

ESTUDIO DE LA VIABILIDAD TÉCNICA DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE
VAPOR ASISTIDA POR QUÍMICOS (Surfactante, Álcali-Surfactante) COMO
MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA
PARA EL CAMPO TECA-COCORNÁ

ALEJANDRO CAMARGO GARCÍA
JULIÁN GALEANO RAVELO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2018

ESTUDIO DE LA VIABILIDAD TÉCNICA DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE
VAPOR ASISTIDA POR QUÍMICOS (Surfactante, Álcali-Surfactante) COMO
MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA
PARA EL CAMPO TECA-COCORNÁ

ALEJANDRO CAMARGO GARCÍA
JULIÁN GALEANO RAVELO

Trabajo de Investigación para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
FRANKLIN GERARDO YORIS
Ingeniero Geólogo, MSc, PhD

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2018

Nota de aceptación

Firma del director

Firma del jurado

Firma del Jurado

Bogotá D.C., agosto de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUÍS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano General Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director de Investigaciones

Dr. ARMANDO FERNANDEZ CÁRDENAS

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.

DEDICATORIA

Primero que todo quiero agradecerle especialmente a mis padres, ya que sin su constante ayuda y apoyo nada de esto hubiera sido posible, también me gustaría agradecerle a Dios, a nuestro director de tesis, el Doctor Franklin Gerardo Yoris, por su continua ayuda, consejo, enseñanza y todo el ánimo que nos brindó para poder haber concluido la realización de nuestro trabajo de grado, a nuestro orientador técnico el Profesor John Pinto, a nuestra directora de semillero la Profesora Eliana Mesa y finalmente, a mi compañero Julián Galeano Ravelo.

ALEJANDRO CAMARGO GARCÍA

*Le doy gracias a Dios, a mis padres y a mi compañero y siempre amigo Alejandro
ya que sin su apoyo esto no hubiera sido posible.*

*Al ingeniero Franklin por todo su apoyo, enseñanzas y sabiduría impartida durante
este proyecto*

JULIÁN GALEANO RAVELO

AGRADECIMIENTOS

Los estudiantes quienes desarrollaron este proyecto de investigación agradecen enormemente a la FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA por la sabiduría, valores y desarrollo personal brindados durante estos 11 semestres.

Especiales agradecimientos al ingeniero FRANKLIN YORIS por su orientación en el desarrollo de este trabajo de grado.

Al ingeniero JONH PINTO por su sabiduría, valiosos consejos y asesoría, con las cuales este proyecto pudo llevarse a cabo.

Al SEMILLERO DE RECOBRO MEJORADO por la gran oportunidad y experiencia vivida en el desarrollo de este trabajo.

A la directora del SEMILLERO de RECOBRO MEJORADO ELIANA MESA por su incondicional apoyo, orientación sin el cual este proyecto no hubiera sido posible.

Al INSTITUTO COLOMBIANO DE PETRÓLEO (ICP) y ECOPETROL S.A por la información proporcionada, apoyo técnico y orientación, y en general a todos lo que de una forma u otra apoyaron el desarrollo de este trabajo.

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	27
INTRODUCCIÓN	28
OBJETIVOS	29
1. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO TECA-COCORNÁ	30
1.2 RESEÑA HISTÓRICA	31
1.3 LOCALIZACIÓN	31
1.4 MARCO GEOLÓGICO DEL CAMPO TECA COCORNÁ	32
1.4.1 Columna Estratigráfica	33
1.4.2 Descripción de las formaciones geológicas	34
1.4.2.1 Grupo Girón	34
1.4.2.2 Formación Arcabuco-Los Santos	35
1.4.2.4 Formación Paja	36
1.4.2.5 Formación Simití	36
1.4.2.6 Formación La Luna	36
1.4.2.7 Formación Umír	37
1.4.2.8 Formación Lisama	37
1.4.2.9 Formación La Paz	38
1.4.2.10 Formación Esmeraldas	38
1.4.2.11 Formación Mugrosa	39
1.4.2.12 Formación Colorado	39
1.4.2.13 Grupo Real	40
1.4.4 Geología del Petróleo	44
1.4.4.1 Roca Generadora	44
1.4.4.2 Roca Reservorio	44
1.4.4.3 Roca Sello	44
1.4.4.4 Migración	45
1.5 DEFINICIÓN DE YACIMIENTOS Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	45
2. RECOBRO MEJORADO DE PETRÓLEO	47
2.1 FUNDAMENTOS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS	51
2.2 RECOBRO TÉRMICO	52
2.2.1 Consideraciones Generales para la Aplicación de los Procesos de Recobro Térmico	53
2.2.1.1 Profundidad	53
2.2.1.2 Porosidad	54
2.2.1.3 Espesor de formación	54
2.2.1.4 Saturación de Petróleo	54

2.2.1.5	Permeabilidad de la formación	54
2.2.1.6	Estratificación	55
2.2.1.7	Movilidad del Petróleo	55
2.2.2	Mecanismos de Transferencia de Calor	55
2.2.2.1	Conducción	56
2.2.2.2	Convección	56
2.2.2.3	Radiación	57
2.2.3	Propiedades Térmicas de la Roca y los Fluidos	58
2.2.3.1	Capacidad Calorífica volumétrica	58
2.2.3.2	Conductividad Térmica	58
2.2.3.3	Difusividad Térmica	58
2.2.3.4	Coeficiente de Expansión Térmica	59
2.2.4.	Inyección de Vapor	59
2.2.5	Inyección continua de vapor	61
2.2.5.1	Parámetros para inyección continua de vapor	61
2.2.5.2	Mecanismos implicados en la inyección continua de vapor	61
2.2.5.3	Caso de estudio	63
2.2.6	Inyección cíclica de vapor	64
2.2.6.1	Generalidades de la Inyección Cíclica de Vapor	64
2.2.6.2	Reseña histórica	65
2.2.6.3	Mecanismos de Operación	66
2.2.6.4	Características del Proceso	68
2.2.6.5	Condiciones Generales de Aplicación de la Inyección Cíclica de Vapor	69
2.2.6.6	Aplicaciones de la Inyección Cíclica de Vapor en Campo	70
2.3	RECOBRO MEJORADO CON QUÍMICOS	71
2.3.1	Inyección de Surfactantes	72
2.3.1.1	Estructura de los surfactantes	72
2.3.1.2	Clasificación de los surfactantes	73
2.3.2	Inyección de álcali.	79
2.3.2.1	Mecanismos de desplazamiento asociados a la inyección de Álcali	82
2.3.2.2	Interacción álcali-roca	83
2.3.3	Inyección de álcali-surfactante	87
2.3	PROCESOS TERMÓQUÍMICOS	87
2.4.1	Inyección de surfactante a alta temperatura	87
2.4.2	Inyección de álcali-surfactante a alta temperatura	90
3.	EVALUACIÓN DEL IMPACTO EN EL FACTOR DE RECOBRO DEL CAMPO TECA COCORNÁ AL APLICAR EL MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO PROPUESTO	93
3.1	DESCRIPCIÓN DE LA SUITE CMG	93
3.1.1	IMEX	93
3.1.2	GEM	94
3.1.3	STARS	94

3.1.4 BUILDER	94
3.1.5 Secciones de ingreso de datos	94
3.2 DESCRIPCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO	96
3.2.1 Composición del modelo 3D original	97
3.2.1.1 Número de celdas definidas	97
3.2.1.2 Número de nodos definidos	97
3.2.1.3 Área de la celda	97
3.2.1.4 Área del modelo	97
3.2.2 Composición del modelo 3D modificado	97
3.2.2.1 Número de celdas definidas en el modelo modificado	98
3.2.2.2 Número de nodos definidos en el modelo modificado	98
3.2.2.3 Área de la celda	98
3.2.2.4 Área del modelo	98
3.2.3 Propiedades generales del yacimiento	98
3.2.4 Propiedades térmicas de la roca	99
3.2.5 Información contenida en el modelo estático del campo	100
3.2.6 Modificación realizada al modelo para agregar un nuevo tipo de litología	101
3.3 ESCENARIOS DE SIMULACIÓN RECREADOS	103
3.3.1 Recreación de la inyección continua de vapor por medio del simulador	103
3.3.1.1 Cálculos previos	103
3.3.1.2 Información ingresada al simulador para representar el proceso de inyección continua de vapor	106
3.3.1.3 Condiciones de recreación del proceso de inyección continua de vapor	110
3.3.1.4 Pozos generados para recreación de escenarios de simulación	112
3.3.1.5 Variables de proceso sensibilizadas por medio de la simulación numérica para la inyección continua de vapor	113
3.3.1.6 Resultados de las sensibilidades realizadas a la inyección continua de vapor	114
3.3.1.7 Escenario óptimo de inyección continua de vapor	120
3.3.2 Recreación de la inyección continua de vapor asistida por surfactante por medio de la suite CMG	126
3.3.2.1 Surfactante utilizado en la simulación	127
3.3.2.2 Condiciones para realizar la inyección de surfactante a temperatura del yacimiento	128
3.3.2.3 Condiciones para realizar la inyección de surfactante a alta temperatura	139
3.3.3 Modificaciones realizadas para recrear el efecto de la lutita en los escenarios de simulación expuestos	143
3.3.3.1 Sección Rock-Fluid Interaction	143
3.3.3.2 Rock Fluid Types	144

3.3.4 Variables de proceso sensibilizadas por medio de la simulación numérica para la inyección continua de vapor Asistida por surfactante	144
3.3.4.1 Resultados obtenidos al sensibilizar la inyección continua de vapor asistida por surfactante	145
3.3.5 Escenario óptimo seleccionado de la inyección continua de vapor asistida por surfactante	150
3.3.6 Recreación de la inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante mediante simulación numérica	160
3.3.6.1 Agente álcali utilizado en la simulación	161
3.3.6.2 Condiciones para realizar la inyección de álcali a temperatura de yacimiento	162
3.3.6.3 Condiciones para realizar la inyección de álcali a alta temperatura	171
3.3.6.4 Modificaciones realizadas para la recreación de la inyección de álcali-surfactante en lutita a temperatura del yacimiento y a alta temperatura	175
3.3.7 Variables de proceso sensibilizadas por medio de la simulación numérica para la inyección continua de vapor Asistida por álcali-surfactante	177
3.3.7.1 Resultados obtenidos al sensibilizar la inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante	178
3.3.8 Escenario seleccionado como representativo de la inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante	184
3.4 COMPARACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS ÓPTIMOS EN FUNCIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO	195
4. CONCLUSIONES	198
5. RECOMENDACIONES	199
BIBLIOGRAFÍA	200
ANEXOS	205

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de la ubicación del Campo Teca-Cocorná.	32
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada cuenca del Valle Medio del Magdalena.	33
Figura 3. Cuadro de convenciones utilizado en la columna estratigráfica.	34
Figura 4. Rasgos estructurales esenciales del Valle Medio del Magdalena.	41
Figura 5. Corte Geológico MM', identificación estructuras geológicas cuenca Valle Medio del Magdalena.	42
Figura 6. Corte Geológico QQ', identificación estructuras geológicas cuenca Valle Medio del Magdalena.	42
Figura 7. Corte Geológico WW', identificación estructuras geológicas cuenca Valle Medio del Magdalena.	43
Figura 8. Corte Geológico NN', identificación estructuras geológicas cuenca Valle Medio del Magdalena.	43
Figura 9. Corte Geológico TT', identificación estructuras geológicas cuenca Valle Medio del Magdalena.	43
Figura 10. Clasificación de métodos de recobro en un reservorio	50
Figura 11. Esquema de transferencia de calor por conducción.	56
Figura 12. Proceso de transferencia de calor por convección.	57
Figura 13. Emisión de radiación en un caso típico.	58
Figura 14. Etapas de la inyección continua de vapor.	62
Figura 15. Esquema de un proceso de inyección cíclica de vapor.	65
Figura 16. Esquema típico de un proceso de inyección cíclica de vapor.	68
Figura 17. Representación de la forma estructural básica de un surfactante.	73
Figura 18. Molécula de surfactante y su orientación en el agua.	73
Figura 19. Formación de micelas.	77
Figura 20. Diferentes modelos estructurales de las micelas.	79
Figura 21. Mecanismo general de <i>alkaline flooding</i> .	80
Figura 22. Esquema de equipo utilizado para medir la estabilidad térmica.	88
Figura 23. Superficies estructurales de las que se compone el modelo de simulación.	96
Figura 24. Visualización 2D en la suite CMG del modelo estático del Campo Teca-Cocorná.	100
Figura 25. Modelo estático con los arreglos de cinco pozos generados para escenarios de simulación térmica y termoquímica.	112
Figura 26. Patrón seleccionado para evaluar los diferentes procesos de recobro.	114

Figura 27. Temperatura (°F) del reservorio al iniciar la simulación.	121
Figura 28. Temperatura (°F) en el reservorio al quinto año de simulación.	121
Figura 29. Temperatura (°F) en el reservorio al final de la simulación.	122
Figura 30. Viscosidad del petróleo (cP) al inicio de la simulación en el arreglo confinado.	123
Figura 31. Viscosidad del petróleo (cP) al quinto año de simulación en el arreglo confinado.	123
Figura 32. Viscosidad del petróleo (cP) al final de la simulación en el arreglo confinado.	124
Figura 33. Densidad del petróleo (lb/ft ³) al iniciar la simulación en el arreglo confinado.	125
Figura 34. Densidad del petróleo (lb/ft ³) al quinto año de simulación en el arreglo confinado.	125
Figura 35. Densidad del petróleo (lb/ft ³) al final de la simulación en el arreglo confinado.	126
Figura 36. Densidad del petróleo (lb/ft ³) al iniciar la simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.	152
Figura 37. Densidad del petróleo (lb/ft ³) al quinto año de simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.	152
Figura 38. Densidad del petróleo al final de la simulación de recobro termoquímico.	153
Figura 39. Viscosidad del petróleo (cP) al inicio de la simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.	154
Figura 40. Viscosidad del petróleo (cP) al quinto año de simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.	154
Figura 41. Viscosidad del petróleo (cP) al final de la simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.	155
Figura 42. Fracción molar de surfactante antes del inicio de la simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.	156
Figura 43. Fracción molar de surfactante al segundo año de simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.	156
Figura 44. Fracción molar de surfactante al cuarto año de simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.	157
Figura 45. Fracción molar del surfactante al sexto año de simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.	157
Figura 46. Fracción molar del surfactante al octavo año de simulación de recobro termoquímico.	158
Figura 47. Fracción molar de surfactante al final de la simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.	158
Figura 48. Tensión interfacial (dina/cm) en el yacimiento al iniciar la simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.	159
Figura 49. Tensión interfacial (dina/cm) en el yacimiento al quinto año de simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.	159

Figura 50. Tensión interfacial (dina/cm) en el yacimiento al final de la simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.	160
Figura 51. Densidad del petróleo (lb/ft ³) al inicio de la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.	185
Figura 52. Densidad del petróleo (lb/ft ³) al quinto año de simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.	186
Figura 53. Densidad del petróleo (lb/ft ³) al final de la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.	186
Figura 54. Viscosidad del petróleo (cP) al iniciar la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.	187
Figura 55. Viscosidad del petróleo (cP) al quinto año de simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.	188
Figura 56. Viscosidad del petróleo (cP) al final de la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.	188
Figura 57. Fracción molar del agente tensoactivo al inicio de la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.	189
Figura 58. Fracción molar del agente tensoactivo al quinto año de la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.	190
Figura 59. Fracción molar del agente tensoactivo al final de la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.	190
Figura 60. Fracción molar del ion sodio al inicio de la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.	191
Figura 61. Fracción molar del ion sodio al quinto año de la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.	192
Figura 62. Fracción molar del ion sodio al final de la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.	192
Figura 63. Tensión interfacial (dina/cm) en el yacimiento al inicio de la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante.	193
Figura 64. Tensión interfacial (dina/cm) en el yacimiento al quinto año de la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.	194

Figura 65. Temperatura en el yacimiento (dina/cm) al final de la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.

194

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Influencia de cada mecanismo de recuperación primaria en el recobro de petróleo.	47
Gráfica 2. Relación entre viscosidad de un crudo y temperatura.	52
Gráfica 3. Relación de la viscosidad del crudo y agua con la temperatura.	59
Gráfica 4. Aumento de producción de petróleo en California, USA. Debido a la implementación de inyección de vapor.	60
Gráfica 5. Comportamiento de producción arreglo de diez pozos, campo Kern River.	64
Gráfica 6. Comportamiento de producción a través del tiempo para el campo "Midway Sunset"	66
Gráfica 7. Curva de desaturación capilar.	72
Gráfica 8. Grafica de energía en la superficie o interface versus la concentración de surfactante.	77
Gráfica 9. Diferentes especies de sílice existentes en ciertos rangos de pH.	86
Gráfica 10. Estabilidad térmica para los surfactantes del tipo PS, AOS Y AAS Sintético.	89
Gráfica 11. Gráfica de la variación del comportamiento de la IFT respecto a la temperatura y salinidad para un sistema con surfactante al 1% en peso de AAS.	90
Gráfica 12. Grafica del comportamiento de la IFT en la inyección de álcali, inyección de surfactante e inyección surfactante-álcali.	91
Gráfica 13. Curvas de permeabilidades relativas para las lutitas.	102
Gráfica 14. Curvas de permeabilidades relativas para las areniscas a 110 °F.	108
Gráfica 15. Curvas de permeabilidades relativas para las areniscas a 550 °F.	108
Gráfica 16. Curvas de permeabilidades relativas para las lutitas a 110°F.	109
Gráfica 17. Curvas de permeabilidades relativas para las lutitas a 550°F.	109
Gráfica 18. Variación del factor de recobro con la tasa de inyección.	115
Gráfica 19. Variación del factor de recobro con la calidad de vapor.	116
Gráfica 20. Variación del factor de recobro con el intervalo abierto a flujo.	117
Gráfica 21. Variación del factor de recobro con la variación después de dos años.	118
Gráfica 22. Variación del factor de recobro con el área del patrón.	119
Gráfica 23. Variación de la IFT en función de la concentración de surfactante a 100°F	134

Gráfica 24. Permeabilidades relativas agua – aceite Set 2.	136
Gráfica 25. Permeabilidades relativas agua – aceite set 3.	137
Gráfica 26. Curva de Desaturación Capilar.	138
Gráfica 27. Cambio de los <i>endpoints</i> de las curvas de permeabilidad relativa en función del cambio de la temperatura en el segundo set de interpolación.	143
Gráfica 28. Variación del factor de recobro con la concentración de AAS.	146
Gráfica 29. Variación del factor de recobro con la temperatura del bache de AAS.	147
Gráfica 30. Variación del factor de recobro con la calidad del bache de AAS.	148
Gráfica 31. Variación del factor de recobro con la tasa del bache de AAS.	150
Gráfica 32. Relación entre la gravedad API y el número ácido del crudo.	163
Gráfica 33. Cambio de la tensión interfacial en función de la concentración del agente tensoactivo a 100°F.	171
Gráfica 34. Cambio de la tensión interfacial a la concentración del agente tensoactivo a 100, 150, 250, 350, 446 y 572°F.	174
Gráfica 35. Variación en el factor de recobro de la concentración de álcali.	180
Gráfica 36. Variación en el factor de recobro de calidad de vapor en bache AS.	181
Gráfica 37. Variación en el factor de recobro por la temperatura del bache AS.	182
Gráfica 38. Variación en el factor de recobro con la tasa del bache AS.	183
Gráfica 39. Comparación de los escenarios óptimos.	196

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Características generales cuenca Valle Medio de Magdalena.	30
Cuadro 2. Información general de los yacimientos para el Campo Teca-Cocorná	45
Cuadro 3. Screening para inyección de vapor.	55
Cuadro 4. Resumen datos del campo Kern River, 1968.	63
Cuadro 5. Criterios para la aplicación de la tecnología e información promedio de los campos.	68
Cuadro 6. Clasificación de surfactantes según su estructura.	74
Cuadro 7. Tipos de inyección de surfactante.	76
Cuadro 8. Datos generales del yacimiento en estudio.	99
Cuadro 9. Propiedades térmicas de las rocas.	99
Cuadro 10. Curvas de permeabilidades relativas para las lutitas.	101
Cuadro 11. Variación de los <i>endpoints</i> de las curvas de permeabilidad relativa en función de la temperatura de inyección para las areniscas.	107
Cuadro 12. Variación de los <i>endpoints</i> de las curvas de permeabilidad relativa en función de la temperatura de inyección.	109
Cuadro 13. Condiciones operativas solicitadas por Ecopetrol S.A.	110
Cuadro 14. Datos ingresados en la sección <i>Wells & Recurrent</i>	111
Cuadro 15. Condiciones operativas a sensibilizar en la inyección continua de vapor.	113
Cuadro 16. Características operativas pozos inyectoros.	114
Cuadro 17. Resultados obtenidos al sensibilizar la tasa inicial de inyección.	115
Cuadro 18. Resultados obtenidos al sensibilizar la calidad de vapor.	116
Cuadro 19. Resultados obtenidos al sensibilizar el intervalo abierto al flujo.	117
Cuadro 20. Resultados obtenidos al sensibilizar la variación de la tasa inicial de inyección después de dos años.	118
Cuadro 21. Resultados obtenidos al sensibilizar el área del patrón.	119
Cuadro 22. Escenario ideal de la inyección continua de vapor.	120
Cuadro 23. Resultados obtenidos en el escenario óptimo de la inyección continua de vapor.	120
Cuadro 24. Información ingresada al simulador para representar la adsorción de surfactante.	131
Cuadro 25. Información ingresada en el simulador para el modelamiento de la disminución de la IFT.	133
Cuadro 26. Cambio de la IFT en función de la concentración del surfactante a 100°F.	133
Cuadro 27. Datos para la generación de las permeabilidades relativas del segundo set de interpolación.	134

Cuadro 28. Permeabilidades relativas agua – aceite Set 2.	135
Cuadro 29. Permeabilidades relativas agua – aceite Set 3.	136
Cuadro 30. Valores de DTRAPW y su relación con la disminución del Sor.	138
Cuadro 31. Variación de la IFT en función de la concentración del surfactante a 150°F.	139
Cuadro 32. Variación de la IFT en función de la concentración del surfactante a 250°F.	140
Cuadro 33. Variación de la IFT en función de la concentración del surfactante a 350°F.	141
Cuadro 34. Variación de la IFT en función de la concentración del surfactante a 446°F.	141
Cuadro 35. Variación de la IFT en función de la concentración del surfactante a 572°F.	141
Cuadro 36. Cambio de los <i>endpoints</i> de las curvas de permeabilidad relativa en función del cambio de la temperatura en el segundo set de interpolación.	142
Cuadro 37. Información ingresada al simulador para representar la adsorción de surfactante.	144
Cuadro 38. Variables de proceso sensibilizadas para la inyección continua de vapor asistida por surfactante.	145
Cuadro 39. Resultados obtenidos al sensibilizar la concentración del surfactante en el vapor.	146
Cuadro 40. Resultados obtenidos al sensibilizar la temperatura de inyección del bache de surfactante.	147
Cuadro 41. Resultados obtenidos al sensibilizar la calidad de vapor a la que se inyectará el bache de surfactante.	148
Cuadro 42. Resultados obtenidos al sensibilizar la tasa a la que se inyectará el bache de surfactante.	149
Cuadro 43. Escenario ideal de la inyección continua de vapor asistida por surfactante.	150
Cuadro 44. Resultados escenario ideal de la inyección continua de vapor asistida por surfactante.	151
Cuadro 45. Disociación KOH.	164
Cuadro 46. Disociación NaOH.	165
Cuadro 47. Reacción de todos los componentes ácidos.	165
Cuadro 48. Fracción molar ácida	166
Cuadro 49. Información digitada del simulador para representar la adsorción del hidróxido de sodio (NaOH) en la arenisca.	168
Cuadro 50. Información digitada del simulador para representar la adsorción del agente tensoactivo en arenisca.	168
Cuadro 51. Información digitada del simulador para representar la adsorción del ion sodio (Na ⁺) en la arenisca	169
Cuadro 52. Variación de la tensión interfacial en función de la concentración del agente tensoactivo a 100°F.	170

Cuadro 53. Información ingresada al simulador para representar el efecto de la disminución de la tensión interfacial.	170
Cuadro 54. Cambio de la tensión interfacial en función de la concentración del agente tensoactivo a 150°F.	172
Cuadro 55. Cambio de la tensión interfacial en función de la concentración del agente tensoactivo a 250°F.	172
Cuadro 56. Cambio de la tensión interfacial en función de la concentración del agente tensoactivo a 350°F.	172
Cuadro 57. Cambio de la tensión interfacial en función de la concentración del agente tensoactivo a 446°F.	173
Cuadro 58. Cambio de la tensión interfacial en función de la concentración del agente tensoactivo a 572°F.	174
Cuadro 59. Información digitada del simulador para representar la adsorción del hidróxido de sodio (NaOH) en la lutita.	176
Cuadro 60. Información digitada en el simulador para representar la adsorción del agente tensoactivo en la lutita.	176
Cuadro 61. Información digitada en el simulador para representar la adsorción del ión sodio (Na ⁺) en la lutita.	176
Cuadro 62. Variables de proceso sensibilizadas para la inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante.	177
Cuadro 63. Resultados obtenidos al sensibilizar la concentración del surfactante en el vapor.	178
Cuadro 64. Resultados obtenidos al sensibilizar la concentración del álcali en el vapor.	179
Cuadro 65. Resultados obtenidos al sensibilizar la calidad de vapor a la que se inyectará el bache de químicos.	181
Cuadro 66. Resultados obtenidos al sensibilizar la temperatura a la que se inyectará el bache de químicos.	182
Cuadro 67. Resultados obtenidos al sensibilizar la tasa a la que se inyectará el bache de químicos.	183
Cuadro 68. Escenario ideal de la inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante.	184
Cuadro 69. Resultados escenario ideal de la inyección continua de vapor asistida por surfactante.	184
Cuadro 70. Comparación de los escenarios óptimos.	195

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Número capilar para un crudo mojado por agua.	71
Ecuación 2. Gradiente de Fractura Máximo.	103
Ecuación 3. Gradiente de Fractura Mínimo.	104
Ecuación 4. Velocidad promedio del desplazamiento de los fluidos en el interior del yacimiento.	105
Ecuación 5. Tiempo a la ruptura	105
Ecuación 6. Volumen poroso que ha sido contactado por medio de los fluidos de desplazamiento.	105
Ecuación 7. Gradiente de presión.	106
Ecuación 8. Conversión principal asociada a la adsorción de surfactante para la arena.	130
Ecuación 9. Densidad de la formación por medio de la porosidad.	130
Ecuación 10. Conversión de densidad de la arenisca.	131
Ecuación 11. Fracción molar de un soluto en solución	132
Ecuación 12. Conversión de ppm a fracción másica.	132
Ecuación 13. Número ácido en función de la gravedad API.	163
Ecuación 14. Masa que reacciona en la ecuación para cualquier componente.	164
Ecuación 15. Ecuación para calcular las moles equivalentes.	166

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Resultados de simulación para la inyección continua de vapor	206
Anexo B. Resultados de simulación de la inyección continua de vapor asistida por surfactante	219
Anexo C. Resultados sensibilidades por simulación numérica de la inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante	230
Anexo D. Modelo 2d desarrollado del campo teca-cocorná	243

GLOSARIO

DESPLAZAMIENTO INMISIBLE: desplazamiento de petróleo ocasionado por la acción de un fluido que genera fuerzas interfaciales en contacto con el petróleo.

DESPLAZAMIENTO MISCIBLE: desplazamiento de petróleo ocasionado por la acción de un fluido que genera fuerzas interfaciales en contacto con el petróleo nulas o ultrabajas.

EFICIENCIA DE BARRIDO VOLUMÉTRICA: relación matemática entre el volumen total del yacimiento o arreglo y el volumen ocupado por el fluido desplazante.

EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO: relación matemática entre la saturación de petróleo desplazado y el volumen inicial de petróleo, expresado en fracción (0-1).

FACTOR DE RECOBRO: valor numérico en el rango de cero a uno que representa la fracción del volumen total de hidrocarburos que puede ser recuperado bajo un esquema de explotación.

MOJABILIDAD: llamada también humectabilidad, es la tendencia de un fluido a adherirse a un sólido preferencialmente al estar en presencia de otro fluido con el que es inmiscible. En yacimientos de petróleo se encuentran rocas mojadas por agua, por aceite y de mojabilidad mixta.

NÚMERO ÁCIDO: valor numérico relacionado con la concentración de compuestos ácidos contenidos en el petróleo. Éste es la masa de hidróxido de potasio (KOH) en miligramos requerida para neutralizar un gramo de petróleo.

NÚMERO CAPILAR: relación adimensional entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares (tensión interfacial-superficial).

PERMEABILIDAD: medida relacionada con la capacidad del medio poroso para permitir el flujo de fluidos a través de él. Matemáticamente expresada por la Ley de Darcy.

PERMEABILIDAD RELATIVA: relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta.

PRESIÓN CAPILAR: fuerza por unidad de área inducida por el efecto combinado de tensiones interfaciales y superficiales, definido además como el diferencial de presión entre la fase no mojante y la mojante.

RAZÓN DE MOVILIDAD: relación matemática entre la movilidad (cociente entre permeabilidad efectiva y la viscosidad de un fluido) del fluido desplazante y el desplazado.

SATURACIÓN: es la relación entre el volumen poroso ocupado por un fluido y el volumen poroso de la roca reservorio.

TENSIÓN INTERFACIAL: es fuerza ejercida en la interfaz de dos líquidos inmiscibles por unidad de longitud, debido a que una molécula experimenta diferentes interacciones moleculares cerca de la interfase que en los puntos más alejados de esta. En el caso del sistema líquido-gas es llamada tensión superficial.

VISCOSIDAD: tendencia de un fluido en movimiento a buscar el estado de reposo. Resistencia de un fluido al flujo ante la aplicación de una fuerza.

ABREVIATURAS

ac-ft	Acre-Feet, Acre-pie, Acres-pie
API	American Petroleum Institute.
AS	Álcali-Surfactante.
BbL	Barriles.
CMG	Computer Modeling Group.
cP	CentiPoise.
D	Darcy.
EOR	Enhanced Oil Recovery (recobro mejorado de petróleo).
°F	Grados Fahrenheit.
Ft	Feet, pies.
h	Espesor TVDss de la formación
HLB	hydrophilic/lipophilic balance (Balance hidrofílico/lipofílico).
IFT	Interfacial Tensión, Tensión Interfacial.
IOR	Improved Oil Recovery.
k	Permeabilidad.
mD	MiliDarcy.
NCAP	Número capilar.
NW-SE	Northwest-SouthEast (Noroccidente-suroriente).
OOIP	Original Oil in Place, Petróleo Original.
POES	Petróleo Original En Sitio.
ppm	Partes por millón (mg/kg; gr/Ton).
PSI	Pounds Per Square-inch (Libras por pulgada cuadrada).
PVT	Presión-Volumen-Temperatura.
RO	Coficiente de reflectancia a la Vitrinita (%).
SNM	Sinclinal Nuevo Mundo.
SOR	Saturación de Petróleo Residual.
STB	Stock Tank Barrel, barriles en superficie.
TOC	Total Organic Content (Contenido de materia orgánica total = COT).
VMM	Valle Medio de Magdalena.
μ	Viscosidad Absoluta.
VP	Volumen Poroso.

RESUMEN

En el presente trabajo se describen las metodologías concernientes a la inyección continua de vapor asistida por surfactante y álcali-surfactante, con el fin de evaluar alternativas que incrementen el factor de recobro de Campos que manejan crudos pesados, en este caso el Campo Teca-Cocorná.

Como primera medida se realiza una descripción del modelo estático de simulación entregado por ECOPETROL S.A. en su convenio con el instituto colombiano de petróleo (ICP), además de una breve descripción de la suite CMG con sus distintos módulos y características. Se pormenorizan los procedimientos llevados a cabo en la creación de los diferentes escenarios de simulación y su secuencia de trabajo. Primeramente, se describe el proceso de recobro térmico y posteriormente el proceso termoquímico.

Con los resultados obtenidos de los escenarios de simulación, se realiza un análisis de sensibilidad de las variables que tienen un mayor impacto sobre el factor de recobro, para así formular los escenarios óptimos donde se obtengan los mayores beneficios de la metodología en cuestión.

Durante los diferentes procedimientos llevados a cabo, se hace un análisis de los resultados obtenidos en un marco técnico/operativo y así de las condiciones propicias para su implementación.

PALABRAS CLAVE

- CMG.
- Crudo pesado.
- Factor de recobro.
- Inyección de químicos.
- Inyección de vapor.
- Recobro mejorado.
- Simulación numérica.

INTRODUCCIÓN

Históricamente la industria petrolera ha centrado su mirada en los yacimientos de petróleo convencionales, debido principalmente a que la producción de crudos pesados propone numerosas dificultades, tanto en su extracción (debido a las altas viscosidades) como en su rentabilidad (ya que contiene mayores concentraciones de metales y compuestos indeseables, lo que resulta en mayores esfuerzos y erogaciones para obtener productos utilizables).

En las últimas décadas el interés en las reservas de petróleo pesado (22.3°API o menores) ha tomado lugar, esto debido a la declinación de producción de yacimientos convencionales, además de estos sólo representar un 30% de las reservas totales mundiales. Las reservas de petróleo pesado prometen ser la solución futura a la demanda de hidrocarburos, por lo que se ha incentivado la investigación y desarrollo en metodologías que faciliten su extracción.

Esta investigación tiene por objetivo el evaluar la viabilidad técnica de la inyección continua de vapor asistida por surfactante y álcali-surfactante como método de recobro mejorado para yacimientos de crudo pesado (Campo Teca-Cocorná). Lo que se busca con los diferentes escenarios planteados, es cuantificar el impacto que tiene sobre el factor de recobro, la implementación paralela de procesos térmicos y químicos, obteniendo así el beneficio de ambas técnicas como lo son: la disminución de la tensión interfacial entre el agua y el crudo generada por el surfactante y el agente álcali, disminución de la viscosidad debido a la energía calorífica transferida al petróleo a través del vapor y su posterior destilación/vaporización de fracciones livianas, entre otros mecanismos.

Para el desarrollo de este trabajo se ha realizado una extensa investigación de los mecanismos y características de cada uno de los procesos y junto con la herramienta de simulación numérica CMG se han recreado los diferentes escenarios dentro del ámbito de recobro mejorado.

Con este trabajo se desea incentivar la investigación y desarrollo en el ámbito de recobro mejorado y extracción de petróleo pesado en las diferentes instituciones relacionadas con la industria de petróleo en el país, además de contribuir en la disminución de la incertidumbre actual sobre este tipo de metodologías, con lo cual se puedan brindar soluciones técnicas e ingenieriles a las compañías que enfrentan el reto de explotar este tipo de yacimientos.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Estudiar la viabilidad técnica de la inyección continua de vapor asistida con químicos (Surfactante, Álcali-Surfactante) como método de recobro mejorado para el campo Teca-Cocorná mediante simulación numérica.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las características geológicas del campo Teca-Cocorná.
2. Describir las principales características de la tecnología, inyección continua de vapor asistida con químicos (Surfactante, Álcali-Surfactante).
3. Evaluar el impacto en el factor de recobro del campo Teca-Cocorná debido a la implementación de: Inyección continua de vapor convencional y finalmente la inyección continua de vapor asistida con químicos (Surfactante, Álcali-Surfactante) mediante simulación numérica.

1. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO TECA-COCORNÁ

En el presente capítulo se enuncian todas las generalidades respectivas del Campo Teca-Cocorná, su reseña histórica, su estratigrafía, las condiciones estructurales, la descripción de sus formaciones geológicas. Se espera que esta información sirva como referencia al lector para contextualizarse con las condiciones que se presentan actualmente en el campo.

