History Matching and Recovery Optimization Using Production and 4D Seismic Data. En: SPE Applied Technology Workshop (8-12, octubre: San Antonio, Texas, USA). 2012

3.2.1.2 Estrategia de desarrollo. Se estudiaron dos escenarios de optimización. El primero maximizaba el valor presente neto y el segundo maximizaba el recobro de petróleo. La función J fue la función objetivo a maximizar, esta se presenta en la ecuación 6.

Ecuación 6. Función objetivo

$$\text{Maximizar: } J = \sum_{n=1}^n \frac{\Delta t_n}{(\alpha+1)^{T_n}} (c^o q_n^o - c^w (q_n^{wi} + q_n^{wp}) - c^g q_n^{gi})$$

$$\text{Sujeto a: } g_n(x_n; x_{n-1}; u_n) = 0 \quad ; \quad x_0 = x(t_0)$$

$$\text{Y: } c_1 \leq c(x_n, u_n) \leq c_2$$

Fuente. RWECHUNGURA, R., et al. Results of the First Norne Field Case on History Matching and Recovery Optimization Using Production and 4D Seismic Data. En: SPE Applied Technology Workshop (8-12, octubre: San Antonio, Texas, USA). 2012.

En la función J , Δt_n es la longitud del time step, T_n es el tiempo del n-esimo time step medido en años, α es el factor de descuento y q_{wi} , q_{wp} , q_{gi} son las tasas de agua inyectada, agua producida y gas inyectado respectivamente, en el n-esimo time step. Las restricciones de igualdad no lineal $g_n=0$ y las condiciones iniciales x_0 , son las ecuaciones iniciales de los yacimientos y describen la física del flujo en el medio poroso; mientras que, las restricciones de desigualdad no lineales “c” son restricciones operacionales o económicas que la solución óptima debe cumplir. Para el primer problema de optimización, donde el objetivo es el VPN, los coeficientes c_o , c_w , c_g , α son presentados en la Tabla 6; y para el segundo, donde el interés está en el recobro de petróleo, todos los coeficientes son cero, menos $c_o = 1$.

Tabla 6. Parámetros económicos usados para la definición del VPN

Factor	Valor
Precio del aceite C_o	75 dólares por barril
Manejo del agua C_w	6 dólares por barril
Inyección de gas C_g	1.2 dólares por Mscf
Factor de descuento α	10% desde el 1 de enero

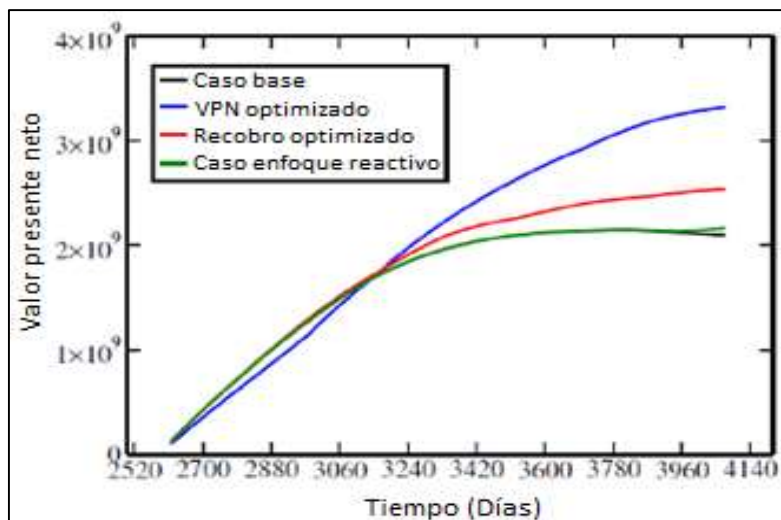
Fuente. RWECHUNGURA, R., et al. Results of the First Norne Field Case on History Matching and Recovery Optimization Using Production and 4D Seismic Data. En: SPE Applied Technology Workshop (8-12, octubre: San Antonio, Texas, USA). 2012.

Para maximizar la función J se usó el método HJDS, el cual realiza variaciones de parámetros en intervalos de tiempo de la misma magnitud, para este caso se realizaron tres mil iteraciones variando los BHP y se seleccionó la mejor para cada caso. Posteriormente, los resultados obtenidos fueron corridos en el simulador Eclipse100, al que previamente se le habían aplicado las restricciones técnicas mencionadas en la sección 3.1.

Se simuló un caso base en el que asumió que los pozos de inyección estaban operando a un máximo BHP de 450 bar y los pozos productores a un BHP mínimo de 150 bar. Adicionalmente, se consideró el caso enfoque reactivo, el cual es similar al caso base con la diferencia de que el simulador cierra las conexiones de un pozo que supere el máximo corte de agua solo cuando la producción de ese pozo no incremente el flujo de caja neto. Este caso usualmente genera un VPN ligeramente mayor que el del caso base. El limite mayor de corte de agua para este caso fue de 92.6%.

El VPN optimizado como función del tiempo para cada uno de los casos considerados (caso base, caso enfoque reactivo, caso donde se maximiza el valor presente neto y caso donde se maximiza el recobro), se muestra en la Figura 25. Se puede ver que el enfoque reactivo tiene el mismo comportamiento en términos de VPN que el caso base, pero difiere al final del periodo de control debido a la modificación de la restricción del corte de agua; adicionalmente, se observa que el valor presente neto del caso en el que el objetivo es el incremento del factor de recobro es mucho menor que el obtenido en el caso en el que se optimiza el VPN directamente.

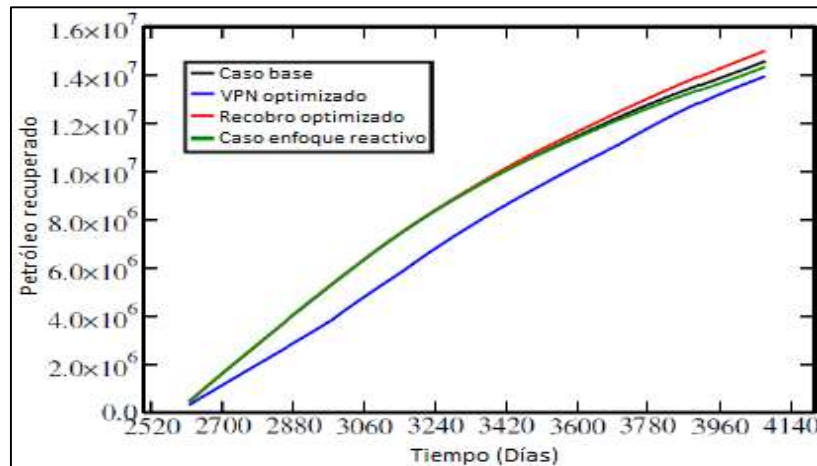
Figura 25. VPN obtenido por cada uno de los casos



Fuente. Elaboración propia con base en: RWECHUNGURA, R., et al. Results of the First Norne Field Case on History Matching and Recovery Optimization Using Production and 4D Seismic Data. *En*: SPE Applied Technology Workshop (8-12, octubre: San Antonio, Texas, USA). 2012.

El recobro de petróleo como función del tiempo en cada uno de los casos estudiados se muestra en la figura 26. A partir del caso base se observa que: en el caso donde se optimiza el recobro se obtiene un incremento de 2.9%, en el caso de enfoque reactivo se disminuye el recobro en un 1.7% y en el caso donde se optimiza el VPN se reduce el recobro en un 4.4%. Esto último se da debido a que el valor presente neto se maximiza reduciendo la cantidad de agua inyectada y producida, por tanto, el petróleo que se recupera es menor.

Figura 26. Recobro obtenido por cada uno de los casos

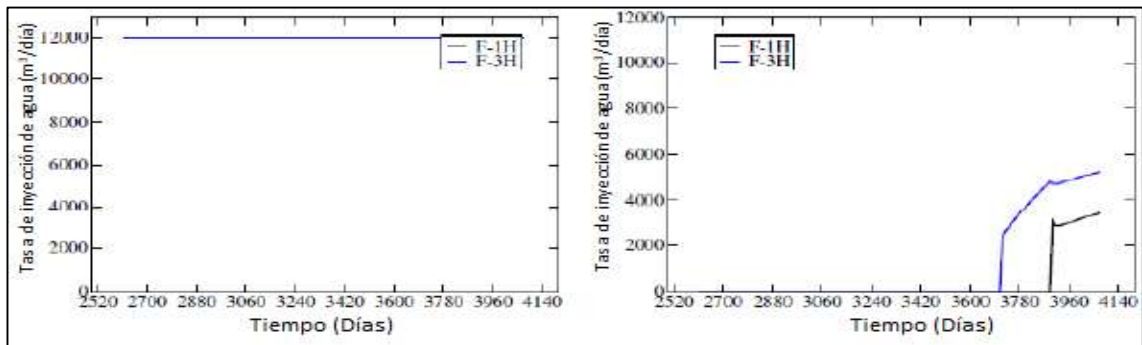


Fuente. Elaboración propia con base en: RWECHUNGURA, R., et al. Results of the First Norne Field Case on History Matching and Recovery Optimization Using Production and 4D seismic Data. En: SPE Applied Technology Workshop (8-12, octubre: San Antonio, Texas, USA). 2012.

La Figura 27 muestra la gráfica de la inyección de agua por pozo para el caso base y para el caso donde se optimiza el VPN, se puede observar que en el caso optimizado los inyectores están cerrados por los primeros tres años y empiezan a inyectar únicamente en el último año, a causa de esto las tasas de agua producida son generalmente mucho menores que en el caso base, como se observa en la Figura 28.

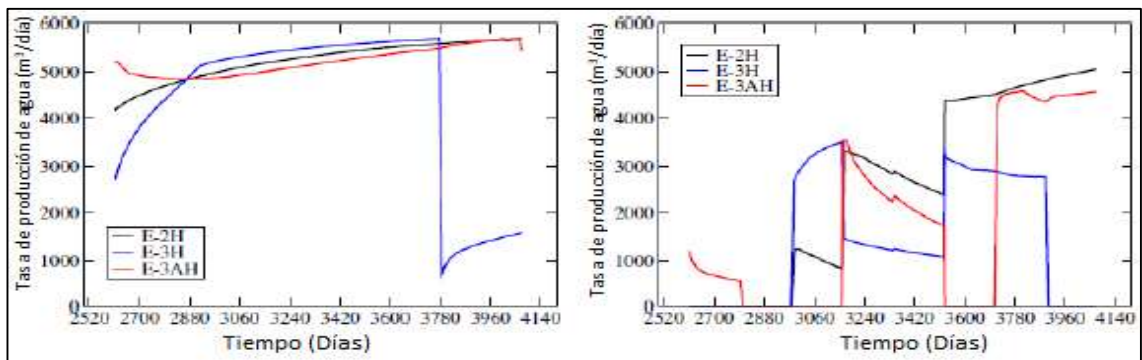
3.2.1.3 Conclusiones. La optimización del valor presente neto del Segmento-E del Campo Norne controlando el BHP, revela que un aumento significativo del VPN puede ser obtenido si los inyectores se cierran por los primeros tres años; sin embargo, la producción de aceite se disminuye a causa de esta estrategia. La optimización de la producción de aceite incrementó la cantidad de hidrocarburos solo en 2.9% con respecto al caso base, esto sugiere que se necesitan técnicas de recobro más avanzadas diferentes a la inyección de agua para extraer el petróleo remanente en el Segmento-E.

Figura 27. Tasa de inyección de agua en caso base (izq) y en caso donde se optimiza el VPN (der).



Fuente. RWECHUNGURA, R., et al. Results of the First Norne Field Case on History Matching and Recovery Optimization Using Production and 4D Seismic Data. En: SPE Applied Technology Workshop (8-12, octubre: San Antonio, Texas, USA). 2012.

Figura 28. Tasas de producción de agua en caso base (izq.) y en caso donde se optimiza el VPN (der.)



Fuente. RWECHUNGURA, R., et al. Results of the First Norne Field Case on History Matching and Recovery Optimization Using Production and 4D Seismic Data. En: SPE Applied Technology Workshop (8-12, octubre: San Antonio, Texas, USA). 2012.

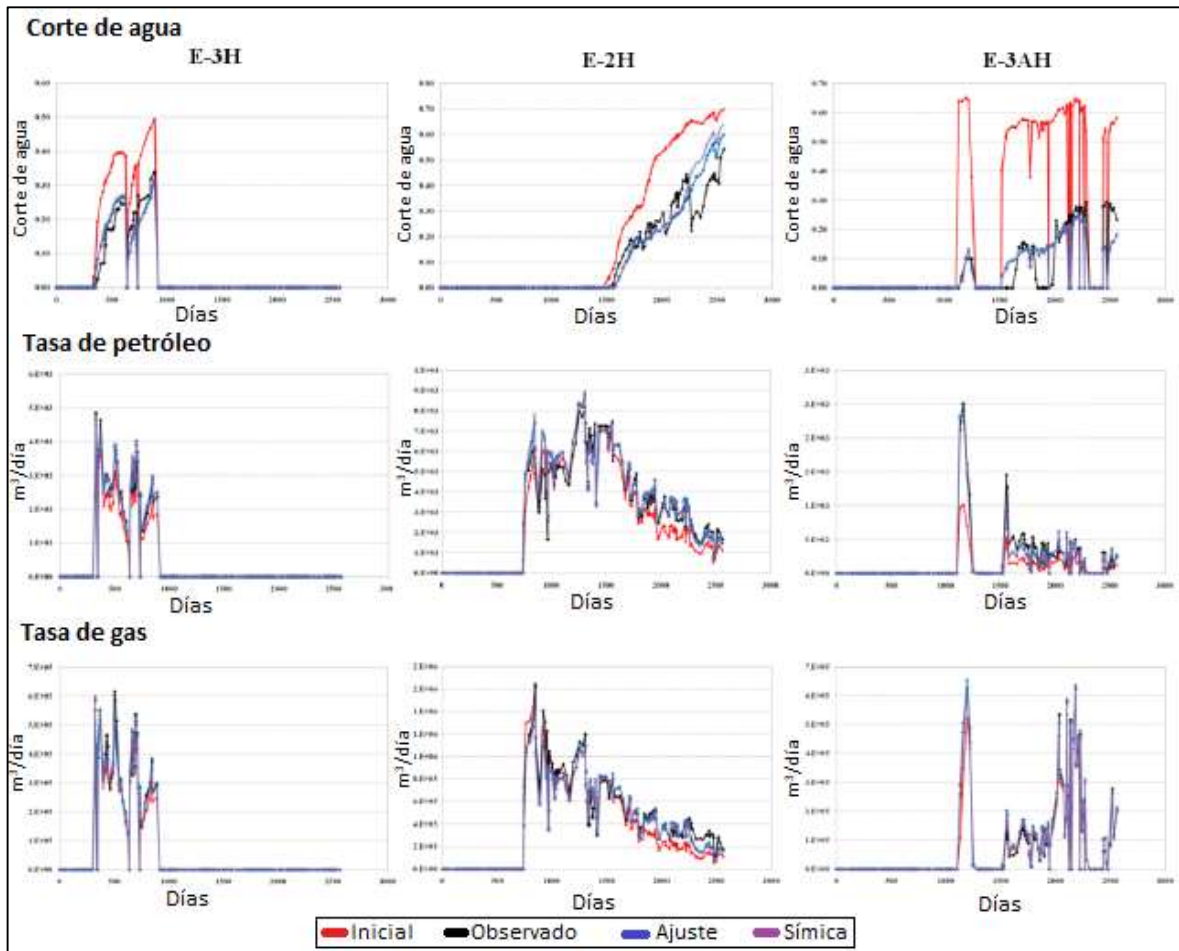
3.2.2 Texas A&M. Este grupo de investigadores asumió un enfoque determinístico (se trabaja con un solo valor, el mejor estimado), para la integración de los datos dinámicos y para calibrar el modelo de yacimiento a la historia de producción desde 1997 a 2004 teniendo en cuenta los datos sísmicos desde 2001 hasta 2003. Con el modelo calibrado, se plantearon diferentes escenarios de producción hipotéticos, primero drenando el petróleo remanente de los bolsillos en el yacimiento por medio de side tracks, y posteriormente, aplicando un método streamline para igualar el tiempo del frente de la fase fluida en todos los productores. Finalmente se seleccionó el método side track ya que con este se incrementó el recobro y se optimizó el pronóstico de producción.

3.2.2.1 Ajuste Histórico. Para el ajuste histórico se realizó una calibración de la permeabilidad absoluta a nivel de celda y se ajustó el contacto agua aceite en la Formación Garn. La heterogeneidad de la permeabilidad se calibro usando una transformación basada en la conectividad de la malla (Grid Connectivity-based transform GCT). Adicionalmente, para ajustar la historia de producción en el pozo E-3AH fue necesario disminuir el contacto agua-aceite en los layers 1 a 3 de 2618 m a 2648.2 m TVD. Los datos de producción ajustados se muestran en la Figura 29, los resultados no se ven a detalle ya que por motivos técnicos se hace imposible visualizar los valores precisos.

Los datos sísmicos se integraron como cambios en la impedancia acústica. Se enfatizó en la influencia de la velocidad sísmica para determinar los cambios de fluidos en el yacimiento; así mismo, se redujo la incertidumbre en los parámetros estáticos del yacimiento. Solo se consideró la influencia de las saturaciones de los fluidos para definir cambios en las propiedades elásticas de la roca por medio del modelo petro-elástico (PEM por sus siglas en ingles).

3.2.2.2 Estrategia de desarrollo. Se investigaron múltiples escenarios de desarrollo para finalmente seleccionar una única estrategia de optimización. En el escenario de producción más sencillo se mantuvieron las tasas de inyección hasta el final del periodo de predicción, las demás estrategias incluyeron side-track en los pozos y la conversión de inyectores de agua a inyectores de gas. Finalmente, se seleccionó una combinación donde se hace un side-track en la capa 10 desde el pozo E-3H y una conversión de inyección de agua a inyección de gas en el pozo F-1H, el cual posee una conexión hidráulica fuerte con los pozos E-3H y E-2H. La inyección de gas mejoró el VPN debido a que el costo Inyección/producción es menor comparado con la inyección de agua.

Figura 29. Ajuste propuesto por la Universidad de Texas A&M



Fuente. Elaboración propia con base en: RWECHUNGURA, R., et al. Results of the First Norne Field Case on History Matching and Recovery Optimization Using Production and 4D Seismic Data. En: SPE Applied Technology Workshop (8-12, octubre: San Antonio, Texas, USA). 2012.

3.2.2.3 Conclusiones. En el caso donde se realizó la optimización de tasas, se obtuvo incrementos en el factor de recobro y en el VPN. Cuando no se optimizaron las tasas, la inyección de gas en el pozo F-1H causa que se tenga que cerrar el pozo E-2H y el side-track del pozo E-3H en febrero de 2008 y febrero de 2007 respectivamente, debido a que se alcanza el máximo GOR permitido. Donde se optimizaron las tasas se obtuvo un incremento en el factor de recobro del 0.7% llegando a 48.5% y el VPN fue de 872 millones de dólares. Se observó que entre más prioridad se le diera a tener una buena eficiencia en el barrido, el factor de recobro y el VPN aumentarían, llegando a valores de VPN incremental de 344 millones de dólares y un factor de recobro de 49.24%.

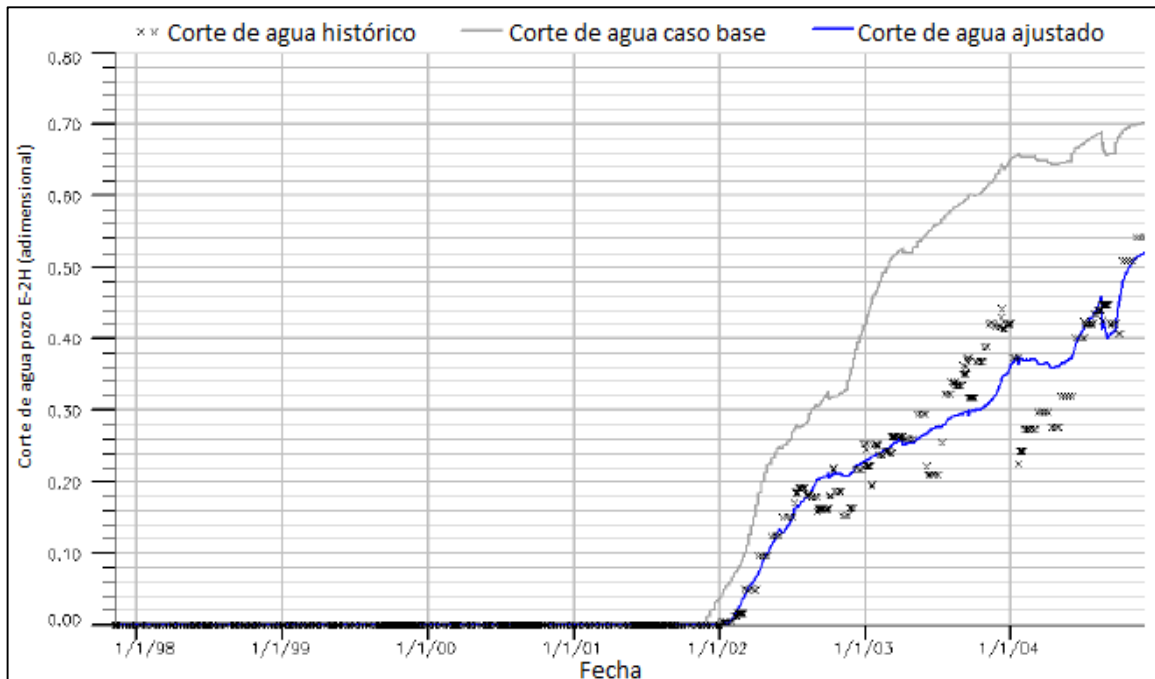
3.2.3 NTNU. Este grupo de investigadores realizó una integración de datos sísmicos y datos de producción para llevar a cabo el ajuste histórico en Eclipse 100. Como resultado, el error entre los datos de producción observados y los simulados descendió considerablemente, y los contactos agua-petróleo simulados fueron similares a los interpretados en los datos sísmicos. Algunos modelos que mostraron un buen ajuste entre los datos simulados y los datos de producción fueron descartados debido a que los contactos simulados no coincidían con los contactos de los datos sísmicos.

Posteriormente, se llevó a cabo una optimización manual de la producción en el modelo del Segmento-E del Campo Norne. Se revisó el esquema de explotación existente y se probaron diferentes objetivos potenciales de pozos. El recobro simulado se incrementó de 48.8% a 52.2% y el VPN se incrementó de 676 millones de dólares a 979 millones. Finalmente, se adicionó un nuevo pozo de inyección lo que generó un aumento a 52.8% en el recobro, pero los costos de perforación y de la inyección de agua hicieron que este nuevo pozo no fuera una inversión viable.

3.2.3.1 Ajuste Histórico. Los principales parámetros de ajuste fueron las tasas de producción de petróleo, los cortes de agua en los pozos de producción y los contactos agua-petróleo provenientes de los datos sísmicos. Adicional a estos parámetros principales, el GOR y el BHP de los pozos fue monitoreado y usado para validación. Se monitorearon los cambios en las saturaciones de los fluidos y en las presiones de poro que caracterizan los registros sísmicos 4D analizando los cambios en la amplitud o en el tiempo de viaje.

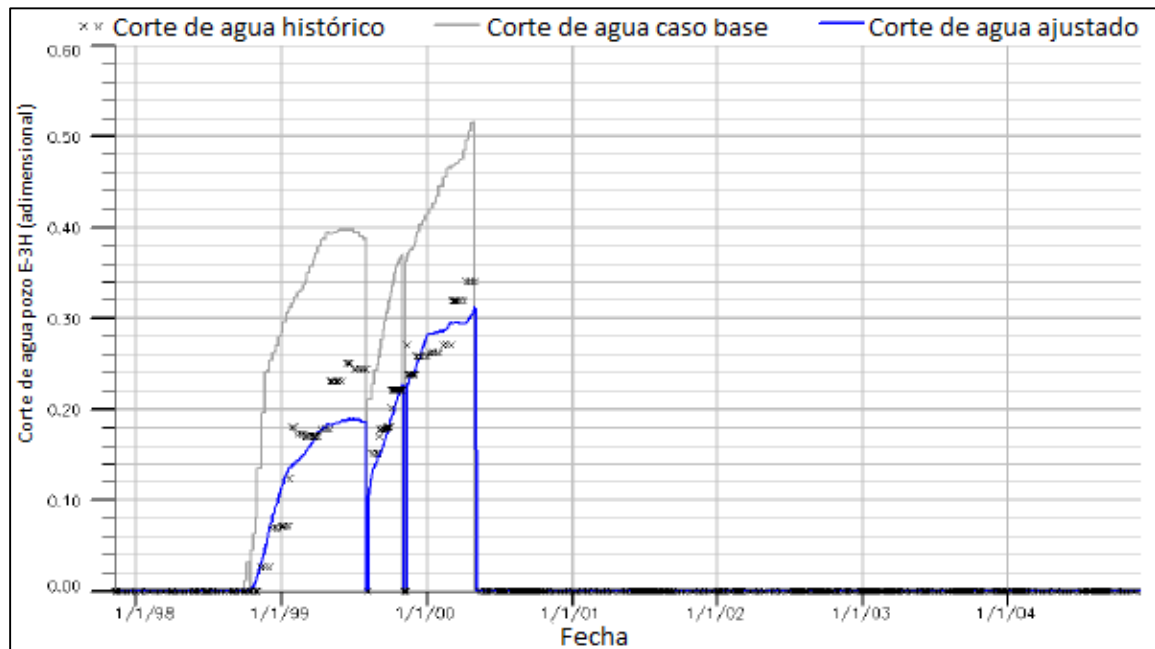
Como resultado, se obtuvo un buen ajuste con los datos de producción de los pozos, especialmente en el pozo E-2H. La ruptura del agua se dio en el tiempo correcto y la tendencia general del corte de agua estuvo bien ajustada. Los resultados del ajuste se pueden observar en la figura 30, figura 31 y figura 32, donde se muestra el ajuste de los pozos E-2H, E-3H y E-3AH respectivamente. Se debe tener en cuenta que, en las gráficas las equis corresponden a los datos históricos de producción, la línea gris corresponde al caso base y la línea azul corresponde al modelo ajustado.

Figura 30. Ajuste del corte de agua en el pozo E-2H



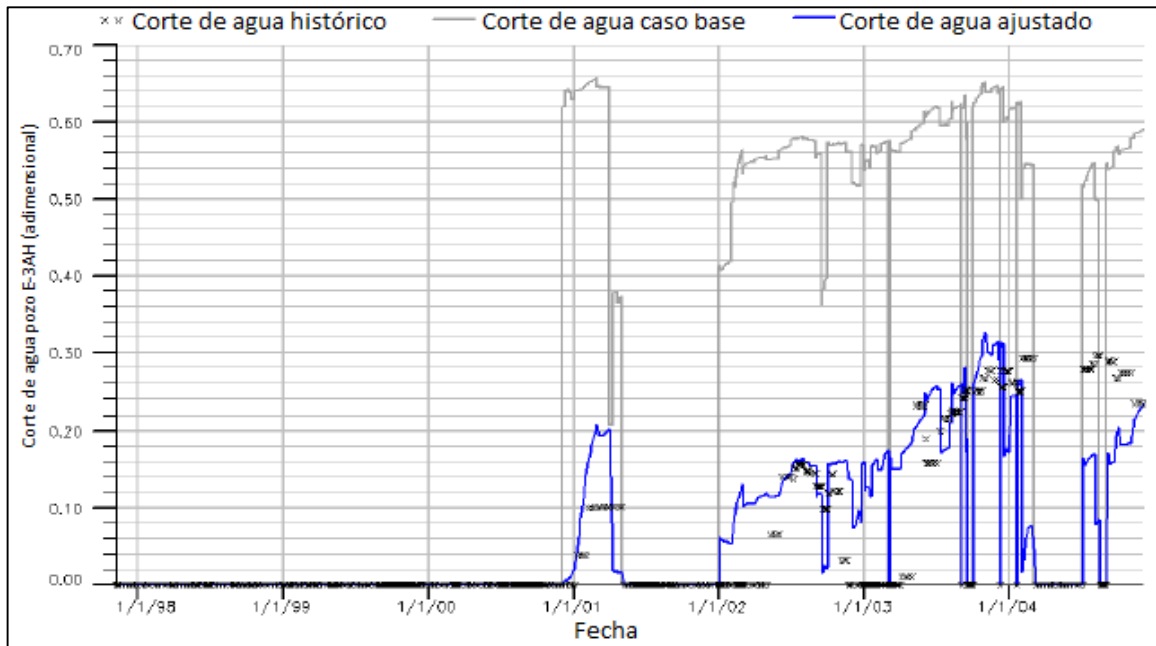
Fuente. RWECHUNGURA, R., et al. Results of the First Norne Field Case on History Matching and Recovery Optimization Using Production and 4D Seismic Data. En: SPE Applied Technology Workshop (8-12, octubre: San Antonio, Texas, USA). 2012.

Figura 31. Ajuste en el corte de agua en el pozo E-3H



Fuente. RWECHUNGURA, R., et al. Results of the First Norne Field Case on History Matching and Recovery Optimization Using Production and 4D Seismic Data. En: SPE Applied Technology Workshop (8-12, octubre: San Antonio, Texas, USA). 2012.

Figura 32. Ajuste en el corte de agua en el pozo E-3AH

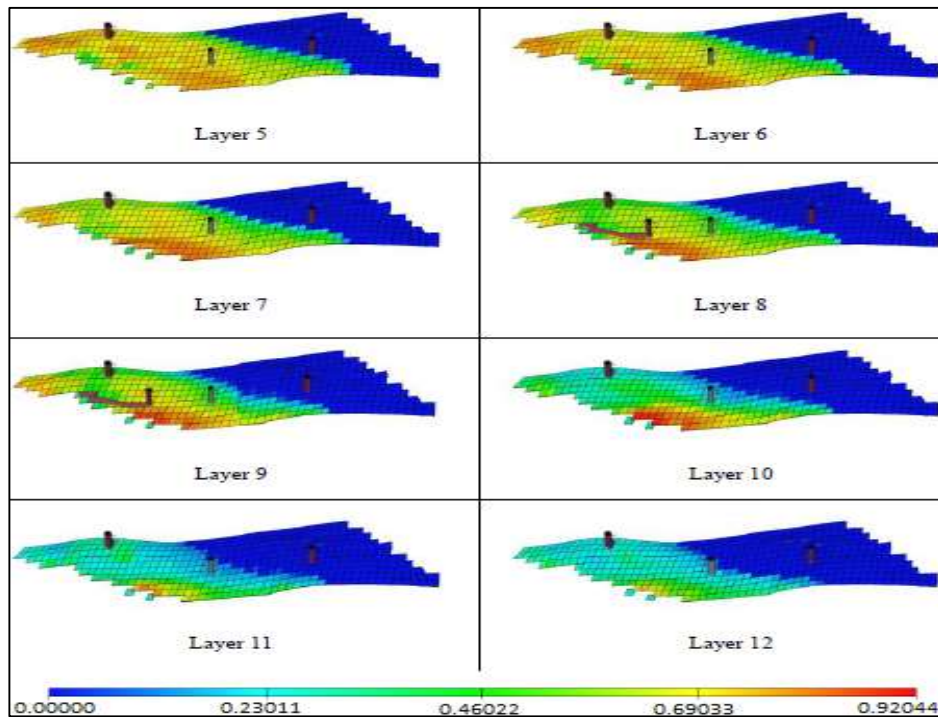


Fuente. RWECHUNGURA, R., et al. Results of the First Norne Field Case on History Matching and Recovery Optimization Using Production and 4D Seismic Data. En: SPE Applied Technology Workshop (8-12, octubre: San Antonio, Texas, USA). 2012.

3.2.3.2 Estrategia de desarrollo. Al final del periodo simulado en el caso base, se evidenciaron considerables cantidades de petróleo residual como se puede ver en la figura 33; por lo tanto, se realizaron simulaciones donde se buscó recuperar la mayor cantidad de petróleo remanente posible. Se probaron manualmente varios targets de pozo y las tasas de los mismos fueron modificadas para incrementar el VPN. En la tabla 7, se muestran los mejores casos con 0, 1 y 2 sidetracks. El VPN y el factor de recobro incrementaron considerablemente en el modelo de simulación. Los pozos se ubicaron para drenar los lugares más obvios donde se encuentran los hidrocarburos; posteriormente, el VPN se maximizó ajustando la ubicación y las tasas de los pozos manualmente. Se probó inyectar agua de baja salinidad, pero no se obtuvieron resultados satisfactorios.

3.2.3.3 Conclusiones. Se integraron satisfactoriamente los datos sísmicos por medio del ajuste de los contactos agua-aceite. El ajuste histórico final fue escogido basado en experiencia y en intuición, debido a esto, hay bastantes incertidumbres relacionadas a la calidad del modelo. Con respecto a la estrategia de desarrollo, el mejor resultado en incremento de factor de recobro y de valor presente neto se obtuvo con la adición de un pozo productor adicional. Se determinó que, a pesar de que si se implementa un nuevo pozo inyector se incrementa el factor de recobro, el valor presente neto se reduce ampliamente.

Figura 33. Predicción del caso base al 1 de enero de 2009



Fuente. RWECHUNGURA, R., et al. Results of the First Norne Field Case on History Matching and Recovery Optimization Using Production and 4D Seismic Data. En: SPE Applied Technology Workshop (8-12, octubre: San Antonio, Texas, USA). 2012.

Tabla 7. Casos de predicción propuestos por la NTNU

Caso	Productor adicional	Inyector adicional	FR%	VPN US\$ (10 ⁶)
PRED11 (base)	No	No	48.82	675.7
PRED_PROD19	Si	No	52.24	978.6
PRED_PROD_INJ	Si	Si	52.78	625.4

Fuente. RWECHUNGURA, R., et al. Results of the First Norne Field Case on History Matching and Recovery Optimization Using Production and 4D Seismic Data. En: SPE Applied Technology Workshop (8-12, octubre: San Antonio, Texas, USA). 2012.

3.2.4 Resultados de los proyectos. En la tabla 8 se presenta un resumen de los resultados obtenidos por los tres participantes del benchmark case propuesto para el Segmento-E del Campo Norne. Se observa que, la Universidad de Stanford alcanzó el mayor valor presente neto incremental llegando a 435 millones de dólares; mientras que, la Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología alcanzó el factor de recobro más alto con 52.2%. Los resultados técnicos y financieros del presente trabajo se compararán con los resultados de cada una de las universidades participantes.

Tabla 8. Principales resultados obtenidos por los participantes

Universidad/Compañía	VPN incremental (10⁶ US\$)	Factor de recobro (%)
Universidad de Stanford	435	50.7
Texas A&M	344	49.24
NTNU	303	52.2
Caso Base	-	48.80

Fuente. RWECHUNGURA, R., et al. Results of the First Norne Field Case on History Matching and Recovery Optimization Using Production and 4D Seismic Data. En: SPE Applied Technology Workshop (8-12, octubre: San Antonio, Texas, USA). 2012.

Rwenchungura⁸³ menciona que uno de los retos principales al realizar la comparación de los resultados de cada uno de los participantes fueron los diferentes formatos, notaciones, y parámetros técnicos y económicos usados por cada grupo, que no fueron especificados en la descripción del ejercicio. Adicionalmente, no se definió una guía para presentar los resultados, lo que complicó la compilación y comparación de los mismos.

⁸³ RWECHUNGURA, R. Op cit., p. 4

4. MODELO DE CAPACIDADES RESISTIVAS

La evaluación de estrategias de desarrollo en los campos de producción de hidrocarburos se realiza tradicionalmente mediante la simulación numérica de yacimientos. Este método, entre otras cosas, permite representar el flujo de fluidos en el reservorio, permite determinar saturaciones y tasas de producción, permite la manipulación de tasas de inyección y la localización de pozos nuevos para probar diferentes escenarios de producción.

Las simulaciones numéricas requieren de un modelo geológico para definir propiedades estáticas del yacimiento como la porosidad y permeabilidad de la roca, lo que implica que previamente se deben realizar pruebas y análisis para determinar estas propiedades en puntos específicos del yacimiento, y posteriormente se debe aplicar geo-estadística para inferirlas en el resto del reservorio; adicionalmente, las propiedades de los fluidos a las presiones de yacimiento deben ser definidas apropiadamente antes de ser introducidas en el modelo.

Si bien los modelos numéricos representan con precisión y exactitud el flujo de fluidos en el yacimiento, los factores mencionados anteriormente hacen que sean complejos, que tengan una alta incertidumbre y que disminuirla por medio de ajuste histórico sea tedioso, que se requiera de días o meses para lograr describir y evaluar diferentes escenarios de producción y que exijan un alto gasto computacional; por lo tanto, si se tienen restricciones de tiempo o económicas, se puede usar un modelo semi-analítico de yacimientos en el que se reduce el tiempo de computación y se minimizan los esfuerzos relacionados con el modelo geológico del reservorio, aunque esto no implica necesariamente que se disminuya la exactitud de los resultados. La información que se obtiene de los modelos semi-analíticos puede usarse como información de entrada para los modelos numéricos, reduciendo el tiempo requerido para realizar un buen ajuste histórico.

El modelo de capacidades resistivas (CRM, por sus siglas en inglés), es un modelo semi-analítico de yacimientos que se centra en describir la relación entre inyectores y productores mediante el modelamiento de la producción total de fluidos del reservorio. Es un modelo práctico y efectivo que usa solamente las tasas de inyección y producción para realizar el ajuste histórico, según Weber⁸⁴, esto permite modelar con exactitud yacimientos grandes en un periodo corto de tiempo. Adicionalmente, permite realizar predicciones del comportamiento de los

⁸⁴ WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis de doctorado. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 4 p.

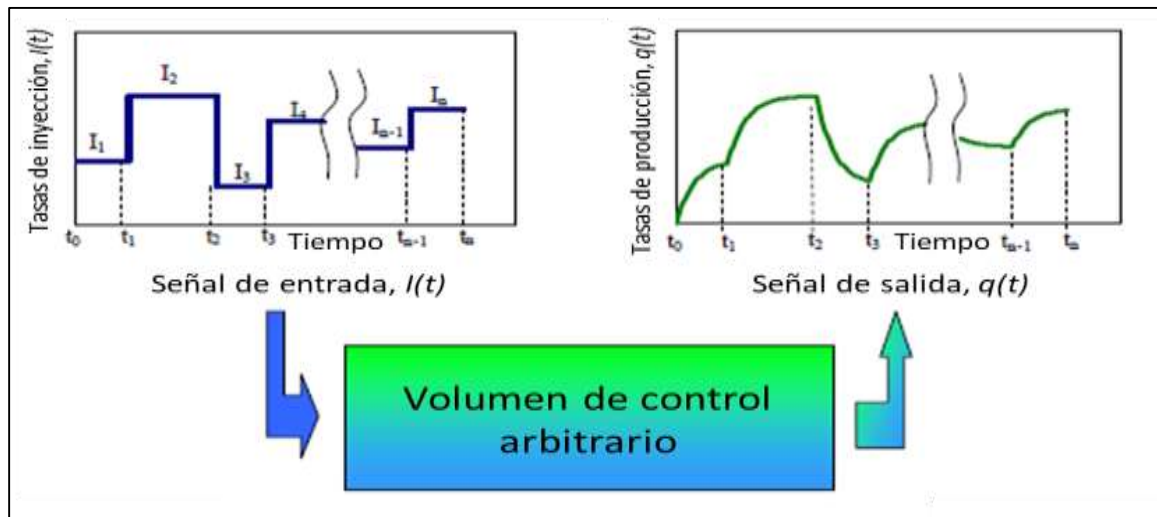
fluidos del yacimiento y evaluar los resultados si se somete a diferentes escenarios de inyección. El modelo también puede ser usado para evaluar las conectividades entre inyectores y productores, y para clarificar la efectividad de una estrategia de inyección.

En el presente capítulo se describirán las generalidades del modelo de capacidades resistivas incluyendo la reseña histórica, las variaciones del modelo y las ecuaciones que lo rigen. Adicionalmente, se incluyen ejemplos en los que se ha aplicado este modelo.

4.1 GENERALIDADES DEL MODELO DE CAPACIDADES RESISTIVAS

Según Sayarpour⁸⁵, el modelo de capacidades resistivas se basa en las técnicas de procesamiento de señal, donde las tasas de inyección se tratan como señales de entrada y las tasas totales de producción se tratan como las señales de salida. Su nombre se debe a la analogía que existe entre el CRM y un circuito compuesto por un capacitor y una resistencia, donde estos representan la capacidad de almacenamiento del yacimiento y la resistencia que opone el mismo a una señal de entrada, respectivamente. La figura 34 representa el impacto de la tasa de inyección en la tasa de producción total para un volumen de control arbitrario en el yacimiento.

Figura 34. Impacto de la tasa de inyección en la tasa de producción total.



Fuente. SAYARPOUR, Morteza. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods. Tesis de doctorado. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2008. 22 p.

⁸⁵ SAYARPOUR, Morteza. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods. Tesis de doctorado. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2008. 22 p.

El CRM modela el flujo de fluidos totales en el yacimiento con base a las conectividades entre las parejas inyector-productor, lo que representa una medida de la permeabilidad del reservorio; para esto, requiere la estimación, a partir de los datos históricos de inyección y producción, de dos parámetros clave que son: la fracción de inyección que contribuye a la producción, y el tiempo de respuesta de la señal de inyección en el productor. El modelo tiene en cuenta los efectos de la compresibilidad total, el volumen poroso y el índice de productividad de los pozos.

Para usar el modelo de capacidades resistivas en un proyecto de predicción de hidrocarburos cuando el yacimiento se somete a un proceso de recobro secundario o mejorado se deben seguir tres pasos que son:

1. Con base a los datos históricos de inyección y producción de fluidos totales a condiciones de fondo, ajustar el modelo variando la fracción de inyección que contribuye a la producción, y del tiempo de respuesta de la señal de inyección en el productor, hasta que se reproduzca la historia de producción de fluidos totales. Esto se hace usando uno de los tres volúmenes de control del modelo, los cuales se explican en la sección 4.1.3
2. Con el modelo de capacidades resistivas ajustado y a partir de modelos analíticos, estimar la tasa de producción histórica de cada uno de los fluidos presentes en el yacimiento, la cuál debe ser cercana a la tasa de producción real.
3. A partir del ajuste de los modelos analíticos, predecir de la tasa de hidrocarburos al aplicar un método de recobro secundario o mejorado, si se asumen determinadas tasas de inyección.

4.1.1 Reseña histórica del CRM. A continuación, se presentan brevemente los acontecimientos más importantes que llevaron al desarrollo del modelo de capacidades resistivas y los avances remarcables que se han realizado al mismo.

- 2003: Alejandro Albertoni y Larry Lake proponen usar una técnica de regresión multivariable para inferir las conectividades entre pozos a través de las fluctuaciones en las tasas de los mismos. El yacimiento es visto como un sistema que convierte una señal de entrada en una señal de salida. Para tener en cuenta la disipación dentro del reservorio incluyen filtros de difusividad en el modelo.

- 2005: Hugo Genitl explica el significado físico de las conectividades como función de la transmisibilidad del yacimiento y desarrolla un modelo empírico para calcular la cantidad de petróleo producido a partir de la cantidad de agua inyectada acumulada
- 2006: Ali Yousef incorpora la capacidad de extraer las propiedades del yacimiento a partir de los datos de inyección y producción por medio del modelo de capacidades resistivas. Introduce una constante de tiempo en función de la compresibilidad total, el volumen poroso y el Índice de productividad para caracterizar el tiempo de respuesta de una señal de inyección en los pozos productores. Los índices de conectividad y las constantes de tiempo reflejan las propiedades del yacimiento y de los fluidos entre inyectores y productores.
- 2007: Ximing Liang desarrolla un modelo de capacidades resistivas simple para optimizar la producción de petróleo sin usar los datos de bottom hole pressure.
- 2008: Morteza Sayarpour desarrolla soluciones analíticas del modelo de capacidades resistivas para diferentes volúmenes de control basado en la variación paso a paso de las tasas de inyección. Estas soluciones pueden ser aplicadas a datos de campo con tasas variables y con bottom hole pressure.
- 2009: Daniel Weber aplica el CRM a yacimientos de gran escala. Desarrolla una técnica práctica para remover los pozos inactivos y los valores atípicos.
- 2009: Omer Izgec utiliza el CRM junto con modelos analíticos para modelar la influencia que tiene un acuífero en cada pozo
- 2009: Mohammad Delshad usa el CRM para estimar la distribución de fracturas en yacimientos sintéticos

4.1.2 Parámetros clave en el modelo de capacidades resistivas. Los parámetros claves que se estiman en el modelo de capacidades resistivas son la fracción de inyección que contribuye a la producción (ganancia) y el tiempo de respuesta de la señal de inyección en el productor (constante de tiempo).

4.1.2.1 Ganancia (f_{ij}). Según Nguyen⁸⁶, la ganancia está definida como la fracción o porcentaje de la tasa de inyección de un inyector (i) que fluye hacia un productor (j). Este término surge a partir de la ecuación de Darcy para el flujo de fluidos a través del medio poroso, la cual se muestra en la ecuación 7.

Ecuación 7. Ecuación de Darcy

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{dP}{dx}$$

Fuente. Nguyen, Anh. Capacitance resistance modeling for primary recovery, waterflood and water-CO₂ flood. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2012. 39 p.

Donde:

q : Tasa volumétrica de flujo de fluido en movimiento

A : Sección transversal de la roca perpendicular a la dirección de flujo

μ : Viscosidad del fluido

k : Permeabilidad de la roca

Si se asume que, en el proceso de inyección de un fluido en dos o tres dimensiones, la variación de la presión en el espacio es lineal y se tiene un área transversal promedio \bar{A} , la ecuación se podría modificar como se muestra en la ecuación 8, para cada intervalo de tiempo:

Ecuación 8. Ecuación de Darcy modificada

$$f_{ij}(t) = \frac{\bar{kA}}{\bar{\mu}L} \frac{P_{wf_i}(t) - P_{wf_j}(t)}{L}$$

Fuente. Nguyen, Anh. Capacitance resistance modeling for primary recovery, waterflood and water-CO₂ flood. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2012. 40 p.

Donde:

$\frac{\bar{kA}}{\bar{\mu}L}$: Transmisibilidad

P_{wf_i} : Presión de fondo de pozo del inyector

P_{wf_j} : Presión de fondo de pozo del productor

La transmisibilidad es una propiedad de la roca y los fluidos que no depende de la magnitud de las tasas de inyección. La relación entre ganancia y esta propiedad permitirá determinar la fuerza de conexión o conectividad entre un productor y un inyector.

⁸⁶ NGUYEN, Anh. Capacitance resistance modeling for primary recovery, waterflood and water-CO₂ flood. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2012. 39 p.

En el modelo de capacidades resistivas, la ganancia se determina a través de iteraciones partiendo directamente de los datos de inyección y producción de fluidos en el campo de estudio. Si se analiza un campo con un solo inyector y un solo productor, una ganancia menor a uno indicará que parte de la inyección se pierde en el yacimiento o no contribuye a la producción total; mientras que, una ganancia mayor a uno indicará el soporte adicional a la producción.

4.1.2.2 Constante de tiempo (τ_j). Caracteriza el lapso de tiempo que toma reflejar el 63.2% de la señal de inyección en la tasa de producción para cada relación inyector - productor⁸⁷, y el lapso de tiempo en el que el caudal de producción sin tener en cuenta el efecto de la inyección, declina el 63.2% para la misma relación. La constante de tiempo tiene en cuenta los efectos de la compresibilidad total, el volumen poroso y el índice de productividad del pozo, como se muestra en la ecuación 9.

Ecuación 9. Constante de tiempo

$$\tau = \frac{c_t V_p}{J}$$

Fuente. WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 21 p.

Donde:

c_t : Compresibilidad total

V_p : Volumen poroso

J : Índice de productividad

Como se muestra en la figura 35, entre mayor sea el valor de la constante de tiempo, mayor será el tiempo requerido para reflejar el 63.2% de la señal de inyección en la tasa de producción; por lo tanto, si este parámetro es pequeño cualquier cambio en las tasas de inyección afectará el flujo de fluidos en los productores; mientras que, si este parámetro es alto, los productores no van a verse significativamente afectados por los cambios en las tasas de inyección.

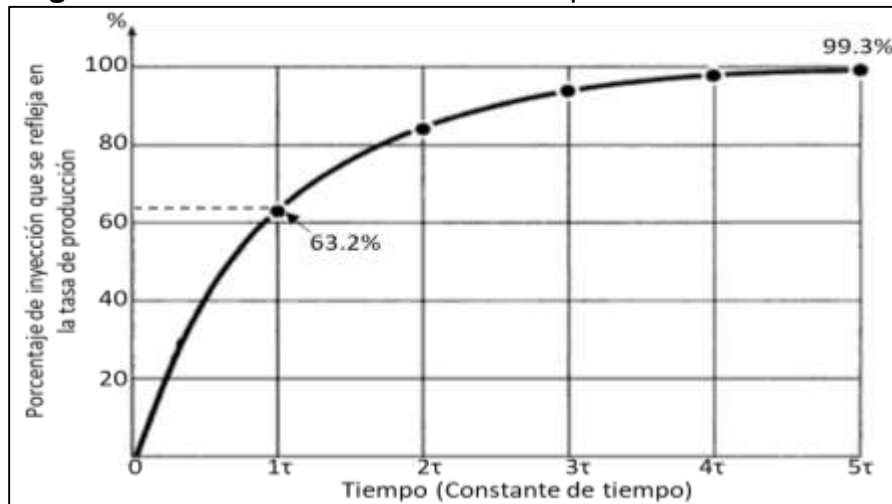
Por otra parte, entre mayor sea el valor de la constante de tiempo, mayor será el tiempo requerido para declinar el 63.2% de la producción; por lo tanto, si este parámetro es pequeño la producción del pozo, sin tener en cuenta el aporte de la inyección, declinará con mayor rapidez y requerirá del apoyo de la señal de

⁸⁷ ESHRAGHI, M. Optimization of miscible CO₂ EOR and storage using heuristic methods combined with capacitance/resistance and Gentil fractional flow models. *En*: Journal of Natural Gas Science and Engineering. Abril 2016. ISSN: 1875-5100

inyección para mantenerse; mientras que, si este parámetro es alto, la producción del pozo tardará más en declinar.

La constante de tiempo no se puede medir físicamente como la presión o las tasas de inyección, ni experimentalmente como la permeabilidad o la porosidad. Tal como en la ganancia, en el modelo de capacidades resistivas, la constante de tiempo se determina a partir de iteraciones teniendo en cuenta los datos de inyección y producción de los pozos o del campo.

Figura 35. Curva de constante de tiempo universal



Fuente. MALONEY, T. Electrónica industrial moderna. 5 ed. México.: Pearson educación, 2006. 63 p. ISBN 970-26-0669-1

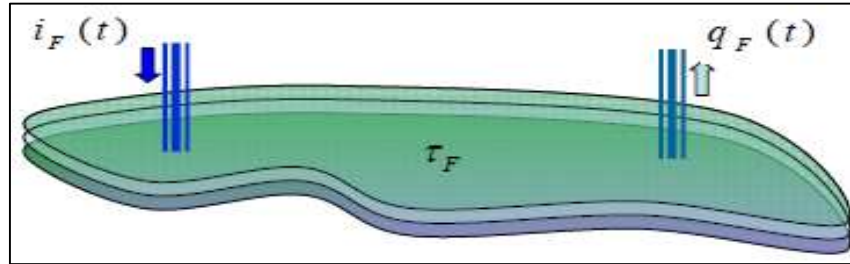
4.1.3 Soluciones del CRM para diferentes volúmenes de control. El CRM se puede aplicar de tres formas diferentes dependiendo del volumen de control deseado para el análisis, estas son:

- CRMT. Se analiza el campo completo con un solo volumen de control
- CRMP. Se analizan múltiples volúmenes de control, uno para cada pozo productor
- CRMIP. Se analizan múltiples volúmenes de control, uno para cada par inyector-productor

A continuación, se amplía la descripción de estos tres modelos y sus respectivos parámetros de análisis.

4.1.3.1 CRM de tanque (CRMT). En este modelo se asume un solo productor que representa la tasa de producción total de fluidos de todos los pozos productores del campo, y un solo inyector que representa la tasa de inyección de todos los pozos inyectores del campo, lo que permite una representación del yacimiento con una sola tasa de entrada y una sola tasa de salida, como se muestra en la figura 36.

Figura 36. Representación esquemática del modelo CRMT



Fuente. SAYARPOUR, Morteza. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO2 Floods. Tesis de doctorado. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2008. 26 p.

Matemáticamente, se usa una ecuación de balance de materia o de continuidad que gobierne el yacimiento con un inyector y un productor como se muestra en la ecuación 10.

Ecuación 10. Ecuación inicial de continuidad para el CRMT

$$c_t V_p \frac{dp(t)}{dt} = I(t) - q(t)$$

Fuente. WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 20 p.

Donde:

C_t : Compresibilidad total

V_p : Volumen poroso del yacimiento

$p(t)$: Presión promedio en el yacimiento al tiempo t

$I(t)$: Tasa de inyección total al tiempo t

$q(t)$: Producción total de fluidos en el tiempo t

La tasa de producción total de fluidos $q(t)$, puede definirse en términos del índice de productividad (J) como se muestra en la ecuación 11

Ecuación 11. Producción de fluidos en términos de J

$$q(t) = J(p(t) - p_{wf}(t))$$

Fuente. WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 20 p.

Si se sustituye la ecuación 11 en la ecuación 10 para eliminar el término de presión promedio en el yacimiento al tiempo t, se obtendría la ecuación 12.

Ecuación 12. Ecuación del CRM reemplazando el término de presión promedio

$$q(t) = I(t) - \frac{c_t V_p}{J} \frac{dq(t)}{dt} - c_t V_p \frac{dp_{wf}(t)}{dt}$$

Fuente. WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 21 p

Donde:

C_t : Compresibilidad total

V_p : Volumen poroso del yacimiento

$p(t)$: Presión promedio en el yacimiento al tiempo t

$I(t)$: Tasa de inyección total al tiempo t

$q(t)$: Producción total de fluidos en el tiempo t

J : Índice de productividad

P_{wf} : Presión de fondo

Adicionalmente, una parte de la inyección total puede no contribuir a la producción total de fluidos o ser apoyada por un factor externo al volumen de control como un acuífero; por tanto, se debe modificar el término de la tasa de inyección total agregando la ganancia o el factor f (ver sección 4.1.2), lo que permite una tasa de inyección más adecuada en el balance.

La constante de tiempo para el volumen de control como se describió en la sección 4.1.2, está dada por la ecuación 13

Ecuación 13 Constante de tiempo

$$\tau = \frac{c_t V_p}{J}$$

Fuente. WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 21 p.

Reemplazando la constante de tiempo y la ganancia resulta la ecuación de continuidad para el CRMT

Ecuación 14. Ecuación general de continuidad para el CRMT

$$q(t) = fI(t) - \tau \frac{dq(t)}{dt} - J\tau \frac{dp_{wf}(t)}{dt}$$

Fuente. WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 21 p.

Finalmente, se integra la ecuación 14 sobre un intervalo discreto de tiempo Δt asumiendo que durante ese intervalo las tasas de inyección son constantes y que la presión de fondo de pozo variará linealmente, generando la ecuación 15 para un periodo de tiempo k

Ecuación 15. Ecuación de continuidad para el CRMT en un intervalo de tiempo

$$q_k = q_{(k-1)} e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} + \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}}\right) \left(fI_k - J\tau \frac{p_{wf}^{(k)} - p_{wf}^{(k-1)}}{\Delta t}\right)$$

Fuente. WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 21 p.

Donde:

q_k : Caudal total en el tiempo k

$q_{(k-1)}$: Caudal total en el tiempo $k-1$

τ : Constante de tiempo

f : Ganancia

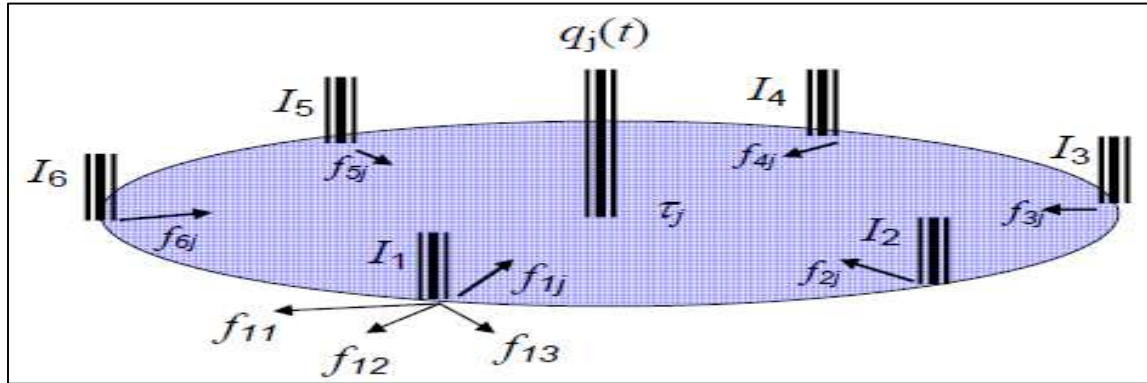
I_k : Caudal de inyección en el tiempo k

J : Índice de productividad

Al usar el modelo de capacidades resistivas con un solo volumen de control, se deben estimar tres parámetros: una ganancia, una constante de tiempo y una tasa de producción del campo en el tiempo 0. Estos parámetros reflejarán un promedio de las propiedades del yacimiento. El CRMT es la solución del modelo de capacidades resistivas más rápida y simple.

4.1.3.2 CRM basado en el productor (CRMP). En este tipo de modelo de capacidades resistivas, el volumen de control es el volumen de drenaje alrededor de un productor dado, como se muestra en la figura 37.

Figura 37. Representación esquemática del modelo CRMP



Fuente. WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 24 p.

Se analiza directamente el efecto de todos los inyectores en cada pozo productor del campo, y se determina una ganancia para cada par inyector-productor y una sola constante de tiempo para cada productor. En este modelo, la suma de las ganancias totales de cada inyector debe ser positiva y menor o igual a 1.

Para el desarrollo de la ecuación que rige el CRMP, se toman las mismas bases que en el modelo de capacidades resistivas de tanque y se realizan algunas modificaciones para incluir más de un pozo inyector y más de un pozo productor en el análisis, resultando en la ecuación 16.

Ecuación 16. Ecuación general de continuidad para el CRMP

$$q_j(t) = \sum_{i=1}^{n_i} f_{ij} I_i(t) - \tau_j \frac{dq_j(t)}{dt} - J_j \tau_j \frac{dp_{wf_j}(t)}{dt}$$

Fuente. WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 23 p.

Donde:

$q_j(t)$: Tasa de producción total de un productor j en el tiempo t .

$I_i(t)$: Tasa de inyección de un inyector i en el tiempo t

f_{ij} : Ganancia entre el inyector i y el productor j

τ : Constante de tiempo asociada con el volumen de drenaje alrededor del productor j

J_j : Índice de productividad asociado al productor j

n_i : Número total de inyectores

Si se integra la ecuación 16 sobre un periodo discreto de tiempo Δt , en el que se asume que las tasas de inyección de todos los inyectores son constantes, se

obtendría la solución mostrada en la ecuación 17 para la tasa de producción en un periodo de tiempo k

Ecuación 17. Ecuación de continuidad para el CRMP en un intervalo de tiempo

$$q_k = q_{j(k-1)} e^{-\frac{\Delta t}{\tau_j}} + \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau_j}}\right) \left(\sum_{i=1}^{n_i} f_{ij} I_{ik} - J_j \tau_j \frac{p_{wf}^{(jk)} - p_{wf}^{(j(k-1))}}{\Delta t} \right)$$

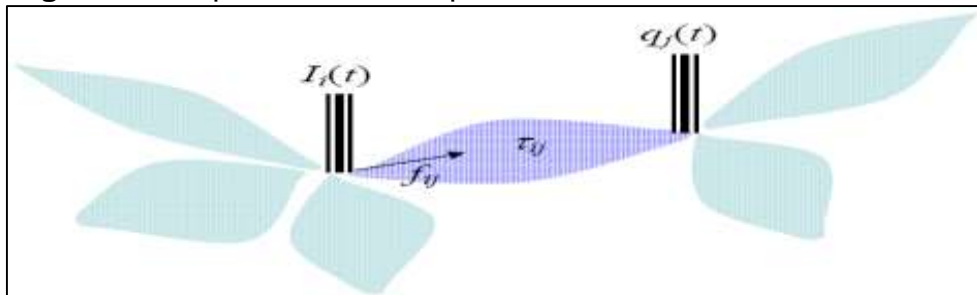
Fuente. WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 24 p.

Donde $q_{j(k-1)}$ es la tasa de producción total del productor j en el intervalo de tiempo anterior y P_{wf} es la presión de fondo del pozo del productor. Si no se tienen valores de P_{wf} , se puede asumir constante y el último término de la ecuación 16 se elimina.

Al usar el modelo de capacidades resistivas basado en el productor, el número de parámetros a estimar varía dependiendo de la cantidad de pozos productores (j) e inyectores (i) presentes en el campo; por ejemplo, si el campo tiene tres productores y dos inyectores, se deberán estimar 6 ganancias ($f_{11}, f_{12}, f_{13}, f_{21}, f_{22}, f_{23}$), tres constantes de tiempo y tres tasas de producción en el tiempo 0, una para cada productor.

4.1.3.3 CRM basado en la relación inyector-productor (CRMIP). En este modelo, el volumen de control es el volumen de drenaje entre cada par inyector-productor, lo que permite hacer un análisis más detallado del comportamiento de los fluidos y de las propiedades del yacimiento entre pozos. A diferencia del modelo basado en el productor, en el que se analiza directamente el efecto que tienen todos los inyectores en un pozo productor, en el CRMIP se analiza de forma independiente la relación entre cada par inyector productor obteniendo una ganancia y una constante de tiempo para cada pareja. La figura 38, muestra una representación esquemática del CRMIP.

Figura 38. Representación esquemática del modelo CRMIP



Fuente. WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 27 p.

Para el desarrollo de la ecuación que rige el CRMIP, se toman las mismas bases mostradas en el modelo de capacidades resistivas de tanque y se realizan modificaciones para representar el volumen de control basado en la relación inyector (*i*) – productor (*j*), resultando en la ecuación 18.

Ecuación 18. Ecuación general de continuidad para el CRMIP

$$q_{ij}(t) = f_{ij}I_i(t) - \tau_{ij} \frac{dq_{ij}(t)}{dt} - J_j \tau_{ij} \frac{dp_{wfj}(t)}{dt}$$

Fuente. WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 26 p.

Donde:

$q_{ij}(t)$: Parte de la producción total en el productor *j* que es soportada por la inyección en el inyector *i* al tiempo *t*

$I_i(t)$: Tasa de inyección de un inyector *i* en el tiempo *t*

f_{ij} : Ganancia entre el inyector *i* y el productor *j*

τ_{ij} : Constante de tiempo asociada al volumen de drenaje entre el inyector *i* y el productor *j*

J_j : Índice de productividad asociado al productor *j*

Si se integra la ecuación 18 sobre un periodo discreto de tiempo Δt , asumiendo tasas de inyección constantes, se obtendría la ecuación 19 para la tasa de producción en un periodo de tiempo *k*

Ecuación 19. Ecuación de continuidad para el CRMIP en intervalo de tiempo

$$q_{ijk} = q_{ij(k-1)} e^{-\frac{\Delta t}{\tau_{ij}}} + \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau_{ij}}}\right) \left(f_{ij} I_{ik} - J_j \tau_{ij} \frac{p_{wf}^{(jk)} - p_{wf}^{(j(k-1))}}{\Delta t}\right)$$

Fuente. WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 27 p.

El modelo de capacidades resistivas basado en la relación inyector-productor es el más extenso de los tres, pero arroja los mejores ajustes. Como en el CRMP, la cantidad de parámetros a estimar variará teniendo en cuenta el número de pozos inyectores y productores en el campo, pero en general se estimará un número de ganancias, de constantes de tiempo y de tasas de producción en el tiempo 0, equivalentes al número de productores del campo multiplicado por el número de inyectores para cada parámetro.

4.1.3.4 Resumen. A continuación, se presentan dos cuadros resumen con la información relevante de cada uno de modelos que se usan para resolver el

modelo de capacidades resistivas. El primero presenta los parámetros a estimar y el segundo presenta las ecuaciones de continuidad.

- **Parámetros a estimar.** El número de parámetros a estimar varía en cada uno de los modelos y se incrementa del CRMT al CRMP, y del CRMP al CRMIP.

Tabla 9. Número de parámetros a estimar

	CRMT	CRMP	CRMIP
Parámetros a estimar	$q_F(t_0), f_F, \tau_F$	$q_j(t_0), f_{ij}, \tau_j$	$q_{ij}(t_0), f_{ij}, \tau_{ij}$
No. de parámetros totales a estimar	3	$N_{pro} * (N_{iny} + 2)$	$3 * N_{iny} * N_{pro}$
No. de caudales iniciales a estimar ($q(t_0)$)	1	N_{pro}	$N_{iny} * N_{pro}$
No. de ganancias a estimar (f)	1	$N_{iny} * N_{pro}$	$N_{iny} * N_{pro}$
No. de constantes de tiempo a estimar (τ)	1	N_{pro}	$N_{iny} * N_{pro}$

Fuente. Elaboración propia con base en: SAYARPOUR, Morteza. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO2 Floods. Tesis de doctorado. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2008. 22 p.

Donde el subíndice F hace referencia al total, el j al pozo productor y el ij a la pareja inyector-productor

- **Ecuaciones de continuidad.** La base para determinar la ecuación de continuidad que rige cada uno de los modelos es la misma, lo que cambia es el volumen de control que se analiza. La Tabla 10, presenta un resumen con las ecuaciones de continuidad de los tres modelos.

Tabla 10. Resumen de las ecuaciones de continuidad para las soluciones del modelo de capacidades-resistivas

Modelo	Volumen de control	Ecuación diferencial en un dominio continuo de tiempo	Solución de la ecuación para un intervalo determinado de tiempo
CRMT	Todo el campo	$q(t) = \left[fI(t) - \tau \frac{dq(t)}{dt} - J\tau \frac{dp_{wf}(t)}{dt} \right]$	$q_k = \left[q_{(k-1)} e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} + \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} \right) \left(fI_k - J\tau \frac{p_{wf}^{(k)} - p_{wf}^{(k-1)}}{\Delta t} \right) \right]$
CRMP	Para cada productor	$q_j(t) = \left[\sum_{i=1}^{n_i} f_{ij} I_i(t) - \tau_j \frac{dq_j(t)}{dt} - J_j \tau_j \frac{dp_{wf_j}(t)}{dt} \right]$	$q_{jk} = q_{j(k-1)} e^{-\frac{\Delta t}{\tau_j}} + \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau_j}} \right) \left(\sum_{i=1}^{n_i} f_{ij} I_{ik} - J_j \tau_j \frac{p_{wf}^{(jk)} - p_{wf}^{(j(k-1))}}{\Delta t} \right)$
CRMIP	Para cada par inyector - productor	$q_{ij}(t) = \left[f_{ij} I_i(t) - \tau_{ij} \frac{dq_{ij}(t)}{dt} - J_j \tau_{ij} \frac{dp_{wf_j}(t)}{dt} \right]$	$q_{ijk} = q_{ij(k-1)} e^{-\frac{\Delta t}{\tau_{ij}}} + \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau_{ij}}} \right) \left(f_{ij} I_{ik} - J_j \tau_{ij} \frac{p_{wf}^{(jk)} - p_{wf}^{(j(k-1))}}{\Delta t} \right)$

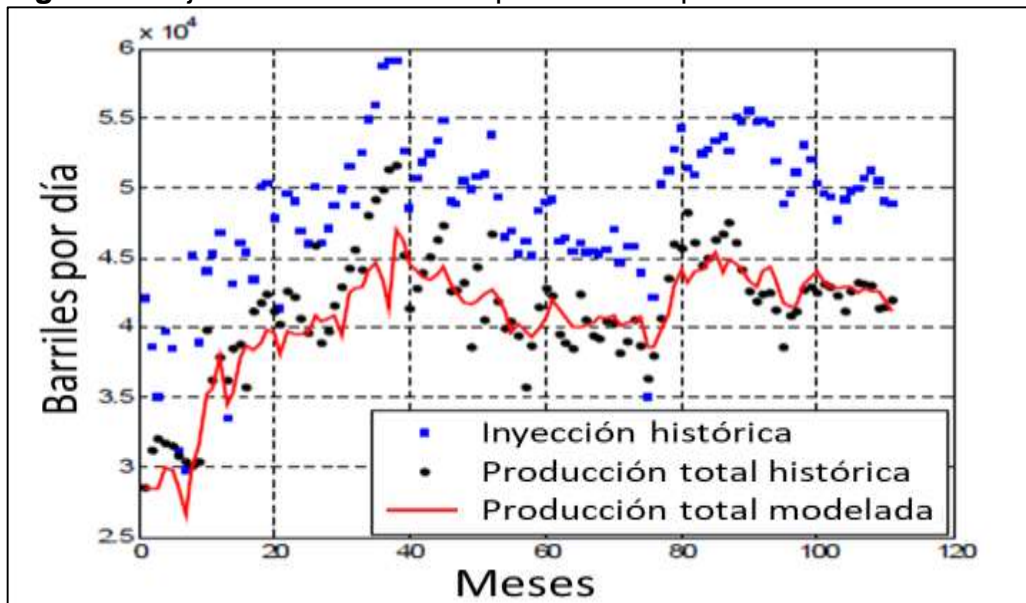
Fuente. Elaboración propia con base en: WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 33 p.

4.1.4 Casos de éxito en procesos de ajuste histórico por medio del CRM. A continuación, se presentan brevemente los resultados de dos campos reales en los que se realizó el proceso de ajuste histórico con el modelo de capacidades resistiva. Estos casos los estudio el Doctor Daniel Weber en su tesis de doctorado llamada “The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods” presentada en 2009.

4.1.4.1 Campo maduro en el oeste de Texas. En 2009, este campo contaba con 134 inyectores y 242 productores cubriendo alrededor de 24 kilómetros cuadrados. Adicionalmente, el reservorio había estado bajo inyección de agua por 40 años.

- **Ajuste por CRMP.** En la figura 39, se muestra el resultado del ajuste histórico del campo por el modelo de capacidades resistivas basado en el productor, se observa que dio un muy buen resultado a pesar del gran número de parámetros que se debían ajustar teniendo en cuenta la cantidad de pozos productores e inyectores. Es necesario tener en cuenta que se tomó una ventana de ajuste de 111 meses.

Figura 39. Ajuste histórico de campo de Texas por medio del CRMP

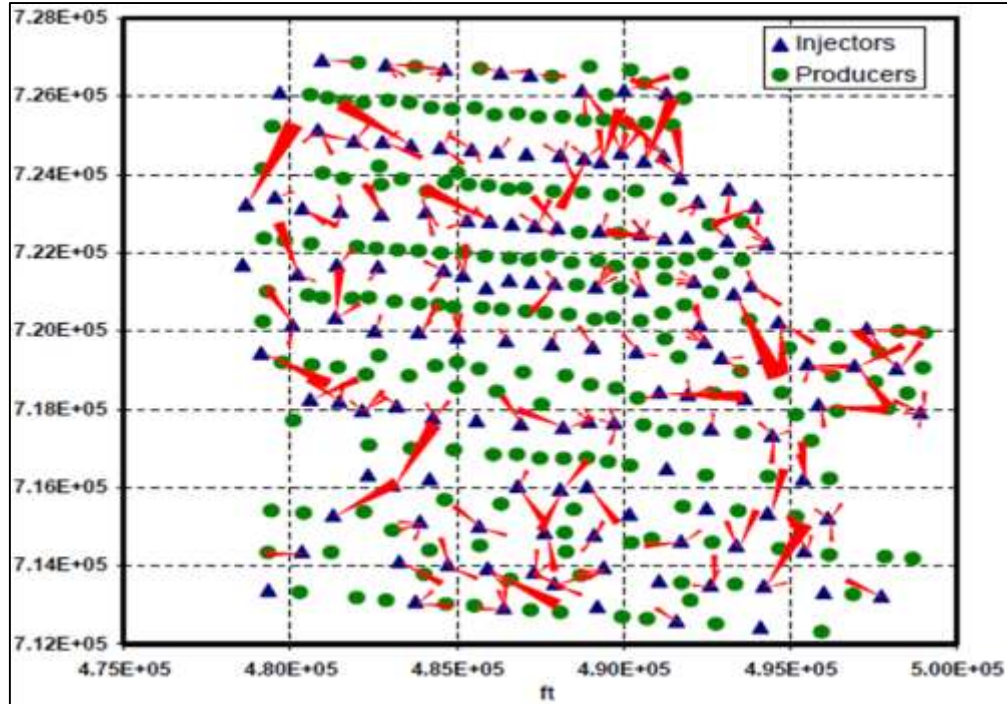


Fuente. Elaboración propia con base en: WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 48 p.

Posteriormente, se graficó un mapa del yacimiento mostrando la magnitud de las ganancias (f_{ij}) obtenidas entre cada par productor-inyector, donde la longitud de las líneas rojas es proporcional a la magnitud de la ganancia; es decir que, si entre un pozo inyector y un pozo productor se muestra una línea roja larga y

ancha, se tendrá una buena conectividad entre pozos. Este gráfico se presenta en la figura 40.

Figura 40. Magnitud de las ganancias en el yacimiento de Texas



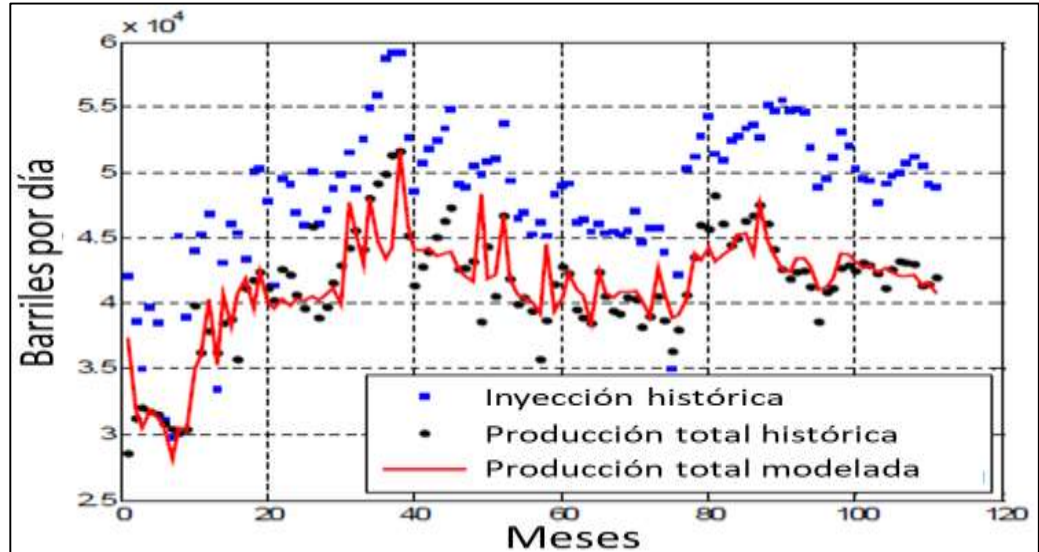
Fuente. WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 51 p

Análisis como estos permiten explorar las conexiones entre pozos en diferentes patrones con el fin de desarrollar proyectos de inyección o perforación infill que permitan incrementar la producción; adicionalmente, permiten determinar las estrategias de drenaje que no están siendo efectivas debido a una baja conectividad ente pozos.

- **Ajuste por CRMIP.** Weber también realizó el ajuste por el modelo de capacidades resistivas basado en la relación inyector-productor, con el fin de determinar si efectivamente el CRMIP genera resultados más acertados que el CRMP. La gráfica con el ajuste realizado por este método se muestra en la figura 41.

Los resultados obtenidos confirman que el ajuste por el CRMIP da resultados más cercanos a la tasa de producción total histórica real del campo que ajuste el realizado con el CRMP

Figura 41. Ajuste histórico de campo de Texas por medio del CRMIP



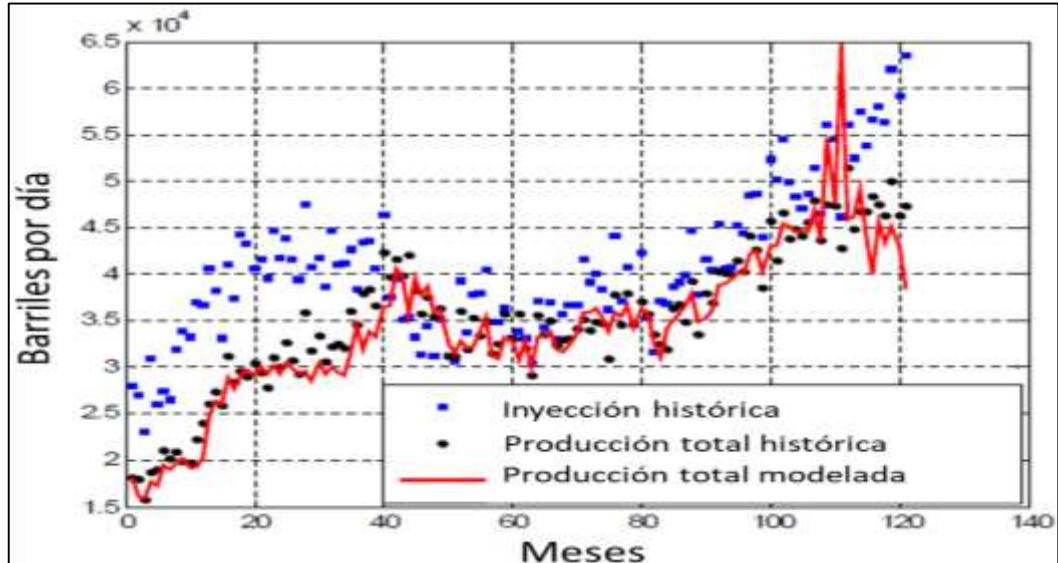
Fuente. Elaboración propia con base en: WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 57 p.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el ajuste, se puede asegurar que el mapa de ganancias entre inyectores y productores también variará; por tanto, se generarán resultados similares, pero será más acertado el que se haga por el CRMIP.

4.1.4.2 Campo maduro en California. En 2009 este campo contaba con 71 pozos inyectores y 178 productores. La zona de estudio tenía una porosidad promedio de 20% y un espesor de 900 pies. Al momento de aplicar el modelo de capacidades resistivas la inyección de agua llevaba 44 años, esta inicialmente se realizaba de forma periférica, pero 20 años después se inició el proceso de inyección por patrones.

- **Ajuste por CRMP.** En la Figura 42, se muestra el resultado del ajuste histórico del campo por el modelo de capacidades resistivas basado en el productor, con una ventana de ajuste de 120 meses. En general, muestra buenos resultados, aunque en el periodo que va del mes 100 al mes 120 se genera un pico en la producción total de fluidos modelada que no está presente en la producción real, esto probablemente se pueda mejorar si se realiza el ajuste por el modelo de capacidades resistivas basado en la relación inyector productor.

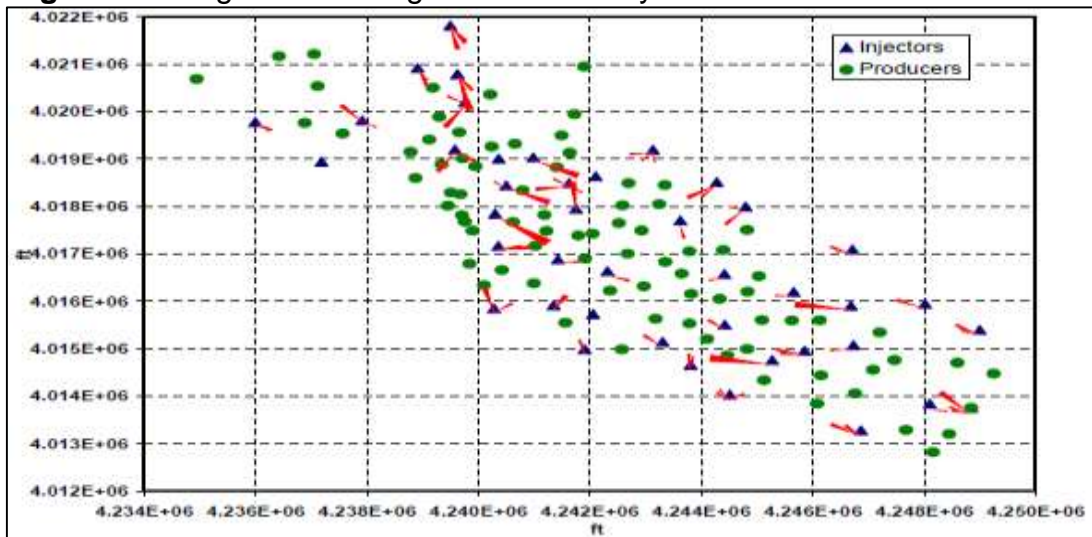
Figura 42. Ajuste histórico de campo de California por medio del CRMP



Fuente. Elaboración propia con base en: WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 70 p.

En este caso, Weber también realizó un mapa de conectividades basado en los resultados de las ganancias ajustadas entre inyectores y productores, el cual se muestra en la figura 43.

Figura 43. Magnitud de las ganancias en el yacimiento de California

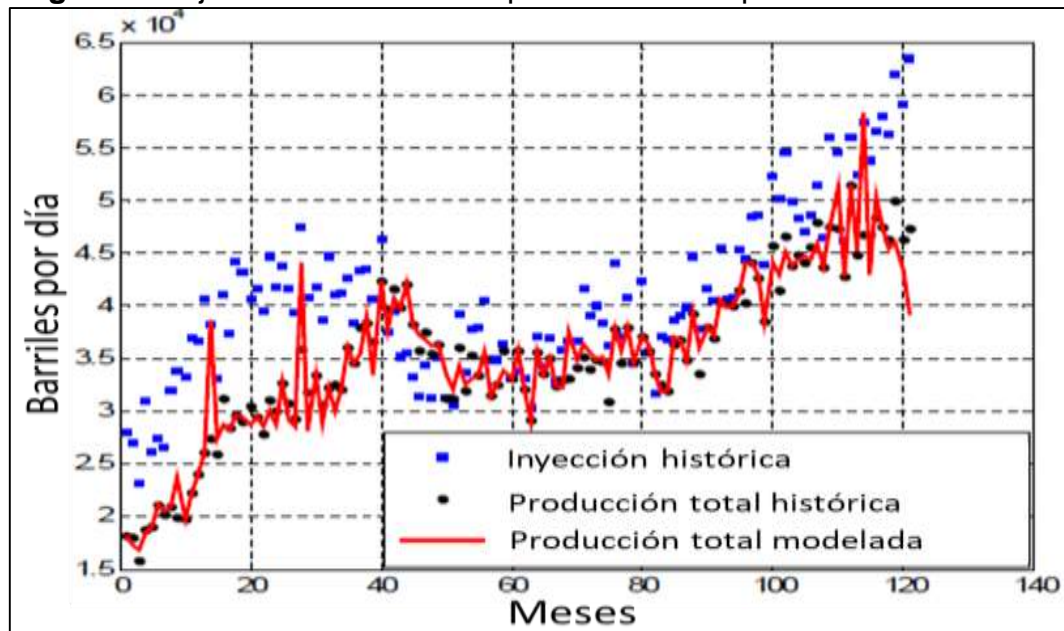


Fuente. Elaboración propia con base en: WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 72 p.

Como se mencionó anteriormente, las líneas rojas representan la ganancia, parámetro que está relacionado con la conectividad entre pozos. Una línea gruesa y larga representa una buena conectividad.

- **Ajuste por CRMP.** Con el fin de probar la teoría de que al realizar el ajuste histórico por el modelo de capacidades resistivas basado en la relación inyector – productor, se mejorarían los resultados disminuyendo el pico obtenido por el realizado con el CRMP, Weber decidió ajustar la historia de producción por el CRMIP como se muestra en la Figura 44.

Figura 44. Ajuste histórico de campo de California por medio del CRMIP



Fuente. Elaboración propia con base en: WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 76 p.

Efectivamente, el ajuste logrado por este método es más acertado y, aunque el pico que se genera entre los meses 100 y 120 sigue presente, está reducido y es más cercano a la realidad de los datos.

5. AJUSTE HISTÓRICO AL MODELO DEL SEGMENTO-E DEL CAMPO NORNE

Cuando se realiza la evaluación de planes de desarrollo de un campo determinado usando modelos específicos, es necesario que estos inicialmente representen con exactitud las características del yacimiento con el fin de lograr resultados acertados que predigan fielmente lo que sucedería si el reservorio se somete a uno de los escenarios evaluados. Para esto, se realiza un procedimiento de ajuste histórico de datos, en el que ajustan parámetros de los modelos hasta que se logra reproducir con un mínimo error la historia de producción del campo.

En el modelo de capacidades resistivas, se ajustan ganancias y constantes de tiempo para lograr reproducir la producción histórica de fluidos totales a partir de los datos reales de inyección y producción, esto permite obtener una representación general del yacimiento. Después de esto, se hace necesario el ajuste de modelos analíticos que permitan discriminar la producción total obtenida con el CRM entre cada uno de fluidos presentes en el yacimiento.

En este capítulo se presenta el ajuste histórico realizado para el modelo del Segmento-E del Campo Norne, en el que primero se ajustó el CRM para lograr reproducir la historia de producción de fluidos totales y, a partir de los resultados obtenidos, se ajustó el modelo analítico de Koval para reproducir las tasas de producción históricas de cada uno de los fluidos presentes en el yacimiento. Los ajustes se realizaron en unidades de sistema internacional, debido a que es el principal sistema de unidades manejado en Noruega y a que los datos entregados por la Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología están en esas condiciones.