1.1 GENERALIDADES

La cuenca del Valle Medio del Magdalena posee una extensión de 32,949 km². Está localizada a lo largo de la porción Central y Oriental en los Andes colombianos. La exploración de hidrocarburos ha sido orientada principalmente a la identificación de trampas estructurales en depósitos cenozoicos. Las trampas estratigráficas no han sido estudiadas en detalle.

La secuencia cretácica está compuesta por depósitos calcáreos y siliciclasticos de origen marino a transicional. En contraste las rocas cenozoicas fueron acumuladas principalmente en ambientes continentales (abanicos aluviales y depósitos fluviales con influencia marina). Tres fases de deformación han sido reconocidas: Fase extensional, de cabalgamiento y transurrencia, relacionadas con la mayor parte de las trampas de la cuenca. A continuación, se presenta un esquema con la información general de la cuenca¹.

Cuadro 1. Características generales cuenca Valle Medio de Magdalena.

Cuenca	▶ Valle Medio del Magdalena
Tipo de cuenca	▶ Fosa tectónica poli-histórica a cuenca de antepaís fragmentada
Área de la cuenca	▶ 32 949 km ² / 3 294 942 Ha
Área disponible	▶ 12 906 km ² / 1 290 662 Ha
Pozos perforados	▶ 5699
Sísmica 2D	▶ > 63 programas sísmicos
Campos descubiertos	▶ 51
Roca Generadora	▶ La Luna-Simití-Tablazo-Rosablanca-Umir
Roca Reservorio	▶ Lisama-Esmeraldas-La Paz-Colorado-Mugrosa
Roca Sello	▶ Simití-Umir / Esmeraldas-Mugrosa-La Cira-Colorado
Tipo de hidrocarburo	▶ Petróleo y gas

Fuente. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Información Geológica y Geofísica. Estudios Integrados y Modelamientos. Poster Técnicos tipo I. 2009. p. 17.

¹ Agencia Nacional de Hidrocarburos. Información Geológica y Geofísica. Estudios Integrados y Modelamientos. Poster Técnicos tipo I. 2009. p. 17

1.2 RESEÑA HISTÓRICA

El campo Teca-Cocorná fue descubierto por la Texas Petroleum Company en 1963. Se encuentra limitado por un polígono que definía el previo contrato de asociación 844, que revirtió para el estado el 25 de febrero de 1997. En el año de 1980 se firmaron los acuerdos de Asociación Cocorná, Asociación Teca y Asociación Nare, para el desarrollo comercial de estos tres campos, de forma respectiva, que darían continuidad al desarrollo de crudos pesados alrededor del antiguo contrato de concesión Cocorná 844 iniciado en 1959.²

1.3 LOCALIZACIÓN

El campo Teca-Cocorná se encuentra ubicado en el extremo sur de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, entre las cordilleras Central y Oriental, en el corregimiento del Municipio de Puerto Perales, Departamento de Antioquia. Posee una extensión de 150 hectáreas (371 acres) que se extiende sobre el departamento de Antioquia, al Origen de la cordillera central a 144 kilómetros al Norte del municipio de Puerto Boyacá; al Sur limita con el Río Cocorná, afluente del Río Magdalena, este a su vez es límite oriental del campo.

El campo está ubicado entre las coordenadas 1°159.900 a 1°161.200 Norte y 941.900 a 943.900 Este origen Bogotá. El área del campo Teca-Cocorná se encuentra ubicado dentro del área de la denominada asociación Teca-Cocorná, al Sur del área comercial del Campo Nare.

² ECOPETROL S.A. Oportunidades visualizadas Campos Teca - Cocorná superintendencia de yacimientos. Bogotá D.C. 2010, p. 1.

Figura 1. Mapa de la ubicación del Campo Teca-Cocorná.



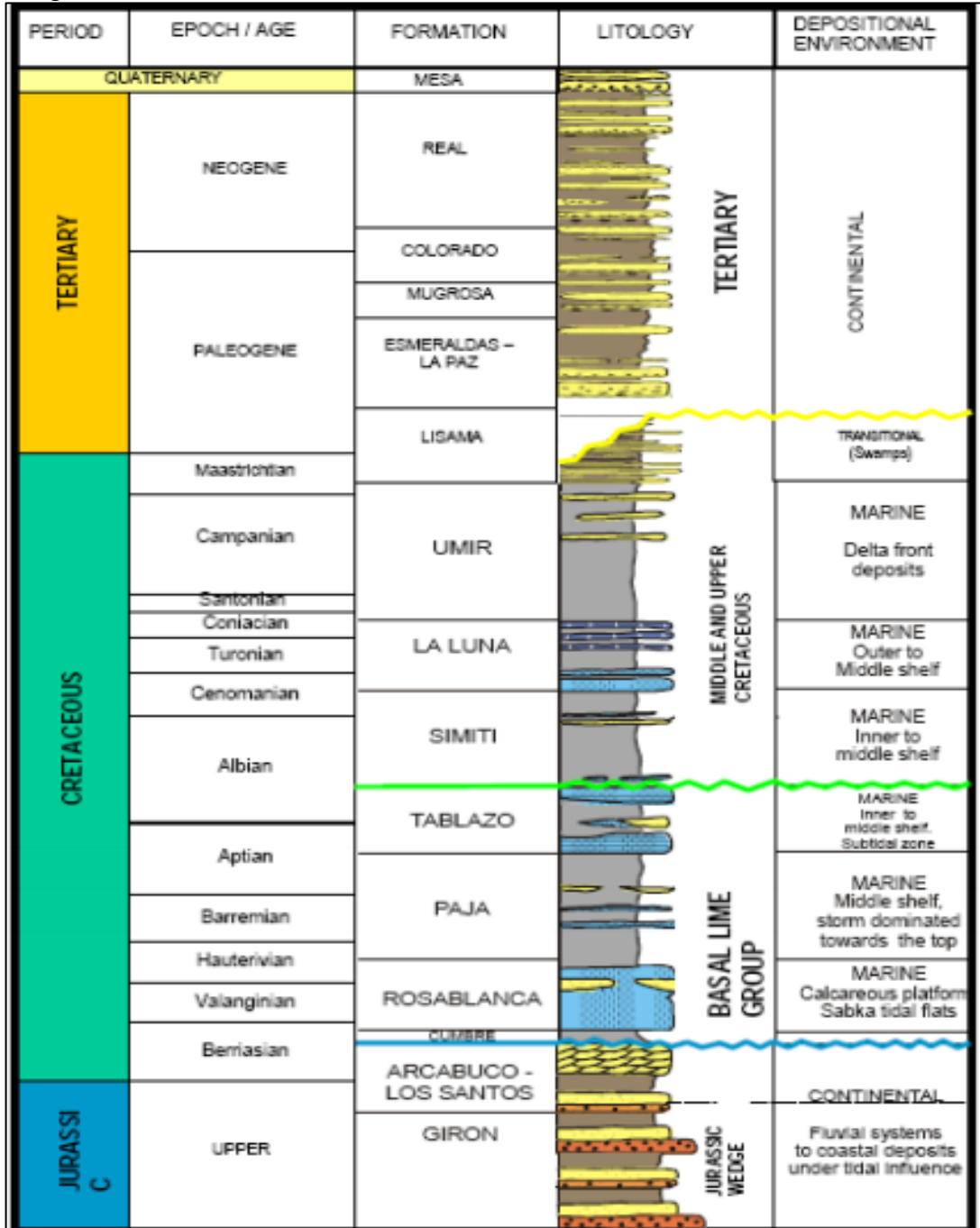
Fuente. OMIMEX LTD. DE COLOMBIA. Localización del campo Teca-Cocorná. La playa de Belén [en línea], 15 de enero de 2013 [revisado 14 de Julio del 2017]. Disponible en Internet: www.laplayadebelen.org.

1.4 MARCO GEOLÓGICO DEL CAMPO TECA COCORNÁ

En la presente sección, se especificarán diversos conceptos, entre los cuales podemos encontrar la columna estratigráfica, el modelo estructural, la descripción de las formaciones y la geología del petróleo.

1.4.1 Columna Estratigráfica.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente. Instituto Colombiano de Geología y Minería. Cartografía geológica y muestreo geoquímico escala 1:100000 de la plancha 150 – cimitarra VMM. Bogotá. Diciembre 2008. p. 46.

Figura 3. Cuadro de convenciones utilizado en la columna estratigráfica.

LITOLOGÍA	SELECCIÓN	ESTRATIFICACIÓN INTERNA
 Arcillolita/Shale	Muy bien seleccionada <i>mbs</i> Bien seleccionada <i>bs</i> Moderadamente seleccionada <i>ms</i> Pobrementemente seleccionada <i>ps</i> Muy mal seleccionada <i>mms</i>	Plana paralela Plana paralela discontinua Plana no paralela Lenticular Nodular Gradada Ondulada paralela Ondulada no paralela Inclinada Sin estratificación
 Lodolita	REDONDEZ Muy angular Angular Subangular Subredondeado Redondeado Bien redondeado	ESTRUCTURAS INTERNAS Nódulos Concreciones Venas Madrigueras Oolitos Huellas de Pisadas Moldes de carga
 Limolita	MATRIZ-CEMENTO Matriz-soportada <i>MS</i> Grano-soportada <i>GS</i>	FÓSILES Amonitas Bivalvos Algas Foraminíferos
 Arenita	MINERALES ACCESORIOS Glauconita <i>G</i> Hematita <i>H</i> Mica <i>(</i> Nódulos Fosfáticos <i>P</i> Pirita <i>#</i> Siderita <i>S</i>	
 Conglomerado		
 Chert		
 Caliza		
 Caolín		
 Carbón		

Fuente. Instituto Colombiano de Geología y Minería. Cartografía geológica y muestreo geoquímico escala 1:100000 de la plancha 150 – cimitarra VMM. Bogotá. Diciembre 2008. p. 47.

1.4.2 Descripción de las formaciones geológicas.

1.4.2.1 Grupo Girón³. Aflora a lo largo del anticlinal de Los Cobardes, el cual cierra en forma periclinal hacia el sur, en los alrededores de la localidad de contratación. La parte superior de la formación Girón fue observada parcialmente sobre la Quebrada La Chimera, constituida por un conjunto conglomerático de color gris a rojizo que incluye fragmentos de roca, subangulares a subredondeados hasta 2.5 cm de diámetro.

El Análisis petrográfico muestra fragmentos finos de cuarzo, cuarcitas, cherts, areniscas, plagioclasas calcedonias y arcillas. Suprayaciendo a este conjunto aparece un nivel de más o menos 100 m de espesor, que se ha considerado como una zona de transición y que constituye la parte más joven de Girón en esta área.

Consta de areniscas cuarzosas, grises, de grano fino, con intercalaciones de limolitas de color violeta y conglomerados rojos con fragmentos de roca calcárea. Los estratos conglomeráticos presentan una estratificación irregular y en ocasiones lenticular, mientras que en el nivel superior ésta es más homogénea, disminuyendo las formas lenticulares. Esto muestra que el ciclo de sedimentación con

³ PULIDO, Orlando; ULLOA, Carlos y RODRIGUEZ, Erasmo. Relaciones Estratigráficas entre el Jurásico y el Cretácico de la Cordillera de los Cobardes. Bogotá D.C., 1986. P. 58.

características continentales finaliza con los depósitos conglomeráticos, mientras que en el tope de la Formación Girón es de carácter transicional marino-continental.

1.4.2.2 Formación Arcabuco-Los Santos. La Formación Arcabuco, suprayace a la formación Girón e infrayace en discordancia angular a los estratos de la Formación Cumbre, fenómeno observado sobre el cierre del anticlinal de los cobardes, donde los diferentes conjuntos de la formación Arcabuco son traslapados por la cumbre⁴.

Se definen como areniscas cuarzosas, con coloraciones fuertes, parcialmente calcárea, densas con presencia de pequeñas fracturas. Localmente se tienen inclusiones variables de glauconita color verde oscuro y parcialmente calcárea. En la parte media de la formación se evidencian algunas calizas con colores que varían desde pardo a marrones, con muchas venas de calcita y trazas de glauconita. Hacia la base se tienen cuerpos de cuarcita muy dura, no calcárea a ligeramente calcárea con finos episodios lutíticos con alta influencia calcárea de coloraciones rojizas a verdes y se presentan algunas trazas de mica del tipo muscovita⁵.

Es una secuencia donde predominan las areniscas de cuarzo con feldespatos, líticos e intraclastos, cuyos porcentajes las definen como líticas a lítico – feldespáticas, de grano fino y subredondeado. En general las areniscas, con piritita y mica como accesorios tienen buena selección, son grano soportadas, con cemento silíceo y se puede observar algo de bioturbación⁶.

1.4.2.3 Formación Rosablanca⁷. Se trata de una unidad fosilífera (predominantemente moluscos en diferentes estados de fragmentación), muy cementada por lo que se puede apreciar su gran dureza, con intercalaciones de Margas, lutitas calcáreas y una tendencia a disminuir hacia el techo el contenido y tamaño de los macrofósiles.

Respecto a la edad de la formación, en el área de San Gil en la confluencia de los ríos Fonce y Suárez (flanco oriental del Anticlinal de los Cobardes), se reportan generos *Acanthodiscus*, *Crioceras*, *Favrella*, *Olcostephanus*, *Thurmanniceras* de edad Hauteriviano. Mientras que en la dirección de Simití – Morales, la asociación Hamulina, *Nicklesia*, *Pulchellia* y *Pseudohaploceras*, las cuales son características del intervalo Barremiano temprano a tardío. Esto permite plantear el hecho de que

⁴ Ibid. p. 61.

⁵ Agencia Nacional de Hidrocarburos. Integración Geológica del a digitalización de nucleos. Cuenca Valle Medio del Magdalena. 2012. p. 37.

⁶ Instituto Colombiano de Geología y Minería. Cartografía geológica y muestreo geoquímico escala 1:100000 de la plancha 150 – cimitarra VMM. Bogotá. Diciembre 2008. p. 53.

⁷ SARMIENTO, Gustavo y PUENTES, Javier. Evolución Geológica y Estratigráfica del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena.

esta unidad es diacrona, haciéndose más joven hacia el norte del sinclinal de Nuevo Mundo del VMM.

Esta formación en la localidad tipo son bioesparitas (litología predominante), oosparitas, pelsparitas cementadas, con sectores de biomicritas e intercalaciones de lutitas (subordinadas) hacia la parte media. Los procesos diagenéticos como recristalización son intensos (tanto en las bioesparitas como en las biomicritas), disolución por presión generando estilolitos y en los sectores donde se presenta algo de terrígenos, es común la intensa corrosión en los cuarzos, el reemplazamiento por cemento calcáreo y los procesos de dolomitización.

1.4.2.4 Formación Paja⁸. Está constituida por lutitas grises oscuros a azulosos, fosilíferos, laminados con intercalaciones de areniscas grises amarillentas de grano fino o de calizas fosilíferas grises, localmente arenosas.

Son comunes las concreciones calcáreas diagenéticas. Se estima que su depósito tuvo lugar en un ambiente de mar abierto, epicontinental con influencia restringida de material terrígeno. No es claro el espesor de dicha unidad, pero disminuye fuertemente al norte de VMM.

Su edad, contacto y profundización se hace más joven al norte del VMM, variando de Barremiano medio – Aptiano (asociación de la base al techo *Nicklesia*, *Pulchelia*, *Heteroceras*, *Chelonicer* y *Colombiceras*) a Barremiano superior – Aptiano en Simití y Aptiano inferior hacia la población de Morales, y el tope de la unidad corresponde a una superficie regresiva de escala regional coincidente con el Aptiano tardío (*Dufrenoya* y *Chelonicer*).

1.4.2.5 Formación Simití. Aflora en la parte central del municipio, con una extensión de 3744 Ha, se encuentra formando el núcleo del Sinclinal de Suaita – Chima. Está constituida en su parte inferior por lutitas grises claras a negras micáceas, con intercalaciones de areniscas arcillosas, de grano fino a medio, grises, micáceas, con delgadas intercalaciones de lutitas negras y la superior 391 m de lutitas grises oscuras a negras, compactadas con nódulos arcillosas, de hasta 10 m de espesor y arcillolitas calcáreas en estratos de 0.6 a 2 m de espesor hacia la parte media y superior.⁹

1.4.2.6 Formación La Luna¹⁰. Aflora hacia el oriente del departamento de Santander, donde ocupa un área de 34.000 km². Limitada al oriente por el sistema de Falla La Salina , al occidente la Falla Mulatos-Morales. Está definida como una

⁸ Ibid., p. 65.

⁹ ANH. Esquema de Ordenamiento Territorial del Municipio de Guadalupe. Guadalupe, 2008. p.21.

¹⁰PACHECO, Paula; CARDONA, Agustín y CORTÉS, Farid. Caracterización composicional y de capacidad de almacenamiento en muestras de superficie de las formaciones Conejo y La Luna (Valle Medio del Magdalena y Cordillera Oriental): Implicaciones para la evaluación del shale gas cretácico en Colombia. 2014. p. 46.

secuencia de lutitas negras con gran cantidad de materia orgánica, intercalada con estratos calcáreos delgados, presenta un espesor total de hasta 575 m y se ha dividido en tres miembros principales (Salada, Pujamana y Galembó).

Se encuentra infrayecida por la formación Simití y suprayacida por la Formación Umír. La depositación de esta secuencia obedece a uno de los eventos anóxicos mundiales que tuvieron lugar durante el cretáceo superior, más precisamente entre el Coniaciano-Turoniano-Santoniano, evento que permitió la acumulación de gran cantidad de materia orgánica.

En el análisis geoquímico de la materia orgánica, muestra elevados contenidos de ésta (TOC de hasta 10.8% y reflectancia de vitrinita de 1.2%) la cual en su mayoría es de procedencia marina, principalmente algas, esto indica las buenas condiciones de la cuenca para la generación de hidrocarburos.

1.4.2.7 Formación Umír¹¹. Se define como un conjunto de lodolitas grises a negras, carbonosas, micáceas, con concreciones ferruginosas e intercalaciones cada vez más abundantes hacia el tope de areniscas líticas, limolitas grises y presencia de mantos explotables de carbón. Su espesor se ha determinado entre 1000 y 1400 m. Esta reposa sobre biomicritas fosfáticas limosas del Miembro Galembó de la Formación Luna.

Aunque en su gran mayoría son lodolitas grises, las areniscas de base a techo representan composicionalmente aumento de los componentes líticos, variando de sublitoarenitas a litoarenitas, siendo las partículas líticas predominantes en clásticos volcánicas y metamórficas de bajo grado. Esto evidencia el inicio de aportes terrígenos desde el occidente, correspondiente a la apertura del levantamiento de la Cordillera central y a la consecuente conformación de ambientes muy someros, a manera de mares restringidos con ocasionales desarrollos de áreas pantanosas, con los respectivos depósitos de materia orgánica, posteriores formadores de mantos de carbón.

1.4.2.8 Formación Lisama¹². Agrupa a un conjunto de lodolitas de múltiples colores (rojas, cafés, moteado gris a gris claro), e intercalaciones de areniscas grises a grises verdosas, tiene localmente una estratificación cruzada y de grano más grueso hacia el tope. Se presentan algunos mantos de carbón poco desarrollados en comparación a los de la Formación Umír.

La edad de la formación se ha establecido por palinología por la asociación *Bombacacidites annae*, *Bombacacidites protofoveoreticulatus*, *Corsinipollenites psilatus*, *Ephedripites vanegensis*, entre otras que ubican la formación en el Paleoceno Tardío.

¹¹ SARMIENTO. Op. cit., p. 67.

¹² Ibid., p. 69.

1.4.2.9 Formación La Paz¹³. La base de la Formación La Paz se encuentra en un nivel basal de conglomerados que varía de espesor y textura a través del Sinclinal Nuevo Mundo y marca la discordancia del Eoceno Temprano. Se trata de conglomerados de guijarros y guijas con clastos bien redondeados, principalmente de cuarcita y Chert y en mínima proporción de arenas cuarzosas y limolita roja, el cual reposa en discordancia erosiva sobre niveles de arcillolitas con varias coloraciones de la Formación Lisama, mostrando un evidente cambio litológico y por ende en los medios sedimentarios y una fuerte activación de las áreas de aporte terrígenas.

Encima del conglomerado basal, existe un nivel de lodolitas denominado '*Toro Shale*', identificado hacia el flanco occidental del Sinclinal Nuevo Mundo, este es un nivel de limolitas silíceas gris claro con huellas de raíces y moteado morado oscuro, de extensión local que representa facies finas de planicie de inundación que fueron alteradas por procesos pedogenéticos y corresponde a la continuación de la Formación La Paz hacia el sector noroccidental de SNM.

Los clastos redondeados de los conglomerados son compuestos de Chert diagenético, biomicritas y biomicritas parcialmente silicificadas, cuarzo y otros tipos de líticos de afinidad volcánica, sedimentaria y metamórfica. Las capas varían desde macrocuneiformes de 5 m de espesor, a conjuntos de capas gruesas cuneiformes con estratificación cruzada. Estas capas están separadas por areniscas de grano grueso a fino con estratificación cruzada angular a laminación plano-paralela. Sobre este segmento continua un conjunto de areniscas de grano medio a muy fino y lodolitas con moteado pardo y tonos violáceos por efectos de pedobioturbación. La sucesión descrita corresponde a ambientes de alta energía asociados a abanicos aluviales canaliformes y a ríos trenzados.

1.4.2.10 Formación Esmeraldas¹⁴. Está compuesta por intercalación de paquetes de areniscas de coloración gris a gris verdoso de grano fino a medio con alto contenido de líticos, mica y gruesos niveles de arcillolitas. Las arcillolitas son varicoloreadas hacia el flanco oriental del Sinclinal Nuevo Mundo y grises oscuras con abundante materia orgánica (lutitas) hacia el flanco oriental del SNM, donde también se intercalan localmente algunos paquetes de areniscas de grano medio a grueso en capas de hasta 8 m de espesor. Los niveles arenosos de esta unidad presentan buena continuidad lateral.

El contacto entre la Formación Esmeraldas y la suprayacente Formación Mugrosa es discordante, dicha discordancia es más notoria hacia el flanco occidental del SNM, mientras que hacia el flanco oriental ésta es menos notoria. El contacto entre

¹³ CABALLERO, Victor; PARRA, Mauricio y BOHORQUÉZ, Andres. Levantamiento de la Cordillera Oriental de Colombia durante el Eoceno Tardío-Oligoceno Temprano: Proveniencia sedimentaria en el Sinclinal de Nuevo Mundo, Cuenca Valle Medio del Magdalena. Boletín de Geología. 2010. p.52-56.

¹⁴ Ibid., p. 56-57.

las dos unidades es erosivo con cambio textural, facial y composicional, y la actitud de las capas en esta transición varía unos 5 a 10° en rumbo y entre 4 a 5° en buzamiento.

La abundancia de materia orgánica, fragmentos de madera y hojas, la presencia de estromatolitos de algas, conchas de gastrópodos y bivalvos de aguas salobres, así como, las dos direcciones de paleocorrientes, junto con las demás características indican que la Formación Esmeraldas se acumuló en ambiente fluvial a estuarino con influencia mareal.

1.4.2.11 Formación Mugrosa. La formación Mugrosa es una unidad predominantemente lodosa, compuesta de lodolitas varicoloreadas marrón rojizo, gris, amarillento, rojo, amarillo rojizo, en niveles métricos a decamétricos, con estratos de areniscas granuladas blancas limpias, en general no cementadas, con gradación normal y base conglomerática, en niveles métricos o centímetros, la mayor parte están aisladas dentro de las lodolitas y con moderada continuidad lateral.

En el flanco oriental del SNM tiene un espesor promedio de 1330 m, esta unidad al norte presenta lodolitas de planicie fluvial y areniscas de complejo de desborde en sistemas meándricos, y hacia el sur areniscas de canal fluvial meándrico y de desborde de canal con intercalaciones de lodolitas arenosas de planicie y algunos estratos de conglomerados de guijas finas. En el flanco occidental del SNM, tiene un espesor de solo 780 m y disminuye hacia el norte hasta 570 m; consiste de lodolitas varicoloreadas de planicie fluvial, arcillolitas lacustres, areniscas de complejo de desborde, areniscas de barra puntual fluvial meándrico y paleosuelos.

El ambiente de depositación de la Formación Mugrosa es de canales fluviales de tipo meandriforme y planicies de inundación secas a húmedas en alternancia de condiciones climáticas húmedas a áridas¹⁵.

1.4.2.12 Formación Colorado¹⁶. La Formación Colorado consta predominantemente de arcillas de color gris claro, púrpura y rojo, con intercalaciones de areniscas de cuarzo en bancos de espesor variable con estratificación cruzada. La parte superior de la formación consta de unos 100 m de arcillas de color gris y negro, carbonáceas, con areniscas de cuarzo de grano medio y poco potentes. Esta parte corresponde al Horizonte fosilífero La Cira o también llamado Formación La Cira por algunas literaturas. Por lo general estas capas no suelen formar crestas que resalten morfológicamente, pero en la Concesión de Mares puede existir un nivel de areniscas conglomeráticas que puede formar un filón.

¹⁵ Instituto Colombiano de Geología y Muestreo Geoquímico. Op.cit., p. 132-134.

¹⁶ Instituto Colombiano de Geología y Muestreo Geoquímico. Op.cit., p. 132-134.

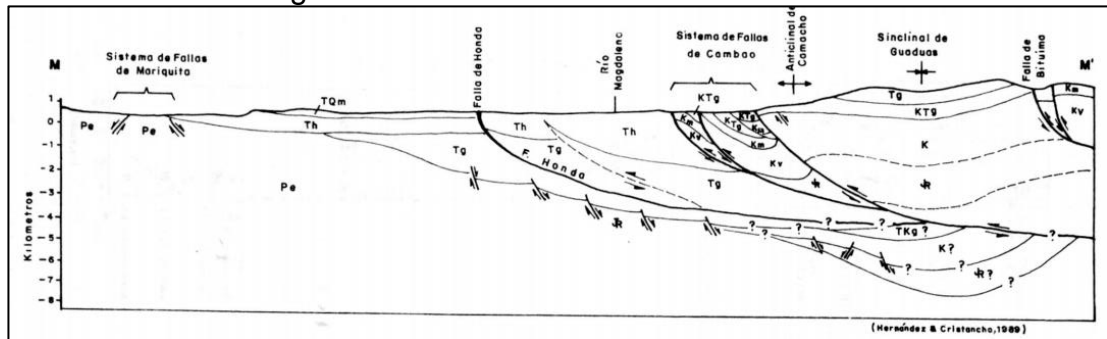
En su sección tipo la Formación Colorado tiene un espesor de 1200 m, pero éste varía considerablemente y aumenta de una manera general hacia el oriente donde puede alcanzar 2500 m al pie de la Cordillera Oriental. La formación Colorado descansa concordante sobre la Formación Mugrosa y su límite inferior viene determinado por la parte superior del Horizonte fosilífero Mugrosa. Cuando dicho horizonte fosilífero no se encuentra presente, el límite con la Formación Mugrosa queda determinado por la aparición de arcillas rojizas, que corresponden a la parte inferior de la Formación Colorado y que contrastan con las arcillas más oscuras de la Formación Mugrosa. En esta unidad, que en el segmento inferior presenta lodolitas negras, ricas en materia orgánica carbonosa, areniscas e interestratificaciones finas de areniscas y lodolitas, representa depósitos en una llanura costera deltaica (canales distributarios, margen de canal, pantanos, y de bahía interdistributaria). El segmento superior consiste esencialmente de lodolitas masivas, moteadas o ferruginizadas de llanura de inundación fluvial y, en mucha menor proporción, de areniscas de grano fino e interestratificaciones delgadas de arenisca-lodolita corresponden depósitos de canales y margen de canal.

1.4.2.13 Grupo Real. Se denomina Grupo Real a la unidad del Neógeno cuya localidad tipo se establece en inmediaciones a la desembocadura de la Quebrada Real en el río Opón al suroccidente del SNM. En general es una formación mu espesa formada a la base por 30 m de conglomerados de guijos de chert negro, cuarzo, arenisca suprayacidos por más de 500 m de areniscas guijosas con estratificación cruzada e intercalaciones de lodolitas varicoloreadas.

Sobre estas se presentan 1300 m de lodolitas varicoloreadas y areniscas subordinadas con estratificación cruzada y otros 1100 m de areniscas en las que son comunes los fragmentos de troncos silicificados o carbonizados. Sobre este material se presentan 500 m de lodolitas varicoloreadas con intercalaciones de areniscas con grandes cantidades hornblenda y augita. Esta unidad se acumula discordantemente sobre la Formación Colorado en un contacto neto y contrastante. La edad del Grupo Real se ha asignado al Mioceno Tardío.

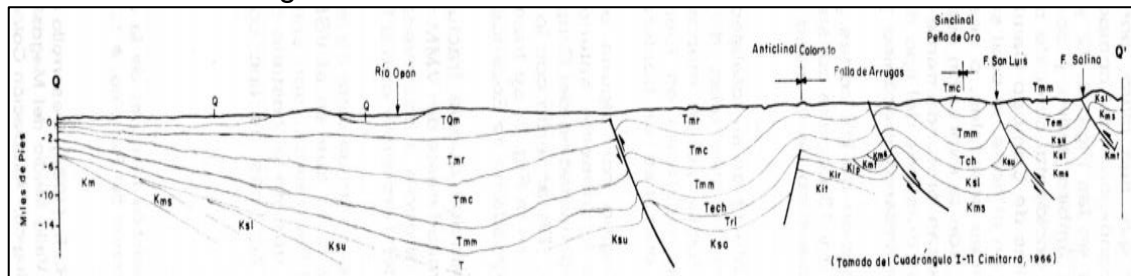
occidente, de edad miocena, conformada por sistemas de fallas de Honda, Cambrás, Bituima y La Salina, los cuales producen anticlinales en rampa (corte NN'), abanicos imbricados frontales (corte MM', NN', QQ' y WW') y fallas ciegas (corte MM', NN' y TT')¹⁷.

Figura 5. Corte Geológico MM', identificación estructuras geológicas cuenca Valle Medio del Magdalena.



Fuente. MOJICA, Jairo y FRANCO, Ricardo. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena, Colombia. 1990. p. 58.

Figura 6. Corte Geológico QQ', identificación estructuras geológicas cuenca Valle Medio del Magdalena.



Fuente. MOJICA, Jairo y FRANCO, Ricardo. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena, Colombia. 1990. p. 59.

¹⁷ Ibid., p. 56.

- Una megafalla de rumbo sinistral (falla de Bucaramanga), a la que se asocian pliegues cabalgantes marginales¹⁸.
- Un juego de fallas normales, poco espaciadas, con sus bloques orientales hundidos, a lo largo del borde oriental de la Cordillera Central. Estas fallas pueden tener un componente importante de movimiento dextral y ser antitéticas de la Falla de Bucaramanga. A este grupo corresponden las fallas de Casabe, Cimitarra y Cantagallo¹⁹.
- Un conjunto de fallas transcurrentes menores, que se aprecian claramente en algunas áreas como las de Opon y las Monas, las cuales son consecuencia del rejuvenecimiento de antiguas fallas de basamento con dirección preferencial NW-SE (noroccidente-surorientado). Este fallamiento transcurrente puede ser la causa de los cambios de orientación observados en la cadena plegada y cabalgante²⁰.

1.4.4 Geología del Petróleo

1.4.4.1 Roca Generadora. Se puede identificar rocas del tipo caliza y lutita de las formaciones La Luna, Simití, Tablazo, Rosablanca y Umír, como las principales rocas generadoras de la cuenca. Ídem, respecto al tipo de materia orgánica, presenta un predominio de kerógeno tipo II, potencial generador de aceite, principalmente. Cuenta con un TOC entre 1 y 6% y una reflectancia de vitrinita (R_o) del 1.1 a 1.2%.²¹

1.4.4.2 Roca Reservorio. El 97% del petróleo probado en la cuenca proviene de areniscas continentales cenozoicas (formaciones Lisama, Esmeraldas, La Paz, Mugrosa y Colorado), con promedios de porosidad entre 15 y 20%, y permeabilidad de 20 a 600 mD. Los depósitos calcáreos fracturados (Grupo Calcáreo Basal y Formación la Luna) poseen un importante potencial exploratorio, sin embargo, no han sido estudiadas a detalle²².

1.4.4.3 Roca Sello. Las lutitas marinas de las Formaciones Simití y Umír representan los sellos de los potenciales reservorios cretácicos. En contraste las arcillolitas plásticas continentales de las Formaciones Esmeraldas y Colorado constituyen los sellos para los reservorios cenozoicos²³.

¹⁸ Ibid., p. 56.

¹⁹ Ibid., p. 56.

²⁰ Ibid., p. 56.

²¹ ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Nucleos, Cuenca del Valle Medio del Magdalena. 2012. Bogotá D.C. p.63.

²² Agencia Nacional de Hidrocarburos. Información Geológica y Geofísica. Estudios Integrados y Modelamientos. Poster Técnicos tipo I. 2009. p. 17

²³ Ibid. p. 18.

1.4.4.4 Migración. La discordancia del Eoceno produce un sistema de rutas de migración apropiado para el transporte de los hidrocarburos. Se han identificado tres tipos:

- Migración vertical directa de los hidrocarburos generados en la formación La Luna hacia la discordancia del Eoceno.
- Migración lateral a lo largo de las areniscas del Eoceno.
- Migración vertical a través de superficies de falla en áreas donde la Formación La Luna no está en contacto con la discordancia del Eoceno²⁴.

1.4.4.5 Trampas²⁵. Cuatro tipos de trampas han sido identificadas:

- Pliegues contraccionales asociados a fallas bajo superficies de cabalgamiento.
- Estructuras ‘*Duplex*’ de cabalgamiento con cierre independiente.
- Cierres dependientes de falla.
- Trampas en el lado bajo de las fallas sellantes.

1.5 DEFINICIÓN DE YACIMIENTOS Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Los yacimientos productores en el Campo Teca-Cocorná se divide en las zonas llamadas Zona A y la Zona B, compuesta por una serie de cuerpos arenosos intercalados con arcillas, de las cuales se tienen las propiedades petrofísicas promedio y propiedades de los fluidos promedio.

Cuadro 2. Información general de los yacimientos para el Campo Teca-Cocorná

Parámetro	Zona A	Zona B
Porosidad (%)	25	27
Espesor neto (ft)	50 – 80	
Saturación de agua (%)	44	34
Permeabilidad (D)	0.6 – 1	
Gravedad API	11.5	12.5
Viscosidad (cP)	N/D	700-900 cp @ condiciones iniciales de yacimiento (PVT de Cocorná-1)
Bo (Bbl/STB)	N/D	1.035 (Moriche Sur-1, Zona B)

²⁴ Ibid. p. 17.

²⁵ Ibid. p. 17.

Cuadro 2. (Continuación)

Parámetro	Zona A	Zona B
Presión inicial de yacimiento (Psi)	875 psi @ 1600 TVDSS	
Presión actual de yacimiento (Psi)	N/D	
Temperatura de yacimiento (°F)	106	109
Mecanismo de producción	Gas en solución	Gas en solución
Salinidad promedio agua de formación (ppm CL-)	18000 – 46000	

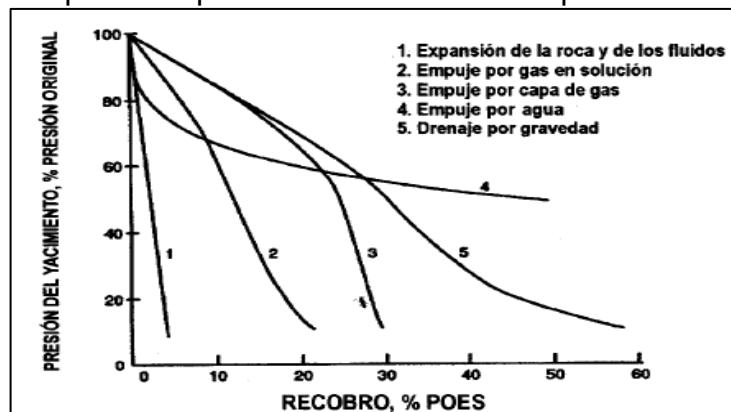
Fuente: ECOPETROL S.A. Oportunidades visualizadas Campos Teca - Cocorná superintendencia de yacimientos. Bogotá D.C.: Julio 2010, p. 22.

2. RECOBRO MEJORADO DE PETRÓLEO

La meta principal del recobro es la extracción y aumento de reservas de un reservorio dado, como cada reservorio es diferente aplican metodologías diferentes para su adecuada explotación, por esta razón se debe tener una descripción detallada del reservorio para así formular una metodología que se ajuste a cada necesidad en particular. Para dar un contexto, en reservorios poco profundos y que contengan crudo pesado (muy viscoso) requiere aplicaciones especiales de calor, y reservorios profundos con crudo liviano pueden mejorarse su producción y/o reservas al aplicarles fluidos dependiendo las características químicas de este y las propiedades petrofísicas del reservorio. El término recobro mejorado de petróleo, hace referencia en un sentido generalizado, a ciertas metodologías empleadas para la recuperación adicional de petróleo de un reservorio, dado que el recobro primario y secundario no tienen manera de implementación, ya sea por factores técnicos o económicos. Es importante por tal razón conocer las principales diferencias entre los diferentes tipos de recobro y como se suplementa/aumenta la energía del reservorio en cada caso.

El recobro primario como dice Russell²⁶ está caracterizado por la energía natural inherente a cada reservorio, esta energía en forma de presión se puede dar por los siguientes mecanismos: Expansión de acuífero activo o capa de gas, liberación y expansión del gas en solución, en una baja medida de la expansión de la roca y fluidos, drenaje por gravedad y una combinación de todos estos mecanismos. A continuación, se puede observar cómo es la influencia de cada mecanismo de producción primaria en el recobro de un reservorio.

Gráfica 1. Influencia de cada mecanismo de recuperación primaria en el recobro de petróleo.



Fuente. PARIS, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2da ed. 2001. p. 5.

²⁶ RUSSELL, Johns, *et al.* Defining Enhanced Oil Recovery. *En:* Fundamentals Of Enhanced Oil Recovery. Richardson. 2014. p. 1.

Cuando la energía de los mecanismos mostrados no es la suficiente para alcanzar las tasas de extracción de fluidos económicamente rentable, se incurren en metodologías a nivel local o de pozo para suplementar la energía, estos procedimientos son conocidos como “levantamiento artificial”. Estas se incluyen dentro del recobro primario en algunas literaturas, pero hay que tener en cuenta que, aunque aumentan la energía y tasas de producción, no aumentan las reservas ya que es procedimiento a nivel de pozo y no de reservorio, dentro de esta categoría podemos encontrar técnicas como: bombeo mecánico, levantamiento artificial de gas, bombeo hidráulico y bombas eléctricas sumergibles (bomba de cavidades progresivas, bomba electro sumergible).

El recobro secundario se usa ya sea para suplementar la energía de algún mecanismo primario o para aumentar y mantener la presión. Este tipo de recobro se caracteriza por la inyección de fluidos inmiscibles con el petróleo en el reservorio, dependiendo de la permeabilidad relativa y barrido volumétrico. Este proceso se asemeja a un empuje tipo pistón. Dentro de esta categoría se incluyen la inyección de agua y gas, la inyección de gas se usa con mucha menor frecuencia que la inyección de agua ya que para que ésta sea efectiva, debe existir una capa de gas la cual sería el punto óptimo de inyección para mantener la presión y expandir esta capa, además que aunque se produce un aumento de la energía, esta decrece rápidamente debido a factores como propiedades de los fluidos del reservorio, geometría del reservorio, relieve estructural, presión y temperatura del reservorio.

En cuanto a la inyección de agua, es el método convencional de recobro más usado (por eso en muchos casos el recobro secundario es análogo a inyección de agua) ya que, aunque en varios reservorios se han probado otros procesos no resultan comercialmente tan viables como el caso de la inyección de agua. La inyección de agua o gas se hacen en diferentes arreglos los cuales dependen de factores como litología, profundidad, porosidad, permeabilidades relativas, entre otras²⁷.

El recobro mejorado (*EOR*) o a veces llamado recobro terciario, se basa en la inyección de materiales o sustancias que no están comúnmente presentes en el reservorio y que interactúan con el sistema roca/petróleo de este para crear condiciones favorables para el recobro del mismo²⁸. El objetivo de esta metodología es aquel petróleo que después de la aplicación de las metodologías mencionadas anteriormente (“Recobro Primario”) no se puede recuperar o es económicamente no viable por dichos métodos; este es llamado “petróleo residual” (S_{OR}). El objetivo con la implementación de metodologías *EOR* es:

- Mejorar la eficiencia de barrido volumétrica disminuyendo la razón de movilidad entre el fluido inyectado y el petróleo.

²⁷ SMITH, James T y COBB, William M. Mechanism of immiscible fluid displacement. Waterflooding. 1997. p. 3-1; 3-12.

²⁸ RUSSELL. Op. cit., p. 1.

- Eliminar o reducir de manera significativa las fuerzas interfaciales (*IFT*) y capilares para así mejorar la eficiencia de desplazamiento.
- Modificación de la mojabilidad.
- Inducir un comportamiento de fases favorable.
- Inducir varios de estos fenómenos consecutivamente²⁹.

De esta manera las metodologías pretendidas para llevar a cabo estos fenómenos en el reservorio se clasifican en:

- **Métodos térmicos.** Estos dependen de la aplicación de energía térmica al reservorio, ya sea ésta inyectada o generada *in-situ* para mejorar el recobro de petróleo. Con la aplicación de energía térmica se disminuye la viscosidad del crudo, se induce un comportamiento de fases favorable con lo cual se mejora la movilidad del crudo, por tanto, aumenta la eficiencia de desplazamiento y el barrido volumétrico.
- **Métodos químicos.** Este se basa en la inyección de ciertos químicos como surfactante y álcali, con los cuales se induce un comportamiento de fases favorable y disminución de la tensión interfacial (*IFT*) con lo cual se mejora la eficiencia de desplazamiento microscópica (que es la eficiencia de desplazamiento del petróleo en las zonas de la roca donde se encuentran en contacto el fluido desplazante y el petróleo y su variación viene representada en los cambios en el S_{OR}).
- **Métodos de fluidos miscibles.** En este proceso el objetivo es la inyección de fluidos que son miscibles con el petróleo o que generen miscibilidad a través de la alteración de la composición y comportamiento de fases. Un ejemplo de este proceso son la inyección de solventes y la inyección de CO_2 .
- **Métodos de movilidad/control.** Son usados como su nombre lo indica para mantener los valores de la razón de movilidad en rangos donde se favorezca el barrido volumétrico del petróleo y así retrasar efectos de canalización de los fluidos. Un ejemplo de esta sería el uso de polímeros que ayudan reducir las canalizaciones del agua en las zonas de alta permeabilidad.
- **Otros procesos.** En esta categoría entran técnicas como la aplicación microbiana y la inyección inmisible de CO_2 ³⁰.

Ahora es válido aclarar que las diferentes metodologías de recobro no se dan de manera secuencial para un reservorio (es decir primero producción por energía

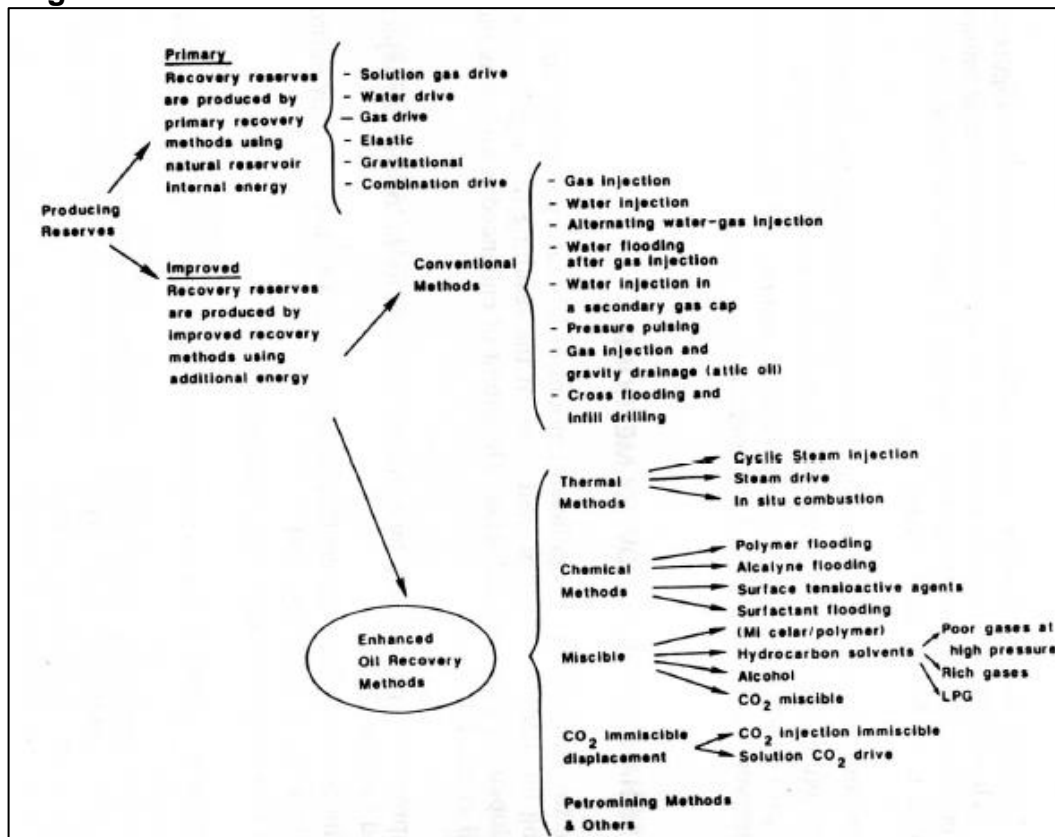
²⁹ AUREL, Carcoana. Enhanced Oil Recovery Methods. Applied Enhanced Oil Recovery. New Jersey. 1992. p. 9.

³⁰ GREEN, Don W; WILLHITE, P. Enhanced Oil Recovery. Surfactants. Texas. 1998. p. 2. ISBN 1-55563-077-4.

natural, luego inyección de fluidos inmiscibles y por ultimo técnicas EOR) ya que como se mencionó al principio la metodología empleada depende de las características propias de cada reservorio, por lo que es de vital importancia la caracterización y estudio del mismo, ya que por ejemplo en algunos crudos pesados la energía natural del yacimiento no es la suficiente para producir a tasas rentables y una aplicación de inyección de agua puede no resultar favorable debido a la diferencia de movilidad de las fases, por lo que daría lugar a canalizaciones del agua y una temprana llegada al punto de ruptura, lo que significaría producir petróleo a cortes muy altos de agua, por lo tanto para producir este tipo de crudo económicamente la solución podría ser únicamente la implementación de métodos EOR.

Por esto la categorización de las diferentes técnicas en recobro primario, secundario y mejorado son utilizados para describir los procesos involucrados en cada una y no en una forma secuencial de aplicación³¹. A continuación, se muestra una representación esquemática de la clasificación de recobro.

Figura 10. Clasificación de métodos de recobro en un reservorio



Fuente: AUREL, Carcoana. Enhanced Oil Recovery Methods. Applied Enhanced Oil Recovery. New Jersey. 1991. p. 10.

³¹ Ibid., p. 1

En la gráfica se observa que se menciona el término *Improved Oil Recovery (IOR)* el cual la mayoría de las veces se confunde o se usa en lugar de *Enhanced Oil Recovery (EOR)*, lo cual no es correcto ya que aunque no hay una definición formal de *IOR*, este se refiere a todas las técnicas y procedimientos aplicados en un reservorio con el fin de incrementar la recuperación de petróleo, por lo que el *IOR* incluye al *EOR*, pero el *IOR* además incluye otras prácticas como la inyección de agua, pozos horizontales, etc.

2.1 FUNDAMENTOS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

La simulación numérica es la rama de la ingeniería de yacimientos que mediante el uso de la ecuación de difusividad y otras leyes físicas fundamentales modelan el flujo de fluidos en el medio poroso, y a través del uso de análisis matemáticos busca predecir el comportamiento futuro de un reservorio, cuando a este se le implementan uno o más esquemas de explotación. Así entonces es el proceso de inferir el comportamiento real de un yacimiento a partir del comportamiento de un modelo matemático que lo representa y cuyas ecuaciones se resuelven mediante métodos numéricos.

Un simulador es un conjunto de programas de computación que mediante algoritmos apropiados resuelve numéricamente las ecuaciones del modelo matemático y obtiene soluciones aproximadas de tales ecuaciones.

La gran importancia de la simulación de yacimientos según Fanchi R³². Radica en la búsqueda y determinación de las condiciones óptimas necesarias para lograr maximizar el recobro económico de hidrocarburos de un reservorio operado prudentemente.

La ingeniería de reservorios clásica trabaja con el reservorio asumiendo varios parámetros como promedios (*tank basis*), con lo cual no se puede modelar adecuadamente las variaciones en los parámetros del reservorio y fluidos en el espacio y tiempo. La simulación de yacimientos permite un estudio más detallado del reservorio al dividir éste en bloques o celdas a las cuales se les aplican ecuaciones fundamentales de flujo para escribir su movimiento, teniendo en cuenta la variación de los diferentes parámetros del reservorio y fluidos (pueden llegar a ser miles de celdas) y así obtener escenarios de más representativos de los fenómenos presentes en el reservorio³³.

Los simuladores de yacimientos son ampliamente usados para estudiar y determinar metodologías para mejorar la recuperación de petróleo del yacimiento.

³² FANCHI R., John. Introduction to reservoir management. Principles of Applied Reservoir simulation. 3ed. Burlington. 2006. p. 2.

³³ AZIZ, Khalid y SETTARI, Antonín. Petroleum reservoir simulation. What's a computer model. Londres. 1979. p. 1.

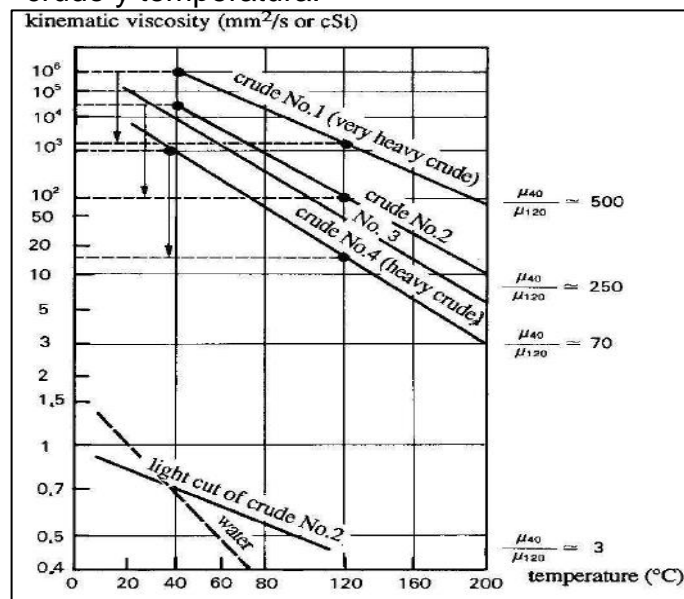
Actualmente cumplen un rol bastante importante en los procesos de gestión de reservorios y son usados para desarrollar un esquema de gestión de un yacimiento en particular. Este esquema incluye la habilidad para monitorear y evaluar el comportamiento del reservorio, desde la exploración y descubrimiento, su caracterización, desarrollo, producción y finalmente abandono.

2.2 RECOBRO TÉRMICO

Desde alrededores de 1960 el recobro térmico es la técnica más empleada y económicamente rentable a nivel mundial. Debe saberse que la mayor parte de las reservas a nivel mundial son de crudo pesado, extra pesado y las conocidas tar sands u oil sands y solo un tercio de las reservas representan el crudo convencional, además que hasta hace unos años la producción mundial de crudo pesado era alrededor del 1% del total. La característica principal de este tipo de crudos es su alta viscosidad (100-10000 cP), lo que reduce en gran medida la eficiencia de los métodos convencionales de producción.

El aumentar la temperatura en un reservorio de este tipo mejora la producción ya que hay una relación inversamente proporcional entre temperatura y viscosidad, la cual se puede ver en la gráfica a continuación.

Gráfica 2. Relación entre viscosidad de un crudo y temperatura.



Fuente. COSSÉ, René. Basic of reservoir engineering. Secondary and Enhanced oil Recovery. Paris. 1993. p. 292.

De esta manera la viscosidad de un crudo puede ser disminuida en gran medida, incluso en factores de 100. A parte de esto el adicionar energía calorífica al crudo tiene otras ventajas como el hinchamiento y destilación de los componentes más pesados del crudo, con lo cual se mejora la eficiencia volumétrica de barrido, su eficiencia de desplazamiento y por ende aumenta el factor de recobro.

Los mecanismos que se creen son los implicados en el incremento de recobro de petróleo por adición de energía térmica son: la reducción de la viscosidad *in-situ*, permitiendo al petróleo moverse más eficazmente, reducción de la saturación de petróleo residual (S_{OR}), aumento de la permeabilidad relativa al petróleo, mejora de la eficiencia de barrido, incrementando el factor de volumen de la formación, evaporación y destilación de los compuestos condensados del crudo y el proveer un mecanismo de arrastre por gas³⁴.

A continuación, se comenzará hablando acerca de todos los aspectos generales que afectan a los métodos térmicos dentro de un yacimiento, comenzando por las propiedades más importantes del yacimiento y los fluidos que éste contiene y que afectan la recuperación de petróleo, los métodos de transferencia de calor y finalmente las propiedades térmicas tanto de la roca como de los fluidos.

2.2.1 Consideraciones Generales para la Aplicación de los Procesos de Recobro Térmico. A la hora de evaluar candidatos para la inyección térmica se deben tener en consideración ciertos factores, estos factores han sido descubiertos y estudiados, basados en resultados de aplicaciones térmicas a diferentes campos y analizando el comportamiento del mismo. Uno de los estudios más importantes realizados por Chu en 1985, el cual, a partir de resultados de 28 proyectos de inyección de vapor, analizó la relación existente y estableció ciertos valores a estos parámetros. Estos incluyen las propiedades de la roca reservorio, las características de los fluidos, historial de producción del campo y el estado de los pozos. A continuación, se muestra algunos de estos factores.

2.2.1.1 Profundidad. En el diseño de proyectos de inyección, la profundidad del reservorio es un parámetro de importancia. Los reservorios poco profundos son los más eficientes dado que:

- Las pérdidas de calor en el pozo son mínimas en reservorios a baja profundidad.
- Los reservorios profundos ya cuentan con una temperatura elevada, por lo que los beneficios incrementales dada la inyección de vapor son bajos.
- A elevadas presiones de formación, a significativas profundidades, se requieren mayores temperaturas de operación; lo que implica variaciones importantes en los daños de pozo durante la inyección de vapor.

³⁴ DONALDSON C, Erle; CHILINGARIAN V, George y YEN FU, Teh. Enhanced oil Recovery, II processes and operations. Steamflooding for Enhanced oil Recovery. New York. 1989. p. 317.

- El calor latente de vaporización disminuye al someter el vapor a altas presiones, por esta razón es deseable tener bajas presiones de formación³⁵.

Dado estos criterios, Chu asignó un valor de la profundidad mínima 400 ft, la máxima profundidad ha sido establecida por diferentes autores como Farouq Ali (1974) en 3000 ft, Geffen (1973) en 4000 ft, Lewin y Assocs (1976) en 5000 ft y finalmente lyoho (1978) propuso un rango de 2500 ft-5000ft.

2.2.1.2 Porosidad. A medida que la porosidad de un reservorio aumenta, la cantidad de energía calorífica para calentar la roca reservorio disminuye, además el mayor impacto de la porosidad es que se albergará mayor petróleo por unidad de volumen de roca. Así de esta manera la porosidad debe de ser almenos de 20%, aunque estos valores son relativos, ya que dependen de otras variables como la saturación de petróleo³⁶.

2.2.1.3 Espesor de formación. Este parámetro afecta primeramente las pérdidas de calor ocurridas con el tope y base de la formación (*overburden and underburden heat losses*), así entonces un proceso de inyección de vapor se desarrolla mejor en formaciones con espesor mayor a 30 ft según Farouq Ali, Chu argumenta con un espesor mayor a 10 ft ya se obtienen resultados satisfactorios³⁷.

2.2.1.4 Saturación de Petróleo. Un contenido mínimo de petróleo (el producto de saturación de petróleo y porosidad) es necesario para poder compensar el requerimiento de energía de un proceso de inyección de vapor. Este producto debe ser de por lo menos 0.13 o 1000 bbl/ac-ft para una inyección de vapor efectiva. Esto significa que el reservorio debe tener suficiente petróleo recuperable para cubrir los requerimientos de energía del proceso y suplir producción adicional para hacer el proceso viable económicamente. No hay un valor de cuánto debe ser la saturación de petróleo óptima para un proceso de inyección de vapor, este debe ser estudiado junto con las otras variables como la porosidad para cada reservorio en específico³⁸.

2.2.1.5 Permeabilidad de la formación. La permeabilidad debe ser lo suficientemente alta para permitir la inyección de vapor a tasas adecuadas y viables económicamente, y así asegurar el rápido flujo de petróleo hacia el pozo. Una permeabilidad entre 100-4000 mD es considerada satisfactoria. Hay una relación importante entre la permeabilidad (k), espesor (h) y viscosidad el petróleo (μ), que crea el criterio kh/μ el cual es una medida de flujo del crudo, esta debe ser mayor a 20 según Geffen (1973) y mayor a 50 según lyoho (1978). Este criterio nos dice que

³⁵ Ibid., p. 320

³⁶ SARATHI S, Partha y OLSEN K, David. Practical Aspects of Steam Injection Processes A Handbook for Independent Operators. Criteria for evaluating Steam Injection Prospects. Bartlesville. 1992. p. 24.

³⁷ DONALSON C. Op. cit., p. 320.

³⁸ SARATHI S. Op. cit., p 24.

para un crudo pesado la relación entre su permeabilidad y espesor deber ser mucho más grande que la viscosidad del crudo para garantizar el flujo de petróleo³⁹.

2.2.1.6 Estratificación. Los procesos de inyección de vapor se dan mejor generalmente en arenas masivas sin estratificación, sin embargo, cuando estos contienen *Shales* en láminas con espesor muy delgado (<2 ft de espesor) y la continuidad de arena aun pueda ser trazada de inyector a productor, se puede dar un buen escenario para la inyección de vapor. Si hay una zona de *Shale* con espesor significativo (>50 ft), las arenas deben ser inyectadas por separado⁴⁰.

2.2.1.7 Movilidad del Petróleo. En algunos yacimientos, se presentan escenarios en donde la recuperación de petróleo se ve dificultada porque el petróleo originalmente no presenta ninguna movilidad. En estos casos, es necesario generar una fractura con el propósito de calentar el yacimiento a través del área de esa fractura. En caso de que el yacimiento no presente la suficiente movilidad, es necesario mejorar las condiciones de los pozos productores por medio de una estimulación.⁴¹

A continuación, se muestra la tabla de *screening* para los procesos de inyección de vapor.

Cuadro 3. Screening para inyección de vapor.

Author	Year	°API	μ cp	ϕ %	S_o start. %	K md	T °F	D ft.	h ft.
Geffen	1973	>10				**	**	<4000	>20
Farouq Ali	1974	12-25	<1000	≥ 30	1200-1700 bbl/ac-ft	~1000		<3000	≥ 30
Lewin & Assocs	1976	>10	NC		>50	NC	NC	<5000	>20
Iyoho	1978	10-20	200-1000	≥ 30	>50	>1000		2500-5000	30-400
Chu	1985	<36		>20	>40			>400	>10
Brashear & Kuskraa	1978	>10	NC		42	NC	NC	<5000	>20
Taber & Martin	1997	8-25	<100,000		>40	>200	NC	<5000	>20
Dickson	2010	8-20	1,000-10,000		>40	>250		400-4500	15-150
Aladasani & Bai	2010	8-30	5E6-3	12-65	35-90	1-15000	10-350	200-9000	>20

Fuente. HAMA, Mariwan Qadir. Updated screening criteria for Steam flooding based on oil field projects data. 2014. P. 18.

2.2.2 Mecanismos de Transferencia de Calor. La transferencia de calor, es un fenómeno que ocurre cuando se transfiere energía en forma de calor de un sistema a otro como resultado de una diferencia de temperatura. Siempre la transferencia

³⁹ DONALSON C. Op. cit., p. 321.

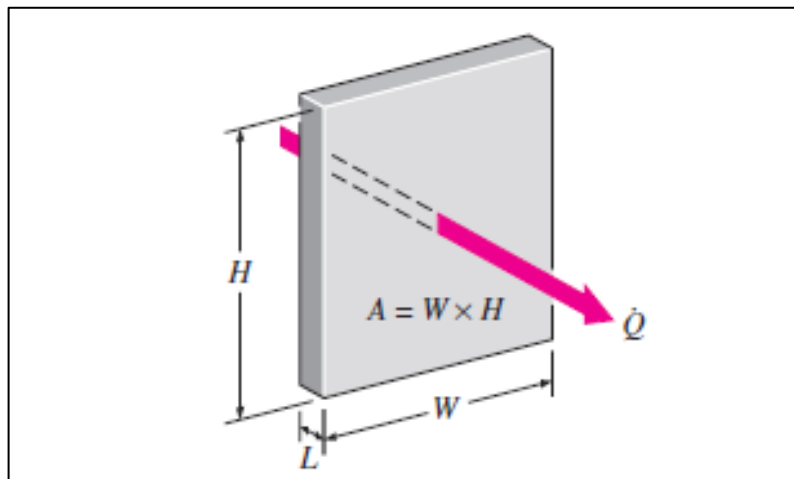
⁴⁰ SARATHI S. Op. cit., p 23.

⁴¹ Rodríguez Marcano, Gleydis Chiquinquirá; Armas González, Francisco José. Determinación de la Longitud de Calentamiento en la Aplicación de la Técnica sw-sagd al Yacimiento MFB-15. Maracaibo. Universidad de Zulia. 2012. p.44.

de calor se da desde los cuerpos de mayor temperatura hacia los cuerpos de menor temperatura y este fenómeno se detiene cuando la temperatura de los cuerpos se iguala. A pesar de que este fenómeno puede ocurrir por diversos mecanismos, los principios de estos son muy similares.

2.2.2.1 Conducción. Este fenómeno consiste en la transferencia de calor entre dos sólidos que se encuentran a diferente temperatura, las condiciones que afectan esto son: la configuración geométrica del cuerpo, su espesor y su material. ⁴²En el caso de un yacimiento, este fenómeno se presenta cuando se genera primero una transferencia de calor a uno de los estratos del yacimiento por medio de una inyección de vapor y luego por medio de la conducción térmica parte de esta energía pasa de un estrato a otro del yacimiento.

Figura 11. Esquema de transferencia de calor por conducción.



Fuente. Cengel, Yunus A. Transferencia de Calor y Masa un Enfoque Práctico. México D.F. McGraw-Hill Interamericana. 2007. P.17. Modificada por los autores.

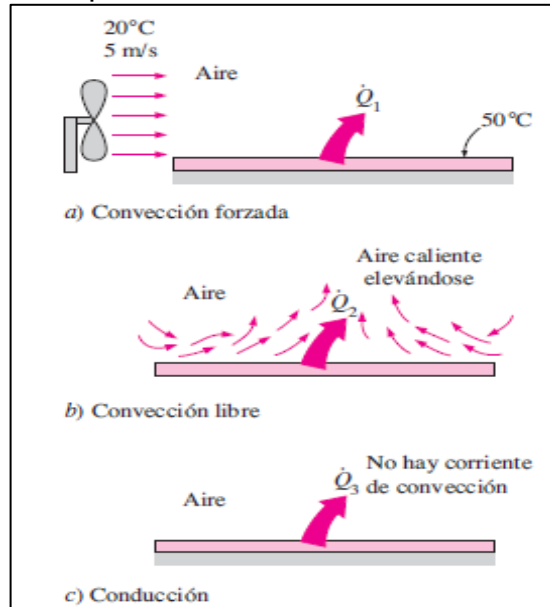
2.2.2.2 Convección. La convección es un proceso de transferencia de calor que se presenta entre un fluido y un sólido, la transferencia de calor se incrementa significativamente si el fluido presenta una velocidad de movimiento mayor. La convección se puede presentar de forma tanto natural como forzada, la convección forzada se caracteriza en que el fluido es empujado hacia la superficie de un sólido y la natural es cuando el fluido debido a su densidad fluye hacia el sólido. ⁴³En el caso de un yacimiento este fenómeno se presenta tanto en la transferencia de temperatura tanto de la roca hacia los fluidos como desde los fluidos hacia la roca.

⁴² Cengel, Yunus A. Transferencia de Calor y Masa un Enfoque Práctico. México D.F. McGraw-Hill Interamericana. 2007. p.17.

⁴³ Ibid., p. 25

En caso de que el fluido no se encuentre en movimiento, la transferencia de calor se dará por conducción.

Figura 12. Proceso de transferencia de calor por convección.

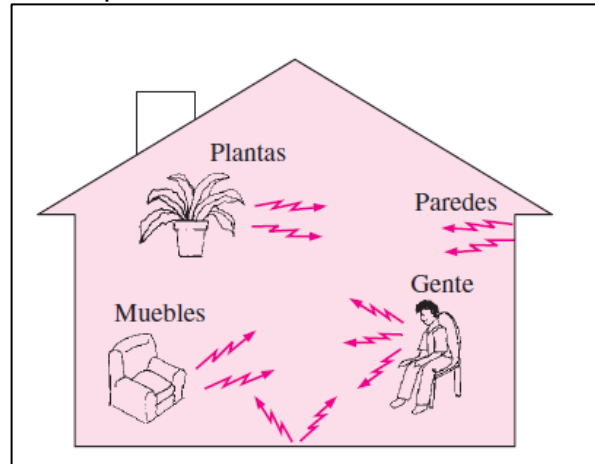


Fuente: Cengel, Yunus A. Transferencia de Calor y Masa un Enfoque Práctico. México D.F. McGraw-Hill Interamericana. 2007. P.22. Modificada por los autores.

2.2.2.3 Radiación. Consiste en la transferencia de calor por medio de ondas electromagnéticas, esta transferencia se da en un espectro electromagnético muy amplio. Todos los cuerpos emiten radiación y de la misma forma que emiten estos absorben, esto lleve a que se genere una transferencia de calor sin que los cuerpos necesariamente se encuentren en contacto.⁴⁴

⁴⁴ Cengel, Yunus A. Transferencia de Calor y Masa un Enfoque Práctico. México D.F. McGraw-Hill Interamericana. 2007. p.27.

Figura 13. Emisión de radiación en un caso típico.



Fuente: Cengel, Yunus A. Transferencia de Calor y Masa un Enfoque Práctico. México D.F. McGraw-Hill Interamericana. 2007. P.27. Modificada por los autores.

2.2.3 Propiedades Térmicas de la Roca y los Fluidos. Al momento de realizar cualquier procedimiento de simulación de yacimientos de un proceso térmico, los ingenieros poseen una gran cantidad de información acerca de las propiedades térmicas de los fluidos. Por esto, la siguiente sección es una recopilación de todas las propiedades térmicas de la roca. Las cuales afectan la forma en que el calor se disipa a través de las rocas que constituyen la matriz de la roca de la formación. Entre las propiedades más importantes se encuentran:

2.2.3.1 Capacidad Calorífica volumétrica. Determina la cantidad de calor necesario para elevar la temperatura de una unidad de roca (y de cualquier fluido intersticial contenido en esta roca) en un grado. ⁴⁵

2.2.3.2 Conductividad Térmica. Es la capacidad de los materiales que mide su capacidad para conducir calor. Esto quiere decir, que esta es la capacidad de los materiales de transferir energía cinética de sus moléculas hacia otras sustancias o materiales con los que se encuentre en contacto. ⁴⁶

2.2.3.3 Difusividad Térmica. Determina la velocidad con la que se desplaza un frente de temperatura a través del yacimiento. ⁴⁷

⁴⁵ Chekhonin, Evgeny; Parshini, Anton; Pissarenko, Dimitri; Popov, Yury; Romushkevich, Raisa; Safonov, Sergey; Spasennykh, Mikhail; Chertenkov, Mikhail V.; Stenin, Vladimir P. Cuando las Rocas se Calientan: Las Propiedades Térmicas de las Rocas Yacimiento. Moscú. Lukoil. 2013. p.22

⁴⁶ ECCI. Laboratorio de Conductividad Térmica. Bogotá D.C. Universidad ECCI. 2014. p.1

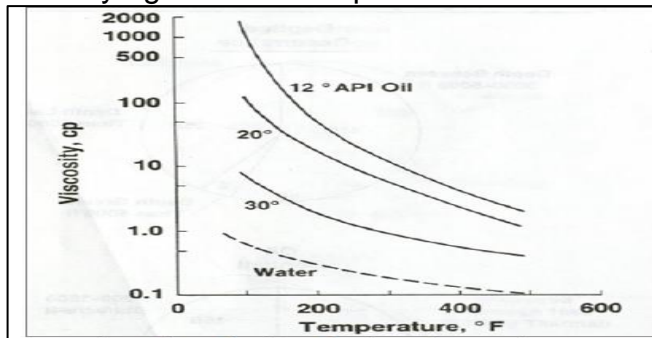
⁴⁷ Chekhonin. Op. cit., p.23.

2.2.3.4 Coeficiente de Expansión Térmica. Aumento de volumen de un cuerpo de roca debido a un aumento de la temperatura que provoca en el cualquier medio. La contracción térmica es la disminución del volumen por unidad de temperatura.⁴⁸

A continuación, se procederá a explicar el método térmico que se empleará en este trabajo de grado. La inyección cíclica de vapor.

2.2.4. Inyección de Vapor. La inyección de vapor es el proceso térmico con el cual se busca suplir la energía calorífica para incrementar la temperatura y la energía en el reservorio, para favorecer la movilidad y desplazamiento del petróleo. El vapor es el agente de arrastre provisto por el generador de vapor (de superficie o fondo de pozo). La inyección continua de vapor llamada '*Steamdrive*' o '*Steamflooding*' es en el cual a través de pozos inyectoros y productores dispuestos en patrones de flujo (como en una inyección de agua) se inyecta el vapor. La inyección cíclica de vapor, también conocida como '*Steam Soak*' o '*Huff-and-puff*' es una operación en un solo pozo, en la cual se inyecta el vapor dentro del pozo por un tiempo, permitiendo el calentamiento/remojo de éste y después se produce por el mismo pozo. Uno de los principales mecanismos de éste proceso es la relación de la viscosidad con la temperatura, ya que a mayor temperatura tenemos menores viscosidades y por ende mejora el flujo del petróleo. A continuación, se muestra como es esta relación⁴⁹.

Gráfica 3. Relación de la viscosidad del crudo y agua con la temperatura.



Fuente. HAMA, Mariwan Qadir. Updated screening criteria for Steam flooding based on oil field projects data. 2014. p. 11.