Se considera que, durante el periodo de ajuste y predicción, el reservorio se encuentra a una presión mayor a la presión de burbuja, debido a que mantener el yacimiento por encima de este valor fue el motivo principal por el que el operador del campo, Statoil S.A. (actualmente Equinor), decidió iniciar la inyección de agua tan solo un año después de haber iniciado la producción⁸⁸; adicionalmente, en el periodo de predicción, se asume que el dióxido de carbono se inyecta a una presión mayor a la presión mínima de miscibilidad, la cual, para este caso, es igual a la presión de burbuja, lo que ayuda a mantener la presión del yacimiento.

⁸⁸ GJERSTAD, Helge. The Norne Field – Exploration history & reservoir development strategy. En: Offshore Technology Conference (27: 1-4, mayo, 1995: Texas, Estados Unidos) OTC 7924. 1995. p. 525-532.

5.1 AJUSTE HISTÓRICO DEL MODELO DE CAPACIDADES RESISTIVAS

Como se mencionó en el Capítulo 4, el CRM se puede aplicar de tres formas diferentes dependiendo del volumen de control deseado para el análisis, puede usarse asumiendo un volumen de control para todo el campo, un volumen de control para cada productor o un volumen de control para cada par inyector – productor; para el caso del Segmento-E, se decidió trabajar con el modelo de capacidades resistivas que analiza el volumen de control para cada par inyector- productor (CRMIP), debido a que permite una representación más cercana a la realidad del yacimiento pues se determina la fracción de la inyección que contribuye a la producción (ganancia) y el tiempo de respuesta de la inyección en la producción (constante de tiempo), para cada relación inyector – productor presente en el campo, esto permite determinar con mayor exactitud canales de flujo y el grado de afectación de la señal de inyección de cada uno de los pozos inyectores en cada uno de los pozos productores.

La ecuación base para realizar el ajuste del CRMIP para cada par inyector - productor se presenta en la ecuación 20; el planteamiento inicial de la ecuación se explica en el capítulo 4.

Ecuación 20. Ecuación de continuidad del CRMIP en un intervalo de tiempo

$$q_{ijk} = q_{ij(k-1)} e^{\frac{-\Delta t}{\tau_{ij}}} + \left(1 - e^{\frac{-\Delta t}{\tau_{ij}}}\right) \left(f_{ij} I_{ik} - J_j \tau_{ij} \frac{p_{wf}^{(jk)} - p_{wf}^{(j(k-1))}}{\Delta t}\right)$$

Fuente. WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 27 p.

Donde:

q_{ijk} : Caudal de producción estimado del pozo j debido a la inyección del inyector i en un tiempo k

$q_{ij(k-1)}$: Caudal de producción del pozo j en relación al inyector i , obtenido en el tiempo inmediatamente anterior al tiempo de análisis actual ($k-1$)

τ_{ij} : Constante de tiempo asociada al volumen de drenaje entre el inyector i y el productor j (parámetro a ajustar)

f_{ij} : Fracción de inyección del inyector i que contribuye a la producción del productor j (parámetro a ajustar)

I_{ik} : Caudal de inyección de agua real en el tiempo k

J_j : Índice de productividad del productor j

p_{wf} : Presión de fondo del pozo

Para el Segmento-E del campo no se cuenta con datos de presión de fondo de pozo; en estos casos, Liang⁸⁹ propone que se asuma una presión de fondo de pozo constante a lo largo de la historia del yacimiento, esto elimina el último término sin generar una repercusión negativa en el resultado del ajuste histórico.

La ecuación 21, presenta la ecuación final de ajuste para cada par inyector - productor usada en el Segmento-E. El primer término, representa el caudal de producción que no ha afectado la inyección y su declinación en el tiempo; mientras que, el segundo término representa el aporte adicional en la tasa de producción debido a la inyección.

Ecuación 21. CRMIP en un intervalo de tiempo sin datos de presión

$$q_{ijk} = q_{ij(k-1)} e^{\frac{-\Delta t}{\tau_{ij}}} + \left(1 - e^{\frac{-\Delta t}{\tau_{ij}}}\right) (f_{ij} I_{ik})$$

Fuente. WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 27 p.

En el CRMIP, se ajusta un número de ganancias (f_{ij}) y un número de constantes de tiempo (τ_{ij}) igual al número de inyectores por el número de productores; para el caso del Segmento-E, donde se tienen 3 productores y 2 inyectores se ajustarían 6 ganancias y 6 constantes de tiempo, una ganancia y una constante de tiempo para cada par inyector – productor.

Después de haber estimado el caudal total para cada timestep con la ecuación 21 a partir un dato inicial de ganancia y uno de constante de tiempo, se usa una función objetivo a minimizar que relacione los caudales estimados con los caudales reales de cada pozo productor, y que permita hallar los valores óptimos de los parámetros que reduzcan el error. La función seleccionada en este caso es la raíz del error cuadrático medio, que indica la distancia, en promedio, de un grupo de datos a la línea de ajuste, esta función se muestra en la ecuación 22.

Ecuación 22. Función a minimizar (raíz del error cuadrático medio)

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^{N_{datos}} (q_{obs} - q_{est})^2}{N_{datos}}}$$

Fuente. SAYARPOUR, Morteza. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO2 Floods. Tesis de doctorado. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2008. 80 p.

⁸⁹ LIANG, X, et al. Optimization of oil production based on a capacitance model of production and injection rates. En: SPE Hydrocarbon economics and evaluation symposium (1-3, abril: Dallas, Texas). SPE 107713. 2007.

5.1.1 Modificación al modelo de capacidades resistivas. Como el CRM usa las variaciones en las tasas de inyección y producción para realizar el ajuste histórico, cualquier cambio en el plan de desarrollo que implique un cambio abrupto en el comportamiento de los fluidos inyectados y producidos, como es el caso del cierre o la incorporación de pozos inyectoros y productores en un periodo de tiempo determinado, debe ser tenido en cuenta para realizar un buen proceso de ajuste, de lo contrario, reproducir la historia de producción de fluidos totales va a ser más dispendioso y no va a generar resultados tan cercanos a los reales como en el modelo modificado.

Para realizar el ajuste histórico del Segmento-E, se realizaron las modificaciones al modelo de capacidades resistivas propuestas por Altaheini⁹⁰, con el objetivo de tener en cuenta factores que no se tienen en cuenta en el modelo original y que pueden afectar el desarrollo del ajuste como son los periodos de cierre de pozos y la inclusión de nuevos pozos productores.

5.1.1.1 Cierre de pozos productores. Cuando se cierran pozos productores, el flujo del fluido inyectado que se dirigía hacia los pozos cerrados se reagrupa y se dirige hacia puntos de presión más bajos, esto ocasiona un incremento en la tasa de producción de los pozos abiertos que no logra ser ajustado por el CRM ya que este no tiene en cuenta la variación que se genera en el balance de fluidos inyectados y producidos debido a este factor. Para solucionar esta limitación, Altaheini⁹¹ propone modificar las tasas de inyección que afectan a los productores abiertos para incluir el aporte de inyección inicialmente asignado a los pozos cerrados, generando así una inyección aparente que se va a usar en la ecuación 21 para el ajuste de los pozos abiertos en periodos de cierre de otros pozos; asimismo, las tasas de inyección dirigidas a los productores cerrados serán reemplazadas por cero, de manera que se respetará el balance del sistema.

El caudal de inyección aparente en un intervalo de tiempo, que se usará para los productores abiertos en periodos donde se presente cierre de pozos, se muestra en la ecuación 23

⁹⁰ ALTAHEINI, Suleiman. Addressing capacitance-resistance modeling limitations and introducing a new practical formulation. Tesis de maestría. Estados Unidos: Universidad de Pennsylvania, 2015.

⁹¹ Ibid., p. 18

Ecuación 23. Caudal de inyección aparente en un intervalo de tiempo

$$I'_{ik} = I_{ik} * \left(1 + \sum_j^{NPcerrados} \{f_{ij}\} \right)$$

Fuente. ALTAHEINI, Suleiman. Addressing capacitance-resistance modeling limitations and introducing a new practical formulation. Tesis de maestría. Estados Unidos: Universidad de Pennsylvania, 2015. 18 p.

Donde:

I'_{ik} : Caudal de inyección aparente en un intervalo de tiempo k

I_{ik} : Caudal de inyección real en un intervalo de tiempo k

$\sum_j^{NPcerrados} \{f_{ij}\}$: Sumatoria de las ganancias de cada uno de los pozos cerrados

5.1.1.2 Incorporación de pozos productores. Al incluir un pozo productor, la estimación del caudal y el ajuste de ganancias y constantes de tiempo de ese pozo, debe empezar en su apertura y no desde el inicio de la historia de producción del campo como se hace tradicionalmente en el modelo de capacidades resistivas; esto permitirá reproducir de forma más acertada la historia de producción del pozo y minimizar el error entre el caudal estimado y el caudal real.

Si esto no se realiza se darán dos escenarios, en el primero, el primer término de la ecuación 21 en el tiempo 0, que determina el caudal de producción del pozo y su declinación en el tiempo, se ajustará a un valor de cero y el modelo no alcanzará el pico de producción inicial real que se produce al momento de la apertura; en el segundo, el primer término no se estima, sino que se introduce manualmente el valor inicial de la producción real del pozo, esto generará que previo a la apertura del pozo, el CRM estime un valor alto de producción total que disminuirá en el tiempo, y al momento de su apertura, no alcanzará a representar el pico de producción real inicial.

5.1.2 Procedimiento para realizar el ajuste del CRMIP. A continuación, se presenta el procedimiento realizado para llevar a cabo el ajuste histórico de fluidos totales del Segmento-E en el modelo de capacidades resistivas, tomando como volumen de control el de cada par inyector – productor. Para realizar el ajuste, se creó una hoja de cálculo en Excel donde se programaron y desarrollaron las ecuaciones de estimación de caudal; posteriormente, se usó la herramienta Solver para minimizar el error entre el caudal estimado y el caudal real, ajustando las ganancias y las constantes de tiempo.

5.1.2.1 Adecuación de los datos iniciales. La Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología entregó a los Elaboración propia del presente trabajo de grado los caudales de inyección de agua de los pozos F-1H y F-3H, y los caudales de producción de petróleo y agua de los pozos E-3H, E-2H y E-3AH, para el periodo de ajuste; estos caudales se encuentran a condiciones superficie, y es necesario que estén a condiciones de fondo ya que el modelo de capacidades resistivas impone esta condición para su uso en el ajuste y predicción de caudales totales. Con el fin de cumplir este requerimiento, el factor volumétrico de cada fluido fue multiplicado por el caudal real del mismo en cada pozo a cada timestep, los factores volumétricos se presentan en la tabla 11.

Tabla 11. Factor volumétrico de los fluidos del Segmento-E

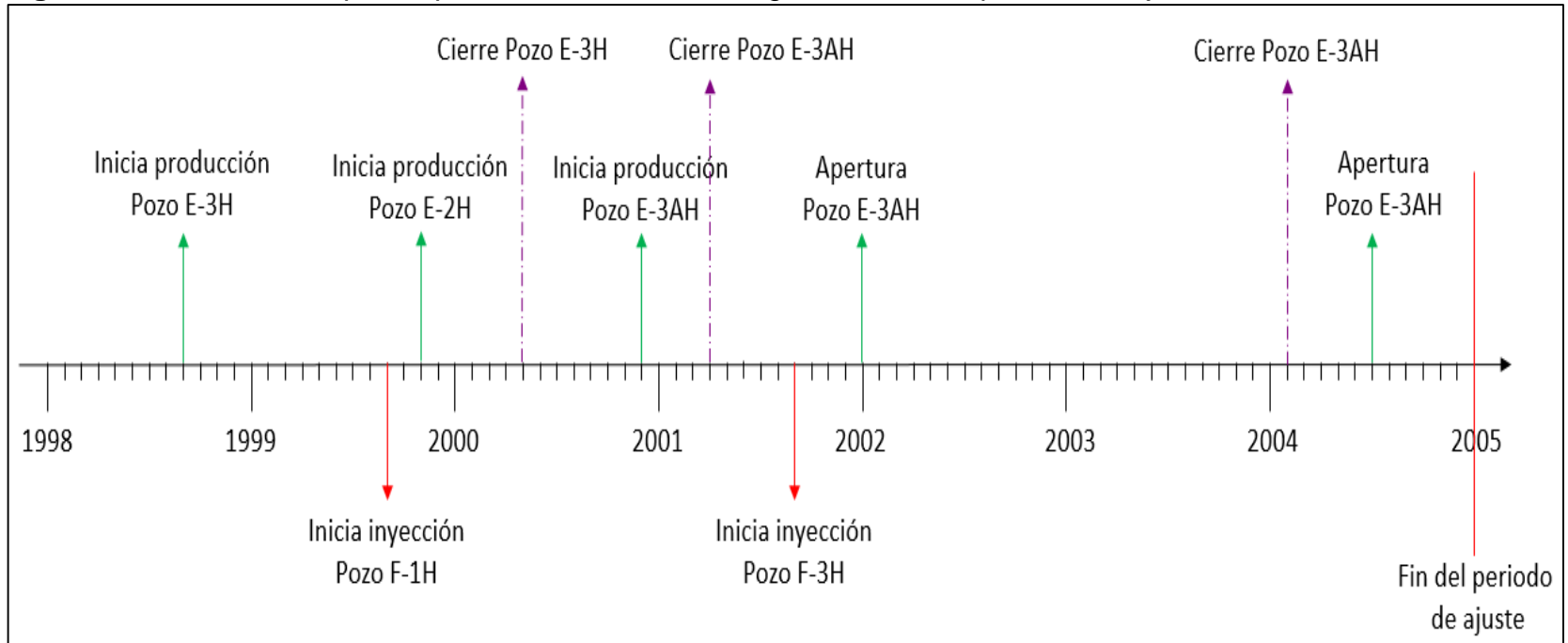
Fluido	Factor volumétrico (Rm^3/Sm^3)
Petróleo	1.32
Agua	~ 1

Fuente. KALNAES. An EOR evaluation of surfactant flooding in the Norne E-Segment Based on applied reservoir simulation. Tesis de maestría. Noruega: Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología, 2010. 20 p.

Posteriormente, se sumaron los caudales producidos de petróleo y agua a condiciones de fondo para determinar el caudal total de producción.

5.1.2.2 Análisis de las ecuaciones para cada relación productor – inyector. El periodo de ajuste histórico va desde el inicio de la producción de hidrocarburos, el día 28 de septiembre del año 1998, hasta el 4 de diciembre del año 2004. En la figura 45, se muestra la línea del tiempo del plan de desarrollo del segmento, la cual es fundamental para determinar si el ajuste de los parámetros que permita reproducir la historia de producción en cada intervalo de tiempo, para cada relación inyector – productor, se debe hacer a partir de la ecuación 21 sin modificaciones, o si se le deben realizar las modificaciones estipuladas anteriormente.

Figura 45. Línea del tiempo del plan de desarrollo del Segmento-E en el periodo de ajuste



Fuente. Elaboración propia

En general, la ecuación 21 modificada se muestra en la ecuación 24.

Ecuación 24. Ecuación de ajuste de caudal modificada en un tiempo k

$$q_{ijk} = q_{ij(k-1)} e^{\frac{-\Delta t}{\tau_{ij}}} + \left(1 - e^{\frac{-\Delta t}{\tau_{ij}}}\right) \left(f_{ij} * \left(I_{ik} * \left(1 + \sum_j^{NP_{\text{cerrados}}} \{f_{ij}\} \right) \right) \right)$$

Fuente. Elaboración propia con base en: WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 27 p.

Del análisis se llegó a las siguientes conclusiones:

- **Productor E-3H – Inyector F-1H.** El ajuste del caudal total se realiza con la ecuación 21 sin modificaciones de septiembre de 1998 hasta mayo de 2000 donde se cierra el pozo.
- **Productor E-3H – Inyector F-3H.** La inyección a través del pozo F-3H no genera ninguna influencia sobre la producción del pozo E-3H debido a que este se encuentra cerrado cuando inicia la inyección; por tanto, los parámetros de ajuste (ganancia y constante de tiempo), no se determinarán para este caso.
- **Productor E-2H – Inyector F-1H.** La ecuación para determinar el caudal total de este pozo en relación al inyector F-1H cambia varias veces a lo largo del periodo de ajuste, estos cambios se presentan a continuación:
 - De noviembre de 1999 a mayo de 2000: se usa la ecuación 21 sin modificar.
 - De mayo de 2000 a abril de 2001, de enero de 2002 a febrero de 2004 y de julio de 2004 en adelante: se modifica el término de caudal inyectado en la ecuación 21 para incluir el aporte de inyección del pozo F-1H inicialmente asignado al pozo E-3H, de acuerdo a la ecuación 24.
 - De abril de 2001 a enero de 2002 y de febrero de 2004 a julio de 2004: se modifica el término de caudal inyectado en la ecuación 21 para incluir el aporte de inyección del pozo F-1H inicialmente asignado al pozo E-3H y al pozo E-3AH, de acuerdo a la ecuación 24.

- **Productor E-2H – Inyector F-3H.** La ecuación de ajuste para este pozo con respecto al inyector F-3H solo se ve afectada por los cierres del pozo E-3AH y no tiene en cuenta el cierre del productor E-3H, por ende:
 - De noviembre de 1999 a abril de 2001, de enero de 2002 a febrero de 2004 y de julio de 2004 en adelante: se usa la ecuación 21 sin modificar.
 - De abril de 2001 a enero de 2002 y de febrero de 2004 a julio de 2004: se modifica el término de caudal inyectado en la ecuación 21 para incluir el aporte de inyección del pozo F-3H inicialmente asignado al pozo E-3AH, de acuerdo a la ecuación 24.

- **Productor E-3AH – Inyector F-1H.** El productor E-3AH presenta dos intervalos de cierre a lo largo del periodo de ajuste, allí el caudal estimado de la producción total pasa a ser cero. Las variaciones de la ecuación de ajuste son:
 - De diciembre de 2000 a abril de 2001, de enero de 2002 a febrero de 2004 y de julio de 2004 en adelante: se modifica el término de caudal inyectado en la ecuación 21 para incluir el aporte de inyección del pozo F-1H inicialmente asignado al pozo E-3H, de acuerdo a la ecuación 24.
 - De abril de 2001 a enero de 2002 y de febrero de 2004 a julio de 2004: el caudal de producción total estimado es igual a cero.

- **Productor E-3AH – Inyector F-3H.** Como el inyector F-3H no afecta al productor E-3H, no se tiene en cuenta el cierre de este pozo para el ajuste; por lo tanto, se usa la ecuación 21 sin modificaciones de diciembre de 2000 a abril de 2001, de enero de 2002 a febrero de 2004 y de julio de 2004 en adelante.

Para los periodos donde el pozo se encuentra cerrado (de febrero de 2001 a enero de 2002 y de febrero de 2004 a julio de 2004), el caudal de producción total estimado es igual a cero.

5.1.2.3 Estimación inicial del error. Después de realizar en Excel la programación de las ecuaciones estipuladas en el apartado anterior, se establecieron factores aleatorios de ganancias y constantes de tiempo para cada relación aplicable de inyector – productor; esto con el fin de determinar el primer error para, posteriormente, poder realizar los ajustes con la herramienta Solver. Para realizar la estimación del error inicial se tuvieron en cuenta tres factores clave que son:

- La sumatoria de las ganancias por pozo inyector en relación a los pozos productores, no puede ser mayor que uno, ya que no se tiene evidencia de que exista soporte adicional a la producción.
- Se debe calcular el caudal total estimado de cada productor en cada timestep sumando la producción obtenida al realizar el análisis por cada inyector que lo afecta, como se muestra en la ecuación 25, debido a que el punto de comparación de los resultados son los caudales reales de producción por pozo y no por relación inyector – productor.

Ecuación 25. Caudal total estimado de un productor en un tiempo k

$$q_{jk} = q_{i_1jk} + q_{i_2jk}$$

Fuente. Elaboración propia

Donde:

q_{jk} : Caudal total estimado del productor j en un tiempo k

q_{i_1jk} : Caudal total estimado del pozo j debido a la inyección del inyector i_1 en un tiempo k

q_{i_2jk} : Caudal total estimado del pozo j debido a la inyección del inyector i_2 en un tiempo k

- La ecuación 21 se debe implementar desde el primer intervalo de ajuste relacionado al inicio de producción de cada productor. Para la estimación inicial del error, el caudal en el tiempo cero, presente en el primer término de la ecuación 21, se tomará como el caudal inicial real del pozo productor, y se asignará a la relación inyector – productor afecte primero el productor; en estimaciones posteriores del error, se usará la herramienta Solver para determinar el valor de caudal en el tiempo cero que permita ajustar la producción y su declinación en los primeros intervalos de tiempo.

El error por cada productor se calculó a partir de la ecuación 22, y para calcular el error total se realizó un promedio con los errores de cada pozo. El resultado del

error y los valores que se usaron en los parámetros y en el caudal inicial se muestran en la tabla 12.

Tabla 12. Valores aleatorios asignados inicialmente a los parámetros

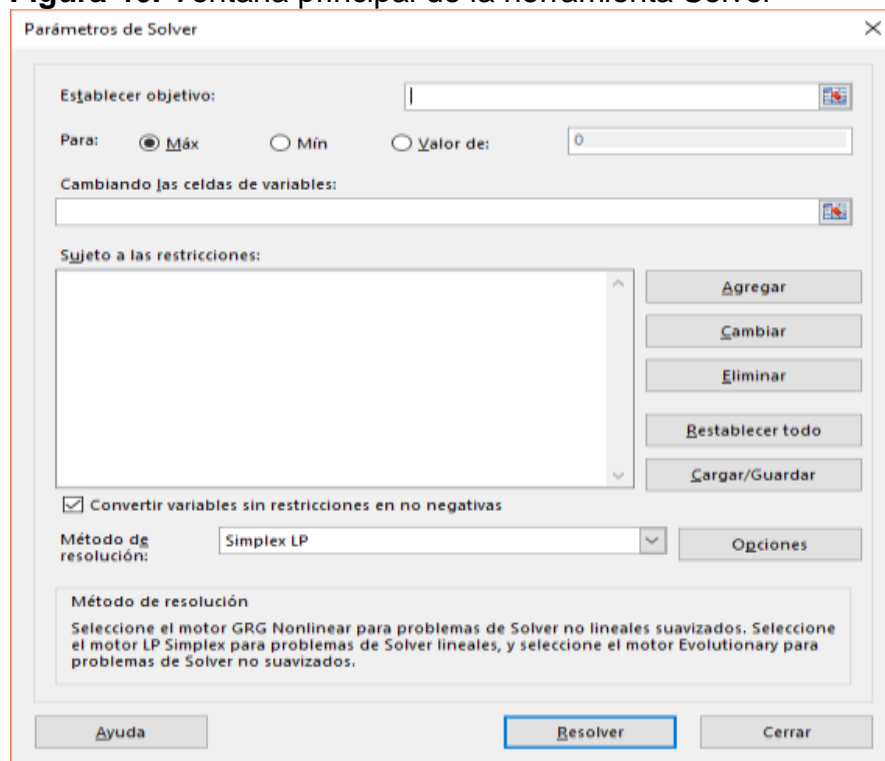
	F-1H			F-3H			Error (Rm ³)
	τ_{ij}	f_{ij}	q_{0ij}	τ_{ij}	f_{ij}	q_{0ij}	
E-2H	1	0.33	5004	1	0.5	0	2258.66
E-3H	1	0.33	4533	-	-	-	3688.38
E-3AH	1	0.33	4165	1	0.5	0	3887.00
Total	-	0.99	-	-	1	-	3278.01

Fuente. Elaboración propia

Como se observa en la tabla 12, el error inicial con valores aleatorios antes de realizar el ajuste es de 3278.01, el paso posterior se centrará en la búsqueda de los parámetros que permitan disminuir el error partiendo de la estimación inicial.

5.1.2.4 Minimización del error. Para minimizar el error obtenido entre los datos estimados y los datos reales de producción total por pozo, se usó la herramienta Solver de Excel; esta herramienta, permite encontrar el valor óptimo de una fórmula a partir de diferentes métodos matemáticos. La figura 46 muestra la ventana en la que se introducen los parámetros de Solver.

Figura 46. Ventana principal de la herramienta Solver



A continuación, se presenta una breve explicación de los parámetros que se introducen en la herramienta, y la definición específica de cada uno de estos para ajustar el CRMIP.

- **Definición de los componentes principales.** Para iniciar la herramienta se deben definir tres componentes principales que son: la celda objetivo, las celdas variables y las limitaciones o restricciones.
- **Celda objetivo.** Es la celda que se quiere optimizar, esta debe tener una fórmula que debe estar ligada directa o indirectamente a las variables que se van a modificar para encontrar el valor optimizado.

En la mayoría de corridas del ajuste del CRMIP, la celda objetivo fue el error total, que se determina a partir del promedio de los errores obtenidos por cada pozo; en otras corridas, se tomó como celda objetivo el error de cada uno de los pozos y posteriormente, se optimizó el error total.

- **Celdas variables.** Son las celdas que modifica la herramienta para llegar al resultado óptimo en la celda objetivo.

En el ajuste del CRMIP, las celdas variables son los caudales iniciales y los parámetros de ajuste que aplican en cada relación inyector – productor (constantes de tiempo y ganancias).

- **Restricciones.** son límites que se agregan para que las celdas variables solo tomen valores que estén dentro de los rangos de estudio.

En el ajuste del CRMIP, se puso como restricción que la suma de las ganancias por cada pozo inyector debía ser menor a 1.

- **Selección del objetivo.** En Solver se debe especificar si la celda objetivo se desea maximizar, minimizar o encontrarle un valor fijo. En el caso del CRMIP, el valor de esta celda se desea minimizar.
- **Selección del método de resolución.** Solver permite encontrar la solución óptima por tres métodos que son: gradiente reducido generalizado no lineal (GRG), algoritmo simplex y algoritmo evolutivo. El algoritmo simplex se usa para resolver problemas lineales, el algoritmo evolutivo se usa para resolver problemas no lineales que no se desean suavizar y el GRG se usa para resolver problemas no lineales que se desean suavizar. Debido a que el problema de ajuste histórico del CRMIP es un problema no lineal que desea suavizarse para

reducir el ruido de la señal, se utilizará el gradiente reducido generalizado no lineal.

Según Sánchez⁹², este método parte de una solución inicial y se mueve en una dirección que cumpla con las restricciones establecidas, hasta que la función objetivo mejore; el algoritmo entonces, identifica si hay una dirección que permita mejorar la solución encontrada, y si existe, da saltos en esa dirección hacia una nueva solución. Este proceso continúa hasta que el algoritmo alcanza un punto en el que no existe otra dirección que mejore el valor de la función objetivo.

Es importante tener en cuenta que esta optimización es de carácter local y depende del punto inicial establecido para el ajuste; por lo tanto, el resultado obtenido después de realizar una corrida, puede no ser el mejor resultado que se obtenga para el modelo. Es por esto, que se realizan varias corridas desde diferentes puntos iniciales, y teniendo en cuenta los resultados con cada una de estas, se van modificando los parámetros hasta encontrar el resultado óptimo global.

Después de introducir en Solver los parámetros claves para el ajuste del CRMIP, partiendo de la estimación inicial del error mencionada en la sección 5.1.2.3, se realizó la primera corrida, los resultados se muestran en la tabla 13.

Tabla 13. Valores obtenidos después de realizar la primera corrida

	F-1H			F-3H			Error (Rm ³)
	τ_{ij}	f_{ij}	q_{0ij}	τ_{ij}	f_{ij}	q_{0ij}	
E-2H	$1 \cdot 10^{-6}$	0.3647	5307	0.7328	0.2603	0	2174.68
E-3H	0.885	0.4769	8974	-	-	-	3599.78
E-3AH	$1 \cdot 10^{-6}$	0.0587	4264	0.9935	0	0	526.41
Total	-	0.9	-	-	0.2603	-	2100.29

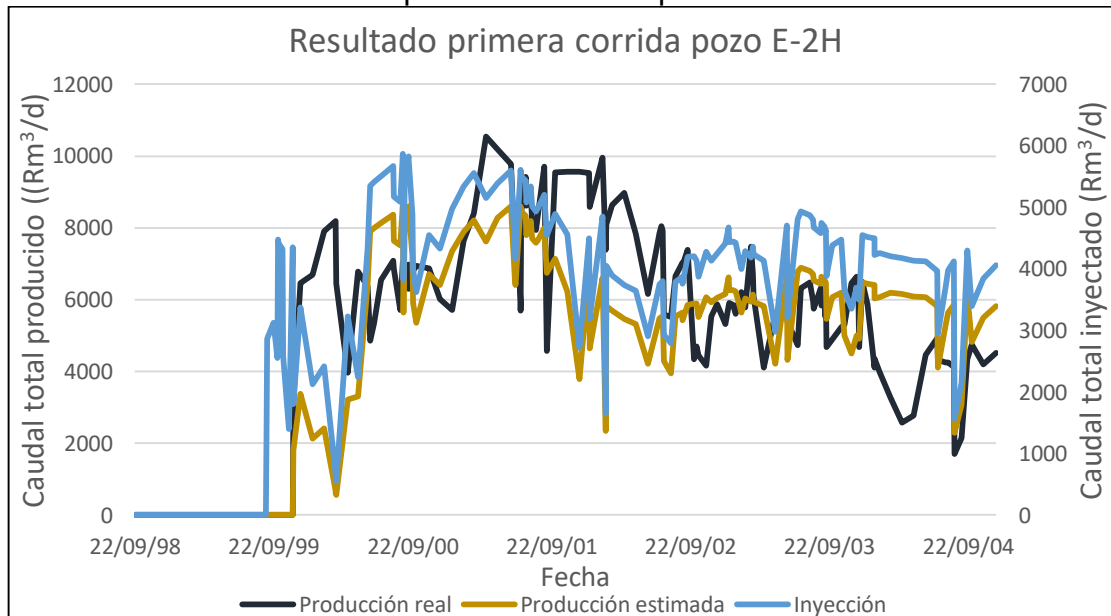
Fuente. Elaboración propia

Como se puede observar, el error disminuyó en comparación al obtenido por la estimación inicial, aunque esto no indica que la solución obtenida sea la óptima global. Para analizar los resultados, se realizó para cada pozo productor una gráfica que incluía el caudal total real, el caudal total estimado y el caudal total de inyección que contribuye a la producción del pozo, con respecto al tiempo. En la gráfica 3 se muestran los resultados obtenidos para el pozo E-2H. En general, para el modelo de capacidades resistivas se determinaron los siguientes aspectos:

⁹² SÁNCHEZ, Isidro. Optimización con Solver. [En línea] [Citado el 02 octubre de 2018] Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/26442934_Optimizacion_con_Solver

- Cuando las constantes de tiempo tienen un valor muy bajo, la respuesta en la producción de la señal de inyección es inmediata, por tanto, el caudal estimado tiende a reproducir el comportamiento de la historia de inyección en vez del comportamiento de la historia de producción real, lo que ocasiona que en algunos casos no se obtenga un buen ajuste.
- Cuando la constante de tiempo es menor a uno, el valor de la ganancia solo influye en el aumento o la disminución del caudal total estimado es un mismo punto, más no en su comportamiento; esto se da debido a que el comportamiento de la producción estimada tiende a seguir la historia del caudal de inyección.
- El caudal inicial estimado no tiene repercusión sobre el error hallado cuando la constante de tiempo es menor a uno, ya que el primer término de la ecuación de ajuste (ver ecuación 21), que indica el caudal asociado a la producción si no se tiene en cuenta el caudal de inyección y su declinación en el tiempo, tiende a cero.

Gráfica 3. Resultado en el pozo E-2H con la primera corrida



Fuente. Elaboración propia

Se puede determinar que el primer ajuste partiendo de la estimación inicial del error fue una optimización local pero no global, por lo que se siguieron realizando corridas, variando las condiciones iniciales hasta obtener un resultado óptimo.

5.1.2.5 Resultado final del ajuste histórico. La tabla 14, muestra los parámetros obtenidos en la corrida que arrojó los mejores resultados para el ajuste histórico del modelo de capacidades resistivas.

Tabla 14. Valores obtenidos en la corrida con mejores resultados

	F-1H			F-3H			Error (Rm ³ /d)
	τ_{ij}	f_{ij}	q_{0ij}	τ_{ij}	f_{ij}	q_{0ij}	
E-2H	267.72	0.2189	0	1017.34	0.02	6264.7	1280.33
E-3H	2018.06	0.7746	4663.9	-	-	-	954.98
E-3AH	101.18	0.0065	4780.4	14.72	0.2156	0	401.32
Total	-	1	-	-	0.2358	-	878.88

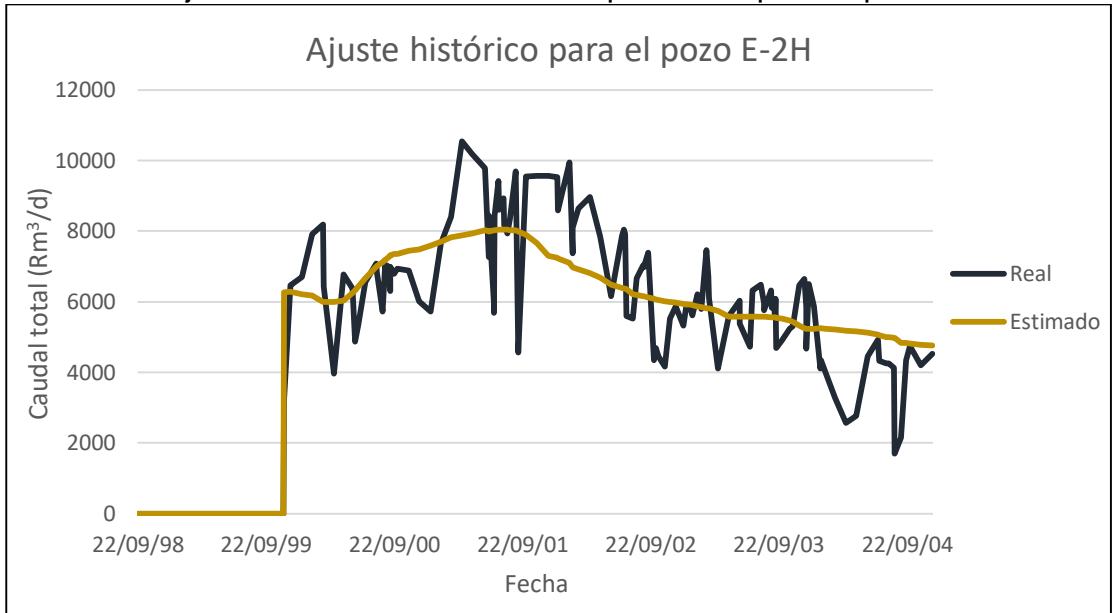
Fuente. Elaboración propia

Se determinó que esta corrida era la óptima global debido al bajo error total obtenido, mucho menor al obtenido con la corrida inicial que fue 2100.29. Los errores en cada uno de los pozos productores también disminuyeron: para el pozo E-2H pasó de 2174.68 a 1280.33, para el pozo E-3H pasó de 3599.78 a 954.98, y para el pozo E-3AH pasó de 521.41 a 401.32.

Después de obtener los resultados del error, se analizó el impacto de cada uno de los factores de ajuste obtenidos en la corrida óptima para cada relación inyector – productor, a partir de las gráficas de ajuste total halladas para cada pozo y de las gráficas ajuste por cada relación. Es necesario tener en cuenta que se analizan dos volúmenes de control independientes para cada pozo, uno en relación al productor de estudio y al inyector F-1H, y otro en relación al mismo productor y al inyector F-3H. Estos análisis se muestran a continuación.

- **Pozo E-2H.** La gráfica 4, muestra el resultado del ajuste histórico de caudales totales realizado para el pozo E-2H.

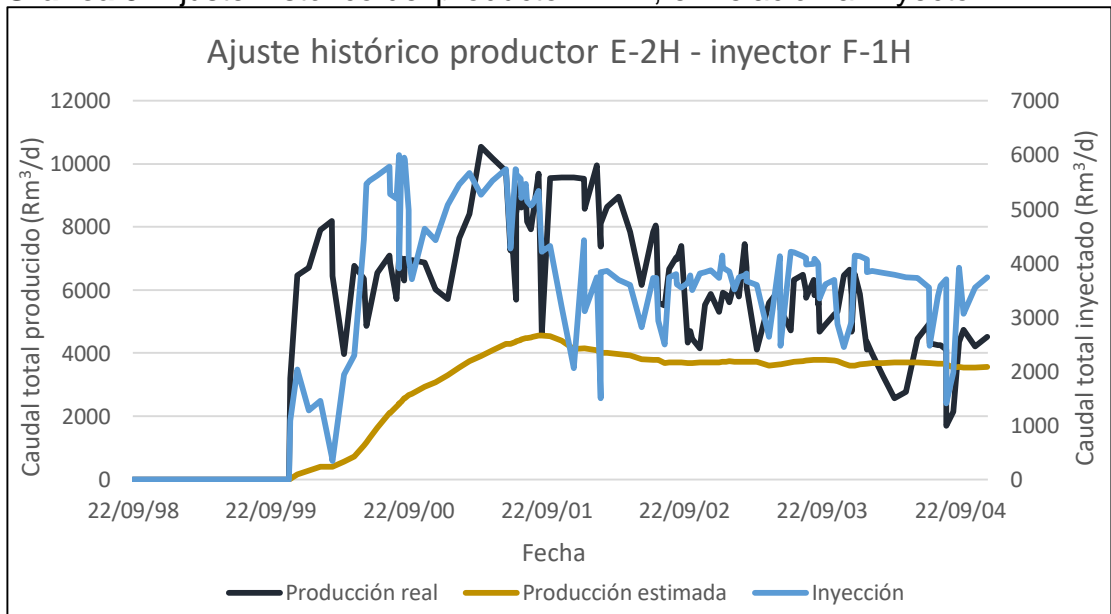
Gráfica 4. Ajuste histórico de caudal total producido para el pozo E-2H



Fuente. Elaboración propia

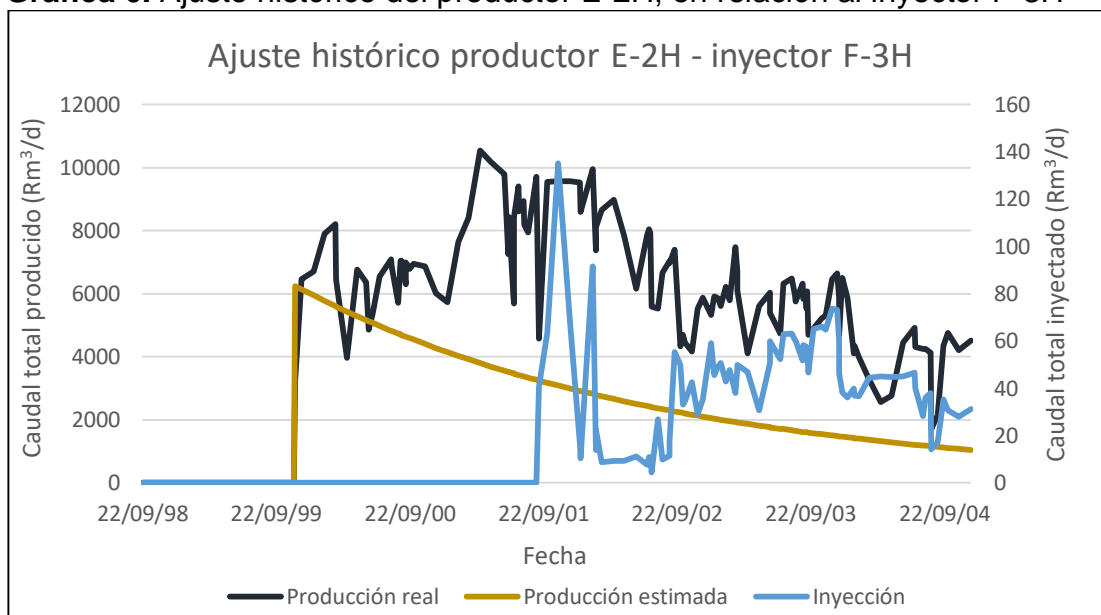
En la gráfica 5 y en la gráfica 6, se muestra el ajuste histórico obtenido para el pozo E-2H con respecto al inyector F-1H y al inyector F-3H, respectivamente; adicionalmente, a cada gráfica se le añadió el caudal respectivo de inyección aparente que afecta a la producción, con el objetivo de realizar un mejor análisis.

Gráfica 5. Ajuste histórico del productor E-2H, en relación al inyector F-1H



Fuente. Elaboración propia

Gráfica 6. Ajuste histórico del productor E-2H, en relación al inyector F-3H



Fuente. Elaboración propia

De acuerdo a las gráficas anteriores, se observa que la producción total estimada del pozo E-2H se debe principalmente a dos fenómenos: el primero causado por la inyección del pozo F-1H, y el segundo debido a una declinación natural en la producción inicial del pozo en relación al inyector F-3H.

Volumen de control entre el productor E-2H y el inyector F-1H. El caudal inicial estimado en el tiempo cero de ajuste, que indica la producción independiente a la inyección es de 0 metros cúbicos; por lo que el caudal de producción para este volumen de control se atribuirá principalmente a la inyección.

El valor de la constante de tiempo es de 268 días, es decir que el tiempo que toma en llegar el 63.2% de respuesta de la señal de inyección al productor es de 268 días. Teniendo en cuenta que la inyección a través pozo F-1H es superior a los 2000 metros cúbicos por un periodo mayor a la constante de tiempo, tiene validez que la tendencia de la inyección se vea reflejada en la producción estimada.

La ganancia indica que el 22% de la inyección aparente del pozo F-1H contribuye a la producción del pozo E-2H, lo que permite que al incluir la producción del volumen de control que se obtiene con el pozo F-3H, se genere un ajuste

histórico acertado y no se subestime ni se sobreestime el caudal de producción total.

Volumen de control entre el productor E-2H y el inyector F-3H. Como se observa en la gráfica 6, el caudal de inyección aparente del pozo F-3H que contribuye a la producción del pozo es mínimo, por lo tanto, la mayor parte de la producción del volumen de control se va a deber a producción inicial del pozo y a su declinación en el tiempo, y no al efecto que ocasiona la inyección de agua. Esto se puede observar en los resultados del ajuste, donde se obtuvo una ganancia de tan solo un 2%.

El valor de la constante de tiempo y del caudal inicial en el tiempo cero, 1017 días y 6265 metros cúbicos respectivamente, permiten representar la declinación de la producción inicial, fenómeno principal de producción para este volumen de control.

Al analizar estos dos fenómenos en conjunto, se obtiene un buen ajuste de los datos de producción reales del productor E-2H, adicionalmente proporciona información acerca de la poca influencia que tiene el pozo F-3H sobre el mismo.