El propósito de estas metodologías térmicas es la de incrementar el factor de recobro (*Ultimate Recovery Factor*). Con la inyección cíclica lo que se busca es la estimulación de la formación, para producir a tasas mayores. Solo en algunos casos con condiciones específicas (reservorios de baja profundidad, con buen buzamiento

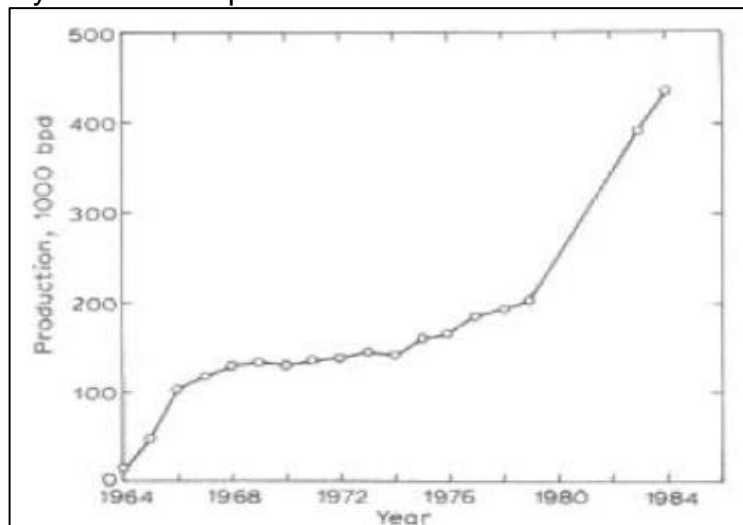
⁴⁸ Robertson, Eugene C. Thermal Properties of Rocks. Reston. United States Department of the Interior Geological Survey. 1988. P.91.

⁴⁹ AUREL, Carcoana. Enhanced Oil Recovery Methods. Applied Enhanced Oil Recovery. New Jersey. 1992. p. 41.

y buena permeabilidad lateral) se estimulan los procesos de gravedad y drenaje, con lo cual se aumenta el factor de recobro. La inyección continua de vapor provee un recobro último mayor al de la inyección cíclica por lo cual es más usado.

La aplicación de energía térmica al reservorio es hoy en día la económicamente más rentable y más usada dentro de los procesos EOR comerciales, y la explotación económica de esta metodología se dio desde el año 1960. A continuación, se muestra el comportamiento de un campo sometido a inyección de vapor y como mejoró su producción debido a la implementación de esta metodología.

Gráfica 4. Aumento de producción de petróleo en California, USA. Debido a la implementación de inyección de vapor.



Fuente: DONALDSON C, Erle; CHILINGARIAN V, George y YEN FU, Teh. Enhanced oil Recovery, II processes and operations. Steamflooding for Enhanced oil Recovery. New York. 1989. p. 318.

Los fenómenos por los cuales se incrementa el recobro con la inyección de vapor son:

- La reducción gradual de la viscosidad *in-situ* del petróleo, haciendo que este fluya más eficientemente.
- La reducción del petróleo residual (S_{OR}) y el aumento de la permeabilidad relativa al petróleo.
- Mejora de la eficiencia volumétrica de barrido, con lo cual se incrementa el factor volumétrico de la formación.
- Evaporización y destilación de los hidrocarburos condensados contenidos en el crudo.

- El vapor provee un mecanismo de arrastre por gas (*gas drive mechanism*)⁵⁰.

2.2.5 Inyección continua de vapor. En la inyección continua de vapor, el vapor inyectado en el reservorio transmite calor a la formación y a los fluidos que contiene. El calor disminuye la viscosidad del petróleo, lo que incrementa su movilidad. Mientras el vapor se va enfriando se va convirtiendo en agua. En este proceso como el vapor es continuamente inyectado, el agua condensada es empujada a través del reservorio hacia los pozos productores.

2.2.5.1 Parámetros para inyección continua de vapor. Alteraciones de las propiedades de los fluidos *in-situ*. Esto comprende cambios en el comportamiento de fases, densidades, viscosidades, composición, compresibilidades y las relaciones PVT.

- Propiedades de la roca como permeabilidad absoluta, porosidad, compresibilidad de la roca y los cambios en estas propiedades generados por la inyección del vapor.
- Propiedades relacionadas con la interacción roca fluido como las saturaciones residuales de los fluidos (que su vez están relacionadas con la mojabilidad y la tensión interfacial, saturaciones y permeabilidades relativas), presiones capilares, permeabilidades relativas y su dependencia de la temperatura.
- Propiedades térmicas de la roca y los fluidos contenidos, como calor específico, conductividades térmicas, coeficientes de expansión y los cambios inducidos en estos.
- El ambiente del reservorio, *net to gross ratio*, presencia de barreras de permeabilidad como *shales*, heterogeneidad, anisotropía, estratificación, propiedades del tope y base del reservorio (*overburden and underburden properties*), presión, temperatura inicial y saturación inicial de los fluidos.
- Geometría de los patrones, forma de patrón y espaciamiento, localización del intervalo de producción/inyección y espesor⁵¹.

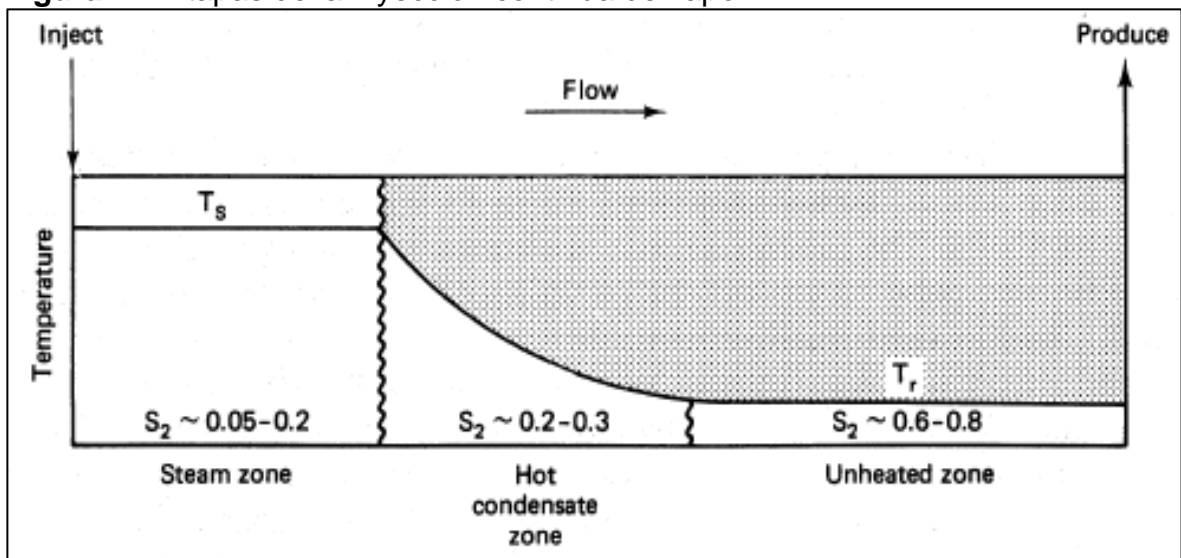
2.2.5.2 Mecanismos implicados en la inyección continua de vapor. Los mecanismos involucrados en la inyección continua de vapor se pueden entender al considerar vapor en un medio poroso que contiene agua connata y saturación de petróleo. El petróleo en contacto inmediato con el vapor recién inyectado es vaporizado y empujado, primeramente, una parte del petróleo no evaporado es

⁵⁰ DONALDSON C, Erle; CHILINGARIAN V, George y YEN FU, Teh. Enhanced oil Recovery, II processes and operations. Steamflooding for Enhanced oil Recovery. New York. 1989. p. 318.

⁵¹ Ibid. p. 319.

dejado atrás cuando la temperatura aumenta debido al calor cedido por el vapor, este debido a la pérdida de calor con el tope y base del reservorio se condensa y forma un banco de agua a la temperatura del vapor. Esta agua empuja al crudo mientras se mueve cediéndole energía calorífica y por lo tanto enfriándose hasta llegar a la temperatura del reservorio, y desde este punto en adelante el proceso se convierte en una inyección de agua convencional. De esta manera, se identifican tres etapas en el proceso importantes, la zona de vapor, la zona de agua/condensado caliente, la zona de agua/condensado a temperatura del reservorio. A continuación, se muestra una gráfica de las diferentes zonas mencionadas⁵².

Figura 14. Etapas de la inyección continua de vapor.



Fuente. LAKE W, Larry. Enhanced Oil Recovery. Case History. New Jersey. 1989. p. 489.

- **Zona de vapor.** En esta zona el efecto predominante es la destilación del petróleo. La alta temperatura y la presencia de una fase de gas promueve la evaporización de los componentes más volátiles, los cuales son transportados por el movimiento del vapor hasta que se condensan en la parte más fría del reservorio, los componentes más pesados del petróleo (es decir los caracterizados por una presión de vapor alta) son dejados atrás. El petróleo adelante es contactado por las fracciones livianas por lo que se vuelve rico en estas y favorece su movilidad y extracción. El recobro por destilación puede alcanzar el 20% del *OOIP* en un crudo que sea destilable un 50% a 340 °F⁵³.

⁵² Ibid. p., 319

⁵³ Ibid. p., 319

- **Zona de agua/condensado caliente.** La recuperación de petróleo en este punto está altamente gobernada por las propiedades térmicas del petróleo involucrado. Si la viscosidad del crudo exhibe cambios fuertes con el incremento de la temperatura, el recobro por el agua/condensado a temperatura del vapor será considerable. La eficiencia de desplazamiento está relacionada con la reducción en la saturación de petróleo residual con la temperatura. El petróleo en esta zona recuperado es de alrededor de 10-20% del petróleo en las zonas no barridas por el vapor. Inyección de químicos en este punto puede ayudar a aumentar la recuperación.⁵⁴
- **Zona de agua/condensado a temperatura de reservorio.** La recuperación llevada a cabo en esta zona es la del comportamiento típico de una Inyección de agua convencional con sus respectivos valores de recobro. La saturación de petróleo residual alcanzada es de 20-35% del *OOIP*⁵⁵.

2.2.5.3 Caso de estudio.

Kern River Field, California. Este es uno de los campos donde la aplicación de la Inyección continua de vapor fue muy exitosa. Este campo tiene propiedades que son las típicas de un proceso de Inyección de vapor continua. Es de profundidad somera, la presión original del campo es baja, su espesor de bastante grueso, y porosidad y permeabilidad alta. Todos estos aspectos en lo que resulta es en tener pérdidas de calor muy bajas. En la siguiente tabla se resume la información del campo.

Cuadro 4. Resumen datos del campo Kern River, 1968.

Depth	700–770 ft	213–235 m
Estimated original reservoir pressure	225 psig	1.53 mPa
Current reservoir pressure	60 psig	0.41 mPa
Average net sand thickness	70 ft	21 m
Reservoir temperature	80 °F	300 K
Oil viscosity at 85 °F	2,710 cp	2710 mPa – s
Oil viscosity at 350 °F	4 cp	4710 mPa – s
Average permeability to air	7,600 md	7.6 μm^2
Average porosity	35 %	35 %
Average oil content	1,437 bbl/ac-ft	0.185 m^3/m^3
Average oil saturation	52 %	52 %

Fuente. LAKE W, Larry. Enhanced Oil Recovery. Case History. New Jersey. 1989. P. 494.

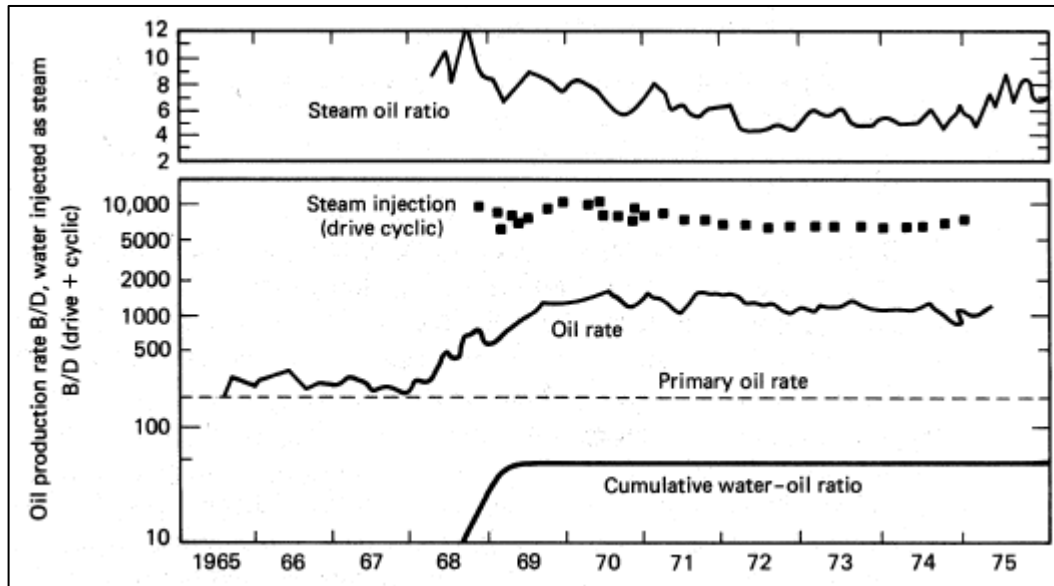
Uno de los proyectos realizados en Kern River, un arreglo de 10 pozos de inyección de vapor en donde los arreglos de pozo son seis inyectores, cada uno rodeando un

⁵⁴ Ibid. p., 319.

⁵⁵ Ibid. p. 320.

inyector, la extracción se hace viable económicamente debido a las bajas profundidades del reservorio. Cada patrón es relativamente pequeño ya que la productividad de petróleo frío y caliente es mucho menor en comparación con la inyectividad de vapor, así el tener mayores pozos productores que inyectores mejorará el balance de los fluidos. A continuación, se puede ver los resultados de este proyecto.

Gráfica 5. Comportamiento de producción arreglo de diez pozos, campo Kern River.



Fuente. LAKE W, Larry. Enhanced Oil Recovery. Case History. New Jersey. 1989. P. 494.

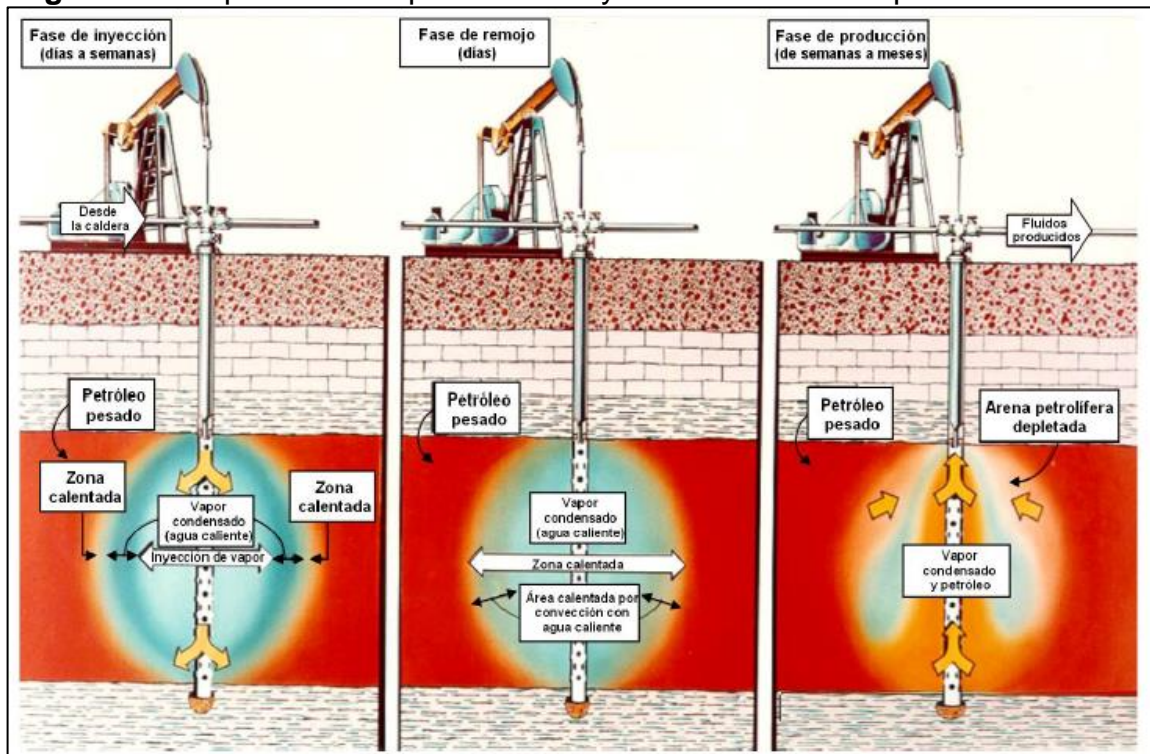
Como se puede ver la respuesta del petróleo a la inyección de vapor fue inmediata y muy fuerte. La rápida respuesta pudo haber sido dado que precediendo la inyección continua se realizó una inyección cíclica de vapor, pero la razón principal más probable es debido a la implementación de la tecnología en sí. El máximo pico de tasa de petróleo se dio en 1970 y se dio una declinación leve desde entonces. A través de la historia mostrada, la tasa de petróleo fue mucho más elevada que la tasa de petróleo primaria estimada. La relación vapor-petróleo alcanzó un mínimo en 1972 e incrementó después de eso cuando el vapor alcanzó más y más pozos productores.

2.2.6 Inyección cíclica de vapor.

2.2.6.1 Generalidades de la Inyección Cíclica de Vapor. Es la inyección alternada de vapor y producción de aceite con vapor condensado del mismo pozo o pozos. Este proceso predominantemente se aplica en pozos verticales, alternando ciclos de inyección de vapor con ciclos de producción de crudo pesado y vapor

consensado. El vapor inyectado calienta el petróleo pesado y disminuye su viscosidad. Luego de que la zona calentada es generada, el hidrocarburo calentado fluye de nuevo hacia el pozo. Este es un proceso de desarrollo de pozos; donde la mayor limitación es que se puede recuperar menos del 30% del petróleo original in-situ.⁵⁶

Figura 15. Esquema de un proceso de inyección cíclica de vapor.



Fuente. Alvarado, Douglas A.; Bánzer S. Carlos; Mora Rincón, Dr. Adafel C. Recuperación Térmica de Petróleo. Maracaibo. Universidad de Zulia. 2004. P.216.

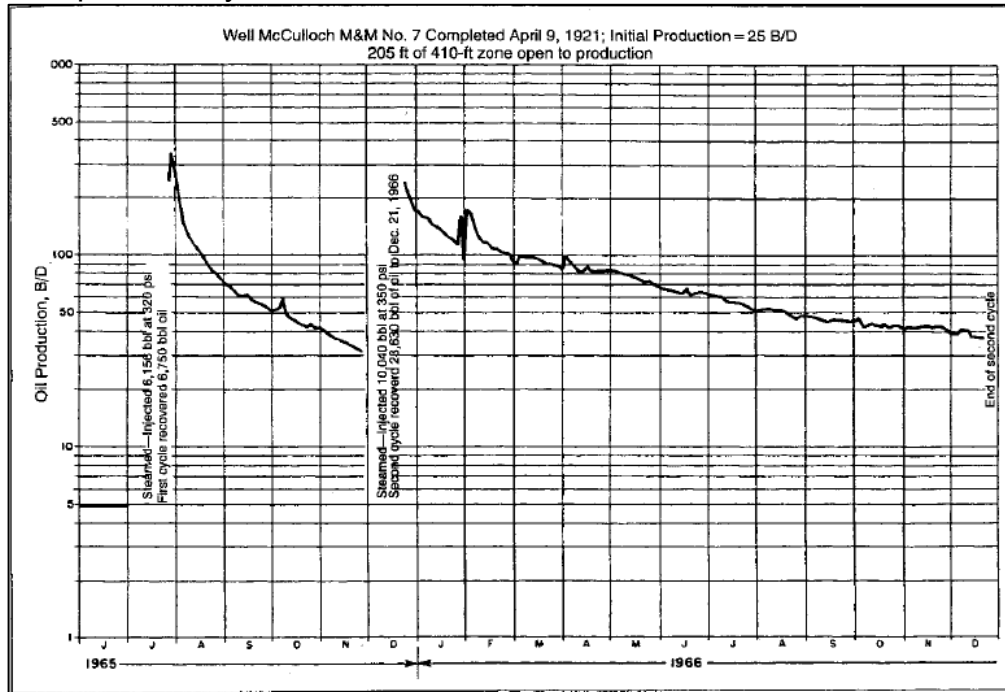
2.2.6.2 Reseña histórica. La inyección cíclica de vapor fue descubierta por accidente en el campo “Mene Grande” en Venezuela en el año 1959 cuando el vapor se ubicó detrás del revestimiento en un proceso de inyección de vapor. Este pozo, que no había producido petróleo anteriormente, producía a tasas entre 100 y 200 barriles por día.

La siguiente figura, ilustra la respuesta del campo “Midway sunset” a una inyección cíclica de vapor. El descubrimiento de que la inyección de vapor en yacimientos de crudo pesado podía incrementar las tasas de producción en factores de 5 a 10 fue un punto histórico para el desarrollo de las técnicas de recobro térmico. La inyección

⁵⁶ Speight, James G. Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands. Houston. Gulf Publishing Company. 2009. p.89.

cíclica de vapor se esparció rápidamente en California y en 1965, los proyectos estaban en marcha en la mayoría de reservorios de crudo pesado en California. ⁵⁷

Gráfica 6. Comportamiento de producción a través del tiempo para el campo “Midway Sunset”



Fuente. Green, Don; Willhite, Paul G. Enhanced Oil Recovery. Richardson. SPE Textbook. 1998. p.311. Modificada por los autores.

La inyección cíclica de vapor es usada en California, en el oeste de Canadá, Indonesia, Omán y China. La producción del campo Kern River en California, se encontraba por debajo de 20000 barriles por día en los años 50 antes de la inyección cíclica de vapor, después de la inyección cíclica de vapor para los años 80, se alcanzó una tasa de producción de 120000 barriles por día. El campo Duri en Indonesia es la zona más grande de inyección de vapor y produce 230000 barriles por día con un factor último de recuperación aproximado del 70% en algunas ubicaciones. ⁵⁸

2.2.6.3 Mecanismos de Operación. Los reservorios de crudo pesado se caracterizan por tener viscosidades a temperaturas de yacimiento en el orden de los 100 a 10000 cp. Cuando un reservorio tiene una fuente de energía natural para desplazar el petróleo desde el yacimiento a los pozos productores, la tasa de petróleo estará controlada primariamente por la resistencia de flujo en las

⁵⁷ Green, Don; Willhite, Paul G. Enhanced Oil Recovery. Richardson. SPE Textbook. 1998. p.310

⁵⁸ Speight, James G. Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands. Houston. Gulf Publishing Company. 2009. p.163.

inmediatas cercanías del pozo. La inyección cíclica de vapor calienta la roca del reservorio alrededor de la zona del pozo y permite que esta región se mantenga a una temperatura elevada por largos periodos de tiempo.⁵⁹

Los principales requerimientos para una aplicación exitosa de una estimulación por inyección cíclica de vapor es una fuente de energía natural en el reservorio. La energía disponible puede estar en forma de:

- Expansión de los fluidos por gas en solución o una reducción de la presión del reservorio.
- Acuífero activo.
- Drenaje gravitacional.
- Compactación de la roca.

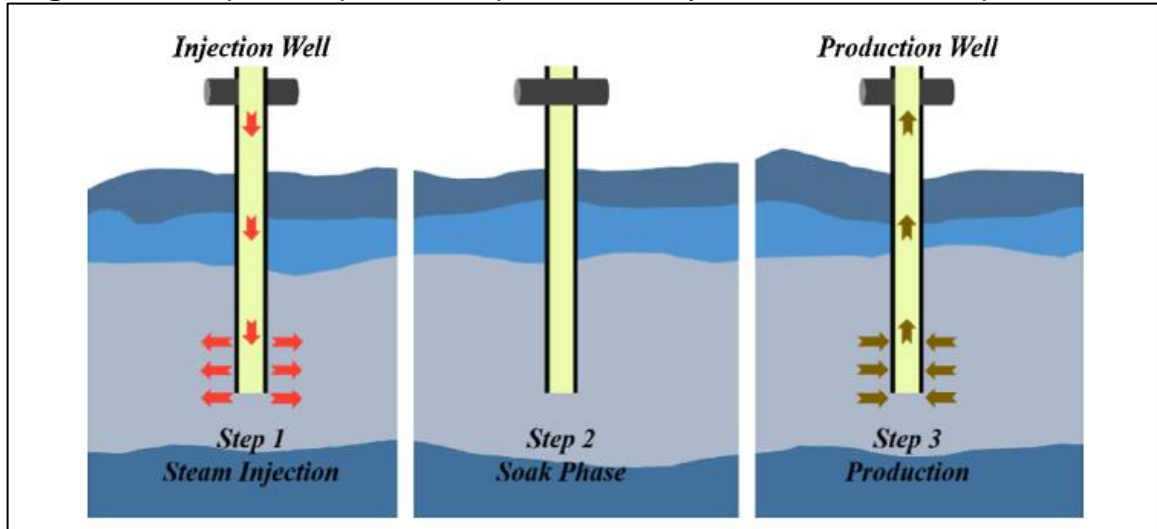
Es un proceso de tres etapas que comienza con una inyección a alta presión de vapor por varias semanas, el cual es seguido por un periodo de remojo permitiendo que el vapor inyectado difunda su calor inyectado a través del reservorio. Durante este periodo, el vapor calienta el petróleo viscoso e incrementa su movilidad. Subsecuentemente, el tercer paso comienza usando el mismo pozo como pozo de producción para extraer el petróleo móvil. La tasa de producción se mantiene a un nivel alto por un corto periodo de tiempo antes de que se decline gradualmente en varios meses.

Este ciclo entonces se repite sucesivamente hasta alcanzar un factor de recobro deseable. La inyección cíclica de vapor es usualmente aplicada luego de que se produjo por recobro primario, sin embargo, esta se debe aplicar antes de cualquier otro método de recobro mejorado. Debido a esto, la alta presión resultante durante la inyección cíclica de vapor también incrementa los requerimientos para mantener el yacimiento. Acorde a esto, la cantidad de vapor requerida durante cada ciclo y la duración para cada ciclo debe ser fuertemente considerada, esto depende en mayor medida del espesor del reservorio, la permeabilidad de la formación y la viscosidad del aceite. El incremento de la efectividad de la inyección cíclica de vapor, depende de que el vapor inyectado sea modificado adicionando aditivos químicos tales como solventes, surfactantes, álcalis y gases.⁶⁰

⁵⁹ Green. Op. cit., p. 312.

⁶⁰ Guo, Kun; Li, Hailong; Zhixin, Yu. In-Situ Heavy and Extra-Heavy Oil Recovery: A Review. University of Stavanger. Stavanger. 2016. p.888

Figura 16. Esquema típico de un proceso de inyección cíclica de vapor.



Fuente. Guo, Kun; Li, Hailong; Zhinxin, Yu. In-Situ Heavy and Extra-Heavy Oil Recovery: A Review. University of Stavanger. Stavanger. 2016. p.889. Modificada por los autores.

2.2.6.4 Características del Proceso. A continuación, se exponen las condiciones necesarias para aplicar la tecnología de la inyección cíclica de vapor:

Cuadro 5. Criterios para la aplicación de la tecnología e información promedio de los campos.

Criterios para la Aplicación de la Tecnología e Información Promedio de los Campos				
Parámetros	Valores criterios	de	Valores de diseño	Información promedio de los campos
Gravedad del petróleo, °API	8-35		<15	14.4
Viscosidad del petróleo In Situ, cP	50-350000		4000	5247
Saturación del aceite, fracción	>0.4		-	-
Espesor neto, m	>6		>9	24.2
Relación Net-to-gross, fracción	>0.4		-	-
Porosidad, fracción	>0.18		>/=0.35	0.32
Permeabilidad, mD	>50		>/=1000	1736

Cuadro 5. (Continuación).

Criterios para la Aplicación de la Tecnología e Información Promedio de los Campos			
Parámetros	Valores de criterios	de Valores de diseño	Información promedio de los campos
Transmisibilidad, mD-ft/cP	>5	-	-
Profundidad, m	<1525	<915	518
Capa de gas	No deseable	-	-
Acuífero	No deseable	-	-
Fractura	No	-	-
Arcilla	Bajo	-	-
Calidad del vapor, %	-	80-85	-
Presión de vapor, psig	-	-1500	900
Tiempo de inyección, días	-	14-21	11
Tiempo de remojo, días	-	1-4	6.25
Número de ciclos	-	3-5	3
Duración ciclo, meses	-	-6	-6

Fuente. Sheng, James. Enhanced Oil Recovery Field Case Studies. Houston. The Pennsylvania State University. 2013. p.395.

2.2.6.5 Condiciones Generales de Aplicación de la Inyección Cíclica de Vapor.

Si la viscosidad del petróleo es 50-150 mPa*s, la inyección de agua es seguido por una inyección de vapor. Si la viscosidad se encuentra entre 150-10000 mPa*s, la inyección de vapor se aplica directamente debido a que la inyección de agua puede no ser efectiva. La inyección cíclica de vapor seguida por una inyección de vapor será más efectiva. Cuando el petróleo tiene una viscosidad entre 10000 a 50000 mPa*s, la inyección cíclica de vapor es necesaria. Cuando la viscosidad del petróleo se encuentra por encima de 50000 mPa*s, se deben emplear técnicas especiales de producción, como fracturamiento, pozos horizontales y adición de químicos.⁶¹

⁶¹ Sheng, James. Enhanced Oil Recovery Field Case Studies. Houston. The Pennsylvania State University. 2013. p.388.

2.2.6.6 Aplicaciones de la Inyección Cíclica de Vapor en Campo.

- **Bloque 66 Du en el Campo Liao Shuguang, China.** Este es otro caso donde se aplicó exitosamente la inyección cíclica de vapor, el resto en este yacimiento se debía a que la geología del yacimiento hace que este se estructure en capas delgadas de arena intercaladas de arcillas. Debido a esto, se debía tener extremo cuidado al inyectar el vapor ya que este puede hinchar a las arcillas afectando drásticamente la permeabilidad de la formación. Entre las lecciones que se aprendieron de este bloque se encuentran:⁶²

Combinar capas delgadas en capas más gruesas y perforar selectivamente estas capas.

La calidad del vapor debe ser más alta en aquellos reservorios con muchas capas delgadas.

Se deben tomar medidas para prevenir el hinchamiento de las arcillas.

Usar empaques con el propósito de realizar la inyección cíclica de vapor en capas separadas para reducir el flujo cruzado entre capas o entre yacimientos.

- **Bloque Jin 45 en el Campo Liaohe Huanxiling, China.** Este es un yacimiento donde se presentaba un acuífero activo, debido a esto, en algunas zonas del yacimiento fue beneficioso para la inyección cíclica de vapor ya que ayudaba al sostenimiento de la presión, de esta forma se mantenían tasas de hidrocarburos muy altas, sin embargo, en algunas zonas (especialmente los pozos que se ubican en la base del reservorio) luego de aproximadamente un tercer ciclo de inyección de vapor, se producía la ruptura del frente de agua en el pozo, a partir de este punto la inyección cíclica de vapor dejaba de ser rentable.⁶³ Entre las lecciones aprendidas en este bloque se encuentran:

Aunque el acuífero de fondo genera un mantenimiento de presión y aumenta la tasa de producción de petróleo en los dos primeros ciclos, cuando el agua irrumpe en el pozo reduce el número de ciclos y deteriora el desempeño del periodo de remojo. Para controlar el irrupimiento del acuífero en el pozo, se empleaban bombas aún más grandes.

El vapor fue inyectado de forma separada en las capas, de esta forma las tasas de inyección en las diferentes capas fueron controladas.

⁶² Ibid. p.406.

⁶³ Sheng, James. Enhanced Oil Recovery Field Case Studies. Houston. The Pennsylvania State University. 2013. p.408.

Se observó que el vapor inyectado irrumpió a través de los pozos vecinos. Esto fue debido a que la presión de inyección era muy alta, se formaron algunas fracturas; y el vapor irrumpió a través de las fallas. Por lo tanto, la tasa de inyección de vapor, la presión de inyección y la fuerza de la inyección deben ser controladas.

- **Bloque 97 y 98 en el Campo Karamay, China.** Este caso sirve para ilustrar el desempeño de la inyección cíclica de vapor en yacimientos con una muy alta viscosidad, en el cual las técnicas convencionales de producción no son muy efectivas.⁶⁴ Entre las lecciones aprendidas en este yacimiento se encuentran:

Debido a la alta viscosidad del petróleo, el petróleo no podía fluir sin emplear ninguna técnica de calentamiento.

La inyección de vapor hizo fluir el petróleo de forma natural. Pero el tiempo de producción fue de 1 a 32 días con un promedio de 7.5 días. Las tasas de producción iniciales eran altas, pero decrecían rápidamente.

Las tasas de producción de petróleo y la relación entre vapor inyectado y petróleo producido aumentaban más en el segundo y tercer ciclo que en el primero. El irrumpimiento del vapor y la producción de arena eran los problemas.

2.3 RECOBRO MEJORADO CON QUÍMICOS

En este tipo de recobro se usan una serie de fluidos que inducen una tensión interfacial baja (IFT) al juntarse con el crudo. Existe una relación entre en el recobro en un proceso de desplazamiento y el efecto de la tensión interfacial, donde el petróleo residual (S_{or}) se ve alterado conforme se hacen variaciones en el número capilar N_c .

Para entender el fenómeno asociado a la disminución de la tensión interfacial se debe definir antes el concepto de número capilar que se define para una roca mojada por el agua como:

Ecuación 1. Número capilar para un crudo mojado por agua.

$$N_c = \frac{u\mu}{\sigma(\cos \theta)}$$

Donde

V: Velocidad de Darcy en el frente de desplazamiento.

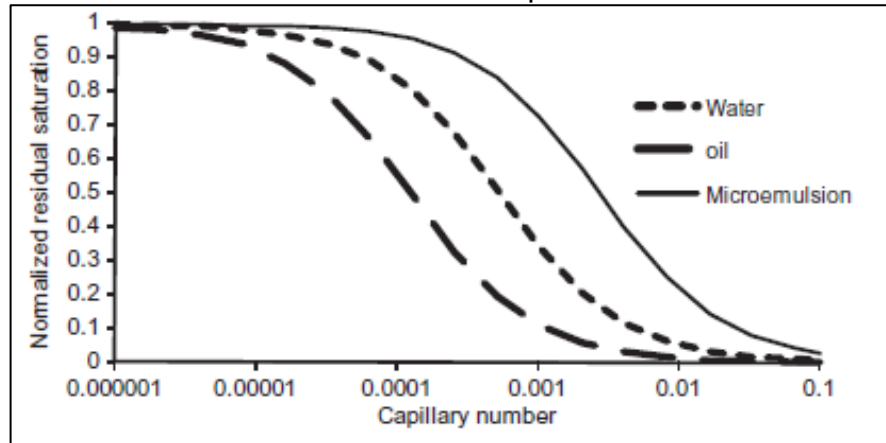
μ : Viscosidad el fluido.

σ : Tensión interfacial.

⁶⁴ Ibid. p.410.

Este parámetro es la relación entre las fuerzas viscosas e interfaciales y es de gran importancia ya que se ha demostrado experimentalmente que, al aumentar el número capilar, la saturación residual disminuye y por lo tanto la recuperación de petróleo aumenta. Esta relación entre saturación residual y el número capilar es llamada “Curva de desaturación capilar”.

Gráfica 7. Curva de desaturación capilar.



Fuente: SHENG, James. Enhanced Oil Recovery Field Case Studies. 1 ed. 2013. p. 123

2.3.1 Inyección de Surfactantes

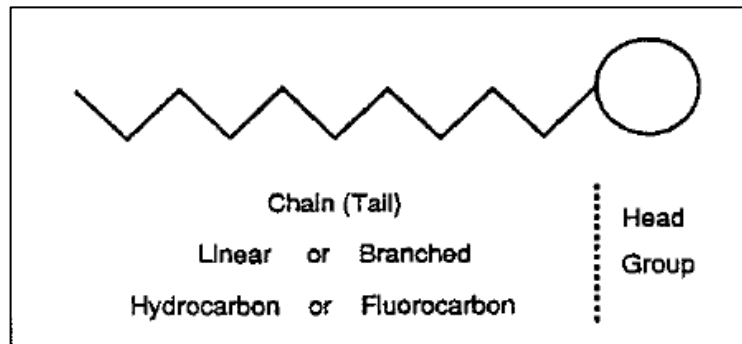
2.3.1.1 Estructura de los surfactantes. En su estructura común se tiene una parte no polar, hidrofóbica, cola o “*hydrocarbon tail*”, que en la gran mayoría de los surfactantes es una cadena de hidrocarburos de longitud de 12 a 18 átomos de carbono y con un anillo aromático, y una parte iónica, hidrofílica o polar llamada cabeza o “*hydrocarbon head*”. Los surfactantes también son llamados moléculas ambifílicas ya que poseen una cadena no “*polar tail*” y un grupo polar “*head group*” dentro de la misma molécula. Una representación de los surfactantes en su forma más básica es mostrada en la **Figura 17** junto con su orientación en el agua en la **Figura 18**.⁶⁵

La eficiencia o el funcionamiento del surfactante se basa en el balance que hay entre la parte polar y no polar, ya que por un lado las moléculas de agua reaccionan muy deficientemente con las no polares y tienden a extraerlas de sí, mientras que las moléculas polares tienen a entrar en solución con el agua. Debido a esto se caracterizó empíricamente un número para caracterizar los surfactantes, éste es el HLB o *hydrophilic/lipophilic balance*, el cual a través de la experimentación se ha concluido que ayuda a establecer la tendencia de solubilización en agua y en crudo

⁶⁵ SANDERSEN BÜLOW, Sara. Enhanced Oil Recovery with Surfactant Flooding. Doctorado. Kongens Lyngby. Technical University of Denmark. 2012. p. 8.

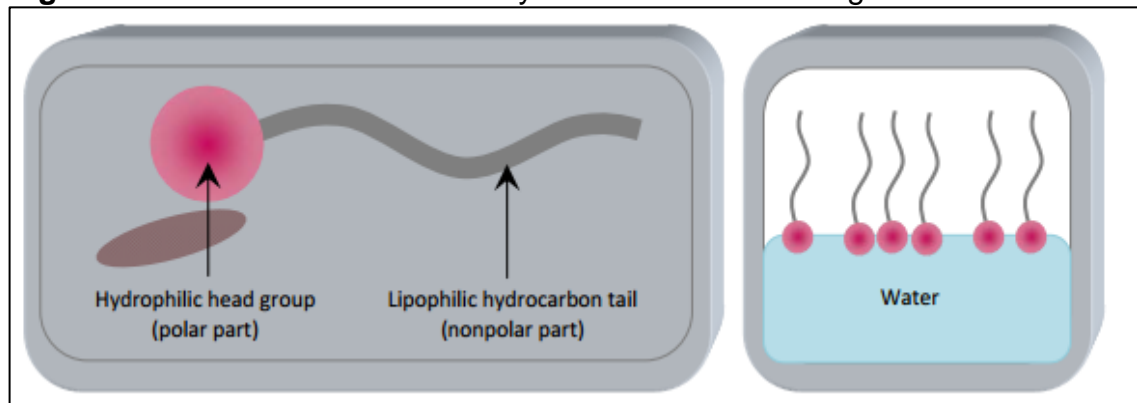
del surfactante y así mismo la tendencia a formar emulsiones agua en petróleo o petróleo en agua, por lo que si tenemos un valor de HLB bajo significa que habrá más tendencia de solubilización en crudo y a formar emulsiones del tipo agua en crudo.⁶⁶

Figura 17. Representación de la forma estructural básica de un surfactante.



Fuente. GREEN, Don W; WILLHITE, P. Enhanced Oil Recovery. 1998. p. 241; modificada por los autores.

Figura 18. Molécula de surfactante y su orientación en el agua.

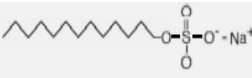


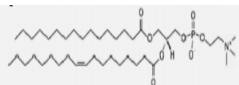


Fuente: SANDERSEN BÜLOW, Sara. Enhanced Oil Recovery with Surfactant Flooding. Technical University of Denmark. 2012, p.8.

2.3.1.2 Clasificación de los surfactantes. Los surfactantes pueden ser clasificados de distintas maneras, como por ejemplo el uso que tiene dicho surfactante, pero debido a que los surfactantes tienen amplios usos se volvería confusa esta clasificación. Científicamente la clasificación de surfactantes más aceptada es la basada en cómo es su disociación en el agua. Así los tipos de surfactantes son:

⁶⁶ GREEN, Don W; WILLHITE, P. Enhanced Oil Recovery. Surfactants. Texas, 1998. p. 241. ISBN 1-55563-077-4.

Cuadro 6. Clasificación de surfactantes según su estructura.

Surfactante	Propiedades	Aplicación	Ejemplo
Aniónicos	Cargado negativamente Tipos: Sales de ácido sulfónico, alcohol Sulfatos, alquilbencenosulfonatos Ésteres de ácido fosfórico, ésteres de ácido carboxílico Sales ácidas, No tóxico	Como detergentes en la operación de recuperación de petróleo, Como en la rehabilitación de hidrogeología de contaminantes	Dodecil sulfato de sodio 
Catiónicos	Positivo cargado, antibacteriano Tipos: 1) Aminas de cadena larga (Aceite natural, grasas y materias sintéticas Aminas): Soluble en pH <7 y Insoluble en pH > 7. 2) Cuaternario Sales de amonio: Estables en su conjunto Rango de pH	Como agentes desinfectantes y antisépticos, agente antiestático, formulación cosmética, suavizante textil, inhibidores de corrosión, productos químicos de flotación, derivados del petróleo	Bromuro de cetiltrimetilamonio 
No iónicos	Grupo hidrofílico de cabeza Tipos: etoxilatos de alcohol, Alquilfenol etoxilatos, Alcanolamidas y tensioactivos de azúcar, No tóxico	Buen solubilizador El uso generalizado en petróleo y Aplicaciones ambientales	Polioxietileno (4) lauril éter 
Zwitteriónicos	Positivo o negativo dependiendo de PH Fosfolípidos que constituyen biomembranas que constituyen el surfactante Zwitteriónico	Industria farmacéutica, Industria de pintura, En industria animal, Industria textil	Lecitina 

Fuente. SCHRAMM L, Laurier. Surfactants: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry.

Los surfactantes de tipo Aniónicos, son los que más han sido utilizados como método de recobro de petróleo. Son los más usados debido a que tienen buenas propiedades, son relativamente estables, su absorción en la roca es baja y además pueden ser manufacturados económicamente.⁶⁷

Los surfactantes del tipo no iónico principalmente se han usado como co-surfactantes para mejorar el comportamiento y desarrollo del sistema de surfactante ya que estos son mucho más tolerantes por ejemplo a la alta salinidad, pero a su vez sus propiedades para reducir la IFT no son tan eficientes como las de los surfactantes Aniónicos.⁶⁸

Los surfactantes del tipo catiónico generalmente no se usan, ya que por la naturaleza de su carga reaccionan con la roca reservorio y se adsorben drásticamente por lo que su rentabilidad en un proceso EOR no es viable.⁶⁹

Los surfactantes comúnmente usados son los hidrocarburos sulfonados como sulfato de propoxilato o sulfonato de alcohol propoxilato. Para obtener una inyección de surfactantes más eficiente, polímeros son añadidos al sistema, ya que los surfactantes se encargan de la reducción de la tensión interfacial y alteración de humectabilidad y los polímeros de agregar viscosidad al sistema y así optimizar la eficiencia de barrido volumétrica. Estos hidrocarburos sulfonados son utilizados para aplicaciones donde haya una baja salinidad (<2 o 3% en peso de NaCl) y son ampliamente usados ya que bajan la tensión interfacial, son relativamente baratos y químicamente muestran estabilidad.

Los sulfonatos son solubles ya que poseen un grupo SO_3^- , y por ello tienden a precipitarse o solubilizarse en salmueras con alta salinidad y dureza (alto contenido de calcio o magnesio). Las características de los sulfonatos dependen de la composición de la roca, el grado de sulfatación y el número promedio de moléculas de sulfato enlazadas a cada molécula.

Junto con los surfactantes se adicionan a la mezcla co-surfactantes para optimizar las propiedades de la solución de surfactante, también estos promueven condiciones favorables con respecto a la temperatura, presión y salinidad. Debido a las características físicas de reservorio, como adsorción de la roca y el entrapamiento del fluido en la estructura de poros, pérdidas considerables de los surfactantes pueden ocurrir. Es importante saber que la estabilidad del surfactante no solo debe ser monitoreada y controlada a condiciones estándar, sino además a las condiciones del reservorio para conocer su estabilidad. Es bien sabido que los

⁶⁷ SALAGER, Louis. Surfactant Types and Uses. Mérida, Venezuela. Universidad de los Andes. p. 17-26. 2002

⁶⁸ *Ibid.*, p. 28-34.

⁶⁹ *Ibid.*, p. 36-40.

surfactantes son sensibles a altas temperaturas y altas salinidades, por lo que la formulación del surfactante que pueda soportar estas condiciones debe ser usado.⁷⁰ El sistema de surfactante usualmente consiste en el surfactante y el co-surfactante. Sin embargo, esta mezcla de múltiples componentes puede no trabajar bien debido a la separación que ocurre en el reservorio, ya que la concentración de la solución cambia rápidamente de su valor óptimo al darse la separación.

Un criterio importante al realizar una inyección de surfactante es maximizar la cantidad de petróleo residual que puede ser movilizado al mínimo costo de químicos. En esta medida no sólo minimizar la tensión interfacial resulta en una optimización eficiente del recobro, sino además otras condiciones deben ser controladas para maximizar el recobro como la salinidad, temperatura, la absorción del surfactante, la concentración y los cambios en los que incurre al estar en condiciones de reservorio. Teniendo todo esto en cuenta se sabe claramente entonces que para cada reservorio en específico se debe formular un tipo de surfactante que trabaje específicamente a esas condiciones.⁷¹

Cuadro 7. Tipos de inyección de surfactante.

Type of surfactant flooding	Technique	Note
Micelle/polymer flooding:	A micelle slug usually of surfactant, co-surfactant, alcohol, brine and oil is injected into the reservoir.	Displacement efficiency close to 100 % (measured in laboratory).
Microemulsion flooding:	Surfactants, co-surfactants, alcohol and brine are injected into the reservoir to form microemulsions to obtain ultra low IFT.	Can be designed to perform well in e.g. high temperature or salinity or low permeable areas where polymer and/or alkali cannot work.
Alkaline/surfactant/polymer (ASP) flooding:	The addition of alkaline chemicals reduces the IFT at significantly lower surfactant concentrations.	Lower concentration of surfactants is involved in this process, which reduces the cost of chemicals.

Fuente. SANDERSEN BÜLOW, Sara. Enhanced Oil Recovery with Surfactant Flooding. Technical University of Denmark. 2012, p.6

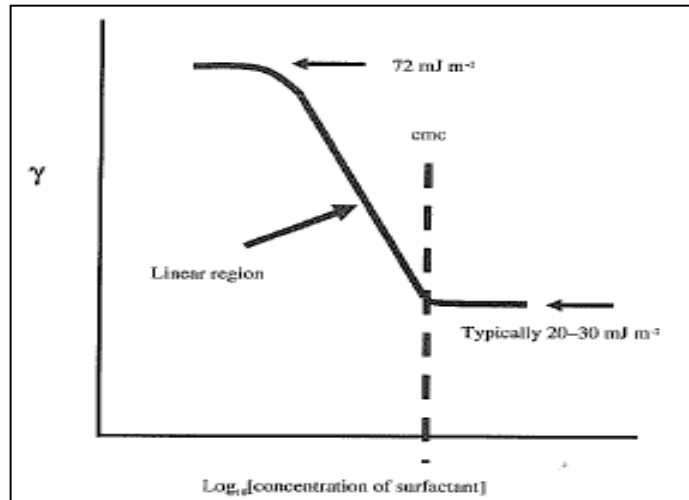
- **Micelas y micro-emulsiones.** Cuando un surfactante es agregado a un solvente en bajas concentraciones las moléculas disueltas se dispersan como monómeros, al incrementar la concentración de surfactante estos monómeros van aumentando y se van juntando. Por encima de cierta concentración llamada concentración micelar crítica (CMC) la adición de surfactante da como resultado la formación de micelas y después de este punto al aumentar la concentración del surfactante, la cantidad de este como monómero permanecerá constante, por lo que al aumentar la concentración después de CMC se aumentará la cantidad de micelas, pero

⁷⁰ SANDERSEN BÜLOW, Sara. Enhanced Oil Recovery with Surfactant Flooding. Doctorado. Kongens Lyngby. Technical University of Denmark. 2012. p. 8.

⁷¹ Ibid., p. 7

poco la concentración de surfactante como monómero como se muestra en la siguiente gráfica.⁷²

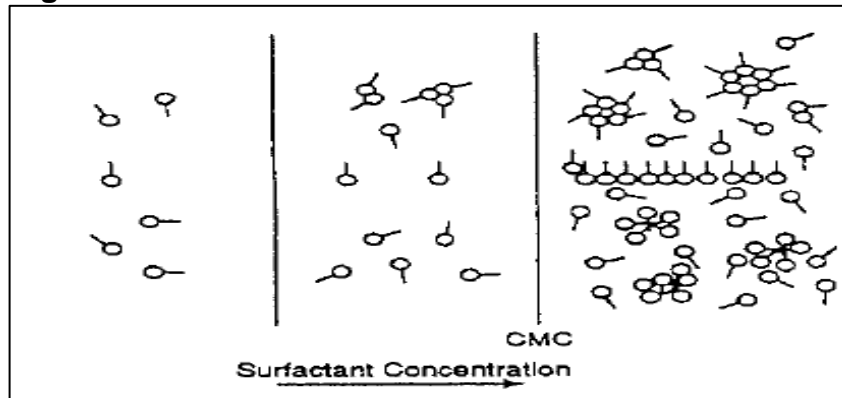
Gráfica 8. Grafica de energía en la superficie o interface versus la concentración de surfactante.



Fuente. SANDERSEN BÜLOW, Sara. Enhanced Oil Recovery with Surfactant Flooding. Technical University of Denmark. 2012, p.16.

De esto se puede concluir que la solubilidad del agua y el petróleo aumentan cuando se tienen concentraciones iguales o mayores al CMC ya que se aumentan la cantidad de micelas. El proceso formación de micelas es mostrado a continuación.

Figura 19. Formación de micelas.



Fuente. GREEN, Don W; WILLHITE, P. Enhanced Oil Recovery. 1998. p. 243; modificada por los autores.

⁷² GREEN, Don W; WILLHITE, P. Op. Cit., p. 242

Aquí se puede observar la formación de micelas después de aumentar la concentración de surfactante y alcanzar el punto micelar crítico. En la parte inferior se muestran las micelas cuando el agua es el solvente y la fase continua ya que tienen la cabeza o grupo polar en la parte exterior y la cadena de hidrocarburos al interior debido a las interacciones químicas, y en la parte superior se ve la forma de las micelas cuando el solvente es petróleo, estas son inversas y la parte no polar ahora es la que reacciona con el petróleo y el grupo polar está en el interior

Algunas características de las micelas son:

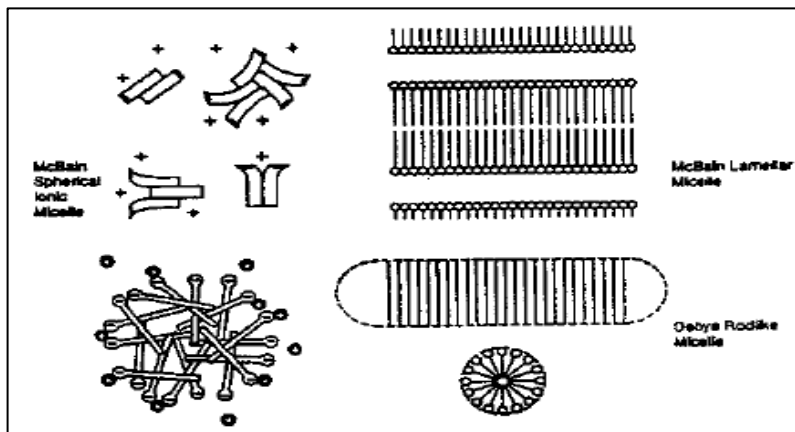
- Estas tienen una forma esférica y el radio de la micela es tan grande como el largo de la cadena de hidrocarburos en el surfactante.
- Las micelas contienen de 50-100, aunque estudios posteriores demostraron que el número de monómeros por micela pueden estar afuera significativamente fuera de este rango
- El proceso de micelación ocurre dentro de un rango estrecho de concentración de surfactante.
- Las propiedades de la solución cambian abruptamente después de alcanzar el punto micelar crítico, dentro de estas propiedades se incluye la conductividad eléctrica, tensión superficial y presión osmótica.
- Para surfactantes en solución acuosa, el interior de la micela es formada por la asociación de cadenas de hidrocarburos y estas tienen muchas de las características del hidrocarburo líquido como su capacidad para absorber componentes líquidos.⁷³

Como se mencionó anteriormente en una solución acuosa las micelas en su interior pueden solubilizar una parte de hidrocarburos y a su contraparte en micelas donde el solvente es petróleo se puede solubilizar agua dentro de estas micelas, por lo que explicaría la razón del porqué al aumentar la concentración de surfactante por encima del CMC incrementa la solubilidad aparentemente ya que empiezan a formar más micelas y solubilización de agua o petróleo según sea el caso.

Así entonces la forma típica de las micelas y los tipos de micelas que por métodos experimentales de dispersión de luz y dispersión de neutrones se han postulado.

⁷³ GREEN, Don W; WILLHITE, P. Op. Cit., p. 243

Figura 20. Diferentes modelos estructurales de las micelas.



Fuente. GREEN, Don W; WILLHITE, P. Enhanced Oil Recovery. 1998. p. 243; modificada por los autores.

De este modo la definición de microemulsión es “una solución estable y translúcida micelar de petróleo y agua que puede contener uno o varios componentes ambifílicos”.

2.3.2 Inyección de álcali.

También llamada *caustic flooding* o *high pH-flooding*, es un proceso caracterizado por la reacción entre un compuesto químico de alto pH como el NaOH y los ácidos orgánicos contenidos en el petróleo (compuestos saponificables), para generar surfactantes *in situ* que reducen la tensión interfacial *IFT* entre el agua y el petróleo y producen emulsificación. Éste agente químico al disociarse en una fase acuosa, aumenta el pH significativamente. Con este método la eficiencia de desplazamiento del petróleo se ve mejorada. Teniendo en cuenta la forma de calcular el pH de una solución acuosa ideal.

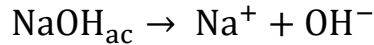
$$\text{pH} = -\log[\text{H}^+]$$

En la cual al aumentar la concentración de iones (OH^-), se disminuye la concentración de iones (H^+), ya que las dos concentraciones están relacionadas a través de la disociación del agua, y debido a que la concentración de agua en una fase acuosa permanece constante, se obtiene entonces la expresión del equilibrio de disociación del agua⁷⁴.

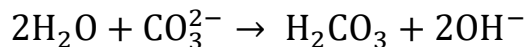
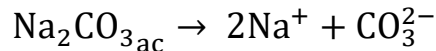
$$K_1 = \frac{[\text{OH}^-][\text{H}^+]}{[\text{H}_2\text{O}]}$$

⁷⁴ LAKE W, Larry. Enhanced Oil Recovery. Prentice Hall. 1989. p 434.

Varios químicos han sido usados para generar altos pH, pero los más comúnmente usados son hidróxido de sodio (*caustic or NaOH*), ortosilicato de sodio y carbonato de sodio (Na_2CO_3). Al ser un compuesto iónico el NaOH presenta una disolución total en medio acuoso, como se ve a continuación⁷⁵,



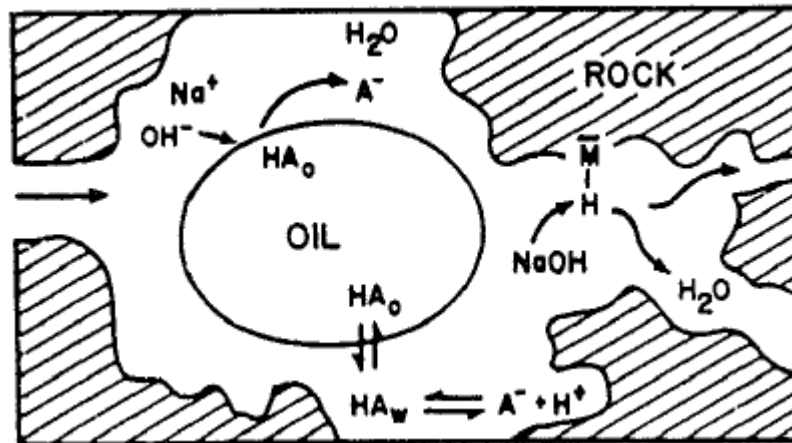
Los otros compuestos generan OH^- por medio de la formación de ácidos débilmente disociantes como se puede ver a continuación para el carbonato de sodio⁷⁶,



Así entonces, las moléculas de OH^- generadas reaccionan con los ácidos orgánicos (los más comunes son ácidos nafténicos) presentes en el petróleo para llevar a cabo el proceso de saponificación del petróleo y producir jabones (*soap*) *in-situ* en la interfase agua-petróleo. El proceso ocurrido con estos químicos es similar al proceso con soluciones micelares, la diferencia radica en que en este caso la *IFT* es reducida por surfactantes generados *in-situ*⁷⁷.

Se puede entender de esta manera que la efectividad de este proceso depende de la cantidad de compuestos saponificables contenidos en el petróleo y que puedan reaccionar para formar los surfactantes *in-situ*. A continuación, se muestra un esquema del mecanismo general de este proceso.

Figura 21. Mecanismo general de *alkaline flooding*.



Fuente. GREEN, Don W; WILLHITE, P. Enhanced Oil Recovery. 1998. p.288; modificada por los autores.

⁷⁵ Ibid., p. 434

⁷⁶ Ibid., p. 434

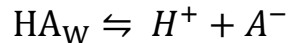
⁷⁷ GREEN, Don W; WILLHITE, P. Op. cit., p. 288.

Como se puede observar en la figura, una parte de los ácidos contenidos en el petróleo se particionan en la fase acuosa de acuerdo a la siguiente expresión de solubilidad⁷⁸,



Donde K_D es el coeficiente de partición y HA_O y HA_W denotan los ácidos en las fases petróleo y agua.

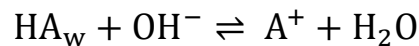
Los ácidos del petróleo que se disocian en la fase acuosa se comportan mediante la siguiente expresión⁷⁹,



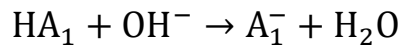
Que formaría el siguiente equilibrio:

$$K_A = \frac{[H^+][A^-]}{[HA_w]}$$

Donde $[A^-]$ es ya un surfactante generado por disociación del ácido de petróleo en la fase acuosa. Por otra parte, el HA_w no disociado reacciona con el compuesto álcali disociado para generar y aumentar la concentración de $[A^-]$ mediante la siguiente reacción⁸⁰,



Con estos equilibrios se logra cualitativamente especificar el mecanismo de generación de los surfactantes *in-situ*. Ahora bien, la medida de la cantidad de posibles ácidos orgánicos existe en cierto crudo se hace mediante la cuantificación con KOH, midiéndose la cantidad en miligramos de KOH necesario para neutralizar un gramo de ácido del crudo, mediante la siguiente reacción⁸¹.



Hay que tener en cuenta que no hay una relación entre el número ácido y el aumento del recobro, ya que en cada reservorio existen diferentes condiciones que provocan que el comportamiento del recobro sea distinto.

⁷⁸ Ibid., p. 288

⁷⁹ Ibid., p. 288

⁸⁰ Ibid., p. 288

⁸¹ Ibid., p. 288

2.3.2.1 Mecanismos de desplazamiento asociados a la inyección de Álcali. La eficiencia de este proceso se ha atribuido a diferentes factores, algunos de los más representativos son:

- **Disminución de la tensión interfacial.** Las soluciones alcalinas aumentan el número capilar por medio de la reacción de los ácidos orgánicos del petróleo, formando emulsiones que disminuyen el valor de la IFT en varios órdenes de magnitud. Se podría pensar además, que la relación entre la concentración y disminución de la tensión interfacial es de manera proporcional, ya que suena lógica la premisa de que a mayor concentración de compuesto Álcali, habrá más cantidad de sustancia disponible para realizar el efecto de disminución de la IFT; lo cierto es que esto depende de la salinidad y el pH de la solución, y la concentración donde se obtienen los valores de IFT más bajos es un rango muy estrecho que experimentalmente se debe determinar. Este rango óptimo en muchos de los casos según Donaldson *et al.* se encuentra entre 0.05 y 0.2% en peso a un pH de 12.5⁸².
- **Arrastre y emulsificación.** En este mecanismo debido a la disminución de la tensión interfacial, el petróleo pasa por un proceso de emulsificación en donde es arrastrado por la solución acuosa del químico de alto pH. Este mecanismo ocurre cuando se tienen condiciones de alto pH, número ácido bajo, baja salinidad y un tamaño de emulsión menor al diámetro de la garganta de poro. Este mecanismo se da en aplicaciones donde la cantidad de químico usada es baja⁸³.
- **Alteración de humectabilidad.** La forma de hacer eficiente el proceso de inyección de Álcali depende en gran medida de la distribución inicial del petróleo residual (S_{OR}) en el espacio poroso, que a su vez está controlado por la humectabilidad del reservorio, y por ende en la capacidad para alterar esta humectabilidad está gran parte del éxito de esta técnica. El objetivo de esta alteración es la disminución de las fuerzas capilares que ofrecen gran obstrucción al petróleo en el la matriz de poro. Los cambios en pH pueden realizar estos cambios de humectabilidad a través de la reacción con los agentes tenso activos en el petróleo adsorbidos en la superficie de la roca⁸⁴.

En el caso de alteración de roca humectada por petróleo a humectada por agua, la alteración se da por la reacción entre el Álcali y los ácidos polares contenidos en la roca humectada por petróleo. Debido a esto la producción de petróleo incrementa, dado que se inducen cambios favorables en las permeabilidades y

⁸² SHENG J, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery Theory and Practice. Burlington. 2011. Elsevier. p.399.

⁸³ Ibid., p. 421.

⁸⁴ LAKE W, Larry. Op. Cit., p. 439.

disminución en la permeabilidad relativa al agua, lo que desemboca en un aumento de la eficiencia de desplazamiento⁸⁵.

En el caso de alteración de roca humectada por agua a humectada por petróleo, la alteración causa que la fase de petróleo residual discontinua y no humectante, se extienda a una fase humectante y continua. Simultáneamente la baja tensión interfacial generada, induce la formación de una emulsión de Alkali en petróleo que bloquea canales de flujo y crea altos gradientes de presión locales. Estos gradientes de presión ayudan a vencer las ya reducidas fuerzas capilares, y de esta manera se reduce aún más la saturación de petróleo residual⁸⁶.

- **Emulsificación y atrapamiento.** En este mecanismo el petróleo emulsionado bloquea las gargantas de poro con menor diámetro que el de la emulsión, forzando así al agua de inyección a dirigirse a los poros que no han sido desplazados; todo esto da como resultado la reducción de la movilidad de la fase acuosa (con lo que aumenta la eficiencia de desplazamiento) y la reducción de flujo por canales preferenciales (de alta permeabilidad). Las condiciones a las que se da este proceso son alto pH, número ácido moderado, baja salinidad y tamaño de emulsiones mayor a diámetro de garganta de poro⁸⁷.
- **Solubilización de las películas interfaciales rígidas.** En algunos tipos de petróleo (aquellos con contenidos considerables de resinas y asfáltenos) se forma una película insoluble en la interfase agua-petróleo. Estas películas pueden ser redisueltas en el petróleo, pero se da a una velocidad muy baja, además estas películas se alojan en las zonas del poro estrechas, causando así una película rígida, insoluble e inmóvil que disminuye la eficiencia de desplazamiento. Este efecto ha sido marcado de afectar la eficiencia de desplazamiento y la saturación de petróleo residual en sistemas porosos heterogéneos, y no genera gran alteración en sistemas porosos homogéneos⁸⁸.

La forma en la que estos factores intervienen en el recobro, sea individualmente o en una combinación, depende de las propiedades del crudo, del agua de inyección y de cada reservorio en particular.

2.3.2.2 Interacción álcali-roca⁸⁹. La interacción del álcali con la roca es uno de los aspectos fundamentales que determinan el éxito de esta técnica, además es uno de los aspectos más difíciles de cuantificar. Debido a la complejidad mineralógica en los reservorios las interacciones álcali-roca derivan en gran cantidad de reacciones, las cuales pueden retardar considerablemente la propagación del álcali a través del medio poroso.

⁸⁵ SHENG J, James. Op. Cit. P 421.

⁸⁶ Ibid., p. 422

⁸⁷ Ibid., p. 421.

⁸⁸ DONALDSON C, ERLE; CHILINGARIAN V, GEORGE y YEN FU, Teh. Op. Cit., p. 231.

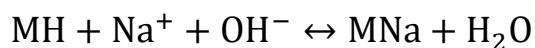
⁸⁹ SHENG J, James. Op. Cit., p 405.

Las arcillas al tener una gran área superficial, juegan un papel importante en el proceso de desplazamiento del álcali. Las arcillas en principio están en equilibrio químico con el agua de formación, al agregar la solución de álcali, la superficie de la roca intentará establecer un nuevo equilibrio en estas nuevas condiciones, por lo que se da lugar a un intercambio iónico entre la superficie de la roca y la solución de álcali. Dentro de los iones presentes en las arcillas se encuentra el hidrogeno y mientras el pH de la solución incrementa, los hidrógenos de la superficie reaccionan con los hidróxidos dentro de la solución de álcali, disminuyendo el pH de la solución, lo que hace que al desplazarse a través del medio poroso la solución de álcali se vaya consumiendo.

Los iones de calcio y magnesio también se encuentran presentes en las arcillas y estos reaccionan con los iones de sodio presentes en la solución química. Calcio y magnesio son compuestos indeseables en la solución de álcali por lo que se deben tener en concentraciones mínimas, esto se hace a través de una solución buffer de carbonato de sodio que reacciona con este ion y lo precipita en forma de carbonato de calcio, aunque a su vez los iones de carbonato se van consumiendo también, por lo que la reacción con calcio y magnesio también consumen la solución álcali mientras se mueve por el medio poroso.

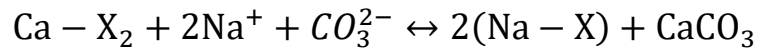
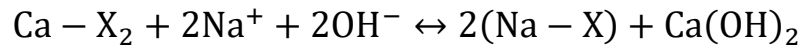
La interacción del álcali con los minerales presentes en el reservorio es un proceso complejo de analizar y pueden incluir intercambios iónicos, hidrolisis, reacciones de disolución congruente e incongruente y formación de sales insolubles por la reacción de iones asociados a la dureza como calcio, magnesio y los iones presentes en la solución química.

- **Intercambio iónico entre álcali-roca**⁹⁰. Una de las interacciones álcali-roca es el intercambio de hidróxidos representado por el equilibrio mostrado a continuación (este tipo de intercambio se da al interactuar el álcali con la superficie de la roca),



Siendo M el sitio de intercambio iónico en la roca (mostrado en la figura #). Así a medida que avanza el álcali a través del reservorio, los iones de sodio van reaccionando con el mineral, lo que provoca que se vayan consumiendo los iones de sodio e hidróxido (lo que significa que cierta concentración del álcali se está adsorbiendo al interactuar con la superficie de la roca). Este tipo de interacción se da en mayor magnitud en montmorillonita que en illita y caolinita. De manera similar el álcali tiene un intercambio catiónico con los divalentes de la roca de la siguiente forma,

⁹⁰ WILLHITE G, Paul y GREEN W, Don. Op. Cit., p. 290

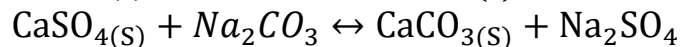
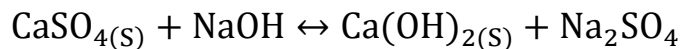


Estos intercambios son equilibrios reversibles y rápidos además de que se pueden representar mediante las isotermas de Langmuir,

$$\frac{\hat{C}}{\text{HEC}} = \frac{K_E C}{1 + K_E C}$$

En donde \hat{C} es la diferencia entre la adsorción de los iones hidrogeno y los iones hidróxido, HEC es la capacidad de intercambio de hidrogeno (consumo máximo) y K_E es la constante de equilibrio del intercambio iónico.

- **Reacciones álcali-roca**⁹¹. Anteriormente solo se contempló el intercambio iónico presentado en la superficie de la roca, pero el álcali además puede reaccionar directamente con compuestos específicos de los minerales. Cuando se tienen presentes iones divalentes como Ca^{2+} y Mg^{2+} en presencia de álcali, estos reaccionarán y puede ocurrir precipitación; un ejemplo es la reacción de anhidrita o yeso con hidróxido de sodio o carbonato de calcio para producir hidróxido de calcio menos soluble.

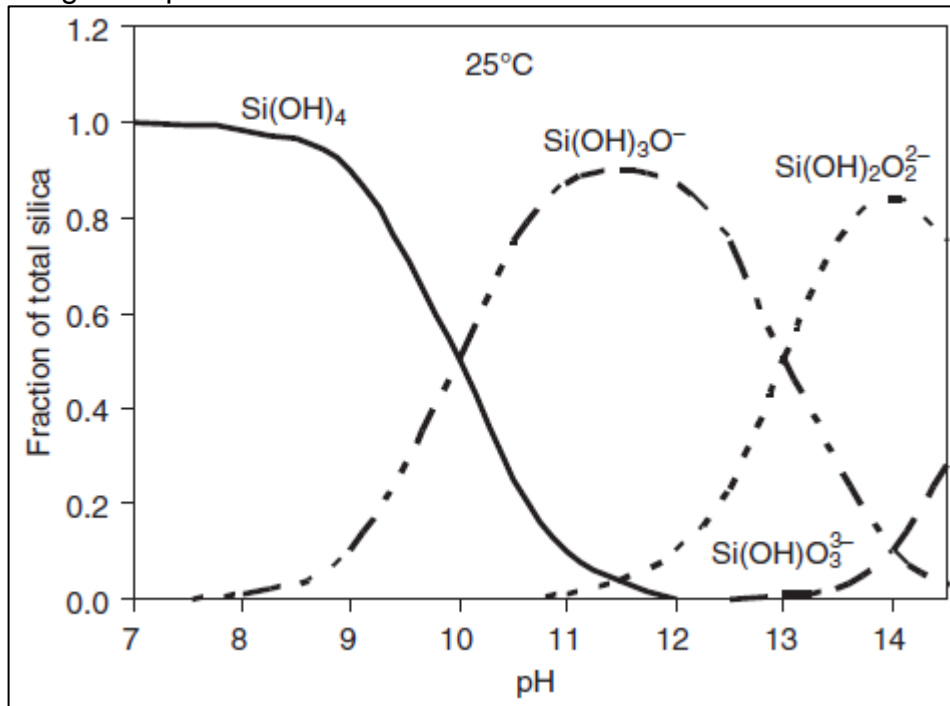


Otro compuesto con el que reacciona el álcali es la sílice. Estas reacciones pueden llevar a precipitados y taponamientos aparte de consumir el químico.