- **Pozo E-3H.** La gráfica 7, muestra el resultado del ajuste histórico de caudales totales realizado para el pozo E-3H

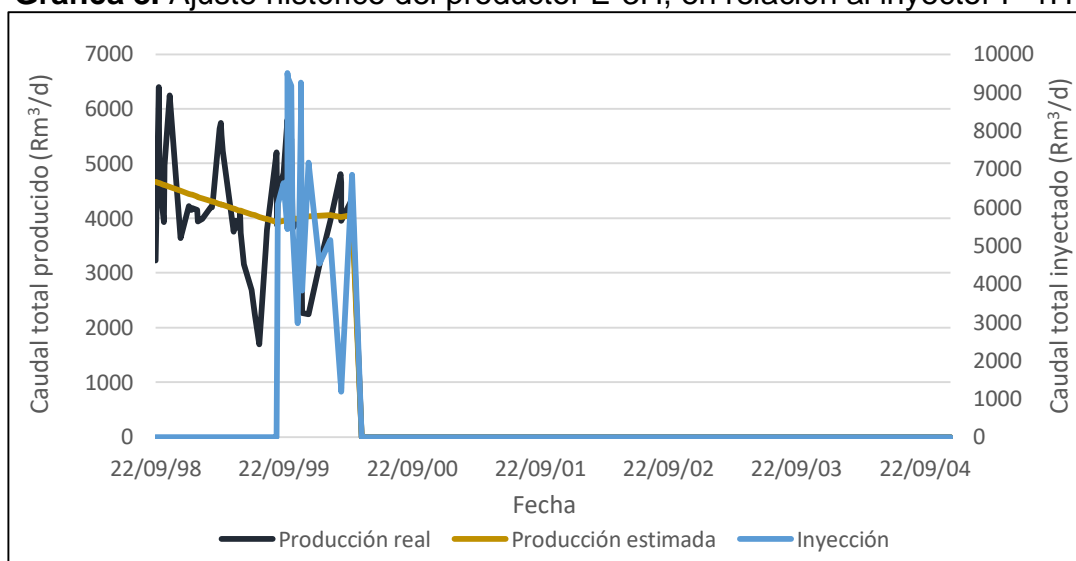
Gráfica 7. Ajuste histórico de caudal total producido para el pozo E-3H



Fuente. Elaboración propia

Como se mencionó con anterioridad, para el pozo E-3H solamente se realizarán análisis con respecto al inyector F-1H debido a que este productor se encuentra cerrado cuando inicia la inyección en el pozo F-3H. La gráfica 8, muestra el ajuste histórico obtenido para el pozo E-3H con respecto al inyector F-1H, incluyendo el caudal aparente de inyección que afecta a la producción.

Gráfica 8. Ajuste histórico del productor E-3H, en relación al inyector F-1H



Fuente. Elaboración propia

De acuerdo a los resultados obtenidos, el 77% de lo que se inyecte a través del inyector F-1H contribuirá a la producción del pozo E-3H, por lo tanto, este pozo es el que recibe mayor influencia del inyector F-1H en el Segmento-E del Campo Norne; esto se puede dar debido a su cercanía con el pozo F-1H, la cual permite que gran parte del caudal de inyección llegue directamente al productor.

La constante de tiempo indica que se alcanzará el 63.2% de respuesta de la inyección del pozo F-1H en el productor E-3H después de 2018 días; al ser un valor elevado, le dará peso al primer término de la ecuación de ajuste (ver ecuación 21), el cual representa el caudal de producción independiente a la inyección y su declinación en el tiempo, esto permitirá ajustar el intervalo de tiempo en el que no ha iniciado la inyección.

- **Pozo E-3AH.** La gráfica 9, muestra el resultado del ajuste histórico de caudales totales realizado para el pozo E-3AH. En general, se logró un buen ajuste siendo el pozo con el menor error obtenido.

Gráfica 9. Ajuste histórico de caudal total producido para el pozo E-3AH

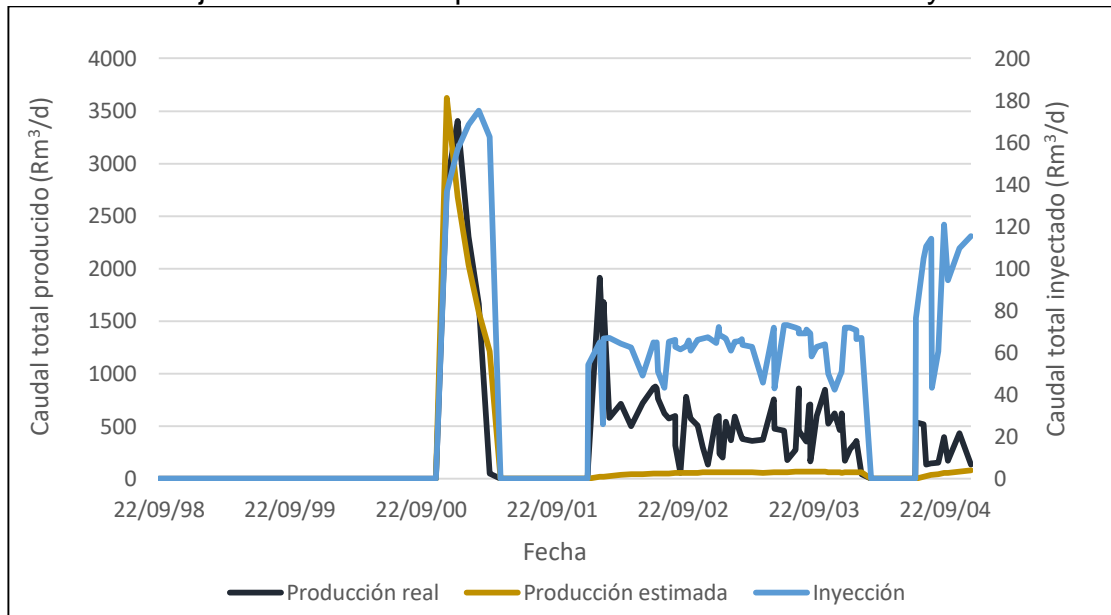


Fuente. Elaboración propia

En la gráfica 10 y en la gráfica 11, se muestra el ajuste histórico obtenido para el pozo E-3AH con respecto al inyector F-1H y al inyector F-3H, respectivamente; adicionalmente, a cada gráfica se le añadió el caudal respectivo de inyección aparente que afecta a la producción, con el objetivo de realizar un mejor análisis.

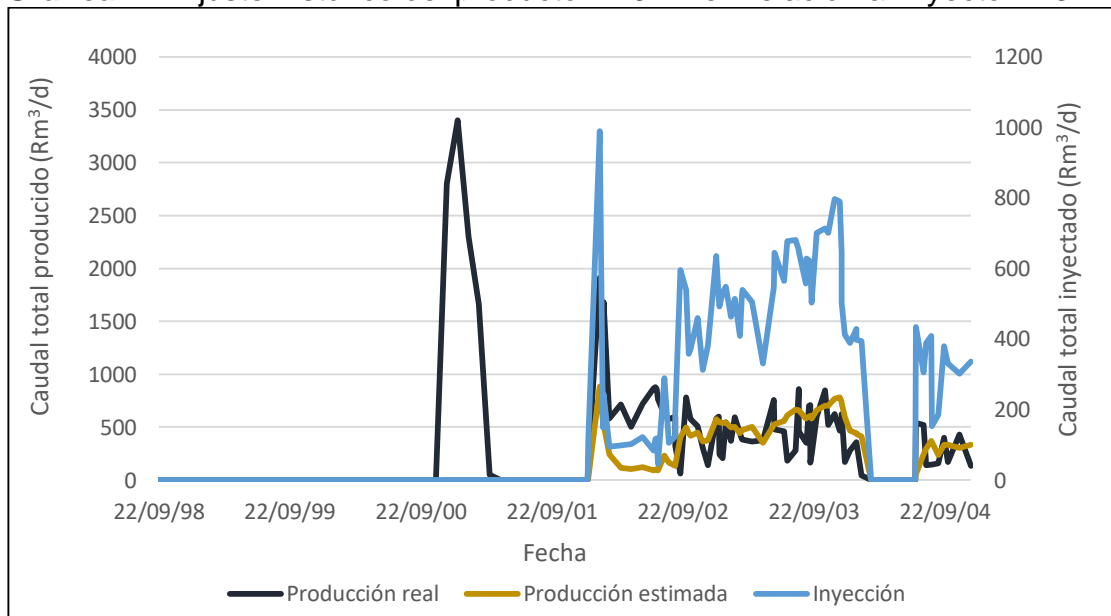
En este ajuste es necesario tener en cuenta que al momento de la apertura inicial del pozo se presenta un pico de producción que alcanza los 3404 metros cúbicos, posteriormente se presenta un periodo de cierre y cuando vuelve a entrar en producción, se produce un caudal variable que no supera los mil metros cúbicos.

Gráfica 10. Ajuste histórico del productor E-3AH en relación al inyector F-1H



Fuente. Elaboración propia

Gráfica 11. Ajuste histórico del productor E-3AH en relación al inyector F-3H



Fuente. Elaboración propia

Volumen de control entre el productor E-3AH y el inyector F-1H.

Inicialmente, se debe tener en cuenta que el porcentaje de inyección aparente que contribuye a la producción es muy bajo (0.65%), llegando a 180 metros cúbicos en el pico inicial y manteniéndose aproximadamente en 60 metros cúbicos durante la segunda etapa de producción. Esto conlleva a que se elimine

la posibilidad de que el caudal de producción de ese volumen de control se deba mayoritariamente a la inyección. Por lo tanto, el modelo de capacidades resistivas ajusta los parámetros dando más peso al primer término de la ecuación de ajuste; sin embargo, el relativamente bajo valor de constante de tiempo permite que la producción inicial estimada decline con mayor rapidez y se logre ajustar el pico inicial.

Volumen de control entre el productor E-3AH y el inyector F-3H. Debido a que la producción del pozo logra seguir el comportamiento de la inyección, y a que el porcentaje de inyección aparente que contribuye a la producción es de 22%, el modelo de capacidades resistivas le dará un mayor peso al caudal de producción debido a la inyección, que a la producción natural del pozo; por lo tanto, el caudal inicial estimado en el tiempo cero será de 0 metros cúbicos, y la constante de tiempo tendrá un valor bajo, logrando así que la señal de inyección se vea reflejada rápidamente en la producción, ya que en 14 días ya se verá la respuesta del 63.2% de lo que se ha inyectado.

El análisis del ajuste histórico de cada uno de los pozos permite determinar planes de desarrollo más efectivos debido a que se puede tener en cuenta la conectividad y la capacidad de almacenamiento entre pozos inyectores y productores.

5.2 AJUSTE DEL MODELO DE KOVAL

Al momento de realizar la predicción, el modelo de capacidades resistivas ajustado permitirá determinar los caudales de producción total a condiciones de fondo que se producen si se inyectan determinadas tasas de inyección; sin embargo, se hace necesario el uso de un modelo analítico que permita discriminar ese caudal total entre los diferentes fluidos presentes en el yacimiento, esto permitirá predecir la producción específica de cada fluido en los escenarios de desarrollo planteados.

En el caso del Segmento-E del Campo Norne, se seleccionó el modelo de Koval para realizar la predicción del caudal de petróleo al implementar el método de recobro por inyección de CO₂, debido a que permite tener en cuenta la miscibilidad que se genera entre este y el fluido inyectado. Previo a la predicción, debe realizarse un proceso de ajuste histórico con respecto al caudal real producido de cada uno de los fluidos presentes en el yacimiento a condiciones de fondo, en este caso agua y aceite, con el fin de determinar el valor de un parámetro clave del modelo que es necesario para realizar la predicción.

El modelo de Koval surge a partir de la modificación del método de flujo fraccional propuesto por Buckley y Leverett, con el fin de incluir los efectos del desplazamiento miscible. Fue propuesto por E.J. Koval en 1963, y ha sido usado hasta la fecha en múltiples aplicaciones incluida la determinación del caudal de petróleo a partir del caudal total obtenido por modelos de capacidades resistivas. Según Cao⁹³, este modelo es adecuado para todas las etapas de un proceso de inyección, que varían de un bajo a un alto corte de fluido inyectado incluyendo la ruptura.

En 2015, investigadores de la Universidad de Texas⁹⁴ plantearon su uso en recobro secundario por inyección de agua obteniendo buenos resultados; esto permitió que el modelo de Koval pudiera ser usado inicialmente en el Segmento-E del Campo Norne para ajustar la producción de petróleo ya que, durante el periodo de ajuste, solamente se ha realizado inyección de agua.

En este capítulo, que concierne al ajuste histórico con respecto a la inyección de agua, no se abordarán los aspectos claves a tener en cuenta cuando se aplica el modelo de Koval para desplazamiento miscible, estos se explicarán en el capítulo 6.

A continuación, se presentan las generalidades del ajuste histórico del modelo de Koval para recobro por inyección de agua y el procedimiento de ajuste histórico realizado para los pozos productores E-2H y E-3AH del Segmento-E. No se realizará el ajuste de caudal de petróleo y agua en el pozo E-3H debido a que este no se tendrá en cuenta en el periodo de predicción, puesto que se cierra al inicio del periodo de ajuste y modelar su apertura en el modelo de capacidades resistivas presenta una gran dificultad.

5.2.1 Generalidades del ajuste histórico del modelo de Koval para recobro por inyección de agua. El proceso de ajuste histórico de petróleo y agua en el método de Koval, se realiza con el objetivo de encontrar el factor Koval de ajuste para cada productor; con este factor se hallará un valor para la heterogeneidad, que se mantendrá constante durante la predicción y permitirá determinar los factores Koval de predicción, estos llevarán a la estimación del caudal de petróleo producido debido a un proceso de inyección miscible. Para hallar la heterogeneidad, se despeja su valor de la fórmula del factor de Koval, la cual se muestra en la ecuación

⁹³ CAO, Fei. Oil – rate forecast by inferring fractional- flow models from field data with Koval method combines with the capacitance–resistance model. *En*: SPE Reservoir simulation symposium (23-25, febrero, 2015: Houston, Estados Unidos) SPE 173315. 2015. p. 534-523.

⁹⁴ *Ibid.*, p. 534 - 523

26. Si este valor es igual a uno, la roca es homogénea; mientras que, si este valor es mayor a uno, la roca será heterogénea.

Ecuación 26. Factor de Koval

$$K_{val} = H_K * E$$

Fuente. KOVAL. E.J, A method for predicting the performance of Unstable miscible displacement in heterogeneous media. En: Society of Petroleum Engineers. Junio, 1963. SPE 450. p. 145 – 154

Donde:

K_{val} : Factor de Koval

H_K : Medida de la heterogeneidad

E : Relación de viscosidad entre el fluido desplazado y el fluido desplazante

Adicionalmente, como indica Chitsiripanich⁹⁵, el ajuste histórico permitirá estimar el valor del volumen poroso asociado a cada productor, en el caso del Segmento-E, a cada relación inyector – productor.

La ecuación paramétrica que permite llegar al factor Koval para inyección de agua o de un fluido miscible se muestra en la ecuación 27, su demostración y la asunción que se realiza para inyección de agua se presenta en el Anexo 1.

Ecuación 27. Ecuación paramétrica de Koval

$$f_{desp|x_D=1} = \begin{cases} 0 & , & t_D < \frac{1}{K_{val}} \\ \frac{K_{val} - \sqrt{\frac{K_{val}}{t_D}}}{K_{val} - 1} & , & \frac{1}{K_{val}} < t_D < K_{val} \\ 1 & , & t_D > K_{val} \end{cases}$$

Fuente. CAO, Fei. Oil – rate forecast by inferring fractional- flow models from field data with Koval method combines with the capacitance–resistance model. En: SPE Reservoir simulation symposium (23-25, febrero, 2015: Houston, Estados Unidos) SPE 173315. 2015. p. 534-523.

Donde:

$f_{desp|x_D=1}$: Flujo fraccional del fluido desplazante en el pozo

t_D : Tiempo adimensional

El tiempo adimensional está definido como el fluido inyectado acumulado en volúmenes porosos a cada timestep, como se muestra en la ecuación 28.

⁹⁵ CHITSIRIPANICH, Soros. Field application of capacitance – resistance models to identify potential location for infill drilling. Tesis de maestría. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2015.

Ecuación 28. Tiempo adimensional

$$t_D = \frac{\sum_k I_k}{V_p}$$

Fuente. CAO, Fei. Oil – rate forecast by inferring fractional- flow models from field data with Koval method combines with the capacitance–resistance model. En: SPE Reservoir simulation symposium (23-25, febrero, 2015: Houston, Estados Unidos) SPE 173315. 2015. p. 534-523.

La ecuación 27 permite representar un comportamiento de flujo fraccional donde la fracción de fluido desplazante varía de cero, en el tiempo inicial de inyección, a uno cuando el 100% de lo que se produce a través del pozo es fluido desplazante.

Teniendo en cuenta las ecuaciones anteriores, se puede concluir que se ajustarán dos términos a la vez hasta lograr reproducir la historia de producción de petróleo y agua, estos son el volumen poroso y el factor Koval de ajuste.

5.2.2 Procedimiento para realizar el ajuste del modelo de Koval. A continuación, se presenta el procedimiento llevado a cabo para desarrollar el ajuste histórico del modelo de Koval. Para esto, se trabajó en la misma hoja de cálculo de Excel en la que se realizó el procedimiento de ajuste del modelo de capacidades resistivas, y se usó el apoyo de la herramienta Solver para estimar el valor de los factores Koval y de volumen poroso mediante la minimización del error obtenido entre el caudal estimado y el caudal real de agua y petróleo.

Para realizar el ajuste histórico se desarrolló y se implementó un nuevo procedimiento basado en el ajuste de caudales por cada relación inyector - productor, teniendo en cuenta que se tenían datos de fluidos producidos por cada par a partir del ajuste del modelo de capacidades resistivas; esto permitiría obtener una mejor representación del caudal total debido a que se analizaría la heterogeneidad y el factor de Koval para cada volumen de control.

Es necesario tener en cuenta que el ajuste del modelo de Koval es principalmente gráfico, aunque previo a la obtención de los parámetros ajustados se debe realizar un rápido análisis para determinar los valores posibles de factor de Koval y volumen poroso.

5.2.2.1 Programación de las ecuaciones. Debido a que el ajuste del modelo de Koval es un proceso de ensayo y error, donde al cambiar las variables de entrada (factor Koval de ajuste y volumen poroso), se modifican todas las ecuaciones que llevan a la estimación final del caudal de petróleo y agua, es necesario inicialmente, tener programada la hoja de cálculo con el modelo de Koval para posteriormente tener en cuenta el impacto de las variables de entrada en todo el proceso.

- **Asignación de celdas para las variables de entrada.** Inicialmente, se deben asignar las celdas desde las que se modificarán y ajustarán las ocho variables de entrada presentes en el modelo de Koval. Estas variables son:
 - Factores Koval de ajuste: uno para cada relación productor – inyector (E-2H/F-1H, E-2H/F-3H, E-3AH/F-1H, E-3AH/F-3H).
 - Volúmenes porosos: uno para cada relación productor – inyector (E-2H/F-1H, E-2H/F-3H, E-3AH/F-1H, E-3AH/F-3H).
- **Determinación del caudal de agua inyectada acumulada para cada timestep.** El agua inyectada acumulada es clave para determinar el tiempo adimensional, esta se calculó para cada relación inyector – productor en cada timestep como se muestra en la ecuación 29.

Ecuación 29. Agua inyectada acumulada

$$CWI_{ijk} = CWI_{ij(k-1)} + (I_{ki} * f_{ij} * (t_k - t_{k-1}))$$

Fuente. Elaboración propia

Donde:

CWI_{ijk} : Agua inyectada acumulada del inyector i que afecta al productor j en el tiempo k

CWI_{ijk-1} : Agua inyectada acumulada del inyector i que afecta al productor j en el tiempo $k-1$

I_{ki} : Agua inyectada en el pozo i en el tiempo k

f_{ij} : Fracción de inyección del inyector i que contribuye a la producción del productor j

Es necesario incluir el término de la ganancia (f_{ij}), debido a que no toda el agua inyectada en un pozo producirá una afectación en el productor de análisis.

- **Cálculo del tiempo adimensional.** Después de tener el agua inyectada acumulada, se calculará el tiempo adimensional para cada timestep en cada relación inyector – productor. Es necesario tener en cuenta que este valor variará

dependiendo del volumen poroso, hasta que se logre el ajuste de este parámetro. La ecuación que se usó se muestra en la ecuación 30.

Ecuación 30. Tiempo adimensional inyector - productor

$$t_{Dk} = \frac{CWI_{ijk}}{V_{pij}}$$

Fuente. Elaboración propia con base en: CAO, Fei. Oil – rate forecast by inferring fractional- flow models from field data with Koval method combines with the capacitance–resistance model. En: SPE Reservoir simulation symposium (23-25, febrero, 2015: Houston, Estados Unidos) SPE 173315. 2015. p. 534-523.

Donde:

t_{Dk} : Tiempo adimensional en el tiempo k

V_{pij} : Volumen poroso entre el inyector i y el productor j

- **Determinación del flujo fraccional de agua.** Para determinar el flujo fraccional de agua se debe condicionar para cada relación inyector - productor en cada timestep, la ecuación paramétrica de Koval que se presenta en la ecuación 27; es decir, se debe programar la hoja de cálculo para que dependiendo de la estimación que se haga del volumen poroso y de los factores Koval de ajuste para cada par inyector - productor, se obtenga un valor de flujo fraccional de agua.
- **Determinación del flujo fraccional de petróleo.** El flujo fraccional de petróleo para cada relación inyector – productor, se calcula como se muestra en la ecuación 31

Ecuación 31. Flujo fraccional de aceite

$$f_{oijk} = 1 - f_{wijk}$$

Fuente. Elaboración propia con base en: FADARIO, A. A new analytical model for developing fractional flow curve using production data. En: Journal of Chemical and Petroleum Engineering. Diciembre, 2014. vol. 48, p. 81 -90.

Donde:

f_{oijk} : Flujo fraccional de petróleo para la relación inyector – productor en el tiempo k

f_{wijk} : Flujo fraccional de agua para la relación inyector – productor en el tiempo k

- **Estimación del caudal de aceite para cada relación inyector – productor.** Para estimar el caudal de aceite para cada par, se multiplica el flujo fraccional de aceite obtenido en el paso anterior por el caudal total obtenido al realizar el ajuste del modelo de capacidades resistivas para cada relación inyector –

productor. La ecuación 32 muestra la estimación del caudal de aceite para un intervalo de tiempo k .

Ecuación 32. Caudal de aceite para el par inyector – productor

$$q_{oijk} = f_{oijk} * q_{ijk}$$

Fuente. Elaboración propia con base en: CAO, Fei. Oil – rate forecast by inferring fractional- flow models from field data with Koval method combines with the capacitance– resistance model. En: SPE reservoir simulation symposium (23-25, febrero, 2015: Houston, Estados Unidos) SPE 173315. 2015. p. 534-523.

Donde:

q_{oijk} : Caudal de aceite para la relación inyector – productor en el tiempo k

q_{ijk} : Caudal total para la relación inyector – productor en el tiempo k

- **Estimación del caudal de agua para cada relación inyector – productor.** Para estimar el caudal de agua para cada par, se multiplica el flujo fraccional de agua por el caudal total obtenido al realizar el ajuste del modelo de capacidades resistivas para cada relación inyector – productor. La ecuación 33 muestra la estimación del caudal de aceite para un intervalo de tiempo k .

Ecuación 33. Caudal de agua para el par inyector – productor

$$q_{wijk} = f_{wijk} * q_{ijk}$$

Fuente. Elaboración propia con base en: CAO, Fei. Oil – rate forecast by inferring fractional- flow models from field data with Koval method combines with the capacitance– resistance model. En: SPE reservoir simulation symposium (23-25, febrero, 2015: Houston, Estados Unidos) SPE 173315. 2015. p. 534-523.

Donde:

q_{wijk} : Caudal de agua para la relación inyector – productor en el tiempo k

- **Estimación del caudal de aceite por pozo.** Debido a que la minimización del error se realiza a partir de los caudales reales de aceite por pozo y no por relación inyector – productor, se debe calcular el caudal de aceite estimado de cada productor en cada timestep sumando la producción obtenida al realizar el análisis por cada inyector que lo afecta, como se muestra en la ecuación 34.

Ecuación 34. Caudal de aceite estimado por pozo en un tiempo k

$$q_{ojk} = q_{oi_1jk} + q_{oi_2jk}$$

Fuente. Elaboración propia

Donde:

q_{ojk} : Caudal de aceite estimado del productor j en un tiempo k

q_{oi_1jk} : Caudal de aceite estimado del pozo j debido a la inyección del inyector i_1 en un tiempo k

q_{oi_2jk} : Caudal de aceite estimado del pozo j debido a la inyección del inyector i_2 en un tiempo k

- **Estimación del caudal de agua por pozo.** Por los mismos motivos explicados en el paso anterior se hace necesario calcular el caudal de agua estimado de cada productor en cada timestep sumando la producción obtenida al realizar el análisis por cada inyector que lo afecta, como se muestra en la ecuación 35.

Ecuación 35. Caudal de agua estimado por pozo en un tiempo k

$$q_{wjk} = q_{wi_1jk} + q_{wi_2jk}$$

Fuente. Elaboración propia

Donde:

q_{wjk} : Caudal de agua estimado del productor j en un tiempo k

q_{wi_1jk} : Caudal de agua estimado del pozo j debido a la inyección del inyector i_1 en un tiempo k

q_{wi_2jk} : Caudal de agua estimado del pozo j debido a la inyección del inyector i_2 en un tiempo k

- **Estimación del error para agua y aceite.** La fórmula que se usó para determinar el error fue la misma que se usó para ajustar el modelo de capacidades resistivas (raíz del error cuadrático medio), como se mencionó anteriormente, esta indica la distancia, en promedio, de un grupo de datos a la línea de ajuste y se muestra en la ecuación 22.

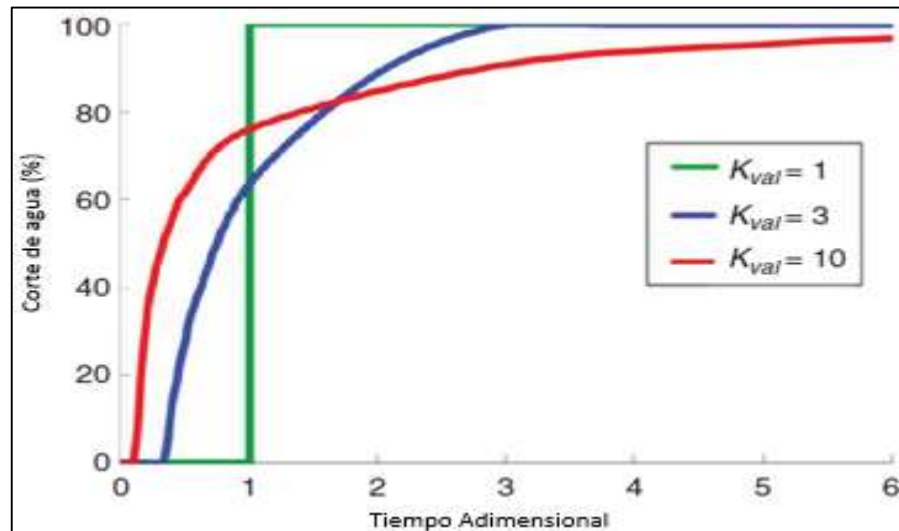
5.2.2.2 Análisis de los factores de Koval y de los volúmenes porosos. Previo a la estimación de los factores Koval y los volúmenes porosos, se realizó un análisis de las ecuaciones 27 y 28 con respecto a los resultados obtenidos en el modelo de capacidades resistivas, con el objetivo de determinar los factores claves a tener en cuenta al momento de asignar manualmente los valores iniciales antes de la primera corrida. Los análisis realizados se muestran a continuación.

- El flujo fraccional de agua indica la fracción de agua que fluye a través de un pozo. Se debe tener en cuenta que este valor nunca llegará a ser 1 ya que, cuando se está generando un elevado corte de agua en un pozo productor la recuperación de hidrocarburos pasa a ser poco rentable, y lo más seguro es que las empresas encargadas del desarrollo del campo tomen la decisión de

cerrar el pozo. Por lo tanto, teniendo en cuenta lo planteado en la ecuación 27, el tiempo adimensional nunca será mayor que el factor de Koval.

- Para que se cumpla la ecuación paramétrica impuesta en la ecuación 27, es necesario que para cada relación inyector – productor el tiempo adimensional en cada timestep sea mayor que la inversa del factor de Koval y menor que el factor de Koval.
- Como se mencionó en la ecuación 26, el factor Koval es igual a la heterogeneidad por la relación de viscosidades. Si la fracción de inyección que llega al productor es muy baja, como en el caso de las relaciones entre el productor E-2H y el inyector F-3H, y entre el productor E-3AH y el inyector F-1H, se puede inferir que ese volumen de control tiene baja permeabilidad, por ende, tendrá una heterogeneidad mayor que las relaciones productor inyector de análisis restantes. Esto lleva a concluir que el factor Koval de ajuste para las relaciones E-2H/F-3H y E-3AH/F-1H, será mayor que para los pares inyector – productor restantes.
- Como se muestra en la figura 47, si el valor del factor de Koval es igual a 1, el corte de agua pasará de cero a uno después de que se inyecté un volumen poroso. A medida que el factor de Koval aumenta, la pendiente de la curva disminuye y el tiempo adimensional en el que se presenta la ruptura es menor.

Figura 47. Comportamiento del factor Koval



Fuente. Elaboración propia con base en: CAO, Fei. Oil – rate forecast by inferring fractional- flow models from field data with Koval method combines with the capacitance–resistance model. En: SPE reservoir simulation symposium (23-25, febrero, 2015: Houston, Estados Unidos) SPE 173315. 2015. p. 534-523.

El análisis anterior permite aproximar el valor del factor Koval al ajustar la pendiente del corte de agua.

- Debido a que el caudal de inyección aparente que afecta a la producción en la relación E-3AH/F-1H es muy bajo en comparación al caudal total producido, el valor del factor Koval de ajuste debe ser mucho mayor que para las demás relaciones.
- Si se mantiene la cantidad de agua inyectada acumulada, a medida que se aumente el volumen poroso, el tiempo necesario para que se dé la ruptura será mayor, y viceversa. Por lo tanto, si se tiene un factor Koval fijo ajustado a la pendiente real de corte de agua, al variar el volumen poroso, la gráfica del corte de agua estimado se moverá hacia la izquierda si se disminuye o a la derecha si se aumenta.
- Teniendo en cuenta la ubicación de los pozos productores e inyectores que se presenta en la figura 9, se puede analizar que el volumen poroso entre el inyector F-1H y los productores E-3AH y E-2H es cercano y es mayor al que se presenta entre el inyector F-3H y los mismos productores.

5.2.2.3 Ajuste del factor Koval y volumen poroso para el pozo E-2H. Para realizar el ajuste del factor Koval y del volumen poroso que permitiera la representación del caudal histórico real de agua y petróleo del pozo E-2H, se inició con la asignación manual de estos parámetros de ajuste. Los factores Koval se asignaron teniendo en cuenta los rangos que se encuentran en la literatura (1 – 6)⁹⁶, y para los volúmenes porosos se tomaron valores en los que se presentara una variación importante en el comportamiento de la curva estimada de corte de agua al mantener los valores de Koval asignados, teniendo en cuenta que el volumen poroso con respecto al inyector F-1H es mayor que con respecto al inyector F-3H. Los valores iniciales de ajuste se muestran en la tabla 15.

Tabla 15. Asignación inicial de parámetros de ajuste pozo E-2H

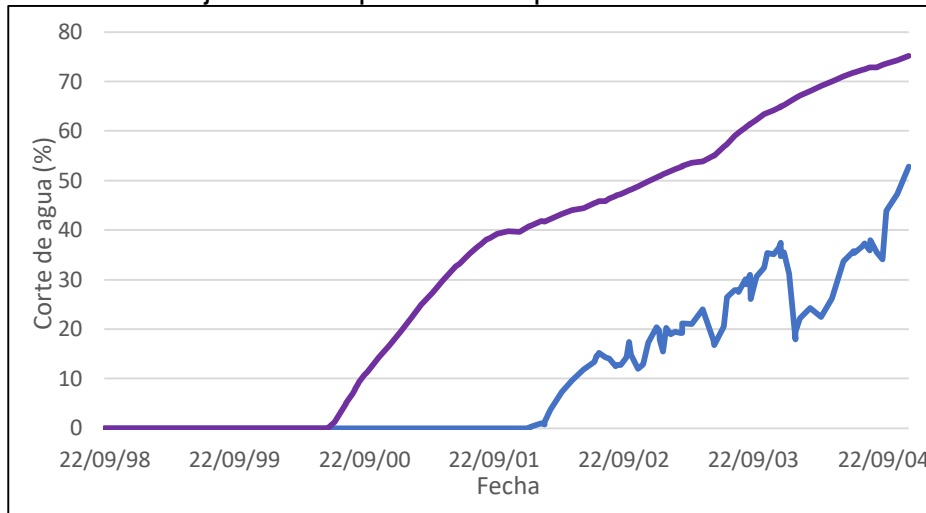
	Pozo F-1H		Pozo F-3H		Error (Rm ³)	
	K _{val}	V _p	K _{val}	V _p	Q _{aceite}	Q _{agua}
Pozo E-2H	2	2*10 ⁶	6	1*10 ⁶	2289.1	2480.7

Fuente. Elaboración propia

⁹⁶ CAO, Fei. Op cit., p 538 - 542

Posteriormente, se ajustaron manualmente los factores Koval hasta que se siguiera la tendencia de la pendiente del corte de agua real, estos factores dieron 4 para el Koval con respecto al inyector F-1H, y 40 para el Koval con respecto al F-3H. La curva de corte de agua estimada obtenida se muestra en la gráfica 12.

Gráfica 12. Ajuste de la pendiente a partir de los factores Koval



Fuente. Elaboración propia

Se siguió con el ajuste del error del caudal de agua con el apoyo de la herramienta Solver, en este caso, el método de resolución escogido también fue el gradiente reducido generalizado no lineal. De acuerdo a los análisis mencionados en la sección 5.2.2.2, se espera que en los resultados de la herramienta se incremente el valor del volumen poroso. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 16.

Tabla 16. Resultados de la minimización del error en la primera corrida

	Pozo F-1H		Pozo F-3H		Error (Rm ³)	
	K _{val}	V _p	K _{val}	V _p	Q _{aceite}	Q _{agua}
Pozo E-2H	3.8	7.17*10 ⁶	20	1.41*10 ⁶	1179	426.85

Fuente. Elaboración propia

Como se explicó anteriormente, los resultados que arroja la herramienta Solver pueden ser locales o globales. En el ajuste que se muestra en la tabla 16, se generó una sobreestimación del caudal de aceite al final del periodo de ajuste y adicionalmente, no se ajustó la ruptura de agua en la fecha correcta, por lo tanto, se pudo determinar que la herramienta arrojó resultados locales. Debido a esto, se realizaron modificaciones manuales teniendo en cuenta el comportamiento de las gráficas de caudal de agua, caudal de aceite y corte de agua, se volvió a realizar la corrida con Solver y se obtuvieron los resultados que se muestran en la tabla 17.

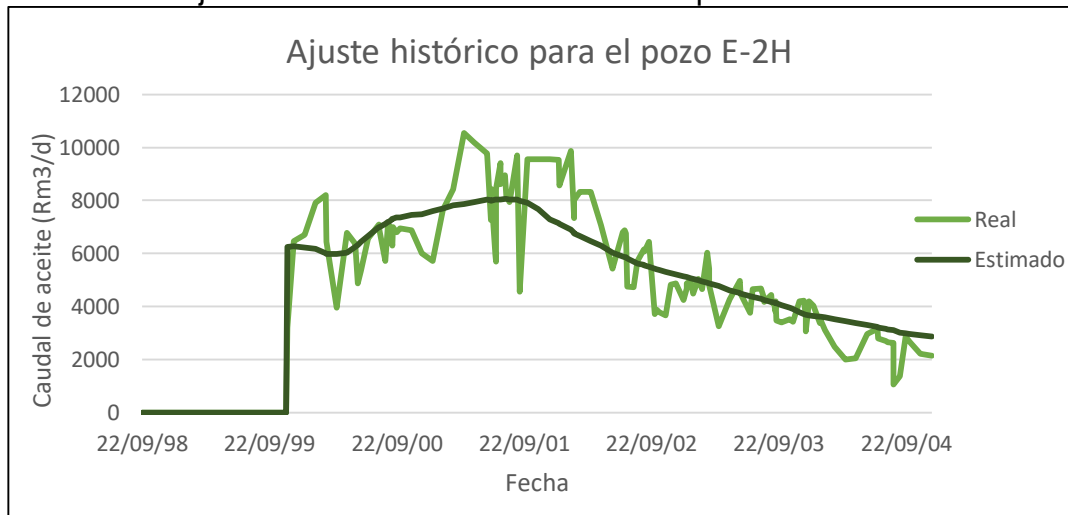
Tabla 17. Resultados globales de la minimización del error pozo E-2H

	Pozo F-1H		Pozo F-3H		Error (Rm ³ /d)	
	K _{val}	V _p	K _{val}	V _p	Q _{aceite}	Q _{agua}
Pozo E-2H	4	8.1*10 ⁶	55	1.28*10 ⁶	1141.7	465.1

Fuente. Elaboración propia

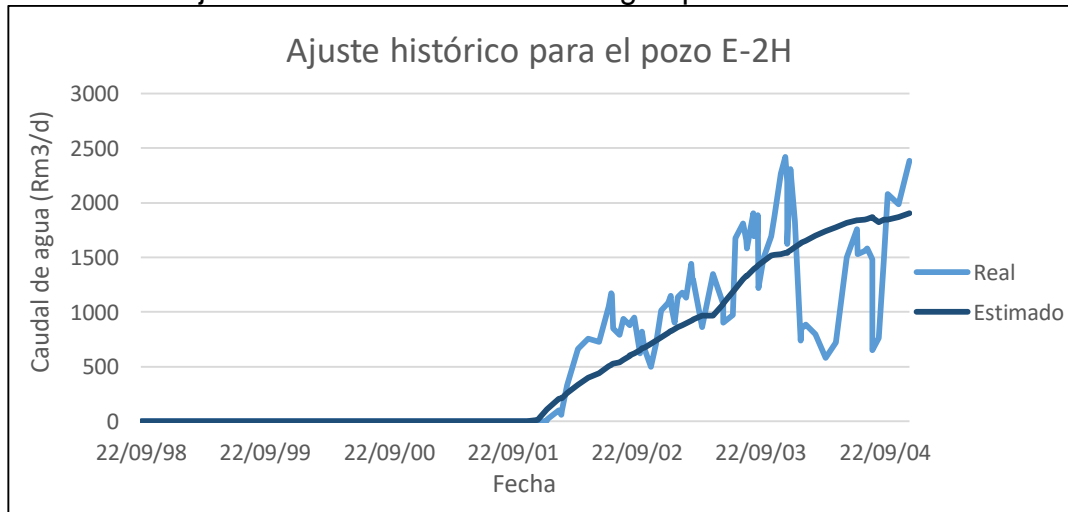
Con los resultados obtenidos en la tabla 17, se obtuvo un equilibrio entre el error del caudal de aceite y el error de caudal de agua, las gráficas obtenidas de caudal de aceite, caudal de agua y corte de agua se muestran en las gráficas 13, 14 y 15, respectivamente.

Gráfica 13. Ajuste histórico del caudal de aceite pozo E-2H



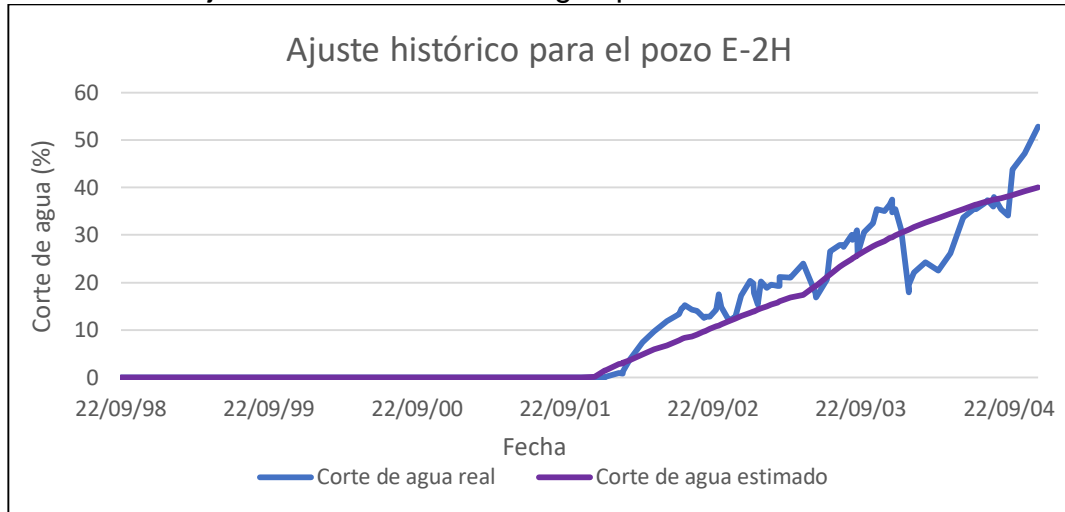
Fuente. Elaboración propia

Gráfica 14. Ajuste histórico del caudal de agua pozo E-2H



Fuente. Elaboración propia

Gráfica 15. Ajuste histórico corte de agua pozo E-2H



Fuente. Elaboración propia

5.2.2.4 Ajuste del factor Koval y volumen poroso para el pozo E-3AH. Para realizar el ajuste histórico de los factores Koval y los volúmenes porosos para el pozo E-3AH, se intentó seguir el mismo procedimiento realizado para el pozo E-2H; sin embargo, debido a las múltiples fluctuaciones que presenta el pozo durante su historia de producción, a la baja producción de agua y, al bajo corte de agua que no se alcanza a estabilizar durante el periodo de ajuste, la herramienta Solver no encuentra una solución viable para minimizar el error. Debido a esto, se decidió realizar un ajuste histórico manual y visual teniendo en cuenta las premisas analizadas en la sección 5.2.2.2, obteniendo un rango de valores ajustados entre los que se mueve el factor Koval y el volumen poroso.

Como se mencionó anteriormente, el volumen poroso para la relación F-1H/E-3AH debe ser cercano al volumen poroso de la relación F-1H/E-2H, por lo tanto, se analizará un volumen poroso que varíe una unidad de millón por encima y por abajo del resultado obtenido para la relación F-1H/E-2H; lo mismo sucede con el volumen poroso entre la relación F-3H/E-3AH y la relación F-3H/E-2H.

En el análisis de la magnitud del factor Koval que se tendría para el pozo F-1H/E-3AH se determinó que debe tener un valor elevado debido al bajo aporte en la inyección que contribuye a la producción del pozo, adicionalmente, el caudal de agua que se producirá debido al inyector F-1H después de que inicie la inyección en el pozo F-3H será mínimo, por lo tanto, el factor Koval de la relación F-1H/E-2H permite ajustar principalmente el pico inicial de producción de agua y, el de la relación F-3H/E-3AH permite ajustar la segunda parte de la gráfica.

El factor Koval para la relación F-3H/E-3AH, será mucho más bajo que el de la relación F-1H/E-3AH teniendo en cuenta que se presenta un mayor aporte de la inyección en la producción (22%).

Teniendo en cuenta lo anterior, la tabla 18 muestra los resultados ajustados entre los que se mueve el factor Koval y el volumen poroso.

Tabla 18. Rango para el factor Koval y el volumen poroso en el pozo E-3AH

Pozo E-3AH	Pozo F-1H		Pozo F-3H		Error (Rm ³)	
	K _{val}	V _p	K _{val}	V _p	Q _{aceite}	Q _{agua}
Análisis 1	200	6*10 ⁶	5.5	1.5*10 ⁶	369.2	64.8
Análisis 2	300	9*10 ⁶	11	3*10 ⁶	370.8	61.4
Análisis 3	250	7.5*10 ⁶	8.25	2.25*10 ⁶	370.3	62.4

Fuente. Elaboración propia

Para seleccionar el análisis con el que se realizaría la predicción, se determinó escoger aquel que generará una menor producción de petróleo, con el fin de no ocasionar sobreestimaciones en el caudal. El análisis que cumple esta condición es el análisis 1. En la tabla 19 se presentan los resultados seleccionados para realizar el ajuste histórico de caudales de petróleo y agua para el pozo E-3AH.

Tabla 19. Resultado seleccionado para el pozo E-3AH

	Pozo F-1H		Pozo F-3H		Error (Rm ³)	
	K _{val}	V _p	K _{val}	V _p	Q _{aceite}	Q _{agua}
Pozo E-3AH	200	6*10 ⁶	5.5	1.5*10 ⁶	369.2	64.8

Fuente. Elaboración propia

Las gráficas 16, 17 y 18, muestran el resultado del ajuste seleccionado para el caudal de aceite, el caudal de agua y el corte de agua, respectivamente.

Gráfica 16. Ajuste histórico del caudal de aceite pozo E-3AH



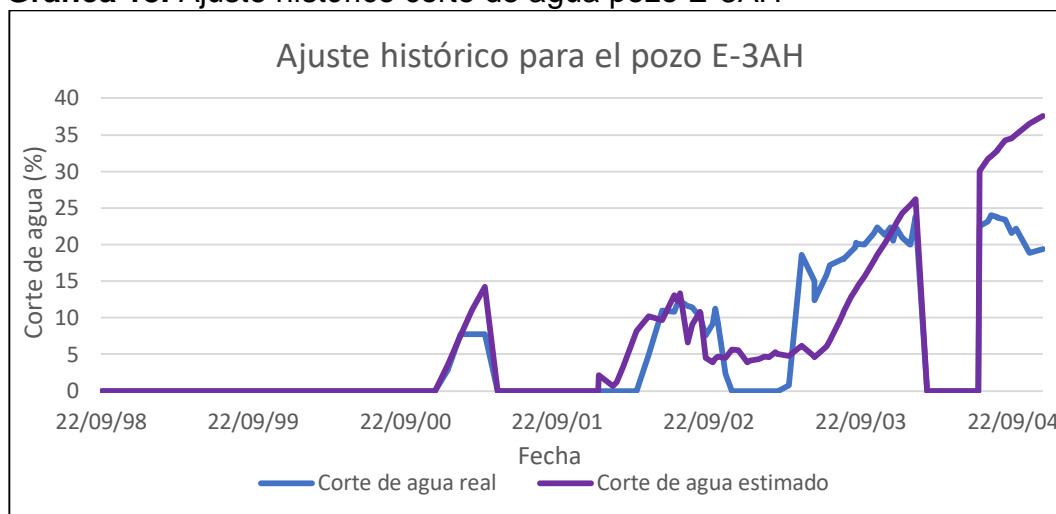
Fuente. Elaboración propia

Gráfica 17. Ajuste histórico del caudal de agua pozo E-3AH



Fuente. Elaboración propia

Gráfica 18. Ajuste histórico corte de agua pozo E-3AH



Fuente. Elaboración propia

5.2.2.5 Determinación de la heterogeneidad. Como se mencionó con anterioridad, el ajuste del factor Koval y del volumen poroso se realiza principalmente con el objetivo de hallar la heterogeneidad, un factor clave para el desarrollo de la predicción. La heterogeneidad se halla a partir de la ecuación 36, donde H_k representa la heterogeneidad, K_{val} representa el factor de Koval ajustado y E representa la relación de viscosidad.

Ecuación 36. Heterogeneidad

$$H_K = \frac{K_{val}}{E}$$

Fuente. Elaboración propia con base en: KOVAL. E.J, A method for predicting the performance of Unstable miscible displacement in heterogeneous media. En: Society of Petroleum Engineers. Junio, 1963. SPE 450. p. 145 – 154.

La relación de viscosidad (E), se halla dividiendo la viscosidad del aceite entre la viscosidad del agua. El valor de la viscosidad del aceite (1.2 cP), se tomó de la tabla 4; mientras que, la viscosidad del agua (0.318 cP), se tomó de la tesis de maestría llamada “Enhanced oil recovery for Norne Field’s E-Segment using surfactant flooding”⁹⁷

La tabla 21 presenta el resultado de la heterogeneidad para cada relación inyector – productor, donde K_{val} representa el factor Koval de ajuste, E representa la relación de viscosidad y H_k representa la heterogeneidad. A pesar de que no afecta

⁹⁷ EMEGWALU, Clara. Op cit., p. 51

directamente el resultado de la heterogeneidad, a la tabla también se le agregó el valor del volumen poroso (V_p) ajustado, a modo de resumen.

Tabla 20. Resultados obtenidos en el ajuste de cada par inyector - productor

	Relación Inyector - Productor			
	F-1H/E-2H	F-3H/E-2H	F-1H/E-3AH	F-3H/E-3AH
V_p (m³)	8.1*10 ⁶	1.28*10 ⁶	6*10 ⁶	1.5*10 ⁶
K_{val} (adm)	4	55	200	5.5
E (adm)	3.7736	3.7736	3.7736	3.7736
H_k (adm)	1.06	14.575	53	1.4575

Fuente. Elaboración propia

6. ESCENARIOS DE INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO SIMULADOS PARA EL SEGMENTO-E DEL CAMPO NORNE

En este capítulo se presenta el planteamiento, desarrollo, implementación y análisis de resultados, de un caso base y tres escenarios de recobro mejorado por inyección de fluido miscible, simulados para el Segmento-E del Campo Norne.

La predicción del caudal total se realizó tomando como base el modelo de capacidades resistivas ajustado; mientras que, la predicción de caudales de aceite, agua y dióxido de carbono se realizó a partir del modelo de Koval. Los escenarios de desarrollo estudiados fueron los siguientes:

- Mayor factor de recobro
- Disminución de la producción de CO₂ y agua aumentando la producción de petróleo
- Tasas de inyección del caso base inyectando dióxido de carbono

La predicción del caudal total y la predicción de los caudales individuales se realizó con los fluidos a condiciones de fondo debido a que el CRM funciona solamente si los análisis se realizan bajo estas condiciones; sin embargo, los resultados de cada uno de los casos se reportan a condiciones de superficie.

La predicción se realizó en unidades de sistema internacional, debido a que es el principal sistema de unidades manejado en Noruega y a que los datos entregados por la Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología están en esas condiciones; sin embargo, los resultados se reportan en unidades inglesas y en unidades de sistema internacional.

Es necesario tener en cuenta que, para realizar la predicción se asumió que el dióxido de carbono sería inyectado a una presión mayor a la presión mínima de miscibilidad la cual según Mathiassen⁹⁸, es de 255 bar para el Campo Norne.

La predicción solamente se realizó para los pozos E-2H y E-3AH, debido a que el pozo E-3H se cierra al inicio del periodo de ajuste y permanece en esta condición durante el periodo de predicción, debido a la dificultad que presenta simular una apertura del pozo en el modelo de capacidades resistivas.

Como se mencionó en el capítulo 3, este trabajo de grado pretende generar una solución al benchmark case propuesto por la Universidad Noruega de ciencia y

⁹⁸ MATHIASSEN, Odd. Op cit., p. 63.

tecnología, y por las empresas de petróleos Statoil, ENI y Petoro; por lo tanto, para el periodo de predicción se seguirán los lineamientos y parámetros técnicos planteados por los mismos, los cuales se muestran a continuación:

- El periodo de predicción va desde el inicio de 2005 hasta el final del año 2008
- La tasa máxima de inyección de agua por cada inyector será 12000 m³/día
- Para cada pozo productor la tasa líquida máxima será 6000 Sm³/día
- El máximo corte de agua es de 95%

La predicción se realizó mensual durante los 4 años establecidos empezando el primero de enero de 2005 y terminando el primero de enero de 2008

6.1 CONSIDERACIONES Y PROCEDIMIENTO GENERAL PARA LA SIMULACIÓN DE ESCENARIOS DE INYECCIÓN

A continuación, se presentan los aspectos fundamentales tenidos en cuenta para la simulación de los escenarios de inyección de CO₂ en el Segmento-E del Campo Norne, y el procedimiento general realizado para la predicción del caudal total y del caudal de cada fluido producido.

Para el desarrollo de los escenarios, inicialmente se debe determinar el caudal total de cada pozo productor partiendo de caudales supuestos de inyección, esto se realiza por medio del modelo de capacidades resistivas ajustado; posteriormente, se aplica el modelo de Koval para discriminar el caudal total obtenido entre los caudales de aceite, agua y solvente para cada pozo.

6.1.1 Predicción de fluidos totales. Teniendo en cuenta los parámetros obtenidos en el ajuste histórico del modelo de capacidades resistivas para cada relación inyector – productor, se debe estimar el caudal total producido a condiciones de fondo para cada par a lo largo del periodo de predicción si se suponen determinadas tasas de inyección para cada pozo inyector; para esto, se extendieron las fórmulas programadas en el periodo de ajuste, teniendo en cuenta que los valores de ganancias y constantes de tiempo para cada par ya han sido determinados (ver Tabla 14), siguiendo los pasos que se presentan a continuación:

1. Introducir los caudales de inyección de CO₂ a condiciones de fondo que se van a simular durante el periodo de predicción.
2. Determinar el caudal de inyección aparente para las relaciones inyección – productor F-1H/E-2H, F-3H/E-2H, F-1H/E-3AH, F-3H/E-3AH, estos se determinan de la misma forma en la que se determinaron al finalizar el periodo de ajuste, es

decir, agregándole al caudal de inyección del pozo F-1H el aporte de inyección dirigido al pozo E-3H, que se encuentra cerrado durante la predicción.

3. Determinar el caudal total estimado para cada relación inyector productor de análisis mediante la extensión de la fórmula que se usó durante el periodo de ajuste (ver ecuación 24), manteniendo el valor las ganancias y las constantes de tiempo ajustadas para cada par.

4. Determinar el caudal total de cada pozo sumando los caudales producidos en cada relación inyector – productor del pozo de análisis

Debido a que el CRM funciona si se realiza el balance de fluidos a condiciones de fondo, es válido tener en cuenta lo mencionado en el capítulo dos, en el que se aclara que el dióxido de carbono a condiciones de yacimiento se comporta como un fluido supercrítico, es decir que se encuentran las fases gaseosas y líquidas sin que sea posible distinguirlas; debido a esto, el CO₂ desplaza al aceite en forma de un sistema incompresible líquido – líquido⁹⁹.

6.1.2 Método de Koval para inyección de CO₂. Previo a la descripción del procedimiento realizado para la predicción del caudal de aceite, solvente, y agua, se hace necesario introducir el parámetro clave presente en el modelo de Koval para el estudio de un proceso de recobro por desplazamiento miscible, este parámetro se denomina: relación de viscosidad efectiva.

Según Koval¹⁰⁰, cuando un solvente se mezcla con el aceite la viscosidad del aceite disminuye considerablemente, entonces el petróleo que no fue contactado inicialmente por el solvente será barrido por un fluido que incorpore una fracción de aceite y una de solvente, cuya viscosidad se encuentra entre la viscosidad del solvente y del aceite. Este fluido es llamado el agente de desplazamiento efectivo.

La relación de la viscosidad del aceite y la viscosidad de la mezcla entre el aceite y el solvente, define la relación de viscosidad efectiva. Esta se obtiene a partir de la regla de mezcla de cuarta potencia, la cual se muestra en la ecuación 37.

⁹⁹ ESHRAGHI, M. Op cit., p. 9.

¹⁰⁰ KOVAL. E.J, A method for predicting the performance of unstable miscible displacement in heterogeneous media. En: Society of Petroleum Engineers. Junio, 1963. SPE 450. p. 148

Ecuación 37. Regla de mezcla de cuarta potencia

$$\frac{1}{(\mu_{B+C})^{1/4}} = \frac{\text{Fracción B}}{(\mu_B)^{1/4}} + \frac{\text{Fracción C}}{(\mu_C)^{1/4}}$$

Fuente. KOVAL. E.J, A method for predicting the performance of Unstable miscible displacement in heterogeneous media. *En:* Society of Petroleum Engineers. Junio, 1963. SPE 450. p. 145 – 154.

Donde B representa el aceite, C el solvente y B+C el desplazamiento efectivo del solvente.

Mediante estudios experimentales realizados por Koval, en los que se analizó el efecto de la razón de viscosidad, se determinó que una composición razonable del agente de desplazamiento efectivo es de 78% de aceite y 22% de solvente. Teniendo en cuenta estos porcentajes y resolviendo la ecuación 37 se obtiene la ecuación 38, la cual representa la relación de viscosidad efectiva.

Ecuación 38. Relación de viscosidad efectiva

$$E = \left[0.78 + 0.22 * \left(\frac{\mu_o}{\mu_s} \right)^{1/4} \right]^4$$

Fuente. KOVAL. E.J, A method for predicting the performance of Unstable miscible displacement in heterogeneous media. *En:* Society of Petroleum Engineers. Junio, 1963. SPE 450. p. 145 – 154.

Las ecuaciones necesarias para realizar la predicción por inyección de CO₂ miscible que son el factor Koval de predicción, la ecuación paramétrica de Koval y el tiempo adimensional, son las mismas que se nombraron en el capítulo anterior (ecuación 26, 27 y 30, respectivamente). Es necesario tener en cuenta que la ecuación paramétrica de Koval permite hallar el flujo fraccional del fluido desplazante para cada instante de tiempo, en este caso, el flujo fraccional del dióxido de carbono en cada timestep.

Las premisas de las que parte el método Koval para inyección de fluido miscible y la demostración de la ecuación paramétrica que lo rige se muestran en el Anexo 1.

6.1.3 Predicción de caudal de aceite, agua y dióxido de carbono. Para realizar la predicción de los caudales de agua, aceite y solvente para cada pozo productor, se tiene inicialmente un modelo de Koval para agua y un modelo de Koval para solvente, debido a esto se hallaron relaciones que permitieran acoplar los dos modelos y su fracción de petróleo asociada, para determinar las producciones individuales de fluidos. Estas relaciones se hallaron con base a las siguientes premisas:

- La proporción de la producción que se genera en un pozo debido al modelo de Koval para agua en un intervalo de tiempo es igual a la proporción de agua inyectada acumulada almacenada en el yacimiento con respecto a los fluidos totales inyectados acumulados almacenados en el mismo intervalo de tiempo, y se representa como se muestra en la ecuación 39

Ecuación 39. Proporción de la producción en el modelo Koval para agua

$$\frac{(q_w + q_o)_{K_{agua}_k}}{(q_w + q_o)_{K_{agua}_k} + (q_s + q_o)_{K_{solv}_k}} = \frac{CWalm_k}{CWalm_k + CSalm_k}$$

Fuente. Elaboración propia

Donde:

$CWalm_k$: agua inyectada almacenada acumulada en términos volúmenes porosos en un tiempo k

$CSalm_k$: solvente inyectado almacenado acumulado en términos volúmenes porosos en un tiempo k

K_{agua} : modelo de Koval para inyección de agua

K_{solv} : modelo de Koval para inyección de solvente

- La proporción de la producción que se produce en un pozo debida al modelo de Koval para solvente en un intervalo de tiempo es igual a la proporción de solvente inyectado acumulado presente en el yacimiento con respecto a los fluidos totales inyectados acumulados en el mismo intervalo de tiempo, y se representa como se muestra en la ecuación 40

Ecuación 40. Proporción de la producción modelo Koval para solvente

$$\frac{(q_s + q_o)_{K_{solv}_k}}{(q_s + q_o)_{K_{solv}_k} + (q_w + q_o)_{K_{agua}_k}} = \frac{CSalm_k}{CSalm_k + CWalm_k}$$

Fuente. Elaboración propia

Para mayor claridad, estas premisas surgen a partir de la necesidad de hallar la fracción de producción con respecto a la producción total debida a cada uno de los modelos de Koval, ya que cada modelo de Koval solamente indica la fracción de fluido desplazante y desplazado asociado a un tipo de fluido desplazante.

A continuación, se presenta el paso a paso llevado a cabo para obtener el caudal de producción de cada fluido presente en el yacimiento. La predicción se realizó para cada par inyector – productor, ya que con el ajuste inicial de los factores Koval se obtuvo el volumen poroso de cada relación.

6.1.3.1 Determinar las fracciones de agua y solvente. Inicialmente, se debe determinar la fracción de agua (f_w), con el modelo de Koval para agua (K_{agua}) y la fracción del solvente (f_s), con el modelo de Koval para solvente (K_{solv}) en cada relación inyector - productor; cada una de estas tendrá asociada una fracción de petróleo (f_o) que será igual a la unidad menos la fracción hallada, como se muestra en la ecuación 41.

Ecuación 41. Fracciones de fluidos obtenidas por cada modelo de Koval

$$1 = (f_w)_{K_{agua}} + (f_o)_{K_{agua}} \quad ; \quad 1 = (f_s)_{K_{solv}} + (f_o)_{K_{solv}}$$

Fuente. Elaboración propia con base en: WILLHITE, Paul. Waterflooding. 3 ed. Estados Unidos.: Society of Petroleum Engineers, 1989. 60 p. ISBN 1555630057

La determinación de las fracciones se realizará a partir de los resultados obtenidos en el ajuste histórico del modelo de Koval para agua.

- **Fracción de agua producida en cada timestep.** Para determinar la fracción de agua producida se mantendrá fijo el factor Koval hallado en el ajuste para cada relación inyector - productor, ya que se trabajará con el modelo de Koval para inyección de agua. El procedimiento para cada timestep consiste en calcular el agua inyectada acumulada con la ecuación 29, posteriormente calcular el tiempo adimensional con la ecuación 30, y finalmente, determinar la relación entre el tiempo adimensional y factor Koval aplicable en la ecuación paramétrica de Koval (ver ecuación 27).

En este caso, para estimar la fracción de agua se deben tener en cuenta los siguientes factores claves:

- Debido a que no se realiza una inyección adicional de agua, el volumen de agua inyectada acumulada para todo el periodo de predicción se mantendrá constante, y su valor será el determinado en el último día del periodo de ajuste.
- Como el agua inyectada acumulada es constante, el tiempo adimensional hallado al inicio de la predicción no variará a lo largo de este periodo.
- A partir de los factores Koval ajustados para cada relación inyector - productor teniendo fijo el tiempo adimensional, se hallará la fracción de agua para cada par que será invariable durante la predicción.

La fracción de agua hallada solamente indica el porcentaje que tiene este fluido con respecto a su petróleo asociado debido al modelo de Koval para agua, esta

fracción y la de su petróleo asociado serán invariables durante el periodo de predicción; sin embargo, a medida que avance el proceso de inyección de dióxido de carbono, la proporción de las fracciones obtenidas del modelo de Koval para agua con respecto al caudal total serán cada vez más pequeñas.

- **Fracción de dióxido de carbono producido en cada timestep.** Para determinar la fracción de dióxido de carbono que se produce por cada relación inyector – productor con base al modelo de Koval, es necesario inicialmente determinar las constantes de Koval para cada par, esto se realiza teniendo en cuenta el valor de la heterogeneidad hallado en el ajuste histórico (H_K) y el valor de la relación de viscosidad efectiva (E), cuya ecuación se muestra en la ecuación 38. La ecuación para determinar los factores de Koval se presenta en la ecuación 42.

Ecuación 42. Factor Koval para solvente

$$K_{val} = H_K * \left[0.78 + 0.22 * \left(\frac{\mu_o}{\mu_s} \right)^{1/4} \right]^4$$

Fuente. KOVAL. E.J, A method for predicting the performance of Unstable miscible displacement in heterogeneous media. En: Society of Petroleum Engineers. Junio, 1963. SPE 450. p. 145 – 154

El valor de la viscosidad de solvente se obtuvo con un software virtual¹⁰¹ que permite, a partir de los datos de presión y temperatura, obtener las propiedades del dióxido de carbono. El valor de la viscosidad del CO₂ obtenido fue de 0.05094 cP y, como se mencionó con anterioridad, el valor de la viscosidad del petróleo es de 1.2 cP.

La tabla 21 muestra los valores de volumen poroso, heterogeneidad, relación de viscosidad efectiva y factor de Koval para cada relación

Tabla 21. Parámetros Koval para solvente por relación inyector – productor

	Relación Inyector - Productor			
	F-1H/E-2H	F-3H/E-2H	F-1H/E-3AH	F-3H/E-3AH
V_p	8.1*10 ⁶	1.28*10 ⁶	6*10 ⁶	1.5*10 ⁶
E	2.5581	2.5581	2.5581	2.5581
H_k	1.06	14.575	53	1.4575
K_{val}	2.7116	37.278	135.58	3.7284

Fuente. Elaboración propia

¹⁰¹ WISCHNEWSKI, Berndt. Peace Software. [citado 28 octubre., 2018]. Disponible en: http://www.peacesoftware.de/einigewerte/co2_e.html

El análisis de los factores Koval para cada relación inyector - productor fue realizado en la sección 5.2.2.2.

Después de obtener los factores de Koval, se halló la fracción de dióxido de carbono para cada par inyector - productor con el siguiente procedimiento:

1. Determinar el dióxido de carbono inyectado acumulado a condiciones de fondo en cada timestep con la ecuación 29
2. Determinar el tiempo adimensional en cada timestep con la ecuación 30
3. Determinar la fracción de CO₂ en cada timestep de acuerdo a la relación que aplique en la ecuación paramétrica de Koval entre el tiempo adimensional hallado y el factor de Koval que se muestra en la tabla 21 (ver ecuación 27).

Como sucede en el modelo de Koval para inyección de agua, la fracción de dióxido de carbono hallada por el modelo de Koval para solvente indica el porcentaje que tiene este fluido con respecto a su petróleo asociado. Al inicio del periodo de predicción, la fracción de CO₂ será cero y la fracción de petróleo será uno, cuando el solvente rompa, su fracción empezará a incrementar y la fracción de petróleo empezará a disminuir. Adicionalmente, a medida que avanza la inyección de solvente, la proporción de fluidos asociada al modelo de Koval por inyección de agua irá disminuyendo; mientras que, la proporción de fluidos asociada al modelo de Koval por inyección de solvente irá aumentando.

6.1.3.2 Predicción el caudal de agua producido en cada timestep. La ecuación que permite predecir el caudal de agua producido en cada timestep para cada relación inyector – productor se muestra en la ecuación 43.

Ecuación 43. Caudal de agua predicho en el timestep k

$$q_{w_{ijk}} = (f_{w_{ijk}})_{K_{agua}} * \frac{CW_{alm_{ijk}}}{CW_{alm_{ijk}} + CS_{alm_{ijk}}} * q_{t_{ijk}}$$

Fuente. Elaboración propia con base en: CAO, Fei. Oil – rate forecast by inferring fractional- flow models from field data with Koval method combines with the capacitance –resistance model. En: SPE reservoir simulation symposium (23-25, febrero, 2015: Houston, Estados Unidos) SPE 173315. 2015. p. 534-523.

Donde:

$(f_{w_{ijk}})_{K_{agua}}$: fracción de agua en el tiempo k para la relación inyector (i) – productor (j) obtenido por el modelo Koval para agua

q_{t_k} : caudal total en el tiempo k estimado por el modelo de capacidades resistivas para la relación inyector (i) – productor (j)

Esta ecuación surge al tener en cuenta que con el modelo de Koval para agua se obtiene la fracción de agua y la fracción de su petróleo asociado que representa la unidad, sin embargo, el caudal de producción total también tiene en cuenta la fracción de dióxido de carbono y la fracción de su petróleo asociado obtenidos por el modelo de Koval para solvente.

Para determinar el caudal de agua producido en cada timestep es necesario conocer la fracción del fluido total que representan las fracciones obtenidas con el modelo de Koval para agua, pero, debido a la imposibilidad de obtener esas fracciones se parte de la primera premisa expuesta en el numeral 6.1.3, obteniendo la ecuación 43.

- Para obtener el agua inyectada almacenada acumulada en términos de volúmenes porosos en un tiempo k para cada relación inyector – productor ($CWalm_{ijk}$), se usa la ecuación 44

Ecuación 44. Agua inyectada almacenada acumulada en el timestep k

$$CWalm_{ijk} = CWalm_{ij(k-1)} - \left(\frac{q_{wij(k-1)} * \Delta t}{Vp_{ij}} \right)$$

Fuente. Elaboración propia

Se debe tener en cuenta que, en el primer intervalo de tiempo del periodo de predicción, la cantidad de agua inyectada acumulada almacenada será la obtenida al finalizar el periodo de ajuste, esta se halla con la ecuación 45.

Ecuación 45. Agua inyectada almacenada al inicio del periodo de predicción

$$(CWalm_{ijk})_{inicial} = \sum_{k=1}^n \left(\frac{I_{ik} * f_{ij} * (t_k - t_{k-1})}{Vp_{ij}} - \frac{q_{wijk} * (t_k - t_{k-1})}{Vp_{ij}} \right)$$

Fuente. Elaboración propia

Donde:

I_{ik} : agua inyectada en el tiempo k de ajuste

Vp_{ij} : volumen poroso para la relación inyector (i) productor (j)

q_{wijk} : caudal de agua producida por la relación inyector (i) productor (j) en el tiempo k de ajuste

n: número de intervalos presentes en el periodo de ajuste

- Para obtener en términos de volúmenes porosos el solvente inyectado almacenado acumulado en un tiempo k para cada relación inyector – productor ($CSalm_{ijk}$), se usa la ecuación 46

Ecuación 46. Solvente inyectado almacenado acumulado en el timestep k

$$CSalm_{ijk} = CSalm_{ij(k-1)} - \frac{q_{s_{ij(k-1)}} * (\Delta t)_{k-1}}{Vp_{ij}} + \frac{Si_{ik} * f_{ij} * (\Delta t)}{Vp_{ij}}$$

Fuente. Elaboración propia

Donde:

$CSalm_{ij(k-1)}$: Solvente inyectado almacenado acumulado en el timestep k-1

$q_{s_{ij(k-1)}}$: Caudal de solvente producido en el intervalo k-1

Δt : Intervalo de tiempo en el que se produce el caudal de solvente en el intervalo k-1

Si_{ik} : solvente inyectado en el intervalo de tiempo k

La ecuación para obtener el caudal de solvente producido se muestra en la sección 6.1.3.3.

- Para obtener el caudal de agua que se produciría en cada pozo, se sumó el caudal de agua obtenido por cada relación inyector – productor, como se muestra en la ecuación 47.

Ecuación 47. Predicción del caudal de agua por pozo en un tiempo k

$$q_{wjk} = q_{wi_1jk} + q_{wi_2jk}$$

Fuente. Elaboración propia

Es importante tener en cuenta que, si en algún punto de la predicción el agua inyectada almacenada acumulada llega a cero, el caudal de agua producido también será cero.

6.1.3.3 Predicción del caudal de solvente producido en cada timestep. La ecuación que permite predecir el caudal de solvente producido en cada timestep para cada relación inyector – productor se muestra en la ecuación 48.

Ecuación 48. Caudal de solvente predicho en el timestep k

$$q_{s_{ijk}} = \left(f_{s_{ijk}} \right)_{K_{solv}} * \frac{CSalm_k}{CSalm_k + CWalm_k} * q_{t_{ijk}}$$

Fuente. Elaboración propia con base en: CAO, Fei. Oil – rate forecast by inferring fractional- flow models from field data with Koval method combines with the capacitance –resistance model. En: SPE reservoir simulation symposium (23-25, febrero, 2015: Houston, Estados Unidos) SPE 173315. 2015. p. 534-523.

Donde:

$(f_{sijk})_{K_{solv}}$: fracción de solvente en el tiempo k para la relación inyector (i) – productor (j) obtenido por el modelo Koval para solvente

Como se puede observar, la ecuación 48 es muy similar a la ecuación 43 ya que surgen del mismo concepto y tiene la misma base, solo que, en este caso como se está determinando del caudal de solvente, se tiene en cuenta el modelo de Koval para solvente y no el modelo de Koval para agua.

Para conocer la fracción del fluido total que representan las fracciones obtenidas con el modelo de Koval para solvente se parte de la segunda premisa expuesta en el numeral 6.1.3 y no de la primera, como en el caso de la ecuación 43.

Las ecuaciones para determinar el solvente inyectado almacenado acumulado en el timestep k, y el agua inyectada almacenada acumulada en el timestep k son las que se presentan en la ecuación 46 y 44, respectivamente.

- Para obtener el caudal de solvente que se produciría en cada pozo, se sumó el caudal de solvente obtenido por cada relación inyector – productor, como se muestra en la ecuación 49.

Ecuación 49. Predicción del caudal de solvente por pozo en un tiempo k

$$q_{sjk} = q_{si_1jk} + q_{si_2jk}$$

Fuente. Elaboración propia

Es importante tener en cuenta que, si en algún punto de la predicción el agua inyectada almacenada acumulada llega a cero, todo lo que se produzca será debido al modelo de Koval por inyección de agua, por tanto, la ecuación para hallar el caudal de solvente quedaría reducida a la fracción de solvente hallada por el modelo de Koval multiplicado por el caudal total.

6.1.3.4 Predicción del caudal de petróleo producido en cada timestep. Para la predicción del caudal de petróleo en cada timestep para cada relación inyector - productor, se debe sumar el caudal de petróleo asociado al modelo de Koval para agua obtenido con la ecuación 50, y el caudal de petróleo asociado al modelo de Koval para solvente obtenido con la ecuación 51.

El caudal de petróleo sigue las premisas mencionadas en la sección 6.3.1, es decir, se tiene la fracción de petróleo asociada a la fracción de agua obtenida por el modelo de Koval para agua, y la fracción de petróleo asociada a la fracción de solvente obtenida por el modelo de Koval para solvente; pero, se necesita de

relaciones que permitan hallar la fracción que ocupa el petróleo asociado al modelo de Koval para agua con respecto a la producción total, y la fracción que ocupa el petróleo asociado al modelo de Koval para solvente con respecto a la producción total. Para esto, se usan las dos premisas planteadas en la sección 6.3.1.

Ecuación 50. Caudal de petróleo asociado al modelo de Koval para agua

$$(q_{oijk})_{K_{agua}} = (1 - f_{wijk})_{K_{agua}} * \frac{CWalm_{ijk}}{CWalm_{ijk} + CSalm_{ijk}} * q_{tijk}$$

Fuente. Elaboración propia

Ecuación 51. Caudal de petróleo asociado al modelo de Koval para solvente

$$(q_{oijk})_{K_{solv}} = (1 - f_{sijk})_{K_{solv}} * \frac{CSalm_k}{CSalm_k + CWalm_k} * q_{tijk}$$

Fuente. Elaboración propia

Para determinar el caudal de aceite para cada relación inyector - productor se usa la ecuación 52

Ecuación 52. Caudal de petróleo para cada par inyector - productor

$$q_{oijk} = (q_{oijk})_{K_{agua}} + (q_{oijk})_{K_{solv}}$$

Fuente. Elaboración propia

Para determinar el caudal de aceite por pozo productor, se suman los caudales obtenidos por cada relación inyector – productor que afecta el pozo de análisis.

6.1.4 Determinación del factor de recobro. Para determinar el factor de recobro en cada uno de los escenarios de simulación analizados, se utiliza la fórmula que se presenta en la ecuación 53

Ecuación 53. Factor de recobro

$$FR = \frac{N_p}{OOIP}$$

Fuente. AHMED, T. Advanced reservoir engineering. Estados Unidos.: Elsevier, 2005. 315 p. ISBN 0-7506-7733-3

Donde:

FR: factor de recobro

N_p: petróleo producido acumulado

OOIP: petróleo original in situ

El valor del petróleo original in situ para el Segmento-E del Campo Norne se obtuvo de la tesis llamada “A comparative simulation study of chemical EOR methodologies

applied to Norne Field E-Segment”¹⁰², la cual indica que este valor es de 27'000.000 metros cúbicos en superficie.

Para tener en cuenta el petróleo recuperado acumulado en el corto periodo de tiempo que estuvo en producción el pozo E-3H, se tomaron los valores reales de producción del pozo, ya que a este no se le realizó ajuste histórico.

6.2 SIMULACIÓN DEL CASO BASE

El caso base es un escenario donde se realiza la predicción del caudal de fluidos manteniendo el esquema de producción planteado al final del periodo de ajuste. Este escenario funciona como referencia cuando se estudian planes de desarrollo que pretenden modificar el esquema de explotación del campo.

Para la simulación del caso base en el Segmento-E del Campo Norne, se asumió que durante el periodo de predicción se mantendría el caudal de inyección del último intervalo de tiempo en el periodo de ajuste que es, para el pozo F-1H de 10037 Rm³/d (63131 RBWPD) y, para el pozo F-3H de 1556 Rm³/d (9787 RBWPD).

Como el fluido inyectado para este caso es agua, se realizaron las predicciones solamente con el modelo de Koval para inyección de agua, manteniendo el valor del factor Koval para cada relación inyector – productor obtenido en el ajuste histórico de caudales.

El procedimiento seguido para cada timestep consistió en:

1. Calcular el agua inyectada acumulada con la ecuación 29
2. Calcular el tiempo adimensional con la ecuación 30
3. Determinar la relación aplicable entre el tiempo adimensional hallado y factor Koval en la ecuación paramétrica de Koval (ver ecuación 27), para obtener la fracción de agua
4. Obtener la fracción de aceite restando la unidad menos la fracción de agua calculada en el paso anterior
5. Obtener el caudal de agua multiplicando la fracción de agua obtenida por el caudal total hallado con el modelo de capacidades resistivas
6. Obtener el caudal de aceite multiplicando la fracción de aceite obtenida por el caudal total hallado con el modelo de capacidades resistivas
7. Hallar el caudal de agua y el caudal de aceite por pozo sumando los resultados obtenidos por cada relación inyector – productor en el pozo de análisis

¹⁰² MAHESHWARI. Op cit., p. 18

La tabla 22 muestra un resumen con los resultados obtenidos en el caso base a condiciones de superficie en unidades de sistema internacional y en unidades de campo.

Tabla 22. Resultados obtenidos en el caso base

Sistema de unidades	Np	Wp	Wi	Factor de recobro
SI (Sm ³)	1.3*10 ⁷	5.3*10 ⁶	4*10 ⁷	47.04%
Inglés (bbl)	8*10 ⁷	3.3*10 ⁷	2.5*10 ⁸	

Fuente. Elaboración propia

El factor de recobro del caso base planteado por la Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología fue de 48.8% (ver tabla 8), por lo que se puede concluir, que en el caso base expuesto anteriormente se subestimo la producción de petróleo.

6.3 SIMULACIÓN DE ESCENARIOS DE INYECCIÓN DE CO₂

Se seleccionaron tres escenarios de análisis para el proceso de inyección de dióxido de carbono, estos fueron:

- Mayor factor de recobro
- Disminución de la producción de CO₂ y agua, aumentando la producción de petróleo
- Tasas de inyección del caso base inyectando dióxido de carbono

Para los dos primeros escenarios, se programaron ecuaciones que fueron optimizadas con la herramienta Solver variando los caudales de inyección, el ultimo escenario se planteó con el objetivo de comparar los resultados técnicos que se obtienen al inyectar las mismas tasas que en el caso base, pero esta vez, de CO₂.

Uno de los lineamientos técnicos del benchmark case es que no se puede inyectar un volumen de agua mayor a 12000 Rm³/d (75 MRBWD), en cada inyector, teniendo en cuenta que el modelo de capacidades resistivas trabaja con fluidos a condiciones de fondo y como no se especificó un límite para el proceso de inyección de dióxido de carbono, se asumió el mismo propuesto para el agua; es decir que la tasa máxima de dióxido de carbono que se puede inyectar por día para cada inyector es de 12000 Rm³/d (424 MRCFPD) o 4'219.569 Sm³/d. (149 MMSCFPD).

Las fórmulas necesarias para lograr llegar a la predicción de la tasa de producción de petróleo, agua y solvente a partir de un caudal de inyección determinado se muestran en la sección 6.1.3

Para reportar las tasas de inyección, las tasas de producción y la producción total de dióxido de carbono a condiciones estándar se realizó el siguiente procedimiento:

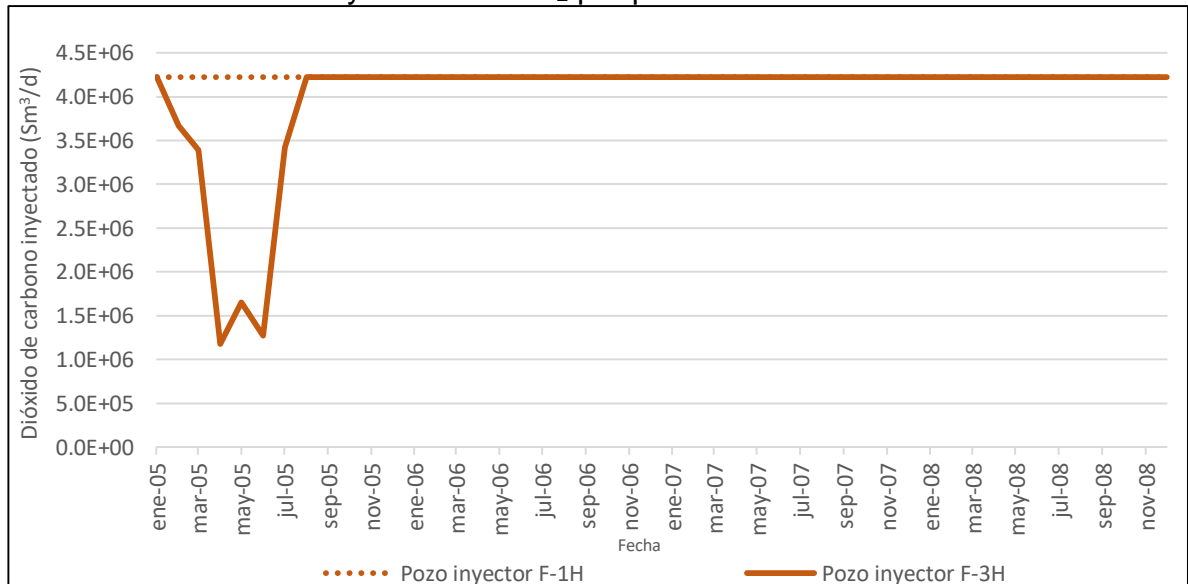
1. Hallar la densidad del CO₂ a condiciones de yacimiento
2. Con el volumen previamente determinado y con la densidad, hallar la masa asociada
3. Hallar la densidad del CO₂ a condiciones estándar
4. Con la masa calculada en el numeral 2 y con la densidad a condiciones estándar, hallar el volumen a condiciones estándar.

6.3.1 Simulación del primer escenario de inyección. El primer escenario de inyección se realizó con el objetivo de determinar las tasas de inyección en cada pozo inyector que permitirían llegar a la recuperación máxima de petróleo, independientemente del caudal de dióxido de carbono que se produjera en cada pozo productor.

Para esto, se maximizó por medio de la herramienta Solver el petróleo producido acumulado al final del periodo de ajuste variando las tasas de inyección, esto se hace teniendo en cuenta que el modelo de capacidades resistivas para la estimación de caudal total y el modelo de Koval para la estimación del petróleo producido junto con sus ecuaciones asociadas ya se encuentran ajustados y programados.

La gráfica 19 muestra las tasas de inyección de dióxido de carbono a condiciones estándar para lograr el mayor factor de recobro.

Gráfica 19. Tasas de inyección de CO₂ por pozo escenario 1

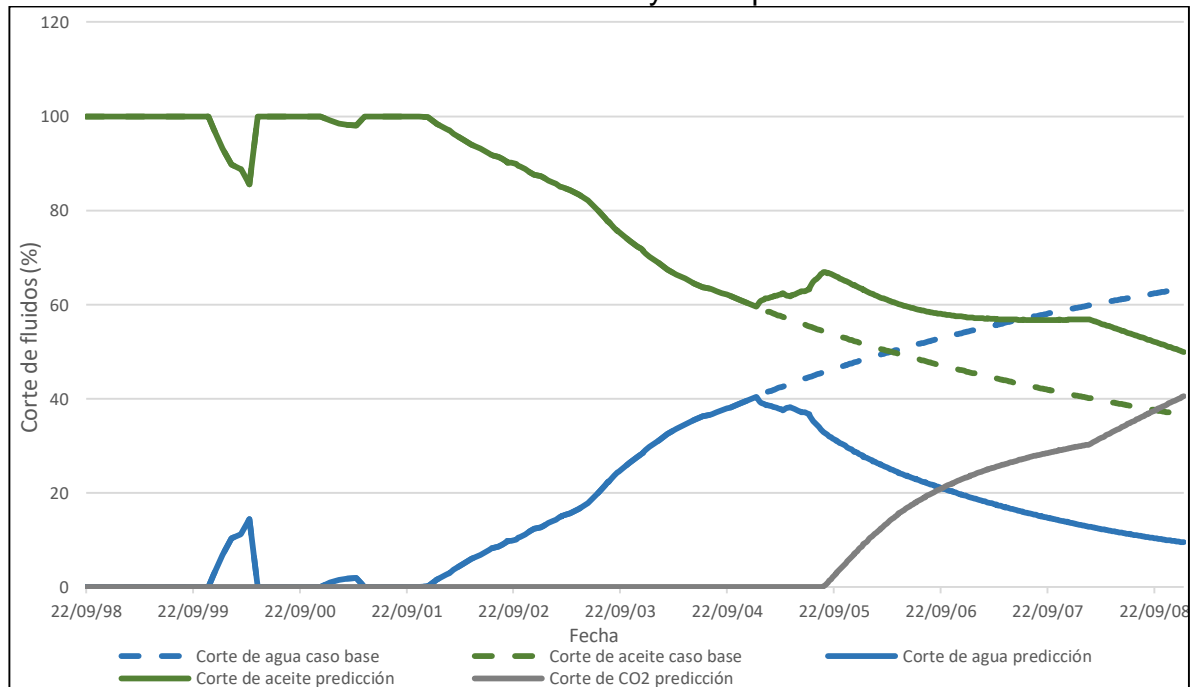


Fuente. Elaboración propia

Como se puede observar, el escenario de inyección que genera un mayor factor de recobro se obtiene inyectando el límite máximo de dióxido de carbono a condiciones de superficie a lo largo del periodo de predicción en el pozo F-1H; por su parte, las tasas de inyección en el pozo F-3H varían al inicio del periodo de predicción y posteriormente se estabilizan en $4'219.569 \text{ Sm}^3/\text{d}$ (149MMSCFPD), esta variación se puede dar debido a que, si se inyecta el límite máximo de dióxido de carbono, la ruptura del mismo se dará en un periodo previo al deseado disminuyendo la producción de petróleo y por ende, afectando negativamente el factor de recobro.

Para analizar las variaciones en la producción que se obtienen en el primer escenario de inyección con respecto al caso base se realizó la gráfica 20 a condiciones de fondo, esta muestra el corte de producción total de petróleo, agua y CO_2 obtenido a lo largo del periodo de predicción. Teóricamente, el corte se halla comparando el volumen de líquido que produce una fase con respecto al volumen de líquidos totales, como el CO_2 a condiciones de fondo se comporta como un fluido supercrítico que desplaza al aceite en forma de un sistema incompresible líquido – líquido¹⁰³, se puede determinar el corte para esta fase.