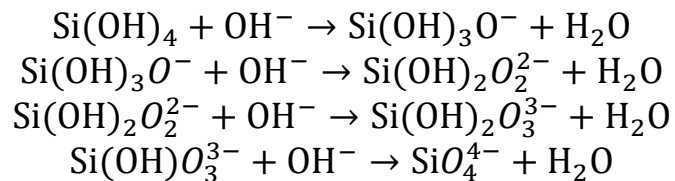
En las soluciones alcalinas la sílice existe en forma de diferentes especies (mostradas en la **Gráfica 9**). A continuación, se muestran algunas reacciones de las diferentes especies de este.

⁹¹ SHENG J, James. Op. Cit., p 409.

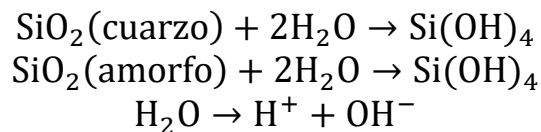
Gráfica 9. Diferentes especies de sílice existentes en ciertos rangos de pH.



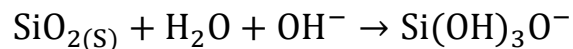
Fuente. James Sheng. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice. 2010.



Y las reacciones de solubilidad del cuarzo y sílice amorfo están dados por,



Debido a los rangos de pH manejados en la inyección de álcali, la forma de sílice encontrada es $\text{Si(OH)}_3\text{O}^-$ con su respectiva reacción,



El proceso de disolución de minerales de la roca por su reacción con álcali, son procesos cinéticos irreversibles a comparación del intercambio iónico presentado anteriormente.

2.3.3 Inyección de álcali-surfactante. Cuando se agrega Álcali a una solución de surfactante la salinidad de esta se ve aumentada ya que el Álcali provee electrolitos lo que resulta en un punto de salinidad óptimo diferente al del surfactante solo, lo que quiere decir que se aumenta el rango de salinidad donde se puede obtener IFT ultrabajos. Otra característica importante es que el Álcali disminuye la adsorción del surfactante debido al alto pH de la solución del Álcali.⁹²

Además, el álcali permite secuestrar iones divalentes en el agua de formación, esto entonces se ve reflejado en que el surfactante trabaja más eficientemente y su concentración para un óptimo funcionamiento disminuya. Aunque hay que tener en cuenta que, si se excede de la concentración requerida de álcali, debido al incremento consecuente de las fuerzas iónicas en la roca el surfactante se verá adsorbido más rápidamente.⁹³

2.3 PROCESOS TERMÓQUÍMICOS

Estos procesos se refieren a la combinación de métodos de recobro químico y térmico para ofrecer las características de ambos métodos y así obtener mejores condiciones. Estos métodos no han sido ampliamente estudiados en todas sus posibles combinaciones por lo que se desconoce en muchos aspectos el potencial real de optimización de un proceso de extracción de hidrocarburos.⁹⁴ Aquí se tratarán principalmente los procesos de inyección de surfactante a alta temperatura, inyección de álcali a alta temperatura e inyección AS a alta temperatura.

2.4.1 Inyección de surfactante a alta temperatura. En este proceso se hace la integración de la inyección de surfactante e inyección de agua caliente, con lo cual las características propias de cada método se ven combinadas, ya que se cuenta con la reducción de viscosidad, formación de micro emulsiones y disminución de la tensión interfacial optimizados con las características de la alta temperatura obteniéndose dentro de otras cosas una mejora en la razón de movilidad al disminuir su valor.

La inyección de agua ha sido un método con gran tiempo de existencia y se continúa usando debido a sus relativamente bajos costos. La inyección de agua caliente es un método muy importante ya que ayuda a disminuir propiedades como la viscosidad del crudo con unos costos considerablemente bajos en relación con otros procesos térmicos.

En la inyección de agua caliente se logran mejoras tanto en el factor de recobro como en el retraso de la llegada al punto de ruptura ya que se disminuye el valor de

⁹² SHENG, James. Op. Cit., p. 473.

⁹³ Dennis Denney. Enhanced Oil Recovery by Alkaline/Surfactant flooding. 2007. p. 91.

⁹⁴ ALMANZA, Carlos y REYES, Dayane. Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor modificada con álcali/surfactante/polímero como método de recobro mejorado para crudos pesados mediante simulación numérica. Ingenieros de petróleos. Bogotá D.C. Universidad de América. 2014. p. 63.

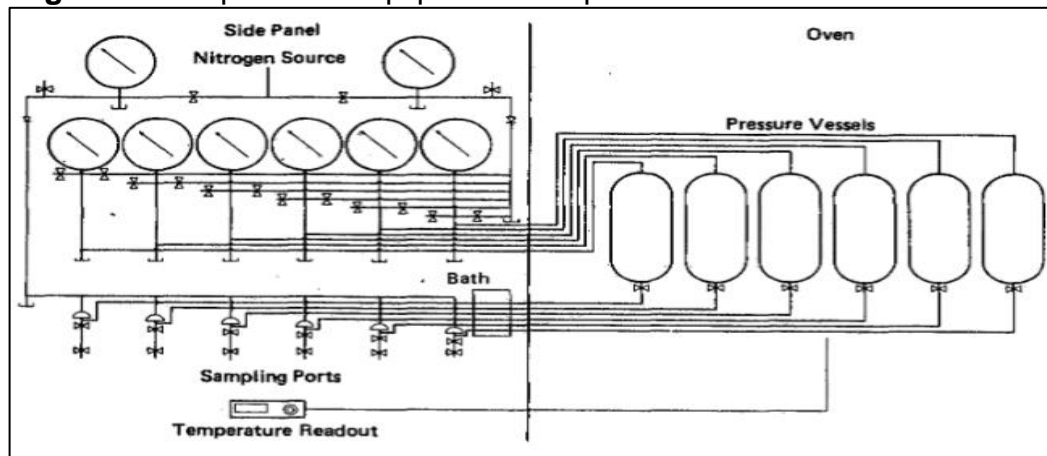
la razón de movilidad y el crudo se mueve de mejor manera respecto al agua desplazante.

La inyección de surfactante mejora las propiedades en el crudo y al combinarse con agua a alta temperatura se deben tener en cuenta los tiempos de degradación y estabilidad térmica del surfactante, una característica importante al momento de escoger el tipo de surfactante a inyectar es que a alta temperatura el surfactante actúe como un agente reductor de movilidad y que sea estable a estas condiciones.

Algunas de las variables que se deben tener en cuenta en el estudio de una inyección de surfactante a alta temperatura son: tamaño del bache (*slug*) del *preflush*, tamaño del bache del surfactante, concentración del surfactante, temperatura de inyección, material del núcleo, control de la movilidad.

Los surfactantes que se comportan mejor a alta temperaturas son los del tipo surfactantes sulfonatos (PS), alfa olefin sulfonato (AOS) y alkylaryl sulfonato sintético. Se ha identificado que muchos de estos a temperaturas de 500°F (260°C) no presentan descomposición térmica. Además, se ha identificado según los estudios de V.M Ziegler que el comportamiento de fases donde hay mayor interacción interfacial está en un rango de 150-350°F (65-177°C). La forma en la que se determina la estabilidad de estos surfactantes a alta temperatura es adicionando surfactante a ciertos recipientes a presión, estos se llenan de nitrógeno y después parcialmente se llenan con los surfactantes, se deja una capa de nitrógeno ya que esta provee una atmosfera inerte y para aumentar la presión de los recipientes. A continuación, se muestra el esquema del equipo utilizado.⁹⁵

Figura 22. Esquema de equipo utilizado para medir la estabilidad térmica.

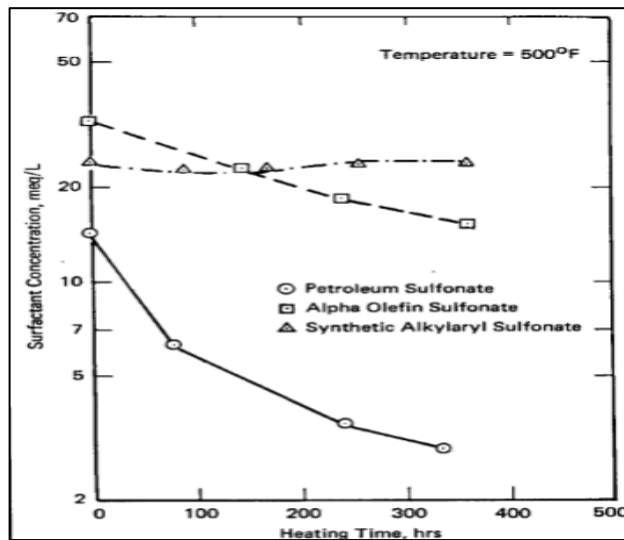


Fuente. V.M. Ziegler, SPE, Chevron Oil Field Research Co. Laboratory Investigation of High-Temperature Surfactant Flooding. 1988. p. 589; modificado por los autores.

⁹⁵ V.M Ziegler. Laboratory Investigation of High-Temperature Surfactant Flooding. SPE-13071-PA. Mayo 1988. p. 587.

Además, según los estudios realizados por V.M Ziegler se determinó que la estabilidad térmica para estos tipos de surfactantes estudiados era en orden creciente PS-AOS-AAS SINTETICO. A continuación, se muestra la gráfica del comportamiento de los tres tipos de surfactantes sometidos a alta temperatura.

Gráfica 10. Estabilidad térmica para los surfactantes del tipo PS, AOS Y AAS Sintético.



Fuente: V.M. Ziegler, SPE, Chevron Oil Field Research Co. Laboratory Investigation of High-Temperature Surfactant Flooding. 1988. p. 590; modificado por los autores.

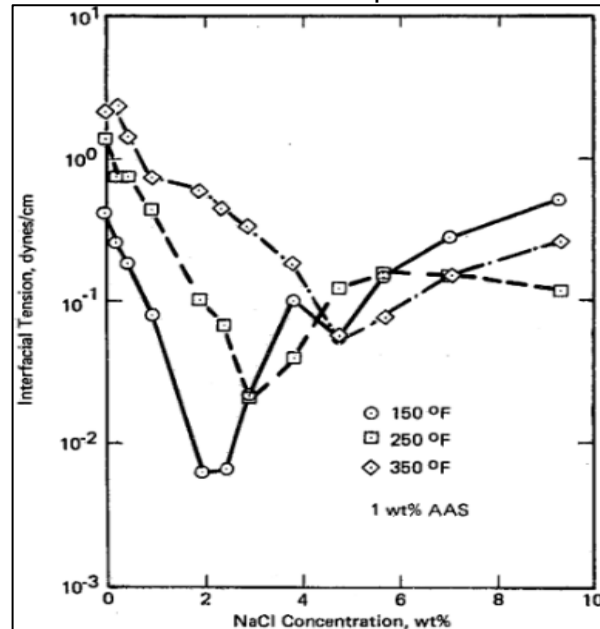
Como se evidencia en esta gráfica el PS es el que más rápidamente muestra degradación ya que libera y el AOS y AAS son más estables, teniendo en cuenta que el AAS sintético según estos estudios no mostró degradación térmica a 500°F en 15 días, con esto se puede decir que los surfactantes del tipo ASO y AAS pueden ser utilizados como aditivos para recobro a alta temperatura.

Respecto a la tensión interfacial se deben estudiar variables como la concentración de surfactante, concentración del co-surfactante, salinidad y temperatura. Un factor muy importante a tener en cuenta al trabajar a alta temperatura es que la salinidad óptima la que se pueden tener valores de IFT ultrabajas varía con la temperatura, además aumenta los valores de IFT debido que a mayor temperatura aumenta la solubilización del surfactante en el agua y debido a esto la concentración de sal para obtener los valores mínimos de IFT aumenta.⁹⁶

⁹⁶ *Ibíd.*, p. 589.

La siguiente gráfica muestra como es la modificación de la IFT respecto a la temperatura y salinidad:

Gráfica 11. Gráfica de la variación del comportamiento de la IFT respecto a la temperatura y salinidad para un sistema con surfactante al 1% en peso de AAS.



Fuente: V.M. Ziegler, SPE, Chevron Oil Field Research Co. Laboratory Investigation of High-Temperature Surfactant Flooding. 1988. p. 591; modificado por los autores.

2.4.2 Inyección de álcali-surfactante a alta temperatura.

Al utilizar la mezcla de surfactante-álcali a alta temperatura se saben según estudios de Shedid Ali Shedid y El Abbas A. Abbas que:

- 1.) Al hacer una inyección de álcali se realiza un recobro mayor que la inyección de vapor convencional.
- 2.) Al realizar una inyección de surfactante se obtiene un recobro mayor que en la inyección de álcali.
- 3.) Al realizar la inyección de la mezcla surfactante-álcali junto con la inyección de vapor se puede obtener el mayor recobro de petróleo.

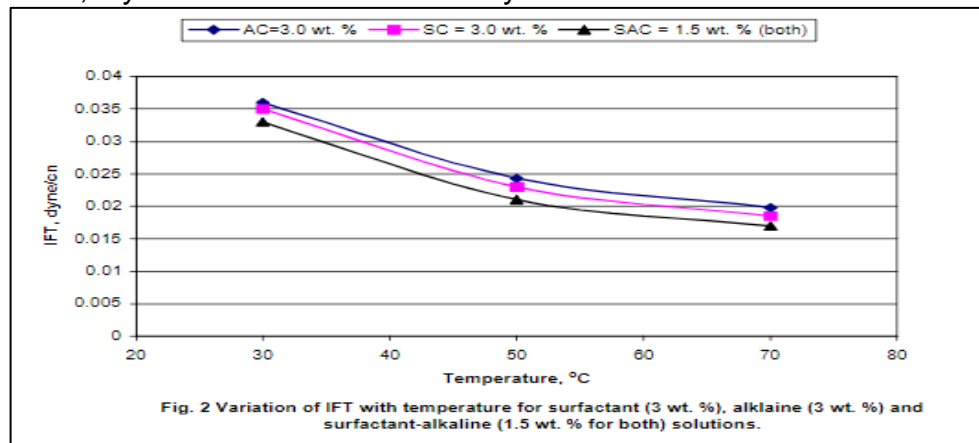
En este método se combinan la inyección de surfactante, inyección de álcali e inyección de vapor con el fin de aprovechar las características propias de cada método y lograr un mayor recobro en comparación a cada método por separado.⁹⁷

Así entonces se aprovecha la disminución de IFT y las fuerzas capilares del frente de agua desplazante condensada por parte del surfactante. El álcali mejora la eficiencia de desplazamiento y la inyección de vapor reduce la viscosidad del crudo y por ende las fuerzas viscosas presentes.

Debido a la transferencia de calor hacia el medio poroso, el vapor se condensará en el frente de desplazamiento, generando un condensado con álcali y surfactante disueltos. Este condensado, disminuirá la IFT entre el agua y el petróleo y alterará favorablemente la Mojobilidad de la superficie de la roca. Además, la micro emulsión en el condensado puede contribuir a la mejora de la eficiencia de barrido volumétrico del vapor.⁹⁸

El resultado de esta mezcla es una significativa disminución del número capilar y el potencial de recuperar mayor petróleo adicional que en un proceso de vapor convencional, esta recuperación se debe principalmente a la combinación efectiva de reducción de la viscosidad del crudo, reducción de la tensión interfacial, procesos de emulsificación, optimización de la eficiencia de barrido dado por los químicos ya que obligan al vapor a fluir hacia las zonas de mayor saturación de petróleo.⁹⁹

Gráfica 12. Grafica del comportamiento de la IFT en la inyección de álcali, inyección de surfactante e inyección surfactante-álcali.



Fuente: Shedid Ali Shedid; El Abbas A. Abbas. Experimental Study of Surfactant Alkaline Steam Flood through Vertical Wells. 2000. p. 9; modificado por los autores.

⁹⁷ SHEDID, Al Shedid y ABBAS, El Abbas. Experimental Study of Surfactant Alkaline Steam Flood Through Vertical Wells. SPE 62562. 2000. p. 1.

⁹⁸ ALMANZA, Carlos y REYES, Dayane. Op. Cit., p. 64.

⁹⁹ SHEDID, Al Shedid y ABBAS, El Abbas. Op. Cit., p 5.

Como se puede ver en la gráfica anterior este método ofrece mayor recobro ya que las IFT que logran son más bajas (curva color negro) respecto a la inyección de álcali y surfactante individualmente.

3. EVALUACIÓN DEL IMPACTO EN EL FACTOR DE RECOBRO DEL CAMPO TECA COCORNÁ AL APLICAR EL MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO PROPUESTO

Este capítulo va a estar comprendido por las siguientes secciones:

- Descripción de la herramienta de simulación CMG con la cual se recrearon los diferentes escenarios.
- Descripción del modelo estático que fue entregado por parte del semillero de simulación de yacimientos y recobro mejorado en su convenio con ECOPETROL S.A.
- Descripción detallada de la información ingresada al simulador para recrear los procesos de inyección continua de vapor, inyección continua de vapor asistida por surfactante y finalmente, la inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante.

Con la información obtenida mediante los diferentes escenarios de simulación evaluados, se evaluará el impacto en el factor de recobro que genera cada uno de estos procesos en sus escenarios óptimos, para así determinar cuál es el que genera un mayor factor de recobro en el Campo Teca-Cocorná y, por tanto, cuál sería el mejor desde un punto de vista técnico.

3.1 DESCRIPCIÓN DE LA SUITE CMG

Para la recreación de los diferentes escenarios de simulación concernientes a este trabajo, se hizo uso de la herramienta de simulación numérica de yacimientos propiedad de *Computer Modelling Group*. Esta herramienta está conformada por un conjunto de software que permiten crear y modelar las características de un reservorio y su comportamiento bajo diferentes escenarios de explotación como recobro primario, secundario y mejorado; cuenta además con interfaces para la visualización de resultados tanto en 2D como 3D, interfaces que permiten el intercambio y transferencia de información con herramientas de simulación numérica de yacimientos de otros proveedores y software de modelamiento geológico y geo-mecánico como Petrel. En este apartado se presentará una breve explicación de los módulos más relevantes.

3.1.1 IMEX. Es la herramienta de la suite CMG encargada de modelar crudos tipo Black Oil, dentro de sus funciones están: calibración del modelo de simulación a través del ajuste histórico de producción (*history-match*), modelamiento de procesos de recobro primario, secundario y algunos de EOR e IOR como inyección de polímeros. En este se asume que solo hay tres fases presentes en el reservorio (agua, gas y petróleo) dentro de las cuales la composición es siempre constante (no existe transferencia de materia entre la fase de petróleo líquida y gaseosa) y cada

fase tiene asociado solamente un componente, asume que el proceso es isotérmico. El modelamiento de los fluidos se hace a través de información de pruebas PVT, regiones de equilibrio, además de permitir modelar múltiples tipos de roca y curvas de permeabilidad relativa.

3.1.2 GEM. Es la herramienta de la suite CMG composicional, es decir, basa el modelamiento de los fluidos en base al comportamiento fisicoquímico de cada componente, por lo que se hace necesario el uso de ecuaciones de estado y regla de mezclas para propiedades como la viscosidad, asume que hay tres fases presentes en el yacimiento (agua, gas, petróleo) y cada fase puede estar compuesta por “m” y “n” componentes. Su uso es dado cuando se quieren modelar procesos de transferencia de materia (precipitación de sólidos y condensados) como la inyección de fluidos miscibles y de gas, tiene en cuenta además los cambios generados por efecto de la temperatura y presión.

3.1.3 STARS. Es la herramienta de procesos especiales de la suite CMG, dentro de sus aplicaciones están el modelamiento de procesos térmicos y de recobro mejorado, ya que permite evaluar los efectos termodinámicos y fisicoquímicos de la temperatura, pérdidas de calor, transferencia y difusión de calor, reacciones químicas, entre otros. Esta herramienta ofrece la ventaja de trabajar tanto con datos composicionales, como con datos de pruebas PVT (tipo Black Oil) y no necesita ecuaciones de estado ya que se basa en constantes de equilibrio líquido-vapor.

3.1.4 BUILDER. Es una herramienta basada en Microsoft Windows usada para crear datos de entrada de simulación (*datasets*) para los diferentes módulos de la suite CMG, tanto GEM como IMEX y STARS están vinculados con Builder. Este cubre todas las áreas de ingreso de información de simulación, desde datos de creación e importación de mallas, pozos, importación de datos de producción de pozo, y modelamiento de fluidos, etc.

3.1.5 Secciones de ingreso de datos. En esta sección se mostrarán las secciones de las que está compuesto *builder* y a través de las cuales se ingresa la información.

- **Sección I/O Control.** En esta pestaña se ingresa la información de las condiciones de inicialización del simulador tales como fecha de inicio del proceso, unidades, definición de la forma en cómo se modelará la porosidad, además de la configuración de las variables de salida de las que queremos visualizar los resultados.
- **Sección Reservoir.** En esta pestaña se ingresa toda la información de la estructura del yacimiento y sus propiedades petrofísicas, la configuración del enmallado y propiedades térmicas del reservorio; permite la creación y asignación de ecuaciones para modelar variables del reservorio como permeabilidad, saturación de agua y aceite residual.

- **Sección *components*.** En esta sección se crean y definen los componentes del proceso con sus respectivas propiedades tales como: densidad, viscosidad, constantes de equilibrio, reglas de mezcla en caso de ser necesarias y permite el ingreso de la información de pruebas PVT para el modelamiento del comportamiento de los fluidos.
- **Sección *Rock-Fluid*.** En esta sección se ingresa la información con la cual se define las propiedades de la roca y su interacción con los fluidos tales como: curvas de permeabilidad relativa en función de la saturación de agua y saturación de líquido, datos de presiones capilares y datos PVT; con esta información se modela la distribución de fluidos en el reservorio y la manera como estos se desplazan respecto a las demás fases presentes en el medio poroso.
- **Sección *Initial Conditions*.** En esta sección se ingresa la información de descripción de regiones y las condiciones de inicialización del modelo de simulación con el fin de la reproducción certera del historial de producción. Algunos datos de gran relevancia en esta sección son: Profundidad de referencia con su respectiva presión, información de los contactos de fluidos y la región de inicialización.
- **Sección *Numerical*.** En esta sección se contemple el tamaño de paso, métodos de solución matemáticos, controladores o métodos de solución lineales.
- **Sección *Wells & Recurrents*.** En esta sección se realizan las creaciones, importaciones y modificaciones de pozos, con sus completamientos, sección cañoneada, restricciones, tasa de producción, composiciones de los fluidos a inyectar, modificación de pozos inyectoros y productores, creación de arreglos de inyección, presiones y temperaturas de inyección de fluidos, entre otros.

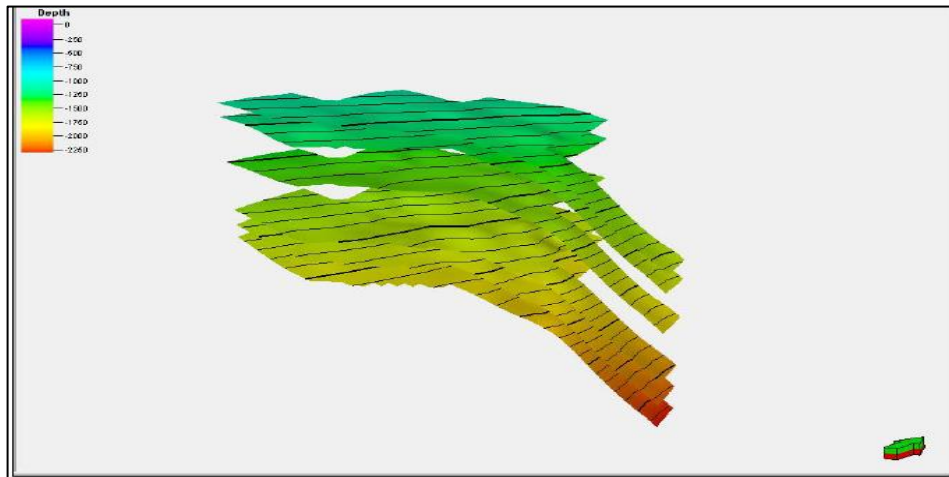
El simulador exige una cantidad de variables mínimas que deben ser ingresadas por sección para poder iniciar la simulación numérica, en cada sección aparece un chulo verde si se han llenado todas las variables necesarias, muestra una "X" roja cuando los datos por sección no son los suficientes y un triángulo de alerta en caso de que el simulador tenga la información básica para empezar la corrida de simulación, pero hay datos con incertidumbre o hace asunciones de otras variables.

3.2 DESCRIPCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO

El modelo estático utilizado para desarrollar los diferentes escenarios de simulación, fue desarrollado en el año 2011 por Pineda y Sang¹⁰⁰, este modelo estático fue construido por ellos a través del programa Petrel de la empresa Schlumberger. La información que ellos usaron para la construcción de este modelo proviene de otra tesis desarrollada en la Fundación Universidad de América en el año 1999 por Ropain y Useche¹⁰¹.

El modelo estático se compone principalmente de seis zonas, las cuales son la zona A, A1, A2, B, B1 y B2. Siendo la zona de interés, la zona B del modelo. Esta es la zona de interés, debido a que esta no produce por flujo natural desde las primeras etapas del campo.

Figura 23. Superficies estructurales de las que se compone el modelo de simulación.



Fuente. PINEDA SÁENZ, Miguel Adrián y SANG LÓPEZ, Hernando Miguel. Evaluación para la Implementación de la Tecnología Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD) en el Campo Cocorná del Valle Medio del Magdalena. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Departamento de ingenierías. Programa de ingeniería de petróleos. 2012. p. 59.

¹⁰⁰ PINEDA SÁENZ, Miguel Adrián y SANG LÓPEZ, Hernando Miguel. Evaluación para la Implementación de la Tecnología Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD) en el Campo Cocorná del Valle Medio del Magdalena. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Departamento de ingenierías. Programa de ingeniería de petróleos. 2012. P. 53.

¹⁰¹ ROPAIN OROZCO, Lina María y USECHE HERNÁNDEZ, Mauricio. Evaluación integrada de Yacimientos del Campo Cocorná. Trabajo de grado. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América. Departamento de Ingenierías. Programa de Ingeniería de Petróleos, 1999. Anexos estructurales.

3.2.1 Composición del modelo 3D original

3.2.1.1 Número de celdas definidas. El número de celdas del modelo se definen de la siguiente forma.

- Celdas 3D generadas: 486720.
- $N_i = 39$ celdas en el eje X.
- $N_j = 26$ celdas en el eje Y.
- $N_k = 480$ celdas en el eje Z.

3.2.1.2 Número de nodos definidos. El número de nodos definidos se define de la siguiente manera.

- Nodos 3D generados 519480.
- $N_i = 40$ nodos en el eje X.
- $N_j = 27$ nodos en el eje Y.
- $N_k = 481$ nodos en el eje Z.

3.2.1.3 Área de la celda. A continuación, se realiza una corrección a la información presentada por los creadores del modelo estático. Ellos afirman en el documento entregado, que el área de cada celda del modelo corresponde a 0.25 acres; sin embargo, cada celda del modelo corresponde realmente a 0.6 acres.

Esta información se determinó por medio de la herramienta *ruler tool* presente en el programa CMG, esta herramienta permite medir distancias planimétricas, al medir el lado de una celda esta correspondió a 160 pies. Por lo que al calcular el área de la celda se obtiene un valor de 0.6 acres.

3.2.1.4 Área del modelo. Al tener en cuenta la corrección anterior del área de celda se obtuvo un área de modelo corregida de 608.4 acres. Al verificar toda esta información, se hace evidente que el modelo posee un área mucho mayor a la reportada.

3.2.2 Composición del modelo 3D modificado. Como se observa en la sección anterior, el modelo posee una gran cantidad de celdas en el eje z, razón por la cual los tiempos de simulación se hacían muy elevados para la capacidad de cómputo disponible. Debido a esto, se decidió modificar el tamaño de las celdas en la dirección z en cada una de las unidades geológicas para que disminuyeran el número de celdas en el modelo y con este, los tiempos de simulación.

Sin embargo, se debe tener en cuenta que en el proceso de re-enmallado del modelo con unas celdas más grandes en la dirección z, el POES cambió en el reservorio, pasando de un valor de $1.5203E09 \text{ ft}^3$ a uno de $1.5489E09 \text{ ft}^3$. Por lo que

los resultados obtenidos se consideran optimistas, debido al aumento del petróleo en el yacimiento.

$$\text{Variación del modelo} = \left| \frac{1.5203\text{E}09 - 1.5489\text{E}09}{1.5203\text{E}09} \right| * 100\% = 1.8812 \%$$

Adicionalmente, se cambió la resolución del modelo tanto en las direcciones i y j de este. La modificación que se realizó consistió en multiplicar por dos las celdas en estas dos direcciones, esto se realizó con el objetivo de aumentar el número de celdas que se encontraban presentes entre los pozos inyectores y productores en el modelo estático.

3.2.2.1 Número de celdas definidas en el modelo modificado. El número de celdas del modelo se definen de la siguiente forma.

- Celdas 3D generadas: 65910.
- $N_i = 78$ celdas en el eje X.
- $N_j = 52$ celdas en el eje Y.
- $N_k = 24$ celdas en el eje Z.

3.2.2.2 Número de nodos definidos en el modelo modificado. El número de nodos definidos se define de la siguiente manera.

- Nodos 3D generados 71280.
- $N_i = 79$ nodos en el eje X.
- $N_j = 53$ nodos en el eje Y.
- $N_k = 67$ nodos en el eje Z.

3.2.2.3 Área de la celda. Al realizar las modificaciones en la cantidad de celdas en dirección i y j, el área de las celdas se modificó, pasando de un valor de 0.6 acres a 0.15 acres.

3.2.2.4 Área del modelo. 608.4 acres, esta área sigue siendo la misma que en el modelo anterior. Esto se debe a que en ningún momento se modificaron las dimensiones del modelo, en este únicamente se realizó un proceso de re-enmallado para configurar el número de celdas del modelo original.

3.2.3 Propiedades generales del yacimiento. A continuación, se presenta un cuadro en donde se exponen todas las propiedades generales del reservorio. Estas propiedades se van a utilizar más adelante para el cálculo de variables operativas en los procesos de recobro térmicos y termoquímicos.

Cuadro 8. Datos generales del yacimiento en estudio.

Propiedad	Valor	Característica	Unidades
Ø	0.28	Porosidad	Ad.
API	12.4	gravedad del petróleo	Ad.
Sw	0.4783	saturación de agua	Fracc.
So	0.321488333	saturación de aceite	Fracc.
SI	0.496488333	Saturación de liquido	Fracc.
T	109	temperatura de yacimiento	°F

Fuente. PINEDA SÁENZ, Miguel Adrián y SANG LÓPEZ, Hernando Miguel. Evaluación para la Implementación de la Tecnología Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD) en el Campo Cocorná del Valle Medio del Magdalena. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Departamento de ingenierías. Programa de ingeniería de petróleos. 2012. P. 76

3.2.4 Propiedades térmicas de la roca. En esta sección se muestran los datos de las propiedades térmicas para diferentes litologías. Esta información permitió ingresar las propiedades térmicas tanto de las areniscas como de las lutitas en el simulador, ya que estas son de suma importancia para poder recrear los procesos térmicos y termoquímicos.

Cuadro 9. Propiedades térmicas de las rocas.

ROCA	DENSIDAD (lbs/pie ³)	CALOR ESPECIFICO (BTU/lbs-°F)	COND. TERMICA (BTU/hr-pie-°F)	DIF. TERMICA (pie ² /hr)
<u>Rocas Secas</u>				
Arenisca	130	0.183	0.507	0.0213
Arena cienosa	119	0.202	(0.400)	(0.0167)
Limolita	120	0.204	0.396	0.0162
Lutita	145	0.192	0.603	0.0216
Caliza	137	0.202	0.983	0.0355
Arena (Fina)	102	0.183	0.362	0.0194
Arena (Gruesa)	109	0.183	0.322	0.0161
<u>Rocas Saturadas de Agua</u>				
Arenisca	142	0.252	1.592	0.0445
Arena cienosa	132	0.288	(1.500)	(0.0394)
Limolita	132	0.276	(1.510)	(0.0414)
Lutita	149	0.213	0.975	0.0307
Caliza	149	0.266	2.050	0.0517
Arena (Fina)	126	0.339	1.590	0.0372
Arena (Gruesa)	130	0.315	1.775	0.0433

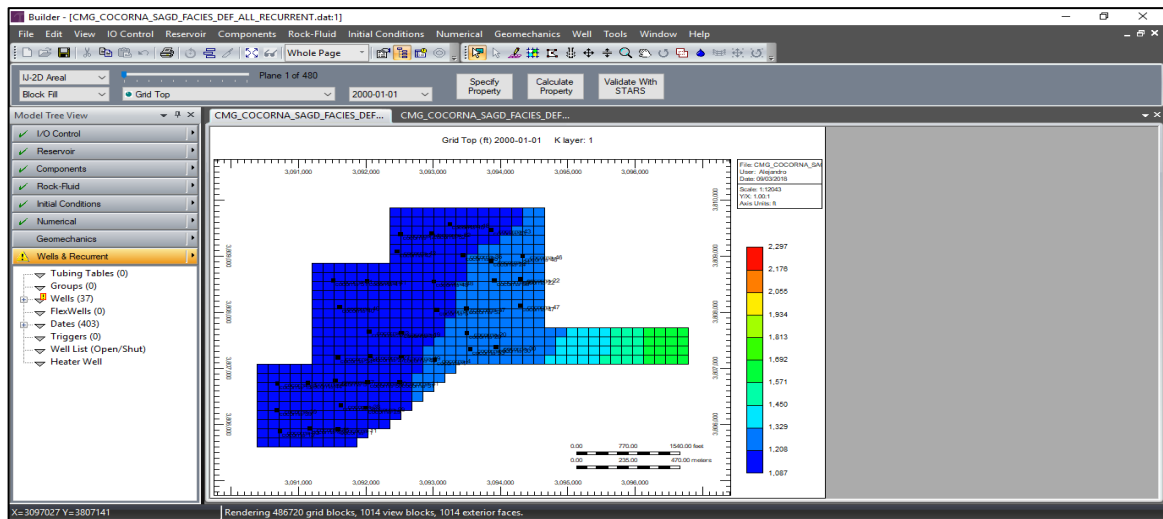
Fuente. ALVARADO, Douglas A., BÁNZER S. CARLOS. Recuperación Térmica de Petróleo. Re ed. Maracaibo. 1998. P. 2-27.

3.2.5 Información contenida en el modelo estático del campo. El modelo estático que fue suministrado, cuenta con toda la información necesaria para poder realizar una corrida en el estado en el que se encuentra. Tiene toda la información concerniente a las propiedades de las rocas que componen el reservorio, cuenta con la información de los fluidos del reservorio (agua, aceite y gas), los cuadros de interacción roca-fluido, las opciones de inicialización necesarias para comenzar la corrida de simulación (presión del yacimiento, profundidad al datum y la profundidad a la que se encuentran los contactos agua-petróleo y gas-petróleo).

Adicionalmente, el modelo aún cuenta con todos los pozos que se generaron al momento en que se realizó la construcción del modelo estático, sin embargo, los pozos que se encuentran en este modelo fueron utilizados para correlacionar las diferentes zonas del yacimiento, por lo que no se van a conservar para realizar las diferentes corridas de simulación.

Vale la pena realizar la aclaración de que el cálculo y el ingreso de los datos que se mencionaron anteriormente, fueron el trabajo de la tesis de Pineda y Sang¹⁰², por lo que en este documento no se van a especificar todos estos datos de forma precisa, si el lector de este documento desea conocer toda esta información y la forma en que se ingresó, esto se encuentra disponible en el documento desarrollado por ellos.

Figura 24. Visualización 2D en la suite CMG del modelo estático del Campo Teca-Cocorná.



Fuente. PINEDA SÁENZ, Miguel Adrián y SANG LÓPEZ, Hernando Miguel. Evaluación para la Implementación de la Tecnología Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD) en el Campo Cocorná del Valle Medio del Magdalena. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Departamento de ingenierías. Programa de ingeniería de petróleos. 2012. P. 114

¹⁰² PINEDA SÁENZ, Miguel Adrián y SANG LÓPEZ, Hernando Miguel. Op. cit. p. 53-115.