Gráfica 20. Corte de fluidos en el caso base y en el primer escenario



Fuente. Elaboración propia

¹⁰³ ESHRAGHI, M. Op cit., p. 9.

Como se puede observar en la gráfica 20, en el primer escenario de inyección se logra un incremento del corte de petróleo producido con respecto al caso base, adicionalmente, se cumple la teoría que rige a la inyección de dióxido de carbono, la cual menciona que al inyectar CO₂ se generará un aumento de la producción de aceite hasta que el solvente rompa, a partir de ese momento la producción de aceite con respecto a la producción total empezará a caer.

La tabla 23 muestra los resultados obtenidos en el primer escenario de inyección

Tabla 23. Resultados obtenidos en el primer escenario de inyección

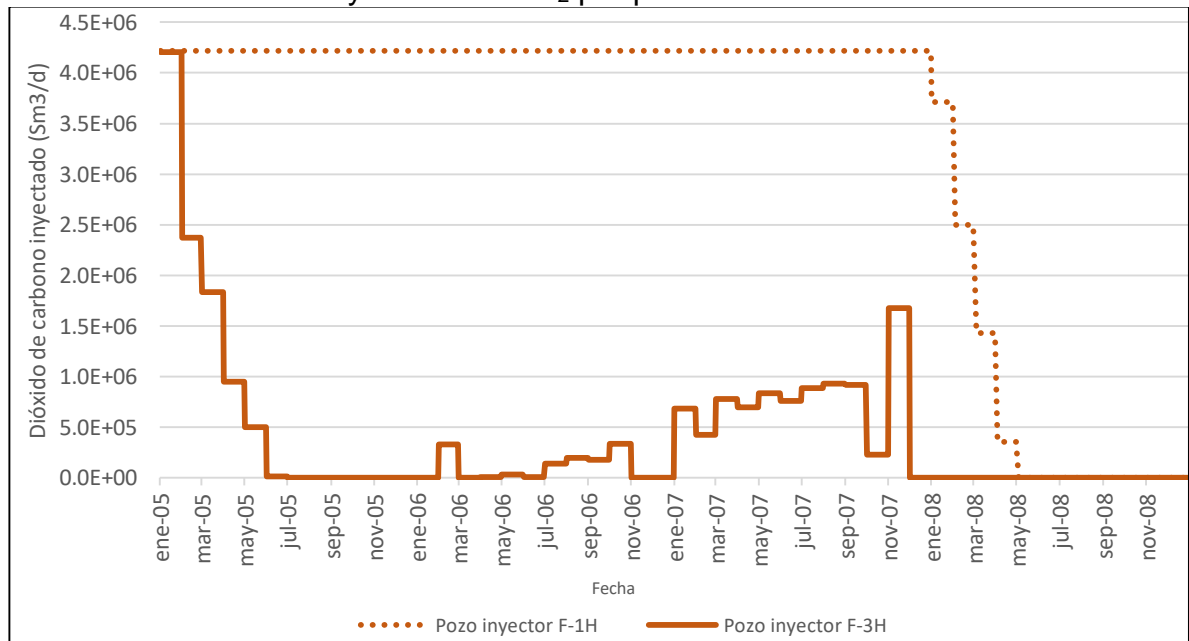
S.U.	Np	Wp	Sp	Si	FR
SI	1.5*10 ⁷ Sm ³	3.9*10 ⁶ Sm ³	8.1*10 ⁸ Sm ³	1.2*10 ¹⁰ Sm ³	56.18%
Inglés	9.5*10 ⁷ bbl	2.5*10 ⁷ bbl	2.9*10 ¹⁰ SCF	4.2*10 ¹¹ SCF	

Fuente. Elaboración propia

6.3.2 Simulación del segundo escenario de inyección. El segundo escenario de inyección se realizó con el objetivo de determinar el factor de recobro si se reducía el volumen de agua producido y el dióxido de carbono producido e inyectado, maximizando la producción de petróleo.

La gráfica 21 muestra las tasas de inyección de dióxido de carbono a condiciones estándar para lograr el objetivo de este escenario de inyección.

Gráfica 21. Tasas de inyección de CO₂ por pozo escenario 2

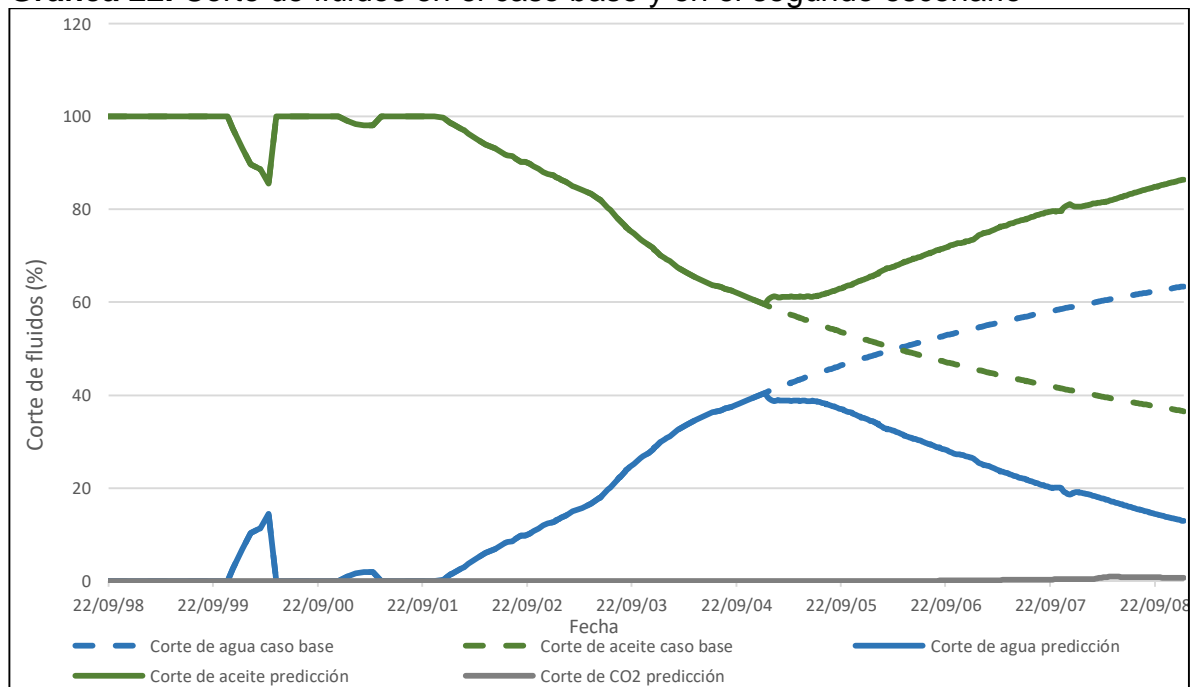


Fuente. Elaboración propia

Como se puede observar, al optimizar el petróleo producido reduciendo la tasa de producción de agua y la tasa de producción e inyección de dióxido de carbono, se obtienen tasas variables de inyección para el pozo F-3H que tienen valores bajos con respecto al pozo F-1H (en el que se inyecta el límite máximo de dióxido de carbono), esto se puede dar debido a que la fracción de inyección de ese pozo que afecta a los productores es más baja que la del pozo F-1H y no se justifica inyectar tasas altas del solvente. Adicionalmente, se observa una caída en las tasas de inyección al finalizar el periodo de predicción, lo que puede provocarse porque la relación entre el petróleo producido y el CO₂ inyectado ya no es tan alta como al inicio del periodo de predicción.

Tal como en el primer escenario, para analizar las variaciones en la producción con respecto al caso base se realizó la gráfica 22 a condiciones de fondo, esta muestra el corte de producción total de petróleo, agua y CO₂ obtenido a lo largo del periodo de predicción. La justificación de la inclusión del corte de dióxido de carbono en la gráfica se presenta en la sección 6.3.1

Gráfica 22. Corte de fluidos en el caso base y en el segundo escenario



Fuente. Elaboración propia

Como se puede observar en la gráfica 21, se logra uno de los objetivos del caso que es reducir el volumen de dióxido de carbono producido ya que, en los cuatro años que dura el periodo de predicción no se alcanza a incrementar en gran

proporción el corte de CO₂, debido a esto y a que el corte de agua disminuye dado que no se está inyectando ese líquido, se obtiene un alto corte de petróleo.

La tabla 24 muestra los resultados obtenidos en el segundo escenario de inyección.

Tabla 24. Resultados obtenidos en el segundo escenario de inyección

S.U.	Np	Wp	Sp	Si	FR
SI	1.4*10 ⁷ Sm ³	3.6*10 ⁶ Sm ³	4.7*10 ⁶ Sm ³	5.5*10 ⁹ Sm ³	52.39%
Inglés	8.9*10 ⁷ bbl	2.3*10 ⁷ bbl	1.7*10 ⁸ SCF	1.9*10 ¹¹ SCF	

Fuente. Elaboración propia

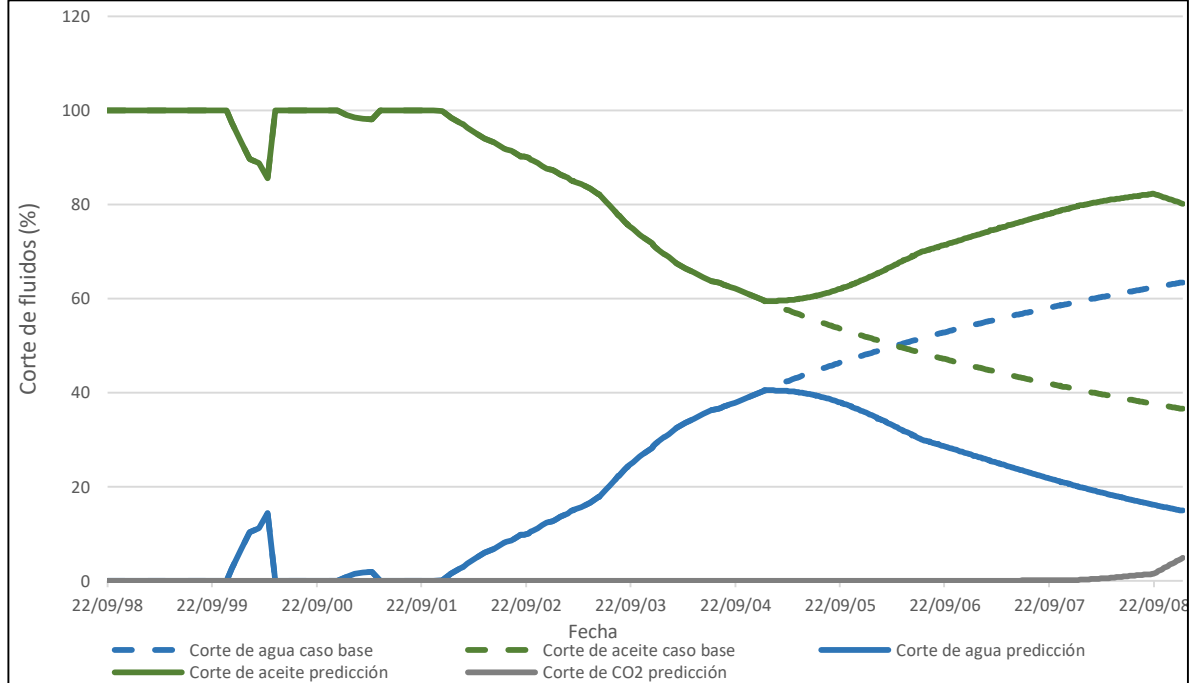
La comparación de estos resultados con respecto al caso base y al primer escenario de inyección se muestran en la sección 6.4.

6.3.3 Simulación del tercer escenario de inyección. Para el tercer escenario de inyección, se decidió predecir la producción de agua, aceite y dióxido de carbono si se inyectaba CO₂ a las mismas tasas inyectadas en el caso base a condiciones de fondo, esto con el fin de realizar una comparación más cercana entre la inyección de agua y la inyección de CO₂ para el Segmento-E del Campo Norne.

Las tasas inyectadas fueron de 10037 Rm³/d (354 MRCFPD) o 3'529.313 Sm³/d. (124 MMSCFPD), para el pozo F-1H, y de 1556 Rm³/d (55 MRCFPD) o 547.094 Sm³/d (19 MMSCFPD), para el pozo F-3H.

Como se realizó en los escenarios anteriores, para analizar las variaciones en la producción con respecto al caso base se realizó la gráfica 23 a condiciones de fondo, esta muestra el corte de producción total de petróleo, agua y CO₂ obtenido a lo largo del periodo de predicción. La justificación de la inclusión del corte de dióxido de carbono en la gráfica se presenta en la sección 6.3.1

Gráfica 23. Corte de fluidos en el caso base y en el tercer escenario analizado



Fuente. Elaboración propia

Como se puede observar en la gráfica 23, finalizando el periodo de predicción se genera un incremento en la producción de dióxido de carbono que llega a la ruptura en diciembre de 2006, esto ocasiona que inicie la disminución en la producción de petróleo.

La tabla 25 muestra los resultados obtenidos en el tercer escenario de inyección.

Tabla 25. Resultados obtenidos en el tercer escenario de inyección

S.U.	Np	Wp	Sp	Si	FR
SI	1.4*10 ⁷ Sm ³	3.6*10 ⁶ Sm ³	9.4*10 ⁶ Sm ³	6*10 ⁹ Sm ³	51.9%
Inglés	8.8*10 ⁷ bbl	2.2*10 ⁷ bbl	3.3*10 ⁸ SCF	2.1*10 ¹¹ SCF	

Fuente. Elaboración propia

La comparación de estos resultados con respecto al caso base y a los dos escenarios analizados con anterioridad se muestran a continuación.

6.4 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LAS SIMULACIONES

A continuación, se presenta la comparación y el análisis de los resultados obtenidos en los tres escenarios de inyección evaluados y en el caso base, se presentan las gráficas de petróleo producido acumulado, factor de recobro, agua producida

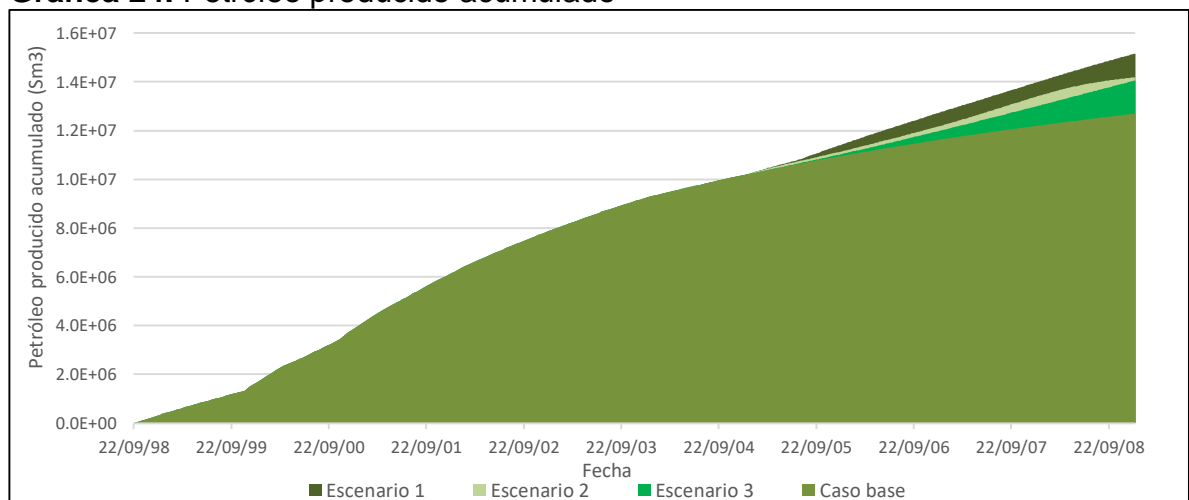
acumulada, solvente producido acumulado, solvente inyectado acumulado, tasa de petróleo, tasa de agua, corte de agua y tasa de solvente inyectado y producido. Adicionalmente, se presenta una tabla resumen con los resultados obtenidos al final del periodo de predicción para cada caso.

Las gráficas se presentan en unidades de sistema internacional; sin embargo, en la tabla resumen se reportan los resultados en unidades de sistema inglés y en unidades de sistema internacional.

Se debe tener en cuenta que:

- Escenario 1: Mayor factor de recobro
- Escenario 2: Reducción del volumen de agua producido y el dióxido de carbono producido e inyectado, maximizando la producción de petróleo
- Escenario 3: Mismas tasas de inyección que en el caso base

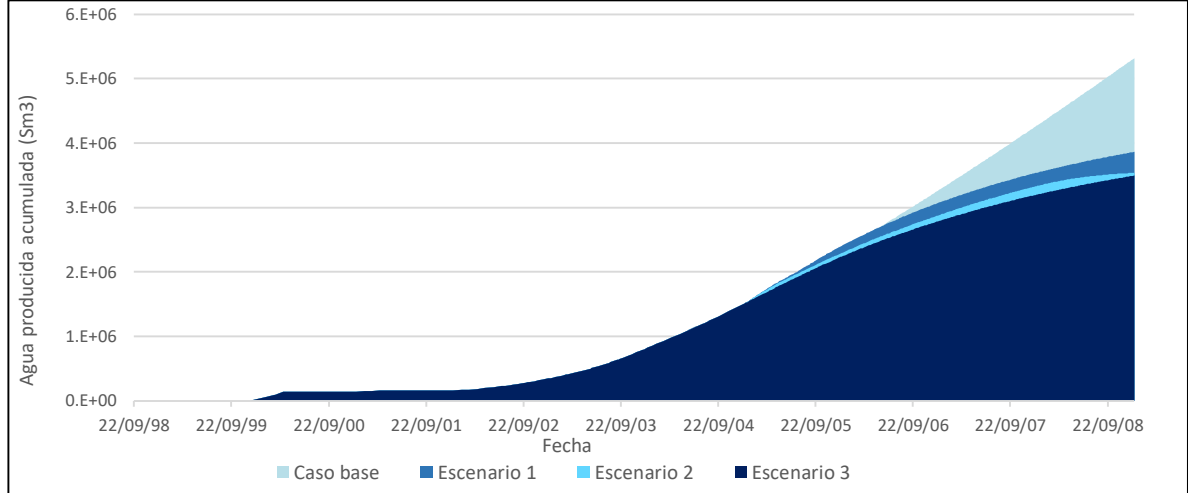
Gráfica 24. Petróleo producido acumulado



Fuente. Elaboración propia

Como era de esperarse, en la gráfica 24 se observa que el mayor factor de recobro se obtuvo en el escenario donde se maximizó la producción de petróleo, por otra parte, los tres escenarios evaluados lograron superar el factor de recobro obtenido por el caso base.

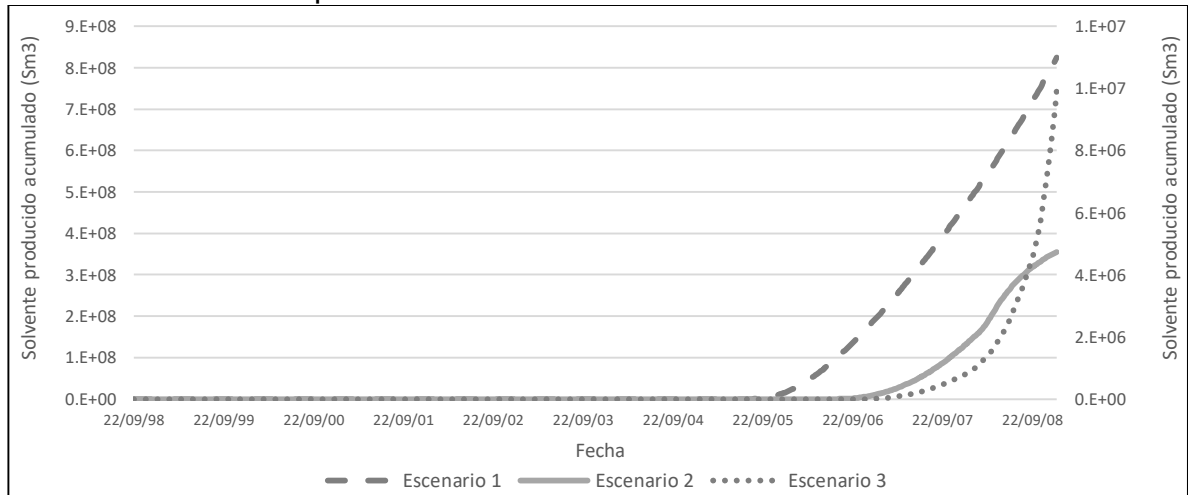
Gráfica 25. Agua producida acumulada



Fuente. Elaboración propia

Como se observa en la gráfica 25, el caso con mayor agua producida es el caso base, lo que era de esperarse debido a que en este se mantiene la inyección de agua hasta el final del periodo de predicción. Por otra parte, el caso con menor agua producida acumulada es el escenario 3, aunque no varía mucho con respecto al escenario 2. Con esta gráfica se puede concluir que el agua producida disminuye considerablemente si se deja de inyectar este líquido.

Gráfica 26. Solvente producido acumulado

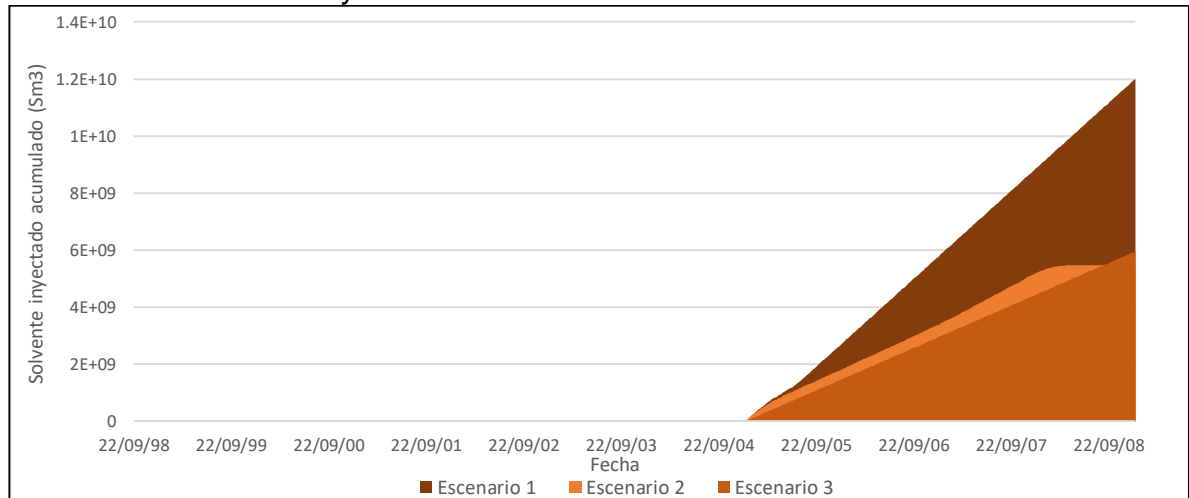


Fuente. Elaboración propia

Para realizar la gráfica de solvente producido acumulado fue necesario agregar un segundo eje para graficar los resultados de los escenarios 2 y 3, debido a que el escenario 1, al ser mucho mayor, no permitía visualizar el comportamiento de todos los escenarios. El escenario uno genera una producción de dióxido de carbono

significativamente más alta que los otros escenarios, esto se da debido a que se inyecta una cantidad mucho mayor de solvente para alcanzar el mayor factor de recobro.

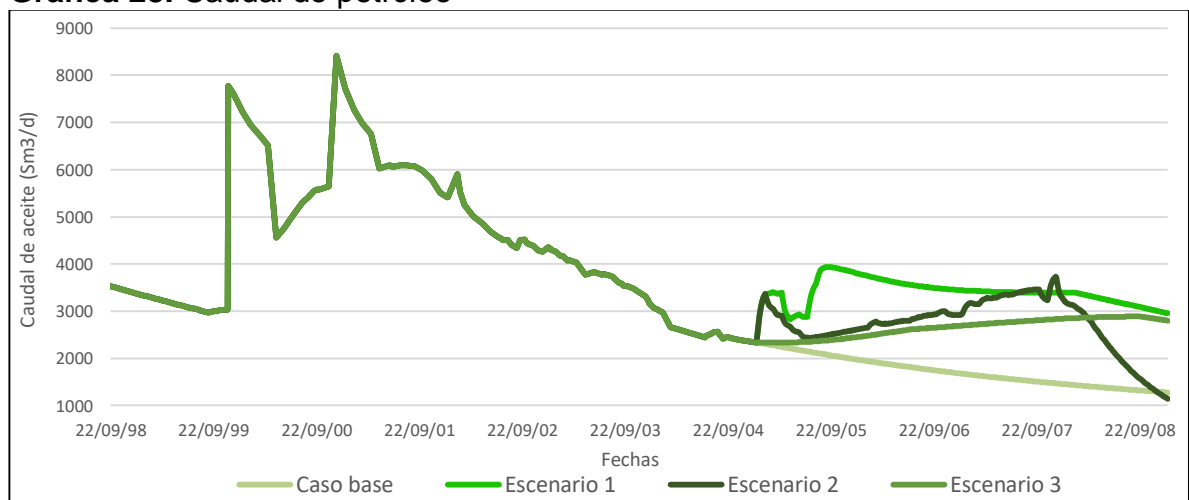
Gráfica 27. Solvente inyectado acumulado



Fuente. Elaboración propia

En la gráfica 27 se observa que, en definitiva, para obtener el mayor factor de recobro se deben inyectar tasas de solvente considerablemente más altas que en los otros dos escenarios evaluados. En el escenario dos, al no haber inyección en los últimos intervalos de tiempo se genera una línea recta hasta el final del periodo de predicción que no permite ser visualizada con claridad debido a la inyección constante del escenario 3.

Gráfica 28. Caudal de petróleo



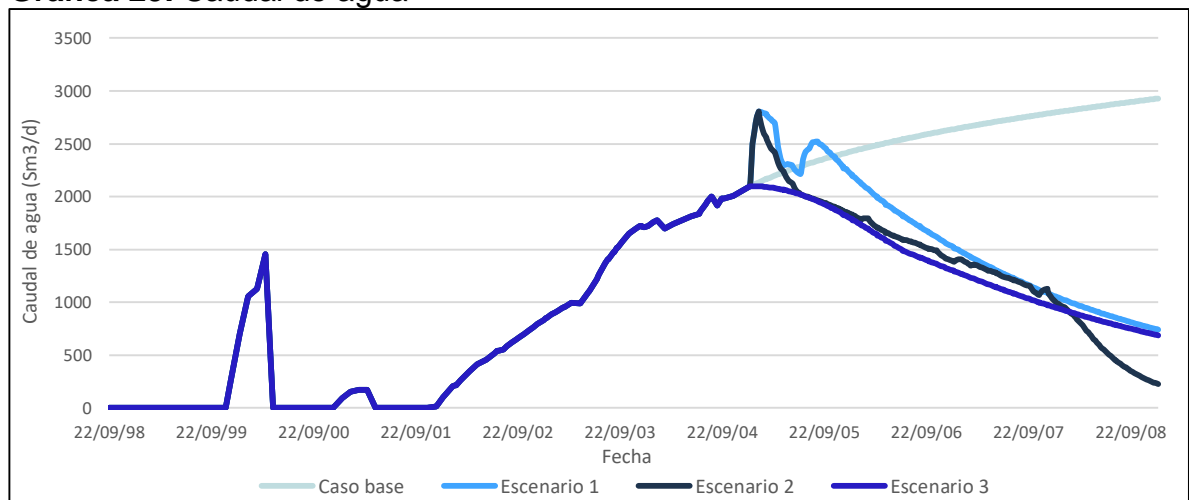
Fuente. Elaboración propia

En la gráfica 28 se puede evidenciar que claramente al inyectar dióxido de carbono se logra un caudal mayor de petróleo con respecto al caso base; en el escenario 3, en el que se inyectan las mismas tasas a condiciones de fondo que en el caso base, se puede ver un significativo aumento en la producción de petróleo.

En el escenario 1, donde se maximiza la producción de aceite, se obtiene un caudal que va declinando de forma constante debido a que el caudal de inyección también lo es.

El caso dos tiene un caudal de inyección de solvente variable que ocasiona que la producción de aceite también lo sea, se observa que cuando la inyección se hace cero, a finales de 2007, el caudal de aceite empieza a declinar con rapidez.

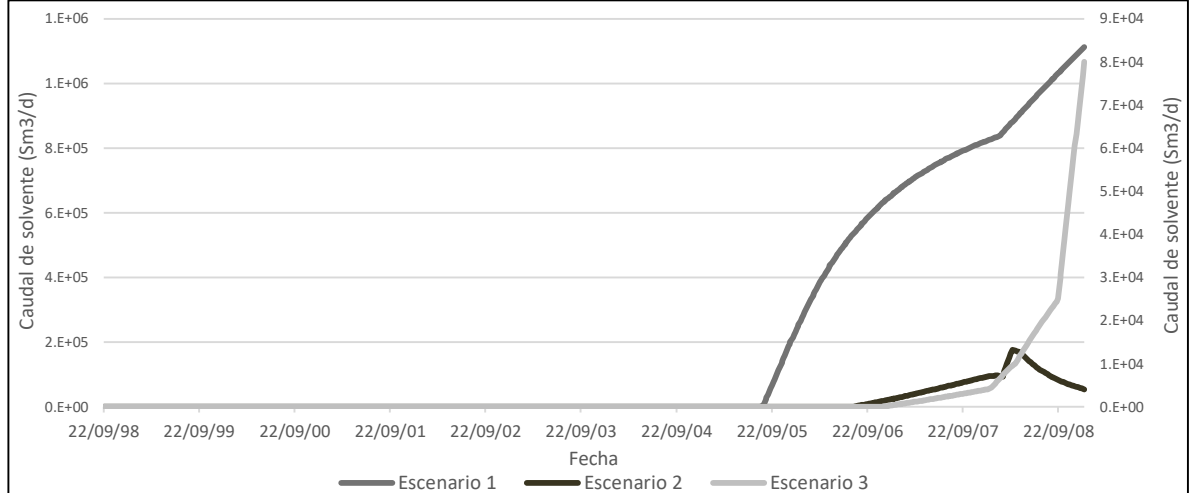
Gráfica 29. Caudal de agua



Fuente. Elaboración propia

Como se observa en la gráfica 19, el caudal de agua disminuye en los escenarios de predicción debido a que no se realiza más inyección de ese fluido, por el contrario, en el caso base, el caudal de agua aumenta progresivamente a medida que se va aumentando la cantidad de agua en el yacimiento con respecto a los fluidos totales presentes.

Gráfica 30. Caudal de solvente



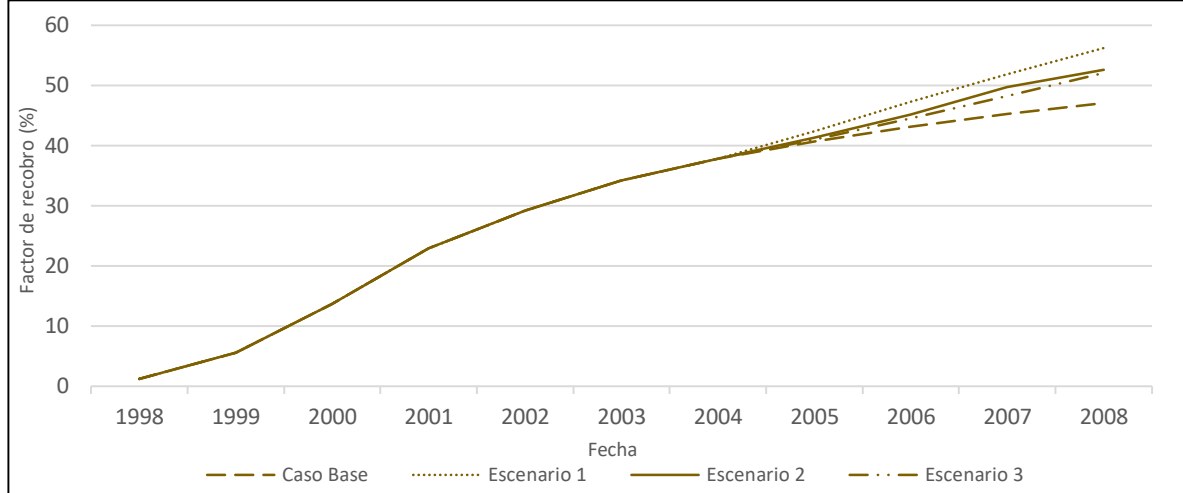
Fuente. Elaboración propia

Tal como sucedió en la gráfica del caudal de solvente producido acumulado, en la gráfica 30 se tuvo que agregar un segundo eje para el escenario 2 y para el escenario 3, debido a que el caudal del escenario 1 es mucho mayor a los otros por las altas tasas de inyección, y si se grafican en el mismo eje no se podrá ver el comportamiento del caudal de producción de solvente en los escenarios 1 y 2.

Se observa que en el escenario 2, que tenía como objetivo disminuir la producción de dióxido de carbono, se obtiene la menor tasa de producción de solvente. Adicionalmente, finalizando el periodo de predicción declina con rapidez debido a que la tasa de inyección se hace cero.

A pesar de que se mantiene una tasa de inyección constante, los cambios de pendiente que se observan en el escenario 3 se dan debido a que la ruptura del CO₂ llega en diferentes momentos para cada uno de los pares inyector – productor.

Gráfica 31. Factor de recobro



Fuente. Elaboración propia

En la gráfica 31 se observa que el factor de recobro del escenario 1, en el que se maximizó la producción de petróleo, llega a ser casi un 10% mayor que el obtenido en el caso base; adicionalmente, se observa que el factor de recobro alcanzado por los escenarios 2 y 3 es muy similar, aunque el del escenario 2 llega a ser un poco más alto.

A continuación, se presenta resumen con los resultados principales obtenidos en cada uno de los casos en unidades de sistema internacional y de sistema inglés, este se presenta en la tabla 26.

Tabla 26. Resumen de resultados obtenidos en los escenarios de predicción

	S.U.	Np	Wp	Sp	Si / Wi	FR
Caso base	SI	$1.3 \cdot 10^7 \text{ Sm}^3$	$5.3 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$	-	$4 \cdot 10^7 \text{ Sm}^3$	47.04%
	Inglés	$8 \cdot 10^7 \text{ bbl}$	$3.3 \cdot 10^7 \text{ bbl}$	-	$2.5 \cdot 10^8 \text{ bbl}$	
Escenario 1	SI	$1.5 \cdot 10^7 \text{ Sm}^3$	$3.9 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$	$8.1 \cdot 10^8 \text{ Sm}^3$	$1.2 \cdot 10^{10} \text{ Sm}^3$	56.18%
	Inglés	$9.5 \cdot 10^7 \text{ bbl}$	$2.5 \cdot 10^7 \text{ bbl}$	$2.9 \cdot 10^{10} \text{ SCF}$	$4.2 \cdot 10^{11} \text{ SCF}$	
Escenario 2	SI	$1.4 \cdot 10^7 \text{ Sm}^3$	$3.6 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$	$4.7 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$	$5.5 \cdot 10^9 \text{ Sm}^3$	52.39%
	Inglés	$8.9 \cdot 10^7 \text{ bbl}$	$2.3 \cdot 10^7 \text{ bbl}$	$1.7 \cdot 10^8 \text{ SCF}$	$1.9 \cdot 10^{11} \text{ SCF}$	
Escenario 3	SI	$1.4 \cdot 10^7 \text{ Sm}^3$	$3.6 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$	$9.4 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3$	$6 \cdot 10^9 \text{ Sm}^3$	51.9%
	Inglés	$8.8 \cdot 10^7 \text{ bbl}$	$2.2 \cdot 10^7 \text{ bbl}$	$3.3 \cdot 10^8 \text{ SCF}$	$2.1 \cdot 10^{11} \text{ SCF}$	

Fuente. Elaboración propia

De acuerdo a lo expuesto en la tabla anterior, se puede determinar que a pesar de que el escenario 1 genera el mayor factor de recobro, también genera la producción y la inyección más alta de dióxido de carbono, esto puede ocasionar una

disminución considerable en el valor presente neto del proyecto con respecto a los otros casos.

Entre el escenario dos y el escenario tres existe muy poca diferencia en el factor de recobro, aunque en el escenario tres se produce mayor cantidad de dióxido de carbono por lo que sería mejor implementar el escenario dos.

6.5 COMPARACIÓN DE RESULTADOS CON RESPECTO A PROYECTOS ANTERIORES QUE DABAN SOLUCIÓN AL BENCHMARK CASE

A continuación, se presenta la comparación del factor de recobro obtenido en los escenarios de inyección planteados en el presente proyecto, con respecto al factor de recobro obtenido por los participantes del benchmark case del Segmento-E, propuesto por la Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología. El factor de recobro obtenido por los participantes se presenta en la tabla 27

Tabla 27 Factor de recobro obtenidos por participantes del benchmark case

Universidad/Compañía	Factor de recobro (%)
Universidad de Stanford	50.7
Texas A&M	49.24
NTNU	52.2

Fuente. Elaboración propia con base en: RWECHUNGURA, R., et al. Results of the First Norne Field Case on History Matching and Recovery Optimization Using Production and 4D Seismic Data. En: SPE Applied Technology Workshop (8-12, octubre: San Antonio, Texas, USA). 2012.

Si se comparan los resultados del factor de recobro mostrados en la tabla 26 con respecto a los mostrados en la tabla 27, se puede concluir que los escenarios de inyección 1, 2 y 3 mejoraron el factor de recobro obtenido por las universidades de Stanford y de Texas A&M; mientras que, solo los escenarios 1 y 2 mejoraron el factor de recobro obtenido por los participantes de la Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología.

El incremento obtenido en el factor de recobro se puede dar debido a que los participantes del benchmark case no probaron métodos de recobro mejorado en el Segmento-E del Campo Norne, ellos se centraron en la optimización de tasas de inyección, en la perforación de pozos productores e inyectores adicionales, en el manejo de las presiones de fondo de los pozos y en la conversión de pozos inyectores de agua a pozos inyectores de gas.

Adicionalmente, como se mencionó en el capítulo 2, la inyección de dióxido de carbono es uno de los métodos que permite recuperar la mayor cantidad de

hidrocarburos de un yacimiento, debido a que reduce las fuerzas capilares permitiendo que haya una eficiencia de desplazamiento microscópico mayor al 70%¹⁰⁴

¹⁰⁴ AL-MJENI, Rifaat. Op cit., p. 16 - 35

7. EVALUACIÓN FINANCIERA

Este capítulo busca realizar una evaluación y comparación, en términos financieros, de los escenarios de optimización presentados en el capítulo anterior respecto al caso base. Los fundamentos de esta comparación serán los parámetros económicos presentados en el paper “Results of the First Norne Field Case on History Matching and recovery Optimization Using Production and 4D Seismic Data”¹⁰⁵. La realización de la evaluación económica del proyecto se llevará a cabo por la metodología del valor presente neto (VPN).

7.1 PARÁMETROS ECONÓMICOS

Como se mencionó en el capítulo 3, este trabajo de grado pretende generar una solución al benchmark case propuesto por la Universidad Noruega de ciencia y tecnología, y por las empresas de petróleo Statoil, ENI y Petoro; por lo tanto, para el periodo de predicción se seguirán los lineamientos y parámetros económicos planteados por los mismos, los cuales se muestran a continuación:

- El periodo de análisis financiero comprende desde el inicio del año del 2005 hasta el final del año 2008.
- El precio del barril de petróleo es de 75 US\$ por barril.
- La tasa interna de oportunidad es del 10% anual
- Costo por inyección o producción de agua es de 6 US\$ por barril.

Como se especifica en el documento de referencia para casos donde se implementen métodos de recobro mejorado, los autores podrán considerar sus propios parámetros económicos cuando estos no se encuentren dentro de los que ellos proporcionaron para realizar la comparación. Cabe aclarar que cuando se deba hacer una conversión monetaria de Euros a dólares se tomará el valor promedio de cambio de estos dos durante el año 2008 el cual es 1.3215 \$US/€. Los parámetros económicos usados en este trabajo de grado se presentarán a continuación.

¹⁰⁵ Rwechungura, R., et al. Op cit.,

7.1.1 Parámetros económicos para la predicción de CO₂. Los aspectos que generan un impacto económico en el proyecto cuando se decide realizar un cambio de inyección de agua a inyección de CO₂ son principalmente 3: el costo por tonelada de CO₂, el costo asociado al transporte del CO₂ al yacimiento y los costos de los equipos necesarios para la inyección de CO₂. Para realizar esta evaluación económica se asumirá lo siguiente:

- El costo asociado a las tecnologías de recolección y separación de CO₂ corren por cuenta de la o las compañías que emitan CO₂.
- Existirán una o más compañías que produzcan un suministro constante de CO₂.
- Las compañías que emiten el CO₂ a la atmosfera deberán asumir los costos de transporte de este desde las empresas donde se recolecta y separa, hasta el puerto de Rorvik, el cual se encuentra aproximadamente a 167 Km al Sur/Este del campo Norne.
- Las compañías que emiten CO₂ suministran la cantidad suficiente para el desarrollo de los escenarios de predicción Planteados en el segmento E del Campo Norne.

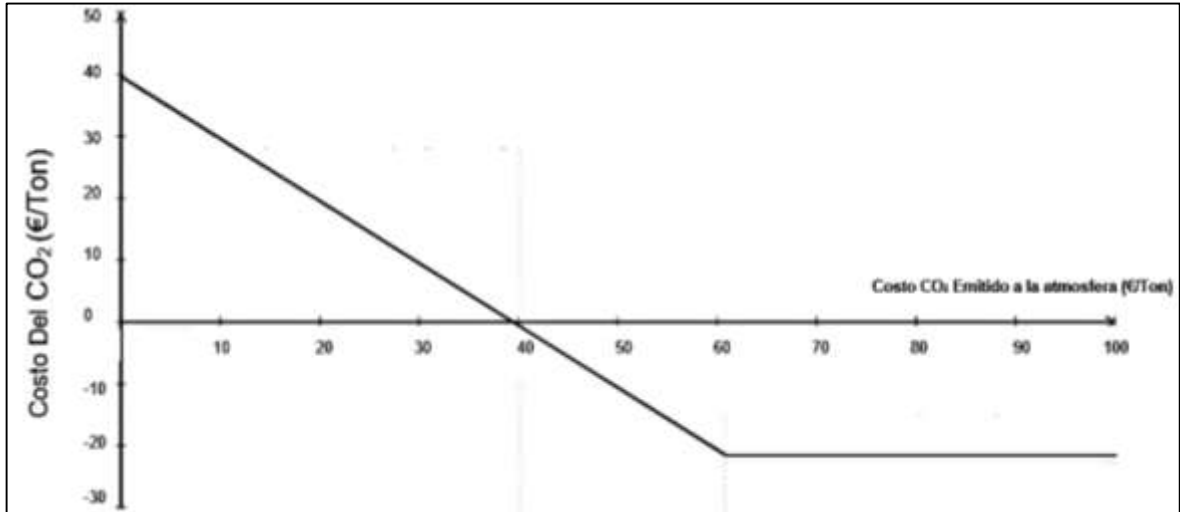
7.1.1.1 Costo por tonelada de CO₂. Este valor es uno de los más relevantes a la hora de realizar la evaluación financiera del proyecto debido a la gran cantidad de esta sustancia que se inyecta en el yacimiento. Según Compennolle Et. Al.¹⁰⁶ la compañía petrolera no siempre debe pagar por el CO₂ capturado por la compañía que lo produzca, esto depende de diversos factores que deben ser evaluados en conjunto entre las dos partes. Por ejemplo, si la compañía productora de CO₂ lo vende a la compañía petrolera obtendrá dos beneficios asociados; El primero, a causa del dinero que se recibe por la cantidad de CO₂ que se le venda a la compañía petrolera; y el segundo debido a al pago de impuestos que se evita por no emitir CO₂ a la atmosfera.

De acuerdo con los factores que afectan el precio del CO₂ para la compañía petrolera, según Compennolle.¹⁰⁷ se seleccionaron 3 casos teniendo en cuenta la figura 48

¹⁰⁶ T. Compennolle Et.Al., Off-shore enhanced oil recovery in the North Sea: The impact of price uncertainty on the investment decisions, Energy Policy, Volume 101, 2017, Pages 123-137, ISSN 0301-4215,

¹⁰⁷ Ibid.

Figura 48. Costo de adquisición del CO₂

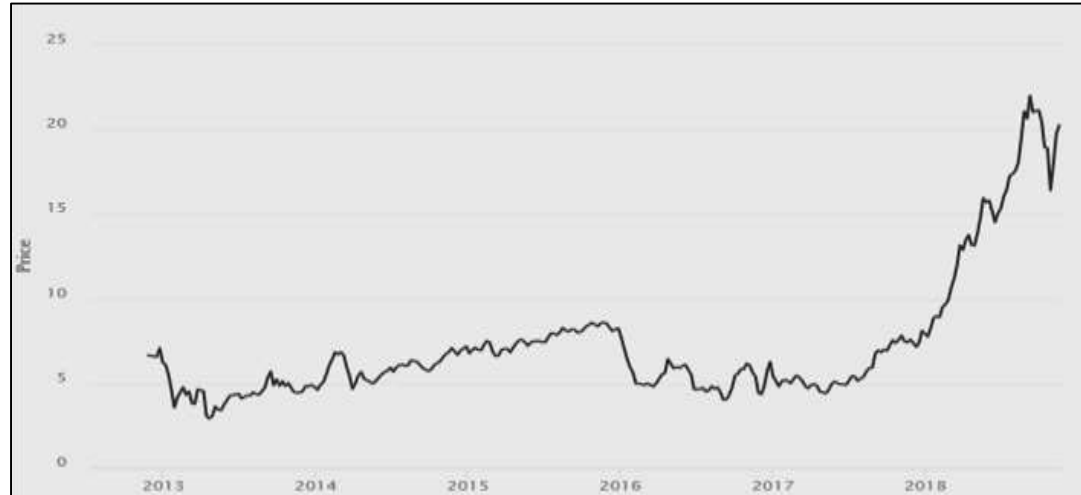


Fuente. Elaboración propia con base en: T. Compernelle Et.Al., Off-shore enhanced oil recovery in the North Sea: The impact of price uncertainty on the investment decisions, Energy Policy, Volume 101, 2017, Pages 123-137, ISSN 0301-4215.

De acuerdo con lo anterior, el mayor precio que tendrá el CO₂ será cuando el cobro que sufra la industria productora del CO₂ por emitir este a la atmósfera sea de 0 €/Ton; En este momento la empresa petrolera deberá pagar 40 €/Ton de CO₂ adquirido. Debido a que el precio por CO₂ emitido a la atmósfera en los últimos años nunca ha sobrepasado los 25 Euros y teniendo en cuenta la figura 49, los precios de adquisición de CO₂ serán de:

- 40 €/Ton o 52.86 \$US/Ton: este es el caso donde se tiene un mayor costo por tonelada de CO₂ donde se asume que el costo por tonelada de CO₂ emitido a la atmósfera es de 0.
- 20 €/Ton o 26.43 \$US/Ton: En este caso el costo por tonelada de CO₂ emitido a la atmósfera es de 20 €/Ton o 26.43 \$US/Ton.
- 0 €/Ton o 0 \$US/Ton: En este caso se maneja un escenario optimista donde el cobro por CO₂ emitido a la atmósfera es de 40 €/Ton o 52.86 \$US/Ton.

Figura 49. Costo en Euros de tonelada de CO₂ emitido a la atmosfera

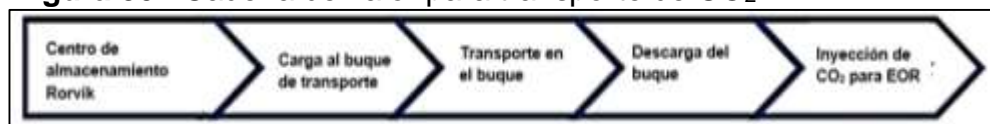


EUROPEAN EMISSION ALLOWANCES. [citado 6 noviembre., 2018]. Disponible en: <https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/spot-market/european-emission-allowances#!/2018/11/23>

Como se observa en la figura 49, estos precios nunca han pasado los 25 €/Ton pero se proyecta que estos precios vayan en aumento cada vez más, es por esto que se escogieron los casos anteriormente mencionados.

7.1.1.2 Costo asociado al transporte de CO₂. Para saber el costo asociado al transporte del CO₂ se seguirá la metodología propuesta por Rupert¹⁰⁸ para el transporte de CO₂ en buques. La figura 50, muestra la cadena de valor para el transporte de CO₂ hacia el segmento E del campo Norne, se requiere de un centro de almacenamiento de CO₂ en Rorvik debido a que el suministro de CO₂ es continuo pero el transporte por buques es discreto. Una facilidad de carga se requiere para transferir el CO₂ almacenado hacia el buque, esto se realiza con compresores adaptados a trabajar con altas presiones y bajas temperaturas; adicionalmente se requiere de una unidad de refrigeración en el buque ya que las paredes de este podrían transferir calor al CO₂ y aumentar la presión en el tanque del buque.

Figura 50. Cadena de valor para transporte de CO₂



Fuente. Elaboración propia con base en: RUPERT, J. Impact of geological uncertainty on project valuations for offshore CO₂-enhanced oil recovery. Tesis de maestría: Universidad de Utrecht. 2014.

¹⁰⁸ RUPERT, J. Impact of geological uncertainty on project valuations for offshore CO₂-enhanced oil recovery. Tesis de maestría: Universidad de Utrecht. 2014.

De acuerdo con el trabajo de Rupert, en un reporte realizado por Cato2¹⁰⁹ se analizó el transporte por buque bajo ciertas condiciones de incertidumbre. El costo de toda la cadena de valor para el transporte de CO₂ y para su predicción se modeló usando un costo de €/Ton. A pesar de que la implementación de este sistema de transporte de CO₂ lleva varios costos de capital asociados, Según Cato2, estos pueden ser relacionados únicamente con dos factores, la capacidad anual requerida y la distancia de transporte. Cabe aclarar que los cálculos de Cato se realizaron teniendo en cuenta un contrato de alquiler por los buques, por lo tanto, en el presente trabajo de grado se realizará de la misma manera. Para hallar el costo total del transporte del CO₂ se hallará un factor debido a la distancia, este factor será igual en todos los casos, y el costo total variará de acuerdo con la capacidad anual requerida.

Para hallar estos datos se utilizarán las fórmulas propuestas por Rupert, estas se presentan en la ecuación 54 y 55.

Ecuación 54. Factor de distancia

$$\text{Factor de distancia} = 0.000573 * \text{distancia [Km]} + 0.713$$

Fuente. RUPERT, J. Impact of geological uncertainty on project valuations for offshore CO₂-enhanced oil recovery. Tesis de maestría: Universidad de Utrecht. 2014.

Ecuación 55. Costos asociados al transporte del CO₂

$$\text{Costos por transporte} \left[\frac{\text{€}}{\text{Ton}} \right] = 35 \left[\frac{\text{€}}{\text{Ton}} \right] * \text{Capacidad Anual}^{-0.23} \left[\frac{\text{MMTon}}{\text{Año}} \right] * \text{Factor de distancia}$$

Fuente. RUPERT, J. Impact of geological uncertainty on project valuations for offshore CO₂-enhanced oil recovery. Tesis de maestría: Universidad de Utrecht. 2014.

De acuerdo con las anteriores ecuaciones se halló el costo anual asociado al transporte de CO₂ para cada uno de los escenarios de predicción.

7.1.1.3 Costo asociado al cambio en los equipos para manejo de CO₂. Para encontrar los costos asociados a la inyección de CO₂ para recobro mejorado, estos se deben categorizar en gastos de capital y gastos operacionales fijos y variables. Los datos presentados en esta sección se basarán en el trabajo realizado por Rupert¹¹⁰

- **Gastos de Capital.** Para convertir un campo desde producción primaria a una inyección de CO₂ se debe asumir que las plataformas se modifican para que

¹⁰⁹ CATO2. (2013a). *Impact of risks and uncertainties on investments in pipeline or ship CO2 transport* (pp. 1–31). CATO-2-WP2.2-D15 version 2013.01.20 - Prepared by Pieter van Breevoort, Joris Koornneef and Chris Hendriks (Ecofys) - Restricted.

¹¹⁰ RUPERT, J. Op cit., p. 9.

puedan ser usadas con este fin. Para estimar el costo de estas adecuaciones, se deben tener en cuenta algunos parámetros que son el número de pozos productores e inyectores, así como los requerimientos para reciclar el CO₂. Los pozos de inyección requieren una inversión de 23.2 MM€; los pozos productores requieren una inversión de 9.28 MM€ y para poder reutilizar el CO₂ será necesaria una inversión de 23.2 MM€ por tonelada anual. La ecuación 56 muestra cómo se calculan los gastos de capital teniendo en cuenta estos parámetros.

Ecuación 56. Gastos de capital para implementar Recobro con CO₂

$$GC [\$US] = \left(23.2 [MM\text{€}] * nI + 9.28 [MM\text{€}] * nP + 23.2 [MM\text{€}] * CO_{2MR\text{e-}iny} \left[\frac{[MM\text{Ton}]}{\text{año}} \right] \right) * 1.3215 \left[\frac{[\$US]}{[\text{€}]} \right]$$

Fuente. Elaboración propia con base en: RUPERT, J. Impact of geological uncertainty on project valuations for offshore CO₂-enhanced oil recovery. Tesis de maestría: Universidad de Utrecht. 2014.

Donde:

nI: número de pozos inyectores.

nP: número de pozos productores.

CO_{2MR\text{e-}iny}: máxima cantidad de CO₂ reutilizado anual.

- **Gastos operacionales fijos.** Estos son costos anuales fijos que son necesarios incluso cuando no se inyecta CO₂ o cuando no se produce aceite. Estos son costos para las facilidades offshore y los pozos, también se deben incluir los costos por operación, inspección, mantenimiento, logística, monitores, etc. Se asume que los gastos operacionales fijos son el 5% de los gastos de capital.
- **Gastos operacionales Variables.** Estos costos son aquellos que varían de acuerdo con las operaciones anuales de la plataforma. Por lo tanto, estos dependen de la inyección de CO₂, del CO₂ reinyectado y de la cantidad de CO₂ que se deba comprimir e inyectar.

Estos costos serán de 12.1 MM€/MMTon de CO₂ inyectado, para el CO₂ reinyectado se tendrán unos gastos de 5.2 MM€/MMTon y para la compresión e inyección, los gastos operacionales variables serán de 8.7 MM€/MMTon de CO₂, La ecuación 57 muestra cómo se calculan los gastos operacionales variables.

Ecuación 57. Gastos operacionales variables en \$US/año

$$GOV = (12.2 * CO_{2Iny} + 5.2 * CO_{2Re-iny} + 8.7 * CO_{2Iny}) * 1.3215$$

Fuente. Elaboración propia con base en: RUPERT, J. Impact of geological uncertainty on project valuations for offshore CO₂-enhanced oil recovery. Tesis de maestría: Universidad de Utrecht. 2014.

Donde

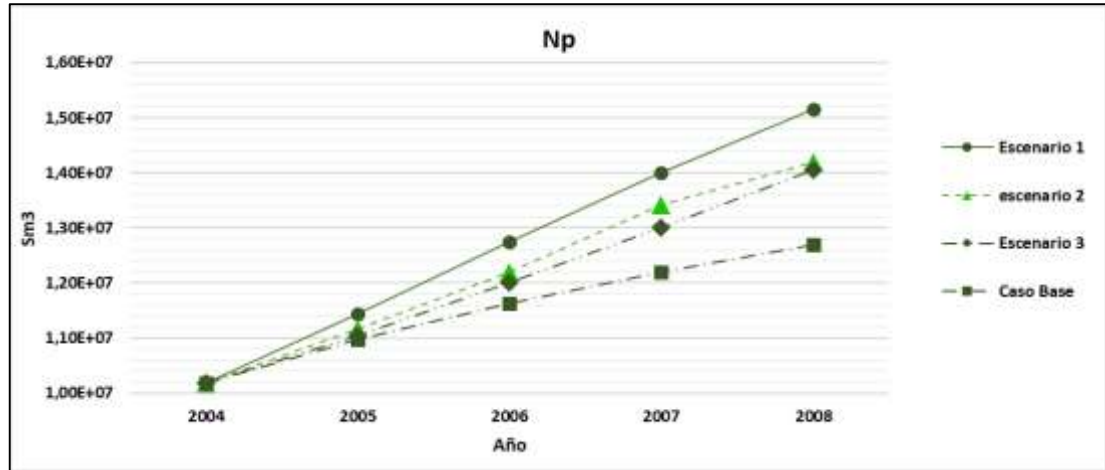
CO_{2Iny} : Cantidad de CO₂ inyectado en toneladas

$CO_{2Re-iny}$: Cantidad de CO₂ reinyectado en toneladas

7.2 INFORMACIÓN DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

En esta sección se mostrará la información de producción anual de petróleo de cada uno de los escenarios de desarrollo, los cuales fueron descritos previamente en el capítulo 6; Hallar esta información es esencial ya que será la principal fuente de ingresos para el proyecto, con el objetivo de tener esta producción se utilizan los datos de producción de petróleo acumulado. En la gráfica 32 se muestran estos datos para cada uno de los escenarios.

Gráfica 32. Petróleo total producido acumulado de cada escenario



Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta los datos de producción de petróleo acumulado; para los 3 escenarios y el caso base, se halla la producción de petróleo anual, esta producción se muestra en la tabla 26

Tabla 28 Petróleo producido anual para cada uno de los escenarios.

Año	Petroleo producido anual			
	Caso Base (Bbl)	Escenario 1 (Bbl)	Escenario 2 (Bbl)	Escenario 3 (Bbl)
2005	4,913,451.46	7,914,133.07	6,126,487.70	5,437,170.79
2006	4,166,386.78	8,207,843.56	6,497,453.05	5,957,814.28
2007	3,578,158.80	7,818,237.04	7,658,314.38	6,365,182.64
2008	3,133,378.47	7,350,203.47	4,900,370.34	6,595,078.01

Fuente. Elaboración propia

Se debe tener en cuenta que el año cero para la evaluación financiera corresponde al inicio del año 2004, este fue uno de los parámetros dados en el benchmark case.

7.3 DETERMINACIÓN INGRESOS BRUTOS

La fuente de ingresos para cada uno de los escenarios se debe a la venta de los barriles de petróleo producido. Teniendo en cuenta esto en esta sección se mostrarán los ingresos brutos obtenidos en cada uno de los escenarios y la comparación entre ellos, para hacer esta determinación se debe multiplicar los valores de la producción total de petróleo por el precio de referencia brindado por la compañía para la realización del proyecto el cual se encuentra en la sección 7.1; Los ingresos brutos de cada uno de los escenarios se muestran en la tabla 27

Tabla 29. Ingresos brutos

Año	Ingresos Brutos			
	Caso Base (\$US)	Escenario 1 (\$US)	Escenario 2 (\$US)	Escenario 3 (\$US)
2005	\$ 368,508,859	\$ 593,559,981	\$ 459,486,578	\$ 407,787,809
2006	\$ 312,479,008	\$ 615,588,267	\$ 487,308,979	\$ 446,836,071
2007	\$ 268,361,910	\$ 586,367,778	\$ 574,373,579	\$ 477,388,698
2008	\$ 235,003,385	\$ 551,265,260	\$ 367,527,775	\$ 494,630,851
Total	\$ 1,184,353,163	\$ 2,346,781,286	\$ 1,888,696,910	\$ 1,826,643,429

Fuente. Elaboración propia

De acuerdo a esto, en el escenario donde se obtiene una mayor cantidad de ingresos brutos es en el escenario 1 con 31.29 millones de dólares y esto se debe a la gran producción de petróleo total acumulada de este pozo, por el contrario, se puede ver que el caso base es el que menores ingresos aporta al desarrollo del proyecto por la baja cantidad de petróleo producido acumulado durante el periodo de evaluación, los ingresos del caso base (15.79 Millones de dólares) son casi la mitad de los ingresos del escenario uno; Los ingresos del escenario dos y tres tienen valores similares de 25.18 y 24.35 millones de dólares respectivamente.

7.4 ANÁLISIS COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Los costos de inversión son aquellos gastos de capital necesarios para adquirir o renovar activos de la compañía con el objetivo de aumentar los ingresos o la productividad de esta.

Para el caso base de este proyecto no se tienen costos de inversión ya que con los equipos que se tienen se continua con las mismas tazas de inyección; para los demás escenarios el costo de inversión depende de los aspectos mencionados en

la sección 7.1.1.3 específicamente en la ecuación 56, Estos son el número de pozos inyectoros, productores y de la máxima cantidad de CO₂ que se reinyectara en el yacimiento durante el periodo de predicción, el único dato que hará variar el costo de inversión entre cada uno de los escenarios es la cantidad de CO₂ reinyectado, en la tabla 28 se muestra el costo de inversión de cada uno de los escenarios y la cantidad de CO₂ que se reinyectara.

Tabla 30. Valores de CAPEX para cada escenario.

CAPEX (\$US)			
Caso base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
0	14,785,840	123,988	383,099

Fuente. Elaboración propia

7.5 ANALISIS COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Los costos operacionales son costos continuos necesarios para el funcionamiento de un proyecto, en el desarrollo de este proyecto estos costos están asociados con la cantidad de fluido inyectado, la cantidad de agua que se produce, el costo del transporte del CO₂ y como se dijo en la sección 7.1.1.3 los dos costos asociados al cambio de equipos para poder realizar la inyección de CO₂. A continuación, se mostrarán los costos operacionales que influyen los costos operativos totales de cada uno de los escenarios a analizar.

7.5.1 Costos asociados a la cantidad de fluidos inyectados. En la tabla 29 se muestra el valor que tendrá inyectar la cantidad de fluidos requerida en el proyecto, para el caso base se tomara el valor proporcionado en el benchmark de 6 \$US por barril inyectado de agua; para los demás escenarios solo se inyectara CO₂ debido a la incertidumbre y a las múltiples variables que afectan este costo, se tomaran tres casos para su evaluación; un caso optimista con un costo por tonelada de CO₂ de 0 \$US, Un caso pesimista donde se tendrá un costo por tonelada de CO₂ de 52.86 \$US y por ultimo un caso medio donde se tendrá un costo por tonelada de CO₂ de 26.43 \$US. El porqué de estos casos se encuentra explicado en la sección 7.1.1.1; para sacar este costo se utilizó la ecuación 58

Ecuación 58. Costos por agua producida

$$\text{Costos Fluidos inyectado} = \text{Fluido inyectado [Bbl]} * \text{Costo barril inyectado} \left[\frac{\$US}{Bbl} \right]$$

Fuente. Elaboración propia

Donde el costo del barril dependerá del tipo de fluido inyectado, y del caso que se esté manejando en el proceso de inyección del CO₂.

Tabla 31. Costo asociado a cantidad de fluidos inyectados

	Año	Casos Costo CO ²		
		Costo - Caso optimista (\$US)	Costo - Caso Medio (\$US)	Costo - Caso Pesimista (\$US)
Caso Base	2005	\$ 159,688,037	\$ 159,688,037	\$ 159,688,037
	2006	\$ 159,688,037	\$ 159,688,037	\$ 159,688,037
	2007	\$ 159,688,037	\$ 159,688,037	\$ 159,688,037
	2008	\$ 160,125,539	\$ 160,125,539	\$ 160,125,539
Escenario 1	2005	\$ -	\$ 130,796,190	\$ 261,592,379
	2006	\$ -	\$ 138,623,962	\$ 277,247,924
	2007	\$ -	\$ 134,047,967	\$ 268,095,934
	2008	\$ -	\$ 130,751,499	\$ 261,502,998
Escenario 2	2005	\$ -	\$ 87,835,572	\$ 175,671,144
	2006	\$ -	\$ 75,347,233	\$ 150,694,465
	2007	\$ -	\$ 86,335,083	\$ 172,670,166
	2008	\$ -	\$ 11,447,507	\$ 22,895,013
Escenario 3	2005	\$ -	\$ 71,099,292	\$ 142,198,585
	2006	\$ -	\$ 71,098,762	\$ 142,197,524
	2007	\$ -	\$ 71,060,519	\$ 142,121,038
	2008	\$ -	\$ 70,857,734	\$ 141,715,469

Fuente. Elaboración propia

7.5.2 Costos asociados a el agua producida. En la tabla 30 se mostrará el costo que tendrá tratar el agua producida, este valor estará dado por la ecuación 59, el valor de 6 \$US por barril producido fue proporcionado en el Benchmark

Ecuación 59. Costos por agua producida

$$\text{Costos Agua Producida} = \text{Agua producida [bbl]} * 6 \left[\frac{\$US}{\text{bbl}} \right]$$

Fuente. Elaboración propia

Tabla 32. Costos por agua producida para cada uno de los escenarios.

Año	Costos Agua Producida			
	Caso Base (\$US)	Escenario 1 (\$US)	Escenario 2 (\$US)	Escenario 3 (\$US)
2005	\$ 31,442,095	\$ 33,768,958	\$ 29,550,947	\$ 27,410,647
2006	\$ 35,011,850	\$ 25,189,373	\$ 22,107,132	\$ 20,822,553
2007	\$ 37,500,488	\$ 17,466,886	\$ 17,003,900	\$ 15,340,175
2008	\$ 39,580,798	\$ 12,207,679	\$ 7,730,659	\$ 11,184,100

Fuente. Elaboración propia

7.5.3 Costos asociados al transporte del CO₂. Para los escenarios donde se inyecta CO₂ se tendrá un costo asociado al transporte de este hasta el campo, el valor para cada escenario se encuentra en la tabla 31, la forma de hallar estos valores se encuentra explicada en la sección 7.1.1.2.

Tabla 33 Costos por transporte de CO₂ para cada uno de los escenarios.

Año	Costo por transporte de CO ₂		
	Escenario 1 (\$US)	Escenario 2 (\$US)	Escenario 3 (\$US)
2005	\$ 128,972,550	\$ 94,303,810	\$ 80,138,142
2006	\$ 142,287,246	\$ 83,808,043	\$ 80,138,280
2007	\$ 143,390,022	\$ 93,145,187	\$ 80,148,197
2008	\$ 144,608,650	\$ 19,880,769	\$ 80,420,623

Fuente. Elaboración propia

7.5.4 Gastos de operación fijos. Según la sección 7.1.1.3 estos costos son aproximadamente el 5% de los gastos de capital relacionados al cambio de los equipos al momento de realizar una inyección con CO₂, el valor de este costo para cada uno de los escenarios se presenta en la tabla 32

Tabla 34. Gastos operacionales fijos anuales

Año	Gastos operacionales fijos anuales		
	Escenario 1 \$US	Escenario 2 \$US	Escenario 3 \$US
2005	\$ 739,292	\$ 6,199	\$ 19,155
2006	\$ 739,292	\$ 6,199	\$ 19,155
2007	\$ 739,292	\$ 6,199	\$ 19,155
2008	\$ 739,292	\$ 6,199	\$ 19,155

Fuente. Elaboración propia

7.5.5 Gastos de operación variables. Estos gastos de operación se presentan cuando se inyecta el CO₂ y dependen de la cantidad de CO₂ inyectado y de CO₂ Reinyectado, para hallar este costo se utilizó la ecuación 57. Los gastos de operación variables se presentan en la tabla 33.

Tabla 35. Gastos operacionales variables anuales

Año	Gastos operacionales Variables anuales		
	Escenario 1 \$US	Escenario 2 \$US	Escenario 3 \$US
2005	\$ 137,792,399	\$ 91,788,173	\$ 74,298,761
2006	\$ 156,044,025	\$ 78,747,111	\$ 74,298,898
2007	\$ 157,233,784	\$ 90,322,209	\$ 74,308,842
2008	\$ 158,617,129	\$ 12,146,866	\$ 74,615,770

Fuente. Elaboración propia

7.5.6 Costos operacionales totales. El cálculo de los costos operacionales se realizará con la ecuación

Ecuación 60. Calculo OPEX

$$OPEX = CFI + CAP + CT + GOF + GOV$$

Fuente. Elaboración propia

Donde:

CFI: costos del fluido inyectado en \$US

CAP: costos del agua producida en \$US

CT: costos por transporte de CO₂ en \$US

GOF: gastos operacionales fijos en \$US

GOV: gastos operacionales variables en \$US

De acuerdo con esta ecuación se halló el CAPEX para cada uno de los escenarios de optimización y para los casos de costo del CO₂, el resultado para cada uno de los escenarios se encuentra en la tabla 34

Tabla 36. OPEX para cada uno de los escenarios.

	Año	OPEX		
		Costo - Caso optimista (\$US)	Costo - Caso Medio (\$US)	Costo - Caso Pesimista (\$US)
Caso Base	2005	\$ 191,130,132	\$ 191,130,132	\$ 191,130,132
	2006	\$ 194,699,887	\$ 194,699,887	\$ 194,699,887
	2007	\$ 197,188,525	\$ 197,188,525	\$ 197,188,525
	2008	\$ 199,706,336	\$ 199,706,336	\$ 199,706,336
Escenario 1	2005	\$ 301,273,199	\$ 432,069,388	\$ 562,865,578
	2006	\$ 324,259,937	\$ 462,883,899	\$ 601,507,861
	2007	\$ 318,829,984	\$ 452,877,951	\$ 586,925,918
	2008	\$ 316,172,750	\$ 446,924,249	\$ 577,675,748
Escenario 2	2005	\$ 215,649,129	\$ 303,484,701	\$ 391,320,272
	2006	\$ 184,668,484	\$ 260,015,717	\$ 335,362,950
	2007	\$ 200,477,495	\$ 286,812,578	\$ 373,147,661
	2008	\$ 39,764,494	\$ 51,212,000	\$ 62,659,507
Escenario 3	2005	\$ 181,866,705	\$ 252,965,997	\$ 324,065,289
	2006	\$ 175,278,886	\$ 246,377,648	\$ 317,476,410
	2007	\$ 169,816,369	\$ 240,876,887	\$ 311,937,406
	2008	\$ 166,239,648	\$ 237,097,382	\$ 307,955,117

Fuente. Elaboración propia

7.6 FLUJOS DE CAJA

En esta sección se mostrarán los flujos de caja de cada uno de los escenarios de optimización junto con el caso base, en cada escenario de optimización también se presentarán los flujos de caja cuando se tiene un caso optimista, pesimista o medio

con respecto al costo del CO₂. Estos flujos de caja se realizan conforme a la ecuación 61. Debido a que los escenarios de inyección poseen tres casos teniendo en cuenta diferentes valores asociados en el costo del CO₂, se tendrán tres flujos de caja para los escenarios de inyección de CO₂

Ecuación 61. Ingresos netos de un proyecto

$$Ingresos\ Netos = Ingresos\ Brutos_c - CAPEX_c - OPEX_c$$

Fuente. Elaboración propia

Donde.

Ingresos Brutos_c: ingresos brutos de cada escenario

CAPEX_c: costos de capital de cada escenario

OPEX_c: costos operativos de cada escenario

Estos datos fueron tomados de las tablas 27, 28 y 34, respectivamente

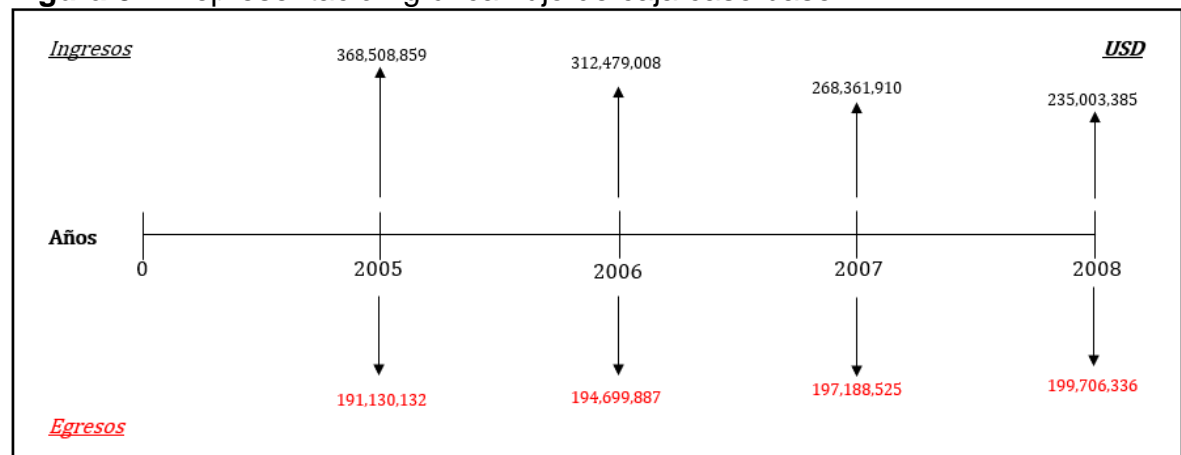
7.6.1 Caso base. Como se explica en el capítulo 6 en este caso se continuo con la inyección de agua y se mantuvieron las mismas tasas del último dato registrado en el periodo de ajuste. El flujo de caja para el caso base se muestra en la tabla 35 y en la figura 51 se muestra la representación gráfica del flujo de caja.

Tabla 37. Flujo de caja caso base

Caso Base					
Año	Inversion Inicial	2005	2006	2007	2008
Ingresos Brutos	\$ -	\$ 368,508,859	\$ 312,479,008	\$ 268,361,910	\$ 235,003,385
Costos					
CAPEX	\$ -				
OPEX	\$ -	\$ 191,130,132	\$ 194,699,887	\$ 197,188,525	\$ 199,706,336
Ingresos Netos	\$ -	\$ 177,378,727	\$ 117,779,121	\$ 71,173,385	\$ 35,297,049

Fuente. Elaboración propia

Figura 51. Representación gráfica flujo de caja caso base



Fuente. Elaboración propia

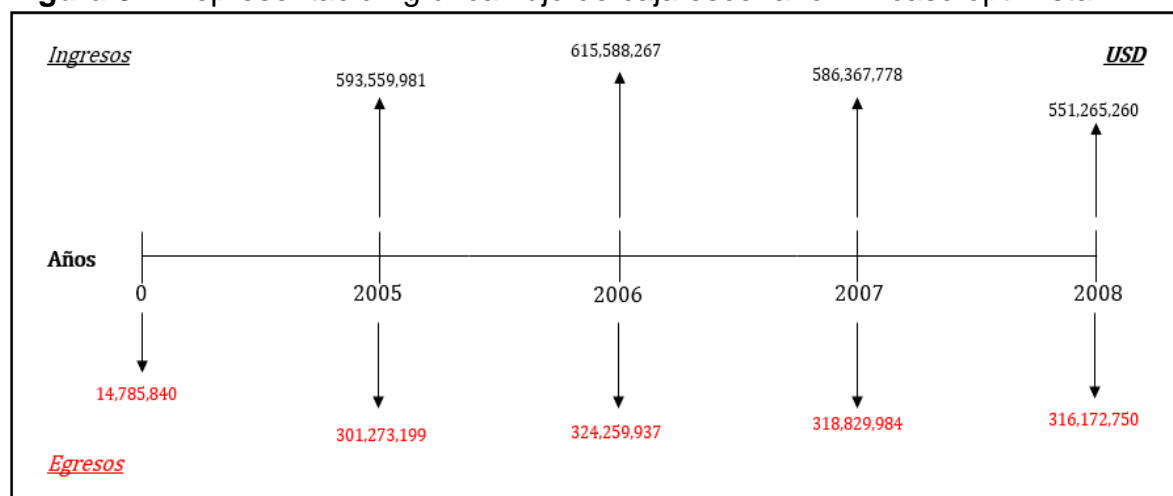
7.6.2 Escenario 1. Como se mencionó en el capítulo 6 en este escenario se buscó el mayor factor de recobro del yacimiento; los flujos de caja para el escenario 1 se presentan en las tablas 36, 37 y 38, donde están los casos optimista, medio y pesimista respectivamente; la representación gráfica de los flujos de caja para el escenario 1 se presentan en las figuras 52, 53 y 54, donde están los casos optimista, medio y pesimista respectivamente

Tabla 38. Flujo de caja del escenario uno – caso optimista

Escenario 1 - caso optimista					
Año	Inversion inicial	2005	2006	2007	2008
Ingresos Brutos	\$ -	\$ 593,559,981	\$ 615,588,267	\$ 586,367,778	\$ 551,265,260
Costos					
CAPEX	\$ 14,785,840				
OPEX	\$ -	\$ 301,273,199	\$ 324,259,937	\$ 318,829,984	\$ 316,172,750
Ingresos Netos	-\$ 14,785,840	\$ 292,286,782	\$ 291,328,330	\$ 267,537,794	\$ 235,092,510

Fuente. Elaboración propia

Figura 52. Representación gráfica flujo de caja escenario 1 – caso optimista



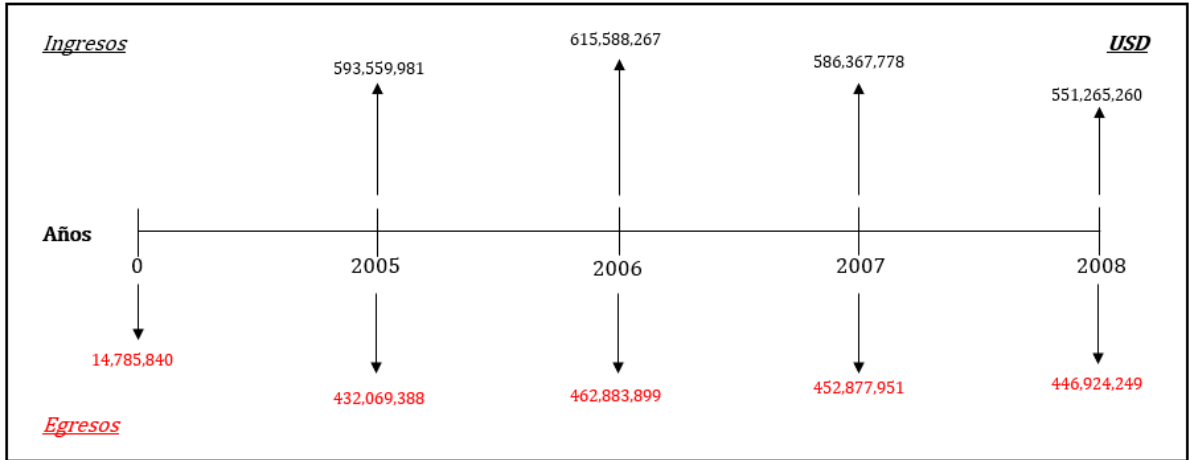
Fuente. Elaboración propia

Tabla 39. Flujo de caja del escenario uno – caso medio

Escenario 1 - Caso Medio					
Año	Inversion inicial	2005	2006	2007	2008
Ingresos Brutos		\$ 593,559,981	\$ 615,588,267	\$ 586,367,778	\$ 551,265,260
Costos					
CAPEX	\$ 14,785,840				
OPEX		\$ 432,069,388	\$ 462,883,899	\$ 452,877,951	\$ 446,924,249
Ingresos Netos	-\$ 14,785,840	\$ 161,490,592	\$ 152,704,368	\$ 133,489,827	\$ 104,341,011

Fuente. Elaboración propia

Figura 53. Representación gráfica flujo de caja escenario 1 – caso medio



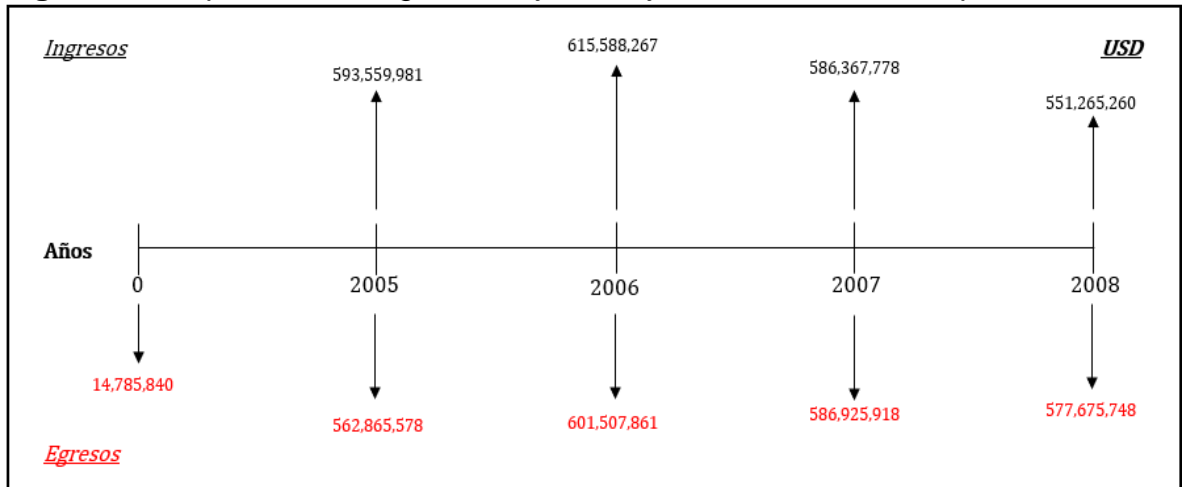
Fuente. Elaboración propia

Tabla 40. Flujo de caja del escenario uno – caso pesimista

Escenario 1 - Caso Pesimista					
Año	Inversion inicial	2005	2006	2007	2008
Ingresos Brutos		\$ 593,559,981	\$ 615,588,267	\$ 586,367,778	\$ 551,265,260
Costos					
CAPEX	\$ 14,785,840				
OPEX		\$ 562,865,578	\$ 601,507,861	\$ 586,925,918	\$ 577,675,748
Ingresos Netos	-\$ 14,785,840	\$ 30,694,403	\$ 14,080,406	-\$ 558,140	-\$ 26,410,488

Fuente. Elaboración propia

Figura 54. Representación gráfica flujo de caja escenario 1 – caso pesimista



Fuente. Elaboración propia

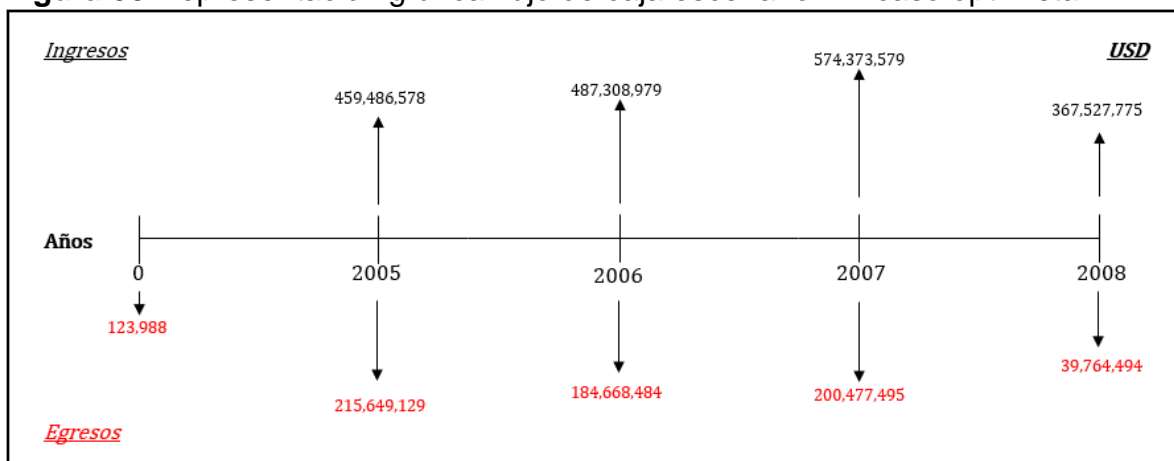
7.6.3 Escenario 2. De acuerdo con el capítulo 6 en este escenario se tomaron tasas de inyección aleatorias, los flujos de caja para este escenario y cada uno de sus casos se presentarán en las tablas 39, 40 y 41; la representación gráfica de los flujos de caja para el escenario 2 se presentan en las figuras 55, 56 y 57, donde están los casos optimista, medio y pesimista respectivamente

Tabla 41. Flujo de caja del escenario dos – caso optimista

Escenario 2 - caso optimista					
Año	Inversion inicial	2005	2006	2007	2008
Ingresos Brutos		\$ 459,486,578	\$ 487,308,979	\$ 574,373,579	\$ 367,527,775
Costos					
CAPEX	\$ 123,988				
OPEX		\$ 215,649,129	\$ 184,668,484	\$ 200,477,495	\$ 39,764,494
Ingresos Netos	-\$ 123,988	\$ 243,837,449	\$ 302,640,495	\$ 373,896,084	\$ 327,763,282

Fuente. Elaboración propia

Figura 55 Representación gráfica flujo de caja escenario 2 – caso optimista



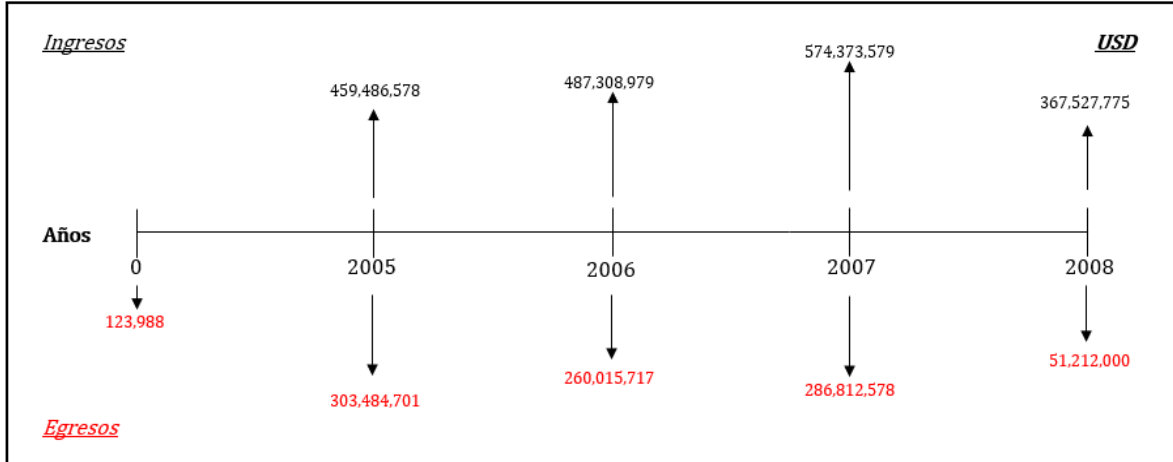
Fuente. Elaboración propia

Tabla 42. Flujo de caja del escenario dos – caso medio

Escenario 2 - Caso Medio					
Año	Inversion inicial	2005	2006	2007	2008
Ingresos Brutos		\$ 459,486,578	\$ 487,308,979	\$ 574,373,579	\$ 367,527,775
Costos					
CAPEX	\$ 123,988				
OPEX		\$ 303,484,701	\$ 260,015,717	\$ 286,812,578	\$ 51,212,000
Ingresos Netos	-\$ 123,988	\$ 156,001,877	\$ 227,293,262	\$ 287,561,001	\$ 316,315,775