3.2.6 Modificación realizada al modelo para agregar un nuevo tipo de litología.

Debido a que originalmente el modelo contaba con un solo tipo de roca (arenisca), no se iba a apreciar el efecto que generan las lutitas como formaciones ladronas de calor. Por lo tanto, se le agregó al modelo un tipo de roca adicional, este correspondiente a las lutitas.

Las lutitas se agregaron al modelo haciendo la asunción de que las zonas donde el "Net-to-gross" es igual a cero, esa celda corresponde a una lutita. Esto permitió de forma mucho más sencilla realizar una modificación del modelo estático que nos fue entregado. Al agregar un nuevo tipo de roca, se vuelve necesario agregar las propiedades térmicas de esta, las curvas de permeabilidad relativa que generan este nuevo tipo de roca y todos los datos relativos a la interacción entre la roca y los fluidos.

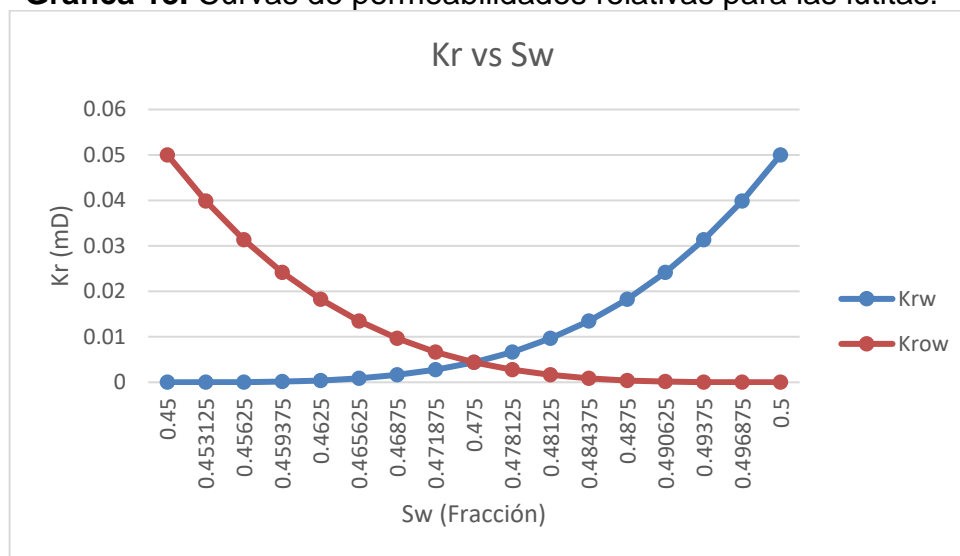
A continuación, se presenta el cuadro de las curvas de permeabilidades relativas ingresadas en la suite CMG, las cuales fueron generadas por medio del programa CMG, y adicionalmente se presenta el gráfico que corresponde a estas:

Cuadro 10. Curvas de permeabilidades relativas para las lutitas.

Sw	Krw	Krow
0.45	0	0.05
0.453125	3.05E-06	0.0398905
0.45625	3.45E-05	0.0313327
0.459375	0.00014272	0.0241742
0.4625	0.00039063	0.0182677
0.465625	0.00085299	0.0134718
0.46875	0.00161465	0.00965051
0.471875	0.00276945	0.00667419
0.475	0.00441942	0.00441942
0.478125	0.00667419	0.00276945
0.48125	0.00965051	0.00161465
0.484375	0.0134718	0.00085299
0.4875	0.0182677	0.00039063
0.490625	0.0241742	0.00014272
0.49375	0.0313327	3.45E-05
0.496875	0.0398905	3.05E-06
0.5	0.05	0

Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 13. Curvas de permeabilidades relativas para las lutitas.



Fuente. Elaboración propia.

Los datos relacionados con las propiedades térmicas de las lutitas se tomaron del **Cuadro 9** que se presentó anteriormente desarrollado por Bánzer y Alvarado¹⁰³. Por medio de esta información se completó de forma satisfactoria el segundo tipo de roca en el modelo de la simulación.

Adicionalmente, se aclara que no se va a contemplar en los escenarios de simulación las variaciones de las curvas de permeabilidad relativas de la lutita producto de los efectos de los químicos y el aumento de la temperatura. Esto debido a que las lutitas es una litología que posee una muy baja permeabilidad y porosidad efectiva, por lo tanto, el petróleo que se desplaza en estas formaciones es prácticamente despreciable.

En el caso del recobro termoquímico, únicamente se modificará la adsorción de químico que causa la lutita en el yacimiento, ya que debido a falta de información de variación de IFT vs concentración, no se puede modelar el efecto debido, ya que a nivel de laboratorio nunca se realizan este tipo de pruebas en lutitas ya que esta no es una formación productora.

La forma en la que se realizó la caracterización de las litologías en el modelo fue a través de las siguientes opciones de la sección *reservoir*:

- **Adsorption type.** Por medio de esta opción se permite diferenciar entre las diferentes adsorciones de los químicos que posee cada una de las litologías.

¹⁰³ ALVARADO, Douglas A., BÁNZER S. CARLOS. Recuperación Térmica de Petróleo. Re ed. Maracaibo. 1998. P. 2-27.

- **Rel Perm Set Num.** Por medio de esta opción se permite relacionar cada litología con su respectiva curva de permeabilidad relativa.
- **Thermal/rock Set Num.** Esta opción permite relacionar cada litología del modelo con sus respectivas propiedades térmicas.

3.3 ESCENARIOS DE SIMULACIÓN RECREADOS

En este apartado se realizará la descripción de los diferentes escenarios de simulación de recobro mejorado. Primero se realizó la simulación del recobro térmico (inyección continua de vapor), seguido por el proceso de recobro químico (surfactante y álcali) en estudio y por último la descripción de la metodología en la cual se incluyen los dos tipos de recobro (recobro termoquímico).

Hay que tener en cuenta que todos los procesos modelados se realizaron bajo el esquema de que desde el primer día de la simulación las inyecciones son implementadas. El tiempo de evaluación de los diferentes procesos fue de 10 años, empezando las simulaciones el primero de julio del 2018 y concluyendo cada una de estas el primero de julio del 2028.

3.3.1 Recreación de la inyección continua de vapor por medio del simulador.

3.3.1.1 Cálculos previos. Antes de realizar cualquier proceso de inyección, se debe realizar de forma previa los cálculos de las condiciones a las cuales se va a realizar el proceso de inyección de cualquier tipo de fluido al yacimiento. A continuación, se exponen estas condiciones.

- **Restricciones.** Por medio de la ecuación de Hubber & Willis¹⁰⁴ se determinó la presión máxima de inyección en el fondo del pozo, esta corresponde a 1059.3 psi.

Ecuación 2. Gradiente de Fractura Máximo.

$$F_{\max} = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{P}{D} \right)$$

Fuente. SCRIBD. Fracture Gradient Determinations. [En línea]. Disponible en <<http://es.scribd.com/doc/130873882/CHAPTER-3-FRACTURE-GRADIENT-DETERMINATIONS>>. [Citado en 9 de marzo del 2018]

Donde:

D: Profundidad, ft.

¹⁰⁴ *UNIVERSITETET I STAVANGER*. Tech-drilling-FractureGrad.ppt. [En línea] Disponible en internet<

https://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0CCcQFjAB&url=http%3A%2F%2Fwww1.uis.no%2FFag%2FLearningspace_kurs%2FPetBachelor%2Fwebpage%2Ftech%255Cdrilling%255CFractureGrad.ppt&ei=JNDTU7ONKca58gG8toDoAQ&usg=AFQjCNFwKO3sQpx_SdV8hUBilnUcjMhBUQ> Documento en ppt. [Citado en 9 de marzo del 2018]

P: Presión de poro, psi.

F_{max}: Gradiente de fractura máximo, psi/ft.

Ecuación 3. Gradiente de Fractura Mínimo.

$$F_{\min} = \frac{1}{3} \left(1 + \frac{2P}{D} \right)$$

Fuente. PARRIAG, E.R. PREDICTION OF FRACTURE GRADIENT IN SAMAAAN FIELD. 1972, (SPE 5950). p. 1

Dónde:

D: Profundidad, ft.

P: Presión de poro, psi.

F_{min}: Gradiente de fractura mínimo, psi/ft.

Teniendo una profundidad de 1600 ft y una presión de poro igual a 875 psi, se calcularon los dos gradientes de fractura, siendo el gradiente de fractura máximo 0.7734 psi/ft y el gradiente de fractura mínimo 0.6979 psi/ft. Después, se obtuvo la presión de fractura al multiplicar cada gradiente de fractura por la profundidad de referencia. Siendo la presión máxima 1237.44 psi y la presión mínima 1116.64 psi. Al promediar las dos presiones de fractura, se obtiene una presión de fractura de 1177.4 psi.

A la presión de fractura obtenida se le resta un diez por ciento de su valor como factor de seguridad para evitar cualquier eventualidad. De esta forma se garantiza que la formación no será fracturada ya que la presión máxima de inyección es menor a cualquier presión de fractura de que las que se calcularon. Debido a esto, se determinó que la presión máxima de inyección corresponde a 1059.3 psi.

De igual manera, se estableció un caudal máximo de inyección en superficie que corresponde a 500 Bbl/día, este permite definir una velocidad de desplazamiento de los fluidos inyectados al yacimiento correspondiente a 0.235 ft/día. Esto disminuye la canalización que se podría presentar en los estratos y optimiza el desplazamiento de los fluidos en el interior del yacimiento, específicamente en los procesos químicos (como la inyección continua de vapor asistida por surfactante y por álcali-surfactante). La ecuación que se presenta a continuación permite calcular la velocidad promedio a la que se desplazan los fluidos en el interior del yacimiento.

Ecuación 4. Velocidad promedio del desplazamiento de los fluidos en el interior del yacimiento.

$$V_{\text{desp}} = \frac{X_{\text{iny-prod}}}{t_r}$$

Dónde:

t_r : Tiempo a la ruptura, días.

$X_{\text{iny-prod}}$: Distancia entre los pozos de inyección y producción, ft.

V_{desp} : Velocidad de desplazamiento promedio de los fluidos en el interior del yacimiento (ft/día).

El tiempo a la ruptura ha sido calculado por la ecuación que se presenta a continuación, este valor se calcula para determinar la velocidad promedio del desplazamiento.

Ecuación 5. Tiempo a la ruptura

$$t_r = \frac{VP_{\text{contactado}}}{Q_{\text{inj}}}$$

Dónde:

Q_{inj} : Caudal de inyección Bbl/día.

$VP_{\text{contactado}}$: Volumen poroso contactado por los fluidos de desplazamiento hacia la ruptura, Bbl.

t_r : Tiempo a la ruptura, día.

Para poder calcular el tiempo a la ruptura, se debe calcular el volumen poroso contactado por los fluidos inyectados, para lograr esto se debe hacer uso de la ecuación que se presenta a continuación.

Ecuación 6. Volumen poroso que ha sido contactado por medio de los fluidos de desplazamiento.

$$VP_{\text{contactado}} = \frac{(\pi * (X_{\text{inj-prod}})^2) * h * \phi}{5.615}$$

Dónde:

ϕ : Porosidad, fracción.

h : Espesor, ft.

$VP_{\text{contactado}}$: Volumen poroso contactado por los fluidos hasta la ruptura, Bbl.

$X_{\text{inj-prod}}$: Distancia entre pozos de inyección y producción, ft.

5.615: Factor de conversión para convertir de ft^3 a Bbl.

Como se observa en esta ecuación, se asume que el volumen poroso es ocupado por el fluido inyectado al momento que ocurre la ruptura. Se debe tener en cuenta que esto no es del todo cierto y por lo tanto esta ecuación se debe usar con cuidado.

- **Fluido Inyectado.** En esta sección se ingresa una fracción molar de uno para el agua debido a que es el único fluido inyectado al yacimiento. Se inyecta a una presión de 1059.3 psi, esta busca generar un gradiente de presión que optimice el desplazamiento de los fluidos inyectados, especialmente cuando se agreguen los surfactantes y el álcali. El gradiente de presión generado en la inyección se calcula por medio de la ecuación que se presenta a continuación.

Ecuación 7. Gradiente de presión.

$$\nabla P = \frac{P_{inj} - P_{prod}}{X_{inj-prod}}$$

Dónde:

$X_{inj-prod}$: Distancia entre pozos de inyección y producción.

P_{inj} : Presión de inyección en el fondo del pozo, psi.

P_{prod} : Presión en los pozos de producción en fondo, psi.

∇P : Gradiente de presión, psi/ft.

Debido a que la presión en el yacimiento corresponde a 875 psi, el simulador varía la presión dependiendo de las necesidades de la inyección, el valor máximo de presión de inyección sirve como el límite para que el simulador jamás lo supere y no fracture la formación, esto evita que el pozo inyector se convierta en productor, debido a que, si la presión del yacimiento supera a la de inyección, los fluidos podrían empezar a llegar a superficie a través del pozo inyector.

Adicionalmente, se definió que la presión mínima de cada pozo productor debe ser el diez por ciento de la presión original del yacimiento, esto se debe a que la presión de abandono de un pozo normalmente corresponde a este valor, por lo tanto, la presión mínima que debe manejar cada pozo productor corresponde a 87.5 psi.

3.3.1.2 Información ingresada al simulador para representar el proceso de inyección continua de vapor. En esta sección se presenta toda la información que se debe ingresar en el programa *Builder-STARs* para recrear la simulación de un proceso de inyección continua de vapor.

Toda la información requerida para que el simulador calcule las pérdidas de calor en el pozo inyector se ha digitado en el apartado *Wells & Recurrents*. Esto se ha realizado con el propósito de que en ningún momento se supere la temperatura máxima de operación de los químicos, ya que haría que estos se degraden y no se

obtenga el efecto deseado con la inyección. Todo el proceso aquí descrito se basa en el trabajo de Almanza y Reyes¹⁰⁵.

Se realizó una modificación que corresponde a una variación en los *endpoints* de las curvas de permeabilidades relativas en función de las saturaciones residuales e irreducibles del crudo y el agua, debido a un aumento de la temperatura. Estas modificaciones se realizan en el módulo *Rock-Fluid interaction*. Las modificaciones que se mencionaron anteriormente se realizaron de la siguiente manera: en la sección de *Rock Fluid Types*, en la pestaña *Relative Permeability End Points* permite definir el cambio de los *endpoints* de las curvas de permeabilidad relativa original respecto al cambio de la temperatura, para realizar esto, se debe activar en cada *endpoint* la opción de que este sea dependiente de la temperatura, se selecciona la temperatura máxima y mínima del rango de temperatura en el cual variarán los *endpoints*, el número de intervalos en el que cambiarán los *endpoints*, los datos de cada *endpoint* para cada temperatura especificada y el número de intervalos dentro de cada rango de temperatura. Los datos ingresados en el simulador se presentan a continuación, primero se presenta la información de las areniscas y después la de las lutitas, aunque como se mencionó anteriormente, no se va a modelar el efecto de la variación de los *endpoints* de las curvas de permeabilidad relativas para las lutitas.

- **Modificación en las areniscas.**

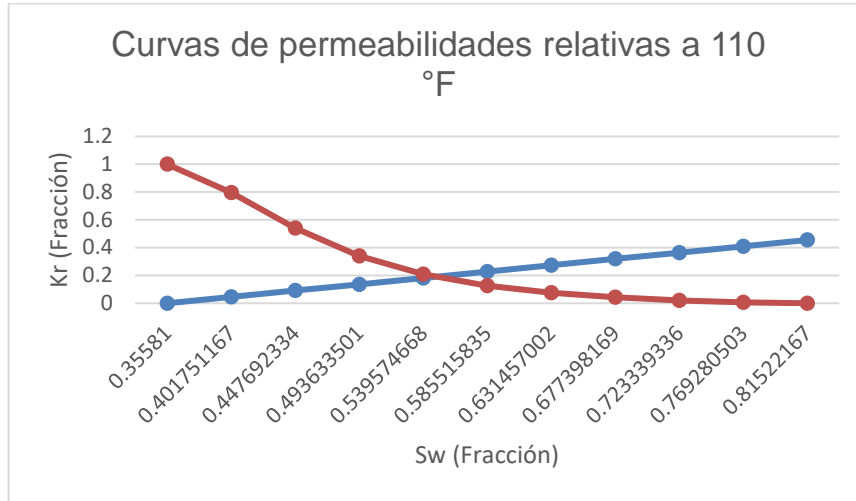
Cuadro 11. Variación de los *endpoints* de las curvas de permeabilidad relativa en función de la temperatura de inyección para las areniscas.

Temperatura (°F)	SORW	SOIRW	SWR	SWCRIT	KRWIRO
110	0.32148833	0.32148833	0.175	0.175	0.31580754
550	0.18477833	0.18477833	0.35581	0.35581	0.45530754

Fuente. Elaboración propia.

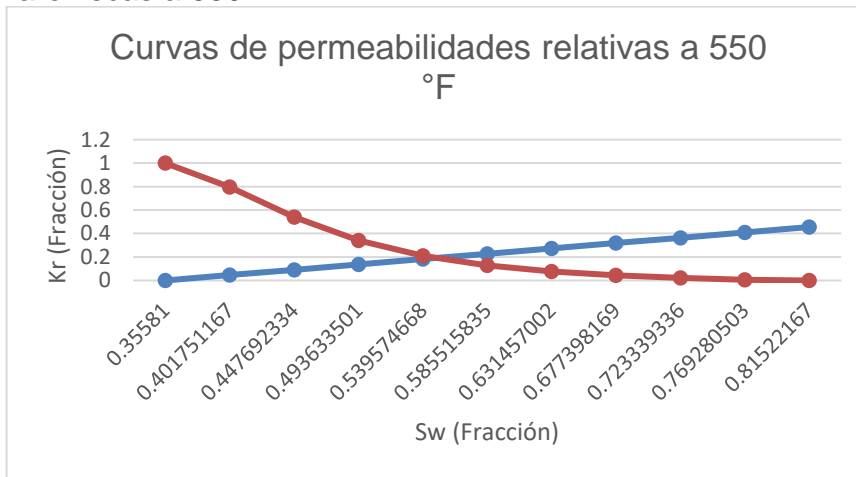
¹⁰⁵ ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la Viabilidad Técnica de la Inyección de Vapor Modificada con Álcali/Surfactante/Polímero como Método de recobro Mejorado para Crudos Pesados Mediante Simulación Numérica. Fundación Universidad de América: Bogotá D.C. 2014. P.160

Gráfica 14. Curvas de permeabilidades relativas para las areniscas a 110 °F.



Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 15. Curvas de permeabilidades relativas para las areniscas a 550 °F.



Fuente. Elaboración propia.

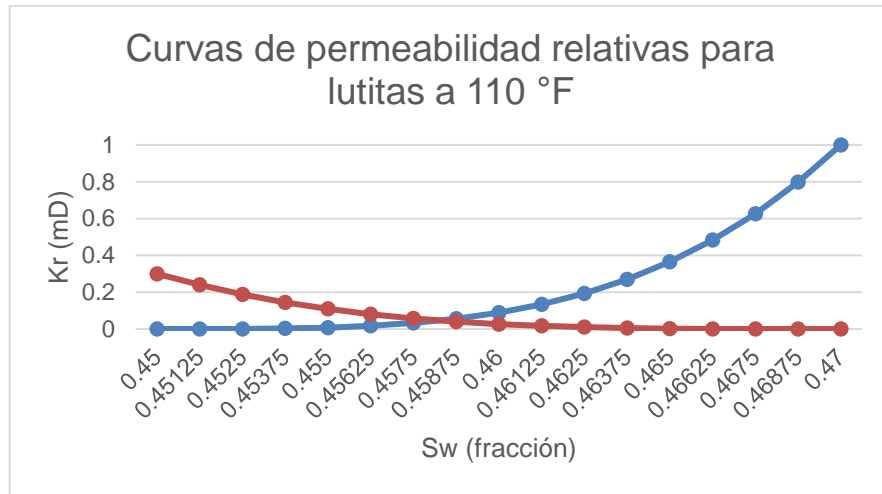
- Modificación en las lutitas.** Se considera que el efecto de la temperatura no genera una variación ni en las saturaciones residuales en las lutitas ni en la permeabilidad relativa al agua a la saturación de agua irreducible. Por lo tanto, las curvas de permeabilidades relativas para la lutita son las mismas a cualquier temperatura, esto se observa en los cuadros y gráficas que se presentan a continuación.

Cuadro 12. Variación de los *endpoints* de las curvas de permeabilidad relativa en función de la temperatura de inyección.

Temperatura (°F)	SORW	SOIRW	SWR	SWCRIT	KRWIRO
110	0.53	0.53	0.45	0.45	0.05
550	0.53	0.53	0.45	0.43	0.05

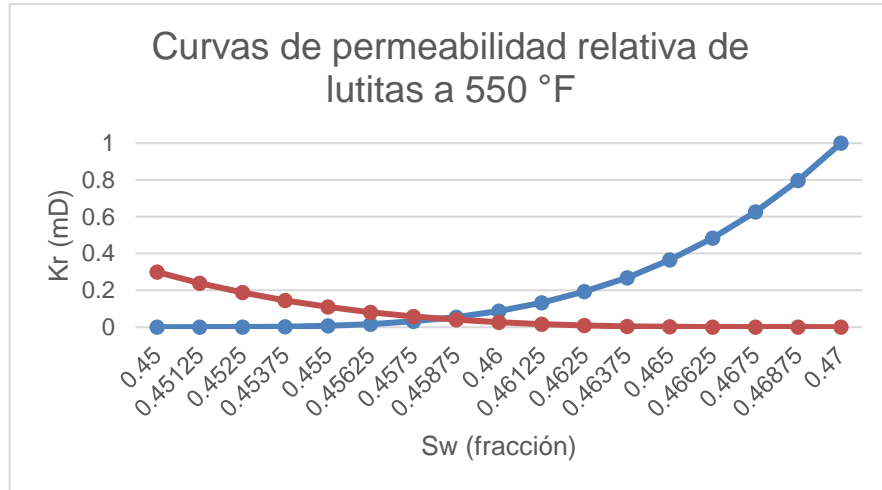
Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 16. Curvas de permeabilidades relativas para las lutitas a 110°F.



Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 17. Curvas de permeabilidades relativas para las lutitas a 550°F.



Fuente. Elaboración propia.

Es importante realizar la aclaración de que, si por algún motivo la temperatura en el yacimiento llega a estar fuera del rango especificado, el simulador extrapolará la tendencia para calcular los *endpoints* de las curvas de permeabilidad relativa. Sin embargo, se eligieron estas temperaturas para que este escenario no llegue a presentarse.

Los valores modificados fueron la permeabilidad relativa al agua a la saturación irreducible del crudo, la saturación de agua connata y crítica y la saturación de crudo residual e irreducible.

- El cambio de las saturaciones irreducible y residual de crudo se definió haciendo uso de la pendiente usada por Alape y Chavarro¹⁰⁶ (-0.00031/°F). Las saturaciones residual e irreducible de crudo a la temperatura de yacimiento para las areniscas (0.21 a 110°F).
- El cambio de las saturaciones connata y crítica de agua se estableció tomando la pendiente usada por Maini y Batycky¹⁰⁷ (0.00041/°F). Las saturaciones connata y crítica a la temperatura de yacimiento para las areniscas (0.25 a 100°F).
- La variación de la permeabilidad relativa al agua a la saturación irreducible de crudo se determinó a partir de los datos de ensayos de desplazamiento de agua a diversas temperaturas en núcleos de yacimientos de crudo pesado, toda esta información se encuentra en el documento realizado por Maini y Batycky¹⁰⁸, de estos se consiguió una pendiente de 0.00031/°F y de la permeabilidad relativa al agua a la saturación irreducible de crudo a la temperatura de yacimiento para las areniscas (1 a 100°F).

3.3.1.3 Condiciones de recreación del proceso de inyección continua de vapor. A continuación, se exponen las condiciones de recreación del proceso térmico solicitadas por Ecopetrol S.A. Todas las condiciones operativas se encuentran consignadas en el **cuadro 13**:

Cuadro 13. Condiciones operativas solicitadas por Ecopetrol S.A.

ZONA DE INYECCIÓN	B
TIPO DE PATRÓN	5 pozos invertido
TAMAÑO DEL PATRÓN	5 acres.

Fuente. Elaboración propia.

¹⁰⁶ ALAPE, C. Y Chavarro, N. Viabilidad técnica de la Implementación de la Inyección cíclica de Vapor Mejorado con Solventes como Método de Recobro Terciario de Crudo Pesado en un Campo de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Fundación Universidad de América: Bogotá D.C., Colombia, 2003. Anexo Corridas de Simulación.

¹⁰⁷ MAINI, B. y BATYCKY, J. Effect of Temperature on Heavy-Oil/Water Relative Permeabilities in Horizontally and Vertically Drilled Core Plugs. Petroleum Recovery Institute. 1985, (Paper SPE 12115). P. 1056

¹⁰⁸ Ibid., p. 1053.

A continuación, se presenta toda la información concerniente a la sección *Wells & recurrent* del simulador, los datos ingresados se pueden observar en el **cuadro 14**. Estos se ingresaron en todos los pozos inyector, para garantizar que la calidad del vapor se mantuviera lo más alta posible, antes de que este ingresara al pozo inyector.

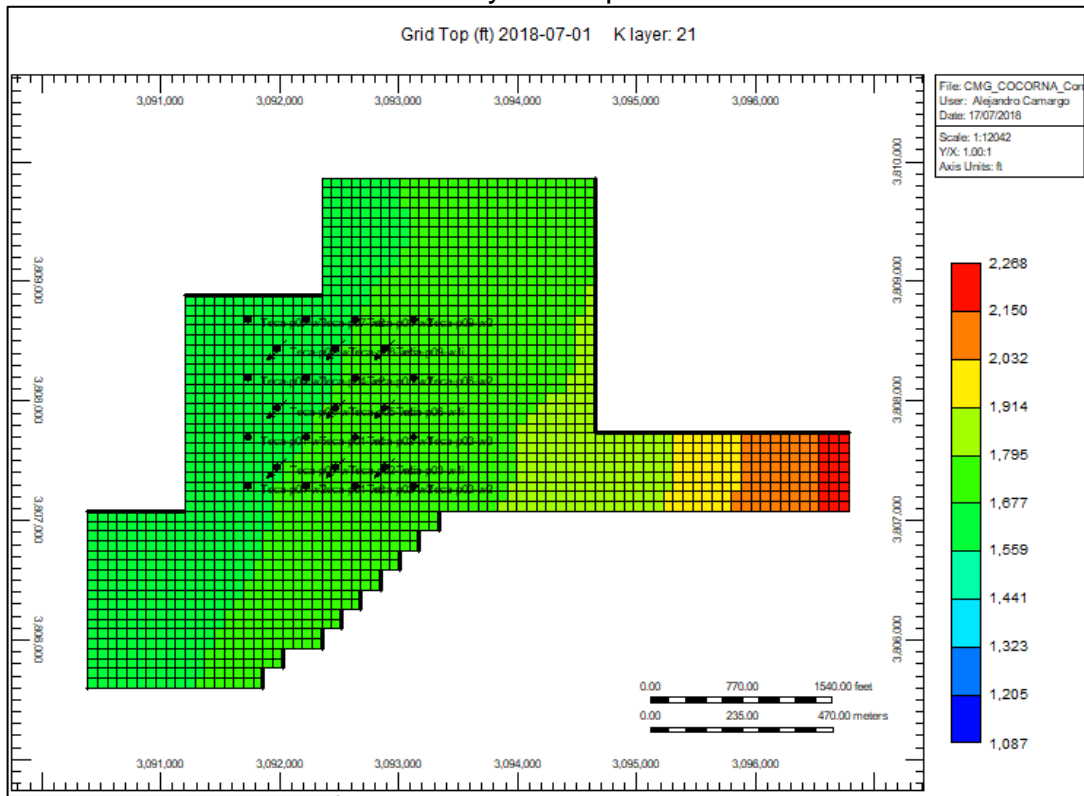
Cuadro 14. Datos ingresados en la sección *Wells & Recurrent*

Wellbore		
Profundidad	1700	ft
Longitud de pozo	1700	ft
Longitud de CSG	1680	ft
Longitud de aislante	1680	ft
Rugosidad relativa del tubing	0.0001	
Radios		
ID Tubing	0.14783	ft
OD Tubing	0.17	ft
Aislante (N ₂)	0.1895	ft
ID CSG	0.1895	ft
OD CSG	0.22917	ft
Hoyo	0.28	ft
Conductividad		
Tubing	576.85	Btu/(ft*día*°F)
Aislante (N ₂)	2.04	Btu/(ft*día*°F)
CSG	576.85	Btu/(ft*día*°F)
Cemento	4.8	Btu/(ft*día*°F)
Formación	24	Btu/(ft*día*°F)
Emisividad		
Tubing	0.8	
Aislante (N ₂)	0	
CSG	0.8	
Formación	0.94	
Formación		
Capacidad de calor	0.35	Btu/(ft ³ *°F)
Gradiente. Geotérmico promedio	0.0125	°F/ft
Temperatura de superficie	75	°F

Fuente. ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la Viabilidad Técnica de la Inyección de Vapor Modificada con Alkali/Surfactante/Polímero como Método de recobro Mejorado para Crudos Pesados Mediante Simulación Numérica. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América, 2014. P.160.

3.3.1.4 Pozos generados para recreación de escenarios de simulación. Como se mencionó anteriormente, se van a generar arreglos de pozos con un área de cinco acres. A continuación, se presenta el modelo de simulación después de haberle agregado los arreglos de inyección correspondientes. La **Figura 25** presenta los pozos que se generaron en el modelo estático de simulación; cabe la pena resaltar que los pozos se encuentran cañoneados en la zona B la cual comienza en la capa 10 en la dirección “z” y termina en la capa 21.

Figura 25. Modelo estático con los arreglos de cinco pozos generados para escenarios de simulación térmica y termoquímica.



Fuente. Elaboración propia.

Se generó más de un arreglo en el sector del campo para que los datos obtenidos por medio de la simulación sean mucho más realistas, ya que se está contemplando un escenario bastante común en cualquier campo de petróleo, en el cual se posee un conjunto de patrones en una misma zona para maximizar la producción de petróleo, por lo que no sería representativo realizar las simulaciones con un único patrón de inyección.

3.3.1.5 Variables de proceso sensibilizadas por medio de la simulación numérica para la inyección continua de vapor. A continuación, se presentan las variables que se sensibilizaron por medio de la simulación numérica de yacimientos. Estas variables se seleccionaron por medio de un documento publicado por Ecopetrol¹⁰⁹, donde exponen los factores claves de éxito para aplicar la inyección continua de vapor en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, que es donde se encuentra el Campo Teca Cocorná.

Cuadro 15. Condiciones operativas a sensibilizar en la inyección continua de vapor.

Parámetro a Modificar					
Tasa de inyección	100 Bbl/d	200 Bbl/d	300 Bbl/d	400 Bbl/d	500 Bbl/d
Calidad del vapor	60%	65%	70%	75%	80%
Intervalo abierto al flujo	100%	75%	50%	25%	-
Variación de la tasa inicial de inyección después de dos años.	0%	30%	40%	50%	60%
Área del patrón	5 acres	10 acres	15 acres	-	-

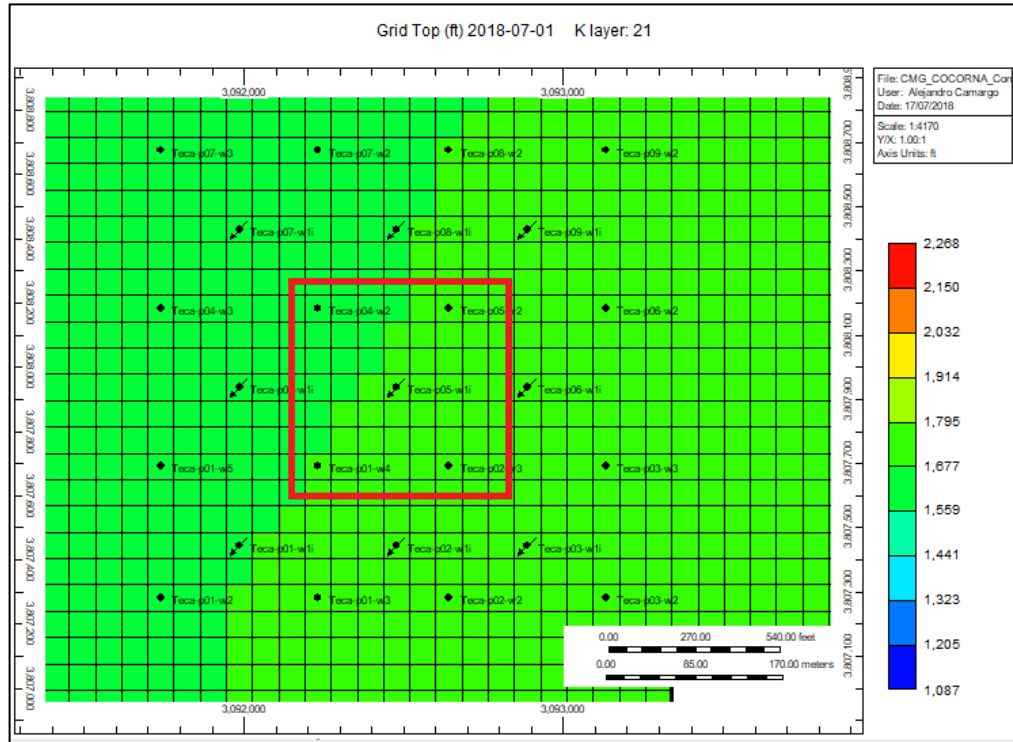
Fuente. TRIGOS, E.M. *et al.* Study of Success Factors in Continuous Steam Injection: Field Case, Colombian Middle Magdalena Basin. SPE INTERNATIONAL: Port of Spain., Trinidad y Tobago. 2012. p. 1-7.

Se seleccionaron estas variables debido a que se considera que son parámetros críticos en cualquier proceso de inyección continua de vapor. Al sensibilizar todas estas variables se generará el escenario ideal de simulación a través del cual se obtendrá el mayor recobro posible por medio de la inyección continua de vapor en arreglo de cinco pozos invertidos.

Se aclara que el único patrón al que se le realizaran todas estas modificaciones es aquel que se seleccionó previamente para evaluar los procesos térmicos y termoquímicos que se evaluarán en este trabajo. El patrón que se selecciono es aquel que se encuentra enmarcado por el recuadro rojo en la figura presentada a continuación.

¹⁰⁹ TRIGOS, E.M. *et al.* Study of Success Factors in Continuous Steam Injection: Field Case, Colombian Middle Magdalena Basin. SPE INTERNATIONAL: Port of Spain., Trinidad y Tobago. 2012. p. 1-7.

Figura 26. Patrón seleccionado para evaluar los diferentes procesos de recobro.



Fuente. Elaboración propia.

Todos los pozos inyectoros poseen las siguientes características operativas, las cuales se presentan en el siguiente esquema:

Cuadro 16. Características operativas pozos inyectoros.

Presión de inyección	1059.3 psi
Temperatura de inyección	400°F
Calidad del vapor	60%

Fuente. Elaboración propia.

3.3.1.6 Resultados de las sensibilidades realizadas a la inyección continua de vapor. En esta sección se van a presentar los resultados obtenidos por medio de las simulaciones para el recobro térmico. Se va a realizar una comparación en función del factor de recobro y el petróleo acumulado en cada uno de los escenarios que se sensibilizaron. Las gráficas que se generaron por medio de la suite CMG para los diferentes escenarios de inyección continua de vapor están disponibles en el **anexo A**.

- **Tasa de inyección.** Esta sección se refiere a la tasa con la que se realizara la inyección de vapor al interior del yacimiento, esta tasa se expresa en barriles de

agua por cada día y además va a ser constante a lo largo de los diez años que dura la inyección de vapor.