Fuente. Elaboración propia

Figura 56. Representación gráfica flujo de caja escenario 2 – caso medio



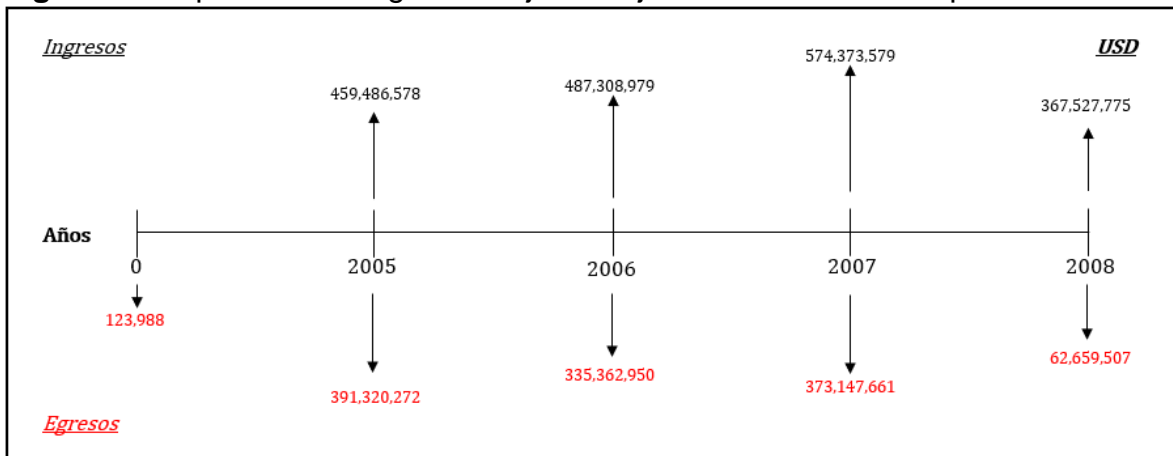
Fuente. Elaboración propia

Tabla 43. Flujo de caja del escenario dos – caso pesimista

Escenario 2 - Caso Pesimista					
Año	Inversion inicial	2005	2006	2007	2008
Ingresos Brutos		\$ 459,486,578	\$ 487,308,979	\$ 574,373,579	\$ 367,527,775
Costos					
CAPEX	\$ 123,988				
OPEX		\$ 391,320,272	\$ 335,362,950	\$ 373,147,661	\$ 62,659,507
Ingresos Netos	-\$ 123,988	\$ 68,166,305	\$ 151,946,029	\$ 201,225,918	\$ 304,868,268

Fuente. Elaboración propia

Figura 57 Representación gráfica flujo de caja escenario 2 – caso pesimista



Fuente. Elaboración propia

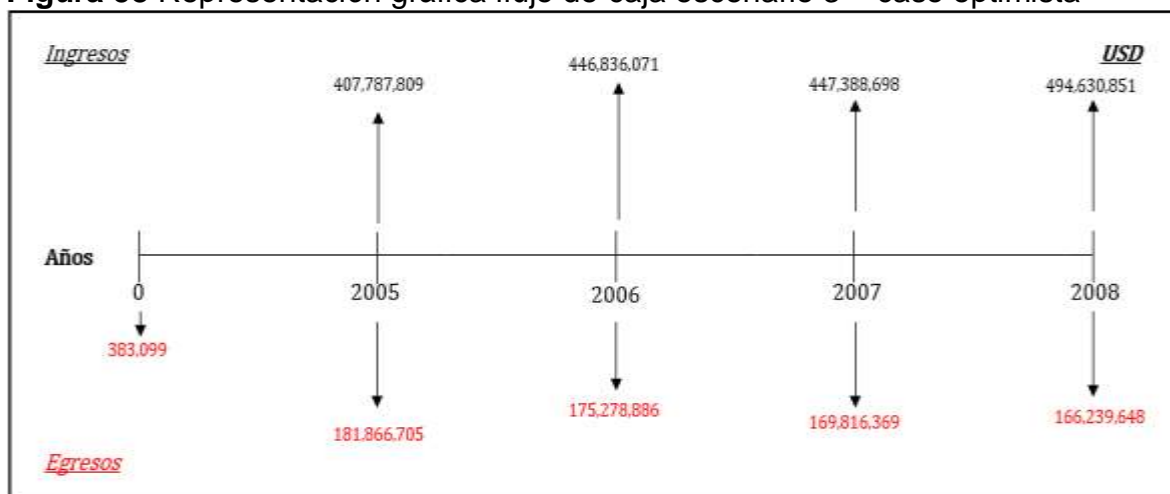
7.6.3 Escenario 3. Este escenario se usó como referencia para mirar el comportamiento del yacimiento a unas tasas de inyección iguales a las del caso base, pero con inyección de CO₂; los flujos de caja del escenario y sus respectivos casos se muestran en las tablas 42, 43 y 44; la representación gráfica de los flujos de caja para el escenario 2 se presentan en las figuras 58, 59 y 60, donde están los casos optimista, medio y pesimista respectivamente

Tabla 44. Flujo de caja del escenario tres – caso optimista

Escenario 3 - caso optimista					
Año	Inversion inicial	2005	2006	2007	2008
Ingresos Brutos		\$ 407,787,809	\$ 446,836,071	\$ 477,388,698	\$ 494,630,851
Costos					
CAPEX	\$ 383,099				
OPEX		\$ 181,866,705	\$ 175,278,886	\$ 169,816,369	\$ 166,239,648
Ingresos Netos	-\$ 383,099	\$ 225,921,105	\$ 271,557,185	\$ 307,572,329	\$ 328,391,203

Fuente. Elaboración propia

Figura 58 Representación gráfica flujo de caja escenario 3 – caso optimista



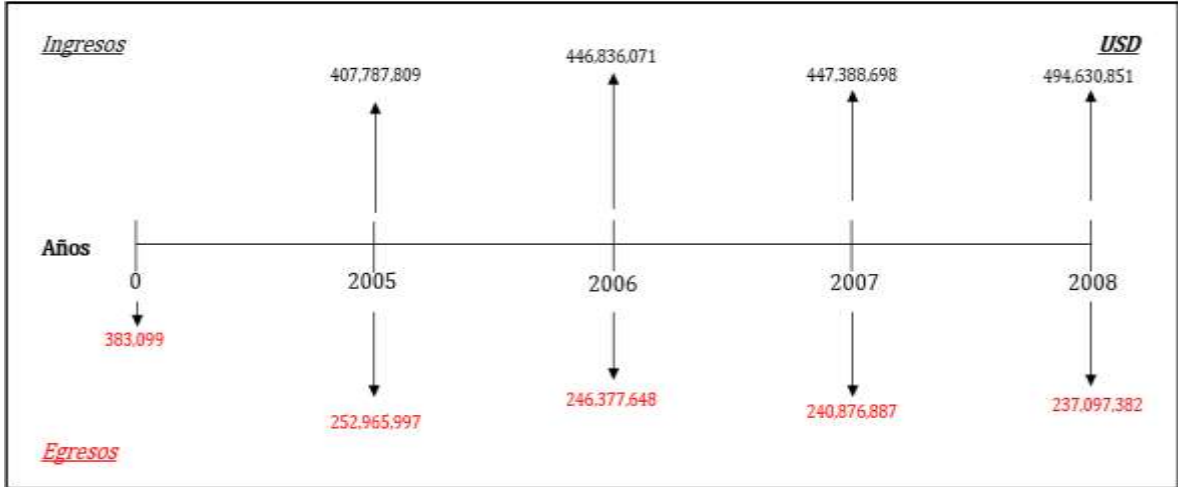
Fuente. Elaboración propia

Tabla 45. Flujo de caja del escenario tres – caso medio

Escenario 3 - Caso Medio					
Año	Inversion inicial	2005	2006	2007	2008
Ingresos Brutos		\$ 407,787,809	\$ 446,836,071	\$ 477,388,698	\$ 494,630,851
Costos					
CAPEX	\$ 383,099				
OPEX		\$ 252,965,997	\$ 246,377,648	\$ 240,876,887	\$ 237,097,382
Ingresos Netos	-\$ 383,099	\$ 154,821,812	\$ 200,458,423	\$ 236,511,811	\$ 257,533,469

Fuente. Elaboración propia

Figura 59 Representación gráfica flujo de caja escenario 3 – caso medio



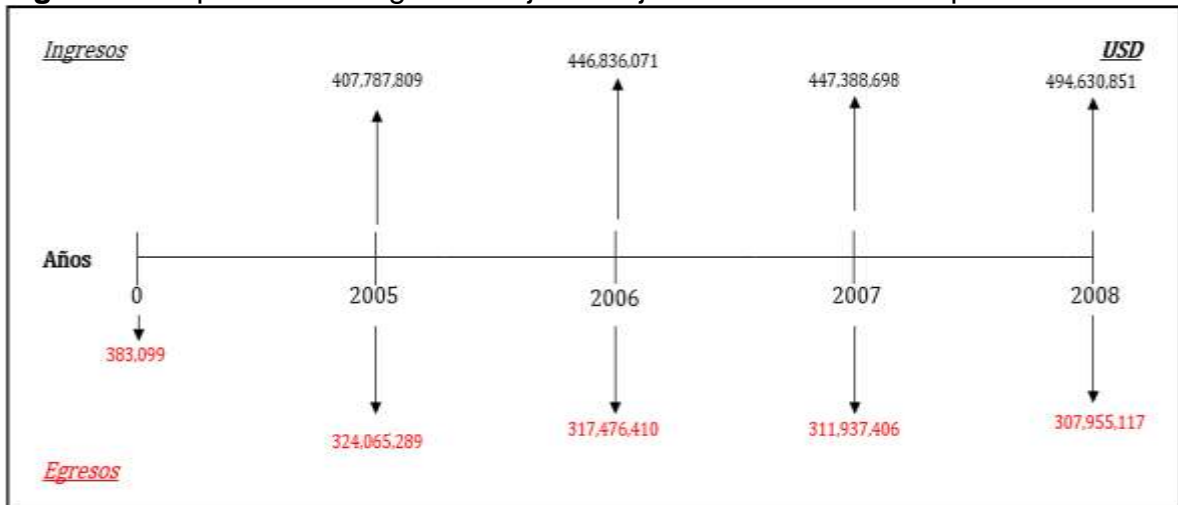
Fuente. Elaboración propia

Tabla 46. Flujo de caja del escenario tres – caso pesimista

Escenario 3 - Caso Pesimista					
Año	Inversion inicial	2005	2006	2007	2008
Ingresos Brutos		\$ 407,787,809	\$ 446,836,071	\$ 477,388,698	\$ 494,630,851
Costos					
CAPEX	\$ 383,099				
OPEX		\$ 324,065,289	\$ 317,476,410	\$ 311,937,406	\$ 307,955,117
Ingresos Netos	-\$ 383,099	\$ 83,722,520	\$ 129,359,661	\$ 165,451,292	\$ 186,675,734

Fuente. Elaboración propia

Figura 60 Representación gráfica flujo de caja escenario 3 – caso pesimista



Fuente. Elaboración propia

7.7 CALCULO DEL VALOR PRESENTE NETO

El VPN es un indicador económico que representa la favorabilidad económica de un proyecto, según Villarreal¹¹¹, el valor presente neto indica el valor de un proyecto al día de hoy, es decir en el tiempo 0, para esto se deben sumar todos los flujos de caja del proyecto independientemente de si son favorables o desfavorables para el desarrollo del mismo. Para calcular este dato se utiliza la ecuación 62.

Ecuación 62. Valor Presente Neto

$$VPN = -I_0 + \sum_{n=1}^t \frac{Fc_t}{(1+i)^t}$$

Fuente. VILLARREAL, J. Ingeniería Económica. Pearson. Primera Edición, 2013. p. 80.

Donde:

I_0 : inversión inicial del proyecto

Fc_t : ingresos netos en el año t

i : tasa de interés de oportunidad

t : tiempo

Para hallar los respectivos valores de valor presente neto para cada uno de los proyectos se tomaron los valores de las tablas presentadas en la sección 7.6; en la tabla 45 se presenta un resumen de los valores de VPN para cada uno de los escenarios y su respectivo caso. Adicionalmente se incluyen los datos de VPN diferencial de cada uno de los escenarios con respecto al caso base.

Tabla 47. Valores de VPN para cada escenario y diferencial vs caso base

	VPN		
	Costo - Escenario optimista (\$US)	Costo - Escenario Medio (\$US)	Costo - Escenario Pesimista (\$US)
Caso Base	\$ 336,173,481.70	\$ 336,173,481.70	\$ 336,173,481.70
Caso 1	\$ 839,831,411	\$ 416,343,271	-\$ 7,144,868
Caso 2	\$ 976,330,208	\$ 761,525,621	\$ 546,721,034
Caso 3	\$ 884,458,132	\$ 659,277,498	\$ 434,096,865
VPN Diferencial con caso base			
Caso 1	\$ 503,657,929	\$ 80,169,790	-\$ 343,318,350
Caso 2	\$ 640,156,726	\$ 425,352,139	\$ 210,547,552
Caso 3	\$ 548,284,650	\$ 323,104,017	\$ 97,923,383

Fuente. Elaboración propia

¹¹¹ VILLARREAL, J. Ingeniería Económica. Pearson. Primera Edición, 2013. p. 79

7.8 ANÁLISIS RESULTADOS ECONOMICOS

En esta sección se hará un breve análisis de los resultados financieros obtenidos en cada uno de los escenarios; adicionalmente estos se compararán con los resultados obtenidos en los trabajos anteriores realizados en el marco del Benchmark y que se nombran en el capítulo 3.

7.8.1 Análisis resultados obtenidos. Como se puede observar en la tabla 41 solo en uno de los escenarios se obtuvo un valor presente neto negativo, es decir, cuando se tengan costos de CO₂ de 40 € la tonelada (52.86 \$US por tonelada) este escenario no será económicamente viable; también se observa que debido a la gran cantidad de CO₂ que se debe inyectar para mejorar la recuperación de petróleo, el costo por tonelada de CO₂ es el parámetro que más afecta la evaluación económica ya que se observan diferencias de VPN del orden de 840 millones de \$US entre cada uno de los casos, lo que indica una incertidumbre muy grande con respecto a este valor.

Uno de los inconvenientes asociados al proyecto se presenta al tener poca infraestructura dedicada para el transporte y disposición de CO₂, es por esto por lo que, al ser evaluado en un solo campo, los costos en transporte desde el punto de origen hasta el punto de inyección generan costos muy altos para el proyecto que podrían ser mitigados si se plantearan proyectos a gran escala donde se generara la infraestructura no solo para un campo sino para todos los campos de la zona.

Por último, es necesario decir que el escenario uno al ser donde se inyecta la mayor cantidad de CO₂ es el que tiene un mayor diferencial de VPN entre cada uno de los casos, adicionalmente en general es de los que menor VPN genera ya que no solo se debe tener en cuenta el costo de la adquisición del CO₂ sino del costo del transporte asociado.

7.8.2 Comparación de resultados obtenidos con los proyectos anteriores realizados. Para realizar esta comparación se tendrán en cuenta los resultados en términos de VPN incremental que se obtuvieron en el marco del Benchmark case, estos se presentan en la tabla 46.

Tabla 48. VPN obtenido por los participantes

Universidad / Compañía	VPN incremental (10⁶ US\$)
Universidad de Stanford	435
Texas A&M	344
NTNU	303
Caso Base	-

Fuente. RWECHUNGURA, R., et al. Results of the First Norne Field Case on History Matching and Recovery Optimization Using Production and 4D Seismic Data. En: SPE Applied Technology Workshop (8-12, octubre: San Antonio, Texas, USA). 2012.

Para realizar una comparación con los datos anteriormente presentados, en el presente trabajo de grado se tomará el caso medio de costo de adquisición de CO₂.

- **Escenario 1.** A pesar de ser el escenario con mayor petróleo producido acumulado como se mencionó en el capítulo 6, posee un Valor presente neto incremental de 80,169,790 \$US el cual es el más bajo de los tres escenarios propuestos en el presente proyecto, y es más bajo que los que se obtuvieron por los otros participantes en el ejercicio.
- **Escenario 2.** De los tres, este es el escenario que mayor VPN incremental posee con el caso medio el cual es de 425,352,139 \$US, aunque se produce una menor cantidad de petróleo acumulado en comparación con el escenario 1, su valor presente neto es considerablemente mayor. En comparación con los trabajos realizados por los otros participantes, se obtiene un VPN incremental mayor que el de Texas A&M y el de la NTNU, pero menor que el de la universidad de Stanford.
- **Escenario 3.** De acuerdo con el capítulo 6 este escenario tiene las mismas tasas de inyección que el caso base y posee un VPN incremental medio entre los escenarios 1 y 2 con 323,104,017 \$US, con respecto a los resultados de los otros participantes se tuvo un valor mayor que el presentado por la NTNU pero los resultados de Texas A&M y de la universidad de Stanford fueron mayores.

En la tabla 47 se muestra un resumen de la diferencia entre el VPN incremental obtenido en cada uno de los escenarios y el obtenido por los otros participantes.

Tabla 49. Tabla diferencias de VPN incremental.

Participantes anteriores	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Universidad de Stanford	-\$ 354,830,210	-\$ 9,647,861	-\$ 111,895,983
Texas A&M	-\$ 263,830,210	\$ 81,352,139	-\$ 20,895,983
NTNU	-\$ 222,830,210	\$ 122,352,139	\$ 20,104,017

Fuente. Elaboración propia

8. CONCLUSIONES

- Al analizar las características del yacimiento (permeabilidad, espesor neto, tipo de formación y saturación de aceite), las propiedades del petróleo (gravedad API y viscosidad), y la madurez del Campo Norne con respecto a los criterios de selección de métodos de recobro propuestos por Taber, se determinó que el campo es un buen candidato para el proceso de recuperación mejorada por inyección de dióxido de carbono.
- Los resultados de proyectos anteriores que daban solución al benchmark case indican que el plan de desarrollo planteado por la Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología obtuvo el mayor factor de recobro (52.2%), sin embargo, obtuvo el menor VPN incremental (303 millones de dólares). Por otra parte, el plan de desarrollo planteado por la Universidad de Stanford obtuvo el mayor VPN incremental (435 millones de dólares), con un factor de recobro de 50.7%
- El error en el ajuste histórico de caudales totales para los tres pozos productores del Segmento-E fue de 878.88 Rm^3/T (5528 RBPT), el ajuste logró seguir las tendencias de producción total de cada uno de los pozos. Se evidenció que la herramienta Solver de Excel si permite realizar el ajuste de parámetros con buenos resultados.
- El ajuste dio como resultado que el pozo inyector F-1H afecta en mayor medida el pozo E-2H que al pozo E-3AH, ya que, para el primero se obtuvo una ganancia de 22%, mientras que para el segundo se obtuvo una ganancia de 0.65%; adicionalmente, se determinó que el pozo inyector F-3H afecta en mayor medida el pozo E-3AH que al pozo E-2H, ya que, para el primero se obtuvo una ganancia de 21%, mientras que para el segundo se obtuvo una ganancia de 2%.
- En el ajuste de caudales de producción de agua y aceite, realizado con el objetivo de ajustar el modelo analítico de Koval, se obtuvo un error para el caudal de aceite de 1141 Rm^3/T (5528 RBOPT) para el pozo E-2H y de 369 Rm^3/T (2320 RBOPT) y para el caudal de agua de 465 Rm^3/T (2924 RBWPT) y 64.8 Rm^3/T (407.5 RBWPT), por lo que se puede concluir que con el modelo de Koval se logra un mejor ajuste de caudales de agua que de petróleo.
- Se determinó que el factor de heterogeneidad de Koval está relacionado con los valores de las ganancias obtenidos en el ajuste de caudales totales, ya que, las relaciones inyector – productor que tenían una menor ganancia, tenían los factores de heterogeneidad más altos.

- Para realizar la predicción de los caudales de agua, aceite y solvente, se desarrolló un modelo extendido de Koval que permite integrar el modelo de Koval para agua y el modelo de Koval para aceite en un solo modelo, este se hizo con base a los caudales de fluidos inyectados almacenados en el yacimiento
- Se evaluaron tres escenarios de inyección y se determinó que el que genera un mayor factor de recobro (56.2%) es aquel en el que se maximiza la producción de aceite, aunque esto trae consigo que se incremente la inyección y la producción de dióxido de carbono generando el menor valor presente neto de los tres casos estudiados (416 MMUSD).
- El escenario en el que se mantuvieron las mismas tasas de inyección que en el caso base, se generó el menor factor de recobro (52.07%), aunque en esto no quiere decir que se haya generado el mayor valor presente neto (659 MMUSD), ya que este se obtuvo en el escenario en el que se minimizó la producción de agua y la producción e inyección de dióxido de carbono maximizando la producción de aceite
- El escenario de desarrollo con mejor resultado fue en el que se minimizó la producción e inyección de dióxido de carbono maximizando la producción de aceite (VPN incremental de 425 MMUSD y factor de recobro de 52.6%), al comparar este escenario con los resultados de proyectos anteriores que daban solución al benchmark case se determinó que generó un valor presente neto mayor al obtenido por los participantes de Texas A&M y de la NTNU, 344 y 303 millones de dólares respectivamente, pero menor al obtenido por la Universidad de Stanford (435 MMUSD)

9. RECOMENDACIONES

- Determinar la compresibilidad total del yacimiento por medio de pruebas de laboratorio, con el fin de disminuir la incertidumbre al realizar la identificación de los valores de las constantes de tiempo para cada pozo.
- Realizar una comparación entre el grado de precisión del modelo de capacidades resistivas y los modelos de simulación a la hora de predecir caudales totales en campos reales.
- Probar el modelo de capacidades resistivas añadiendo el termino de los caudales de fondo para comprobar si se mejora la capacidad de la herramienta para ajustar y predecir caudales totales.
- Se recomienda realizar una extensión en el modelo de Koval que permita realizar un ajuste al caudal de agua que se produce antes de la inyección ya que esto mejorara la capacidad del modelo para ajustar el comportamiento del aumento de la fracción de agua producida con respecto al agua inyectada acumulada.
- Realizar una simulación numérica de los escenarios de inyección propuestos en este trabajo de grado para comprobar si las tasas de producción total generadas por el CRM son representativas del comportamiento real del yacimiento.
- Comprobar la validez del modelo de predicción para inyección de CO₂ propuesto en el presente trabajo de grado en un modelo sintético.
- Se recomienda el uso de la metodología propuesta en el presente trabajo de grado en campos con una amplia historia de inyección de agua.

BIBLIOGRAFÍA

- ADLAM, John. The Norne Field Development Overview. En: Offshore Technology Conference (27: 1-4, mayo, 1994: Texas, Estados Unidos) OTC 7925. 1995. p. 533-541.
- AGUILLON, Javier. Sistema experto para la selección técnica de un método de recobro mejorado para un campo de crudo. Tesis de pregrado. Colombia: Universidad Industrial de Santander, 2004. 15 p
- ALADASANI, Ahmad. Recent developments and updates screening criteria of enhanced oil recovery techniques. En: SPE International Oil & Gas conference. (8-10, junio, 2010: Beijing, China) SPE130726. 2010.
- ALI, Amad. Basin Modelling: HC Generation Modelling of the Åre, Melke and Spekk Formations, Haltenbanken Area. Tesis de maestría. Noruega: Universidad de Oslo, 2012. 20-22 p.
- AL-MJENI, Rifaat. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR? En: Oilfield Review Schlumberger. Invierno 2010/2011. vol. 22, no. 4, p 16-35
- ALTAHEINI, Suleiman. Addressing capacitance-resistance modeling limitations and introducing a new practical formulation. Tesis de maestría. Estados Unidos: Universidad de Pennsylvania, 2015.
- AMEC Foster wheeler environment & infrastructure uk limited. Oil and Gas Governance and Efficiency Study. Inglaterra; 2017. 2.
- ANDONYADIS, Panos. Decision Support for Enhanced Oil Recovery Projects. Tesis de maestría. Estados Unidos.: Universidad de Texas, 2010. 7 p
- BALJIT, Sehbi. Analysis of factors affecting microscopic displacement efficiency in CO₂ floods. En: SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. (15-16, mayo, 2001: Texas, Estados Unidos) SPE 70022. 2001.
- BANDOR, P. Schlumberger. Citado por. MUNISTERI, Islin. Mature Oil Fields: Preventing Decline [Online]. Estados Unidos. Society of Petroleum Engineer, septiembre 2015 – [Citado 05 sep, 2018] Disponible en: <https://spe.org/en/print-article/?art=529>
- BRAUTASET, Amund. In situ dynamics and CO₂ injection in porous rocks. Tesis de Doctorado. Estados Unidos: Universidad de Bergen, 2009. 10 p
- CAMACHO, José. Estado del arte de las tecnologías de inyección cíclica de vapor. Tesis de pregrado. Venezuela: Universidad Central de Venezuela, 2011. 79 p

CAO, Fei. Oil – rate forecast by inferring fractional- flow models from field data with Koval method combines with the capacitance–resistance model. En: SPE Reservoir simulation symposium (23-25, febrero, 2015: Houston, Estados Unidos) SPE 173315. 2015. p. 534-523.

CHITSIRIPANICH, Soros. Field application of capacitance – resistance models to identify potential location for infill drilling. Tesis de maestría. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2015.

CORONADO, Manuel. Inyección de gas hidrocarburo enriquecido con CO₂ como método de recuperación para maximizar la rentabilidad en un campo. Tesis de pregrado. México: Universidad Nacional Autónoma de México. 66 p.

EMEGWALU, Clara. Enhanced oil recovery for norne field's e-segment using surfactant flooding. Trabajo de Maestría. Noruega: Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología, 2010. 44 p.

ESHRAHGI, M. Optimization of miscible CO₂ EOR and storage using heuristic methods combines with capacitance/resistance and Gentil fractional flow models. En: Journal of Natural Gas Science and Engineering. Abril 2016. ISSN: 1875-5100

FAROUC, Alli. The promise and problems of enhanced oil recovery method. En: Technical meeting of the south saskatchewan section. (3: 25 – 27, septiembre, 1989: Regina, Estados Unidos) PETSOC-SS-89-26. 1989.

GJERSTAD, Helge. The Norne Field – Exploration history & reservoir development strategy. En: Offshore Technology Conference (27: 1-4, mayo, 1995: Texas, Estados Unidos) OTC 7924. 1995. p. 525-532.

HU, Xiaohui. PSO Tutorial. [En línea]. [Consultado el 27 de agosto de 2018]. Disponible en: <http://www.swarmintelligence.org/tutorials.php>

HUANG, Tuo. Optimization of CO₂ Flooding strategy to enhanced heavy oil recovery. Tesis de maestría. Canada: Saskatchewan. 2015. 4 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

KHAN, Gulraiz. Experimental studies of Carbon dioxide Injection for enhanced Oil Recovery Technique. Tesis de maestría. Dinamarca.: Aalborg University, 2010. 8 p.

KOVAL. E.J, A method for predicting the performance of unstable miscible displacement in heterogeneous media. En: Society of Petroleum Engineers. Junio, 1963. SPE 450. p. 148

LAYTI, Frida. Profitability of Enhanced Oil Recovery. Economic Potential of LoSal EOR at the Clair Ridge Field, UK. Tesis de maestría. Noruega.: Universidad de Stavanger, 2017. 3 p

LIANG, X, et al. Optimization of oil production based on a capacitance model of production and injection rates. En: SPE Hydrocarbon economics and evaluation symposium (1-3, abril: Dallas, Texas). SPE 107713. 2007.

MAHESHWARI, Yugal. A Comparative Simulation Study of Chemical EOR Methodologies (Alkaline, Surfactant and/or Polymer) Applied to Norne Field E-Segment. Tesis de maestría. Noruega.: Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología, 2011. 11 p.

MAJLATON, Nicolai. A Visual Study of CO₂ Injection at the Pore Scale using Micromodels. Tesis de maestría. Noruega.: Universidad de Bergen. 2012. 7 p.

MATHIASSEN, Odd. CO₂ as injection gas for enhanced oil recovery. Tesis de maestría. Noruega: Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología. 17 p.

MONROY, Zapata. Análisis de yacimientos sometidos a inyección alternada de agua y gas mediante simulación numérica. Tesis de pregrado. Colombia: Universidad Industrial de Santander, 2008. 13 p

MORELL. History matching of the Norne field. Tesis de maestría. Noruega: Universidad Noruega de Ciencia y tecnología, 2010. 9 p.

NGUYEN, Anh. Capacitance resistance modeling for primary recovery, waterflood and water-CO₂ flood. Tesis doctoral. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2012. 39 p.

NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. Field name: NORNE. [citado 1 marzo., 2018]. Disponible en: <http://factpages.npd.no/FactPages/default.aspx?nav1=field&nav2=PageView%7CAII&nav3=43778>

----- Field name: Norne. [citado 30 marzo., 2018]. Disponible en: <http://factpages.npd.no/FactPages/default.aspx?nav1=field&nav2=PageView%7CAII&nav3=43778>

----- Lithostrat. unit: BÅT GP. [citado 23 marzo., 2018]. Disponible en: <http://factpages.npd.no/FactPages/default.aspx?nav1=field&nav2=PageView%7CAII&nav3=43778>

NTNU. Description of Exercise. [En línea]. Noruega. [Citado 26 de agosto 2018]. Disponible en:

<http://www.ipt.ntnu.no/~norne/wiki/data/media/english/Description%20of%20Exercise.pdf>

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. Métodos no convencionales térmicos, 333 p.

RUPERT, J. Impact of geological uncertainty on project valuations for offshore CO₂-enhanced oil recovery. Tesis de maestría: Universidad de Utrecht. 2014.

RWECHUNGURA, R. Results of the First Norne Field Case on History Matching and Recovery Optimization Using Production and 4D Seismic Data. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. (8- 10, octubre, 2012: Texas, Estados Unidos) SPE 157112. 2012. p. 398-426. ISSN: 9781622764150

SÁNCHEZ, Isidro. Optimización con Solver. [En línea] [Citado el 02 octubre de 2018] Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/26442934_Optimizacion_con_Solver

SAXENA, Prateek. Play based evaluation of the eastern margin of Nordland Ridge, Norwegian. Tesis de maestría. Noruega: Universidad de Stavanger, 2016. 93 p.

SAYARPOUR, Morteza. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods. Tesis de doctorado. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2008. 22 p.

SMIT, M. A new definition for capillary numbers in microfluidic models. Tesis de pregrado. Holanda.: Universidad de Tecnología de Delft, 2017. 17 p

STATOIL. Geological report Norne Field. Stavanger

----- PL128-Norne Field Reservoir Management Plan 2001. Noruega: 2001.

T. Compennolle Et.Al., Off-shore enhanced oil recovery in the North Sea: The impact of price uncertainty on the investment decisions, Energy Policy, Volume 101, 2017, Pages 123-137, ISSN 0301-4215,

TABER, J.J. EOR Screening criteria revised- Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects. En: SPE/DOE Improved oil recovery symposium. (21-24, abril, 1996: Oklahoma, Estados Unidos) SPE 35385. 1996.

UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY.USGS World Petroleum Assessment 2000. Estados Unidos: Departamento del Interior Estados Unidos; 2003.

VERLO, Signe y HETLAND, Mari. Development of a field case with real production and 4D data from the Norne Field as a benchmark case for future reservoir

simulation model testing. Tesis de maestría. Noruega: Universidad Noruega de Ciencia y tecnología, 2008. 56 p.

VERMA, M.K. Fundamentals of carbon dioxide-enhanced oil recovery (CO₂-EOR) - A supporting document of the assessment methodology for hydrocarbon recovery using CO₂-EOR associated with carbon sequestration: U.S. Geological Survey Open-File Report 2015, 19 p.

VILLARREAL, J. Ingeniería Económica. Pearson. Primera Edición, 2013. p. 79

WEBER, Daniel. The use of capacitance-resistance models to optimize injection allocation and well location in water floods. Tesis de doctorado. Estados Unidos: Universidad de Texas en Austin, 2009. 4 p.

WISCHNEWSKI, Berndt. Peace Software. [citado 28 octubre., 2018]. Disponible en: http://www.peacesoftware.de/einigewerte/co2_e.html

YIN, Mingfei. CO₂ miscible flooding application and screening criteria. Tesis de maestría. Estados Unidos.: Universidad de Missouri, 2015. 4 p

ZHANG, P.Y. Effect of CO₂ impurities on Gas-Injection EOR Processes. En: SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. (17-21, abril, 2004: Oklahoma, Estados Unidos) SPE 89477. 2004.

ANEXOS

ANEXO A

DEMOSTRACIÓN DE LA ECUACIÓN PARAMÉTRICA DE KOVAL

El método de Koval se desarrolló a partir de una variación del modelo de flujo fraccional propuesto por Buckley y Leverett en el año 1942, el cual se muestra en la ecuación 1.

Ecuación 1. Flujo fraccional Buckley y Leverett

$$f_{desp} = \frac{1}{1 + \frac{k_{oil} \mu_{desp}}{k_{desp} \mu_{oil}}}$$

Fuente. KOVAL. E.J, A method for predicting the performance of Unstable miscible displacement in heterogeneous media. En: Society of Petroleum Engineers. Junio, 1963. SPE 450. p. 145 – 154

Donde:

f_{desp} : Flujo fraccional del fluido desplazante

k_{oil} : Permeabilidad del petróleo

k_{desp} : Permeabilidad del fluido desplazante

μ_{desp} : Viscosidad del fluido desplazante

μ_{oil} : Viscosidad del petróleo

Koval propuso modificar la razón de viscosidad de la ecuación 1, para incluir los efectos de la heterogeneidad y de la mezcla que se genera entre petróleo y un fluido miscible, teniendo en cuenta que la fórmula de avance frontal es derivada de un balance de materia y puede ser aplicable a desplazamientos miscibles.

El flujo fraccional de fluido desplazante para un desplazamiento inmisible va a depender de la heterogeneidad, la saturación del fluido desplazante y el efecto de la viscosidad; lo mismo sucede para un desplazamiento miscible, pero en este se dificulta definir la dependencia de los factores mencionados anteriormente con respecto al flujo fraccional de fluido desplazante.

Koval menciona que, si en un desplazamiento miscible se asume que los fluidos son ideales, la permeabilidad de la roca al aceite o al solvente debe depender solo de la saturación del aceite o del solvente, llegando a la ecuación 2.

Ecuación 2. Relación k_o/k_s

$$k_o = k * S_o; \quad k_s = k * S_s; \quad \frac{k_o}{k_s} = \frac{(1 - S)}{S}$$

Fuente. KOVAL. E.J, A method for predicting the performance of Unstable miscible displacement in heterogeneous media. En: Society of Petroleum Engineers. Junio, 1963. SPE 450. p. 145 – 154

Donde:

k_o : Permeabilidad del aceite

S_o : Saturación del aceite

k_s : Permeabilidad del solvente

S_s : Saturación del solvente

Koval asume que un solo parámetro puede ser usado para representar la heterogeneidad, a este parámetro lo llama factor de heterogeneidad (H), adicionalmente menciona que existe una dependencia del recobro y del corte del solvente con respecto a la razón de viscosidad (E). Teniendo en cuenta los aspectos mencionados con anterioridad, la ecuación de flujo fraccional que describe un desplazamiento miscible se muestra en la ecuación 3.

Ecuación 3. Flujo fraccional propuesto por Koval

$$f_s = \frac{1}{1 + \left(\frac{(1 - S)}{S}\right) \left(\frac{1}{H}\right) \left(\frac{1}{E}\right)}$$

Fuente. KOVAL. E.J, A method for predicting the performance of unstable miscible displacement in heterogeneous media. En: Society of Petroleum Engineers. Junio, 1963. SPE 450. p. 145 – 154

Donde, la heterogeneidad multiplicada por la razón de viscosidad da como resultado el factor Koval, obteniendo la ecuación 4.

Ecuación 4. Flujo fraccional con factor Koval

$$f_s = \frac{1}{1 + \left(\frac{(1 - S)}{S}\right) \left(\frac{1}{K_{val}}\right)}$$

Fuente. KOVAL. E.J, A method for predicting the performance of unstable miscible displacement in heterogeneous media. En: Society of Petroleum Engineers. Junio, 1963. SPE 450. p. 145 – 154

Si se deriva el flujo fraccional del solvente con respecto a la saturación se obtendría la ecuación 5.

Ecuación 5. Flujo fraccional con factor Koval

$$f'_s = \frac{1}{K_{val} \left[S + \left(\frac{1}{K_{val}} \right) (1 - S) \right]^2}$$

Fuente. CAO, Fei. Oil – rate forecast by inferring fractional- flow models from field data with Koval method combines with the capacitance–resistance model. En: SPE Reservoir simulation symposium (23-25, febrero, 2015: Houston, Estados Unidos) SPE 173315. 2015. p. 534-523.

Según Cao¹¹², de acuerdo con Buckley y Leverett, la velocidad específica de una saturación constante es igual a la derivada de la curva de flujo fraccional a una saturación dada. Por lo tanto, se obtendría la ecuación 6.

Ecuación 6. Velocidad específica de una saturación

$$f'_{desp} = v_s = \frac{x_D}{t_D}$$

Fuente. KOVAL. E.J, A method for predicting the performance of Unstable miscible displacement in heterogeneous media. En: Society of Petroleum Engineers. Junio, 1963. SPE 450. p. 145 – 154

Donde:

v_s : velocidad de desplazamiento de la onda

x_D : distancia adimensional

t_D : tiempo adimensional

La onda va a tomar lugar entre $S=0$ y $S=1$, si se reemplazan estos valores en la ecuación 5, se obtiene la ecuación 7, la cual indica que el factor Koval debe ser mayor que uno para que se genere la onda.

Ecuación 7. Rangos de Koval para una onda

$$K_{val} > \frac{1}{K_{val}}$$

Fuente. CAO, Fei. Oil – rate forecast by inferring fractional- flow models from field data with Koval method combines with the capacitance–resistance model. En: SPE Reservoir simulation symposium (23-25, febrero, 2015: Houston, Estados Unidos) SPE 173315. 2015. p. 534-523.

Si se igualan la ecuación 5 y la ecuación 6 se obtendría la ecuación 8

¹¹² CAO, Fei. Op cit., p 549

Ecuación 8. Velocidad específica en términos de f_w

$$\frac{x_D}{t_D} = \frac{1}{K_{val} \left[S + \left(\frac{1}{K_{val}} \right) (1 - S) \right]^2}$$

Fuente. CAO, Fei. Oil – rate forecast by inferring fractional- flow models from field data with Koval method combines with the capacitance–resistance model. En: SPE Reservoir simulation symposium (23-25, febrero, 2015: Houston, Estados Unidos) SPE 173315. 2015. p. 534-523.

Si se reorganiza la ecuación 8 se obtendría la ecuación 9

Ecuación 9. Velocidad específica en términos de f_w reorganizada

$$\frac{x_D}{t_D} (K_{val} - 1)^2 S^2 + \frac{2x_D}{t_D} (K_{val} - 1)S + \frac{x_D}{t_D} - K_{val} = 0$$

Fuente. CAO, Fei. Oil – rate forecast by inferring fractional- flow models from field data with Koval method combines with the capacitance–resistance model. En: SPE reservoir simulation symposium (23-25, febrero, 2015: Houston, Estados Unidos) SPE 173315. 2015. p. 534-523.

Al resolver la ecuación 9 se obtiene la ecuación 10

Ecuación 10. Solución de la velocidad específica

$$S = \frac{\left(K_{val} \frac{t_D}{x_D} \right)^{1/2} - 1}{K_{val} - 1}$$

Fuente. CAO, Fei. Oil – rate forecast by inferring fractional- flow models from field data with Koval method combines with the capacitance–resistance model. En: SPE reservoir simulation symposium (23-25, febrero, 2015: Houston, Estados Unidos) SPE 173315. 2015. p. 534-523.

Debido a que S se encuentra entre 0 y 1, la ecuación 10 se puede reescribir como se muestra en la ecuación 11

Ecuación 11. Saturación en términos de Koval

$$S = \begin{cases} 0 & , & t_D \leq \frac{1}{K_{val}} \\ \frac{\sqrt{\frac{K_{val} t_D}{x_D}} - 1}{K_{val} - 1} & , & \frac{1}{K_{val}} < t_D < K_{val} \\ 1 & , & t_D \geq K_{val} \end{cases}$$

Fuente. CAO, Fei. Oil – rate forecast by inferring fractional- flow models from field data with Koval method combines with the capacitance–resistance model. En: SPE Reservoir simulation symposium (23-25, febrero, 2015: Houston, Estados Unidos) SPE 173315. 2015. p. 534-523.

Cao menciona que teóricamente, la saturación se puede evaluar a cualquier distancia adimensional y tiempo adimensional; sin embargo, los datos de saturación no siempre pueden ser obtenidos. Por tanto, se sustituye la ecuación 11 en la ecuación 4 y se obtiene una nueva expresión en términos de corte de solvente en el pozo ($x_D=1$), como se muestra en la ecuación 12.

Ecuación 12. Ecuación paramétrica de Koval

$$f_{s|x_D=1} = \left\{ \begin{array}{ll} 0 & , \quad t_D < \frac{1}{K_{val}} \\ \frac{K_{val} - \sqrt{\frac{K_{val}}{t_D}}}{K_{val} - 1} & , \quad \frac{1}{K_{val}} < t_D < K_{val} \\ 1 & , \quad t_D > K_{val} \end{array} \right.$$

Fuente. CAO, Fei. Oil – rate forecast by inferring fractional- flow models from field data with Koval method combines with the capacitance–resistance model. En: SPE Reservoir simulation symposium (23-25, febrero, 2015: Houston, Estados Unidos) SPE 173315. 2015. p. 534-523. M

En el caso donde se analiza el efecto de la inyección secundaria, Cao¹¹³ propuso variar la definición del factor S presente en la ecuación 4, pasando de representar la saturación de solvente a representar la saturación de agua normalizada, la cual se muestra en la ecuación 13.

Ecuación 13. Flujo fraccional modelo de Koval

$$S = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr} - S_{or}}$$

Fuente. CAO, Fei. Oil – rate forecast by inferring fractional- flow models from field data with Koval method combines with the capacitance–resistance model. En: SPE Reservoir simulation symposium (23-25, febrero, 2015: Houston, Estados Unidos) SPE 173315. 2015. p. 534-523.

Donde:

S: Saturación de agua normalizada

S_w : Saturación de agua

S_{wr} : Saturación de agua irreducible

S_{or} : Saturación de petróleo residual

¹¹³ CAO, Fei. Op cit., p 549