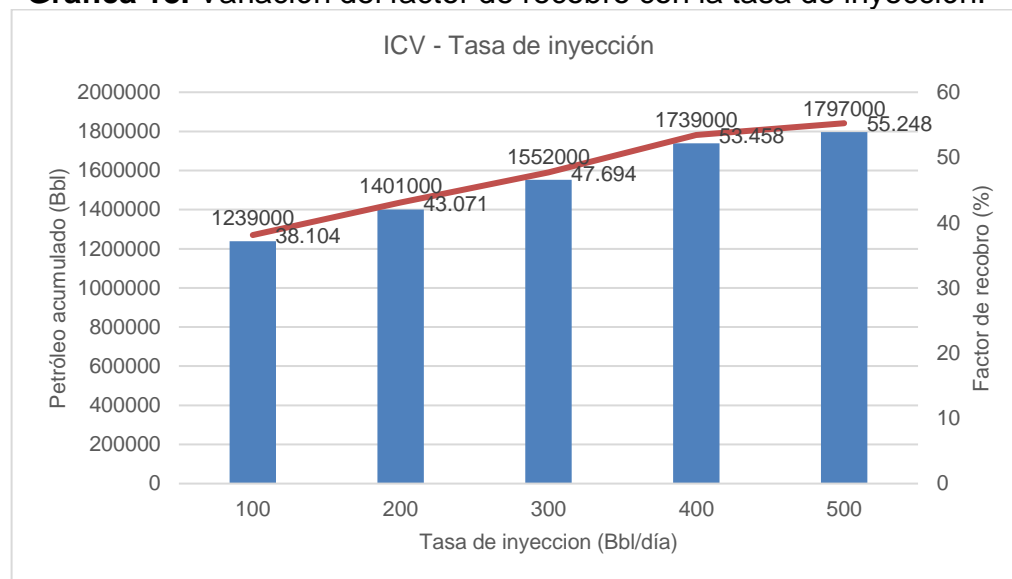
En el **Cuadro 17** se encuentran los factores de recobro obtenidos y el petróleo acumulado recuperado por medio de la inyección continua de vapor en arreglo de cinco pozos invertidos, realizado con diferentes tasas de inyección de vapor.

Cuadro 17. Resultados obtenidos al sensibilizar la tasa inicial de inyección.

Tasa inicial de inyección (Bbl/d)	Petróleo Acumulado (MBbl)	Factor de recobro (%)
100	1239	38.104
200	1401	43.071
300	1552	47.694
400	1739	53.458
500	1797	55.248

Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 18. Variación del factor de recobro con la tasa de inyección.



Fuente. Elaboración propia.

Como se aprecia en los resultados, a medida que aumenta la tasa de vapor inyectada al yacimiento; el petróleo acumulado y el factor de recobro aumentan de la misma manera. Sin embargo, esta tasa se vio limitada en 500 barriles por día debido a que fue lo máximo reportado en el documento de Sang y Pineda¹¹⁰ y se vio contrastado con los cálculos que se realizaron previamente.

¹¹⁰ PINEDA SÁENZ, Miguel Adrián y SANG LÓPEZ, Hernando Miguel. Op. cit. p. 53-115.

- **Calidad de vapor.** Este parámetro se refiere a la relación entre la fase líquida y gaseosa en la que se encuentra el vapor. Ésta toma un valor entre cero y uno, siendo cero una fase totalmente líquida y uno una fase totalmente gaseosa. Así una calidad de 70% significa que hay 70% vapor y 30% agua en peso.

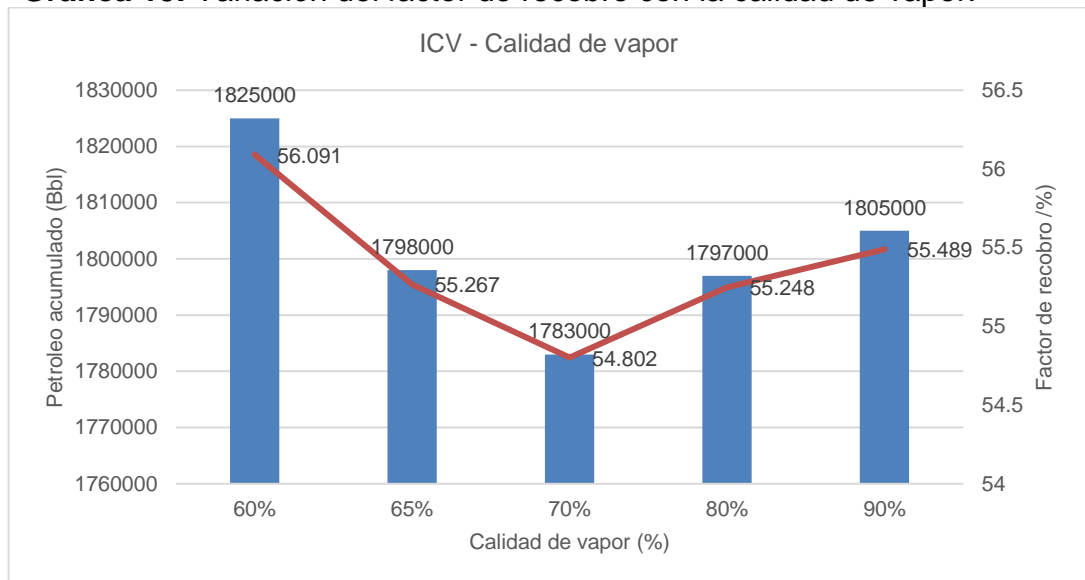
En el **Cuadro 18** se encuentran los factores de recobro obtenidos y petróleo acumulado recuperado por medio de la inyección continua de vapor en arreglo de cinco pozos invertidos, realizado a diferentes calidades de vapor.

Cuadro 18. Resultados obtenidos al sensibilizar la calidad de vapor.

Calidad de vapor	Petróleo Acumulado (MBbl)	Factor de recobro (%)
60%	1825	56.091
65%	1798	55.267
70%	1783	54.802
75%	1797	55.248
80%	1805	55.489

Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 19. Variación del factor de recobro con la calidad de vapor.



Fuente. Elaboración propia.

Contrario a lo que se pensaría, el escenario donde se obtuvo el mayor recobro no fue el de mayor calidad. El escenario donde se generó la mayor cantidad de petróleo recuperado del yacimiento correspondió a una calidad de vapor del 60%. Esto se debe a que el vapor mezclado con agua provee mayor cantidad de energía calorífica

que el vapor en 100% de saturación, por lo que a 60% se logra aportar mayor energía al crudo que en las otras relaciones vapor-agua analizadas¹¹¹.

- **Intervalo abierto al flujo.** Esta sección se refiere al porcentaje del pozo que se encuentra abierto al flujo. Este porcentaje se modificó en el pozo inyector del patrón de interés.

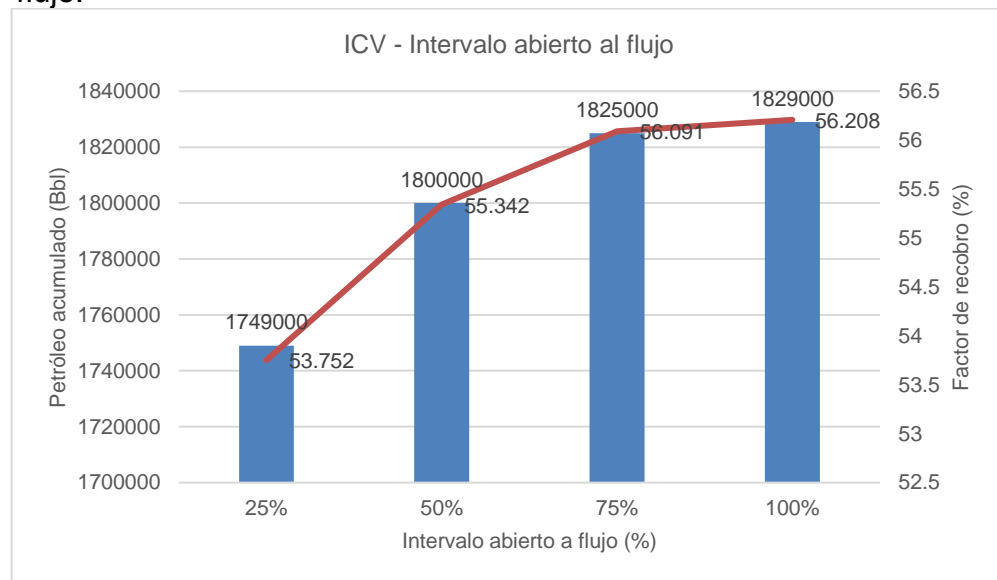
En el **Cuadro 19** se encuentran los factores de recobro obtenidos y petróleo acumulado recuperado por medio de la inyección continua de vapor en arreglo de cinco pozos invertidos, realizado a diferentes intervalos abiertos al flujo.

Cuadro 19. Resultados obtenidos al sensibilizar el intervalo abierto al flujo.

Intervalo abierto al flujo	Petróleo Acumulado (MBbl)	Factor de recobro (%)
25%	1749	53.752
50%	1800	55.342
75%	1825	56.091
100%	1829	56.208

Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 20. Variación del factor de recobro con el intervalo abierto a flujo.



Fuente. Elaboración propia.

Luego de sensibilizado este parámetro, se estableció que el recobro óptimo de petróleo se generó con un intervalo abierto al flujo en el pozo inyector del 100%. Esto se debe a que esto permite que el pozo genere un barrido mucho más

¹¹¹ SARATHI S, Partha and OLSEN K, David. Op. cit., p. 5.

uniforme en el arreglo, lo que garantiza una mayor cantidad de fluidos desplazados hacia los pozos productores; por lo que se disminuyen los efectos de adedamiento o *fingering*.

- **Variación de la tasa inicial de inyección después de dos años de simulación.** Esta sección evalúa el efecto de la variación de la tasa de inyección dos años después de que haya empezado la inyección de vapor, ésta se expresa en un porcentaje de la disminución de la tasa original de inyección.

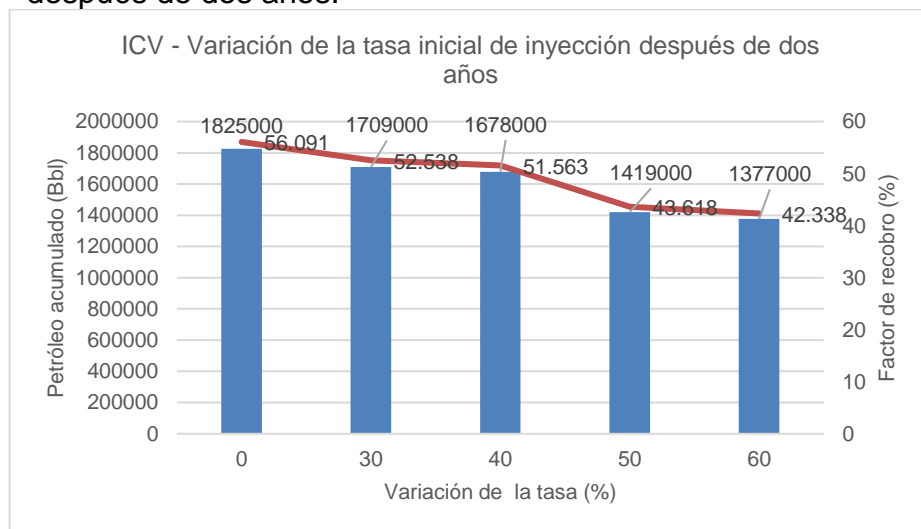
En el cuadro que se presenta a continuación se encuentran los factores de recobro obtenidos y petróleo acumulado recuperado por medio de la inyección continua de vapor en arreglo de cinco pozos invertidos, realizado a diferentes variaciones de la tasa de inyección después de dos años.

Cuadro 20. Resultados obtenidos al sensibilizar la variación de la tasa inicial de inyección después de dos años.

Variación de la tasa inicial de inyección después de dos años (%)	Petróleo Acumulado (MBbl)	Factor de recobro (%)
0	1825	56.091
30	1709	52.538
40	1678	51.563
50	1419	43.618
60	1377	42.338

Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 21. Variación del factor de recobro con la variación después de dos años.



Fuente. Elaboración propia.

Después de sensibilizar este parámetro, se hace evidente que el no disminuir la tasa inicial de inyección, aumenta de forma significativa tanto el petróleo acumulado como el factor de recobro obtenido. Es recomendable evaluar este parámetro en un proyecto que posea evaluación financiera, ya que a pesar de que disminuye la producción de petróleo, sería recomendable determinar si resulta rentable el disminuir la tasa de inyección.

- **Área del patrón.** Esta sección evalúa la variación del área del patrón de interés, la variación de este aumenta la distancia entre los pozos productores y el pozo inyector.

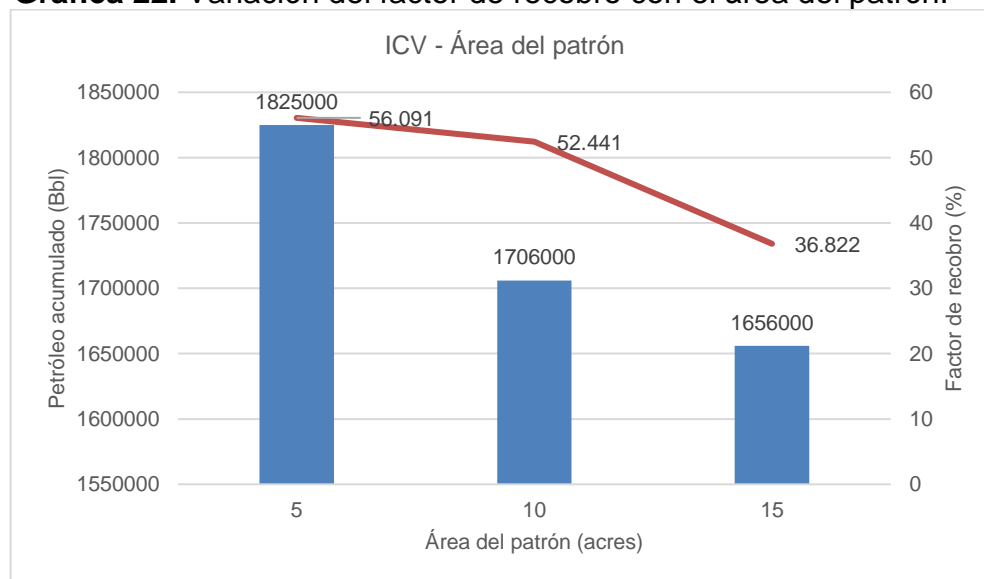
En el cuadro que se presenta a continuación se encuentran los factores de recobro obtenidos y petróleo acumulado recuperado por medio de la inyección continua de vapor en arreglo de cinco pozos invertidos, realizado con diferentes áreas de patrón.

Cuadro 21. Resultados obtenidos al sensibilizar el área del patrón.

Área del patrón (Acres)	Petróleo Acumulado (MBbl)	Factor de recobro (%)
5	1825	56.091
10	1706	52.441
15	1656	36.822

Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 22. Variación del factor de recobro con el área del patrón.



Fuente. Elaboración propia.

Acorde al documento consultado acerca de la cuenca del Valle Medio del Magdalena¹¹², con un arreglo de una menor área, se consigue un mayor recobro de petróleo. Esto se vio efectivamente contrastado en las simulaciones que se realizaron, estos resultados demuestran por qué en el Campo Teca-Cocorná se emplean arreglos de inyección de cinco pozos con un área de cinco acres.

3.3.1.7 Escenario óptimo de inyección continua de vapor. A continuación, se presenta un cuadro con las condiciones operativas seleccionadas para representar la inyección continua de vapor. Se seleccionaron los parámetros que aumentaron de mayor forma el factor de recobro y con este el petróleo acumulado.

Cuadro 22. Escenario ideal de la inyección continua de vapor.

Parámetro	Condición seleccionada
Calidad del vapor	60%
Intervalo abierto al flujo	100%
Tasa inicial de inyección	500 Bbl/d
Variación de la tasa inicial de inyección después de cinco años	0%
Área del patrón	5 acres

Fuente. Elaboración propia.

El factor de recobro y el petróleo acumulado en el escenario seleccionado, corresponden a los siguientes valores,

Cuadro 23. Resultados obtenidos en el escenario óptimo de la inyección continua de vapor.

Escenario ideal inyección continua de vapor	
Petróleo acumulado (MBbl)	1825
Factor de recobro (%)	56.091

Fuente. Elaboración propia.

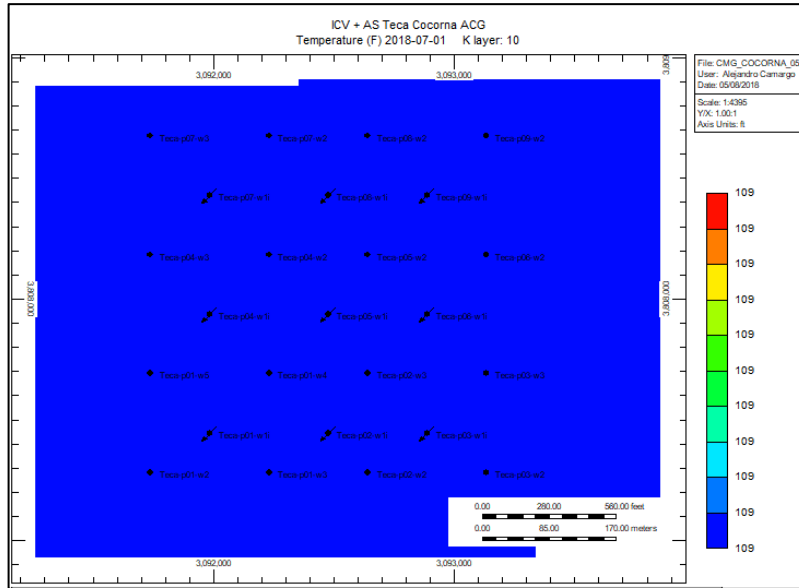
A continuación, se va a proceder a presentar los efectos que genera el uso del recobro térmico en el yacimiento. Por medio las imágenes generadas en *3D results* de la suite CMG se espera ilustrar al lector y respaldar los resultados mostrados con anterioridad, ya que se están presentando todos los fenómenos que aumentan el recobro en el yacimiento.

Las imágenes que se presentan a continuación corresponden a la primera capa que pertenece a la formación geológica “B” del yacimiento. Esta capa corresponde al número 10 del modelo. Esta es la primera capa que se encuentra cañoneada en todos los pozos generados.

¹¹² TRIGOS, E.M. *et al.* Study of Success Factors in Continuous Steam Injection: Field Case, Colombian Middle Magdalena Basin. Op. cit. p. 1-7.

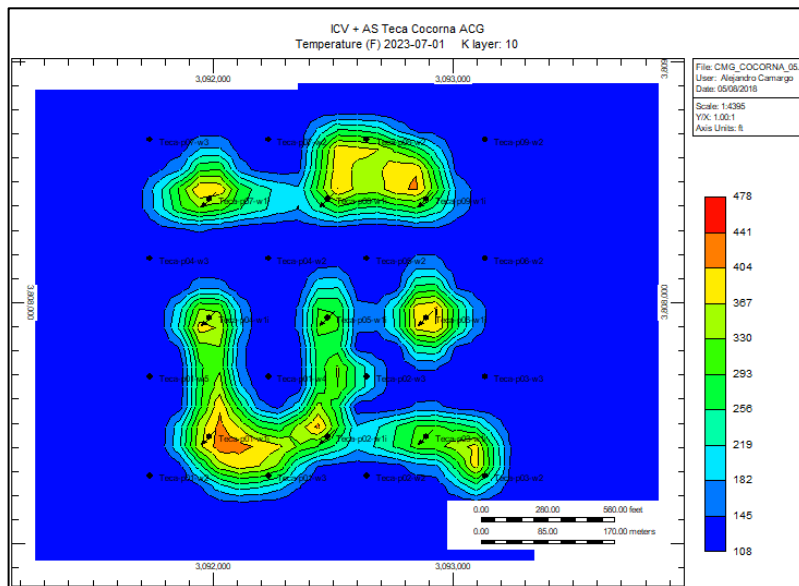
- **Distribución de la energía calorífica en el reservorio.**

Figura 27. Temperatura (°F) del reservorio al iniciar la simulación.



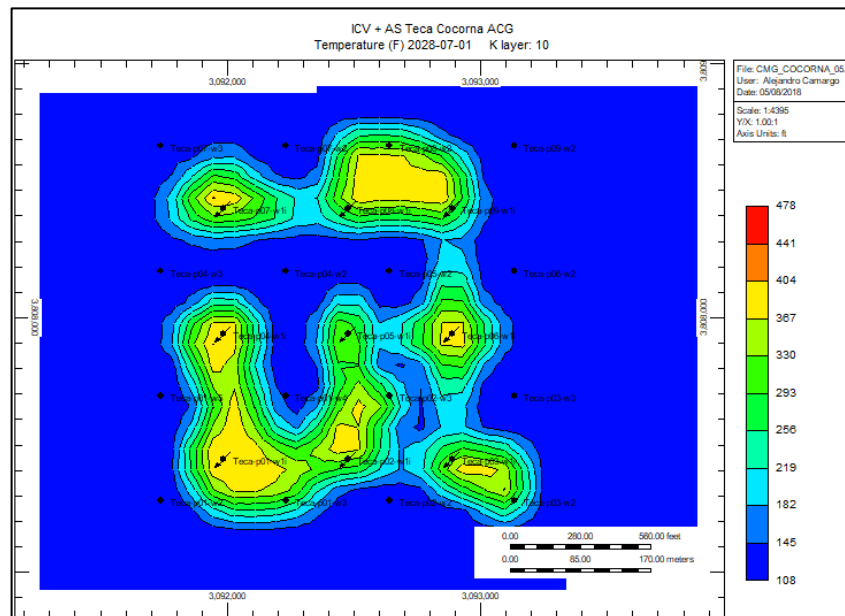
Fuente. Elaboración propia.

Figura 28. Temperatura (°F) en el reservorio al quinto año de simulación.



Fuente. Elaboración propia.

Figura 29. Temperatura (°F) en el reservorio al final de la simulación.



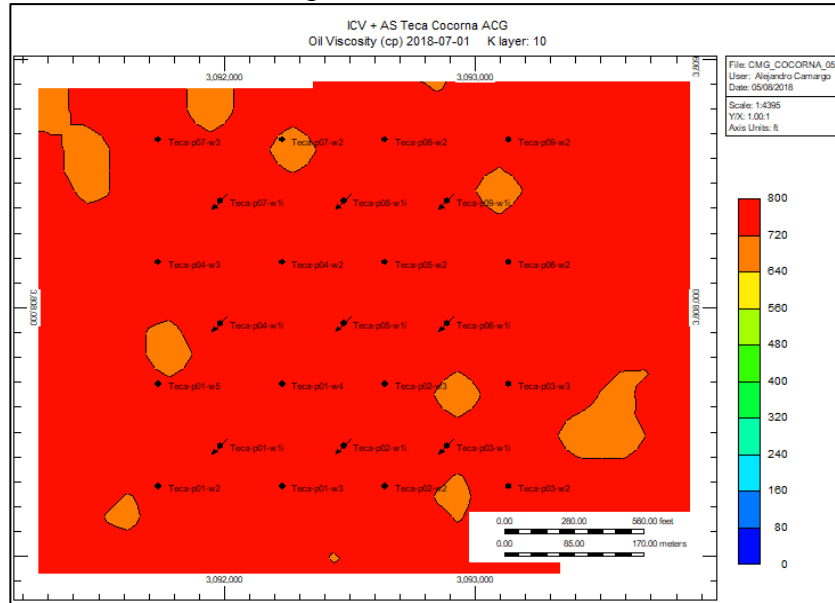
Fuente. Elaboración propia.

Al observar las imágenes, se ve cómo se propaga la energía calorífica a través del yacimiento a medida que se inyecta, la zona donde hay una mayor variación en la temperatura corresponde al patrón de interés, esto se debe a que en esta zona se están inyectando 500 Bbl/día de vapor y a una calidad superior que en los otros pozos.

Con el efecto del recobro térmico, la temperatura pasa en el pozo inyector de 108.4 °F hasta 406.9°F. Este cambio en la temperatura del yacimiento induce la vaporización y destilación de los componentes volátiles, causa además que aumente la cantidad de petróleo móvil en el yacimiento, efecto que se ve representado por la modificación de los *endpoints* de las curvas de permeabilidades relativas con la temperatura.

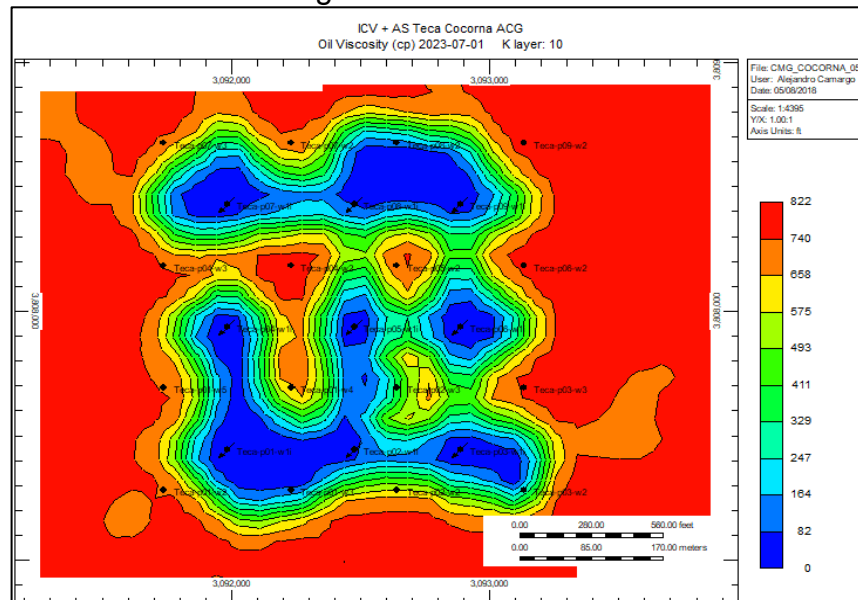
- Efecto del aumento de temperatura en la viscosidad del petróleo.

Figura 30. Viscosidad del petróleo (cP) al inicio de la simulación en el arreglo confinado.



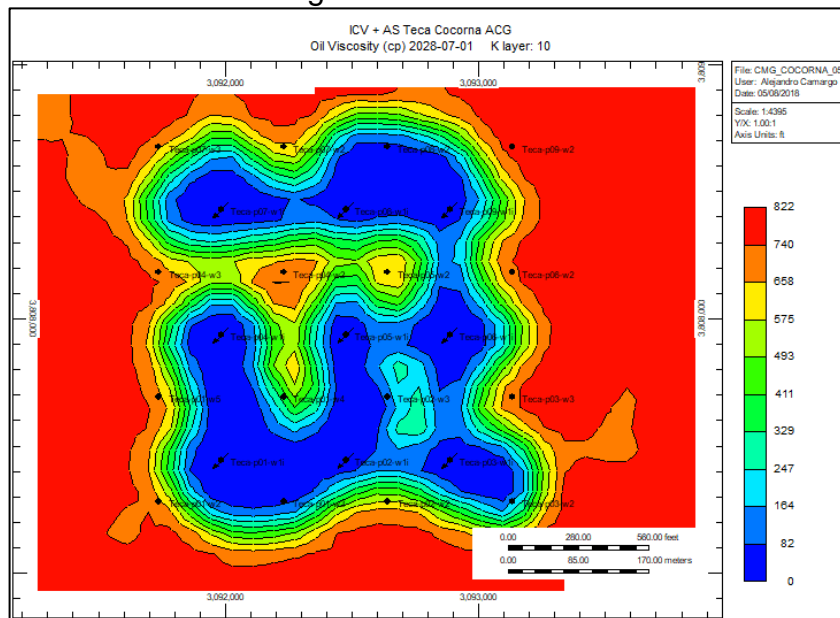
Fuente. Elaboración propia.

Figura 31. Viscosidad del petróleo (cP) al quinto año de simulación en el arreglo confinado.



Fuente. Elaboración propia.

Figura 32. Viscosidad del petróleo (cP) al final de la simulación en el arreglo confinado.



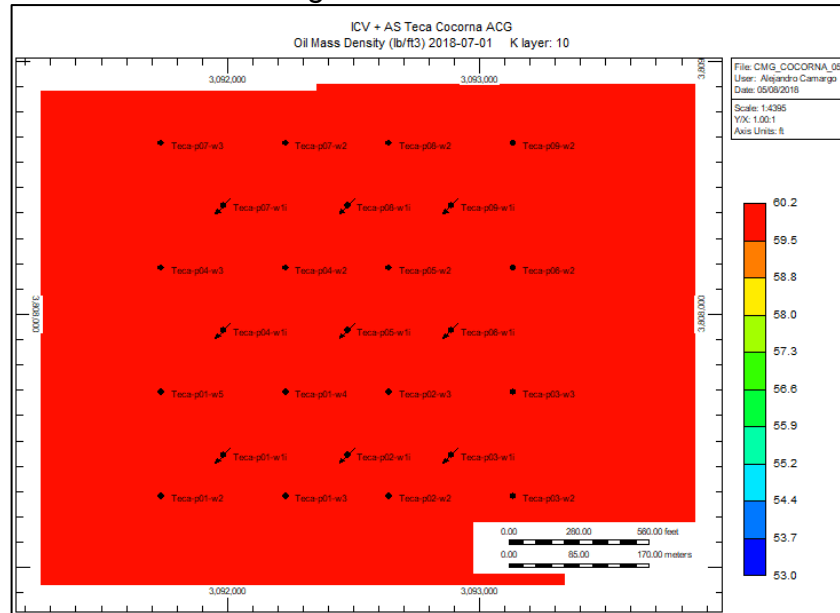
Fuente. Elaboración propia.

Como se observa en las imágenes, a medida que se propaga el vapor a través del yacimiento, disminuye la viscosidad del petróleo debido a la energía calorífica transferida al crudo a través del vapor. Al disminuir la viscosidad de un petróleo tan pesado como el del Campo Teca-Cocorná (780 cP aproximadamente), éste se vuelve mucho más móvil (con lo que se disminuye la razón de movilidad y aumenta la eficiencia de desplazamiento) y puede desplazarse de forma más fácil hacia los pozos productores.

El efecto de la disminución de la viscosidad se puede apreciar con bastante facilidad, ya que, en el pozo inyector del patrón interés, la viscosidad bajo desde los 780 cP hasta 2.1499, esto muestra que el efecto generado por la energía suministrada al petróleo por el vapor en el yacimiento fue de los mecanismos más importantes en el aumento del recobro.

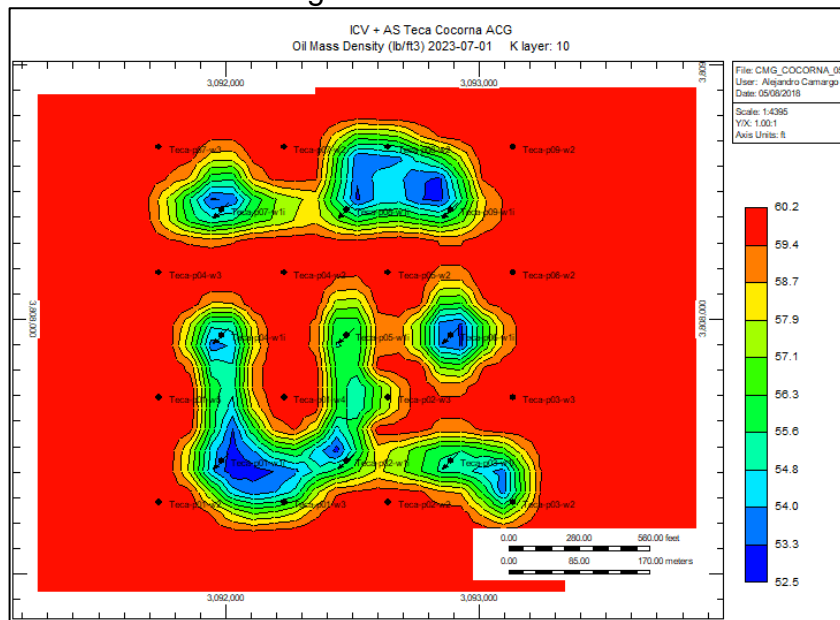
- Efecto del aumento de temperatura en la densidad del petróleo.

Figura 33. Densidad del petróleo (lb/ft³) al iniciar la simulación en el arreglo confinado.



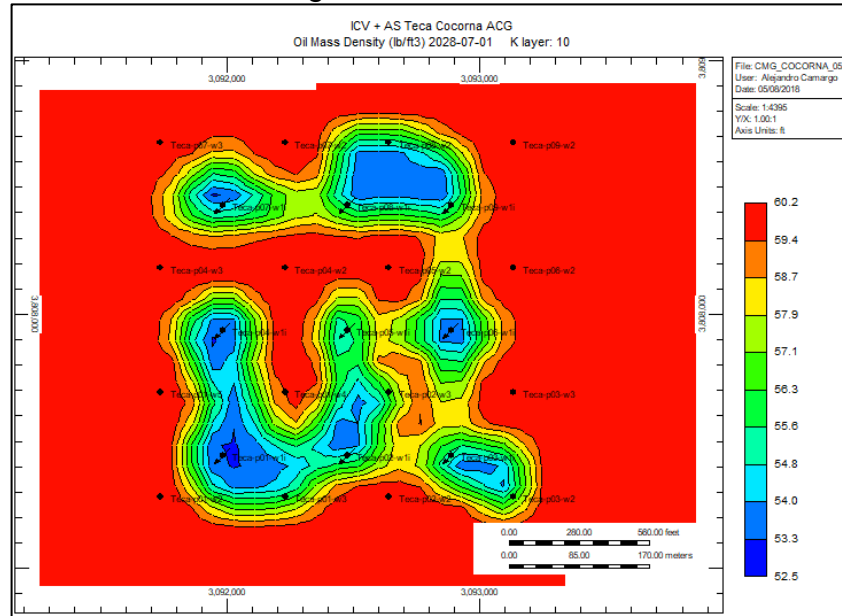
Fuente. Elaboración propia.

Figura 34. Densidad del petróleo (lb/ft³) al quinto año de simulación en el arreglo confinado.



Fuente. Elaboración propia.

Figura 35. Densidad del petróleo (lb/ft³) al final de la simulación en el arreglo confinado.



Fuente. Elaboración propia.

En base a estos resultados se observa el efecto de la variación de la temperatura en la densidad del crudo, esto se debe a que el aumento de la temperatura que genera el vapor permite que el crudo sufra un proceso de destilación-vaporización en el interior del yacimiento de las fracciones más livianas y que a su vez son arrastradas por el vapor para que contacten la zona del reservorio donde está el petróleo más pesado disminuyendo su densidad, y adicionalmente, se genera un efecto de expansión del crudo, lo que hace que el petróleo sea producido con mayor facilidad debido a su aumento de volumen por unidad de masa. Estos dos efectos se ven representados por medio de la disminución de la densidad del petróleo en el yacimiento.

Por medio de estos resultados, se observa de forma acertada que en las simulaciones están tomando lugar todos los efectos esperados, los cuales se enunciaron en el capítulo anterior, en todos los fenómenos relacionados con la inyección continua de vapor.

3.3.2 Recreación de la inyección continua de vapor asistida por surfactante por medio de la suite CMG. Luego de que se ha representado y simulado el proceso de inyección continua de vapor, se utilizará el caso óptimo obtenido para realizar las respectivas simulaciones de la inyección de vapor con surfactante.

Primero que todo, se recreará el proceso de inyección de surfactante a temperatura del reservorio y luego de obtener el escenario óptimo a través de sensibilidades, se procederá a hacer las modificaciones necesarias para recrear el escenario de la

inyección de vapor asistida con surfactante con su respectivo análisis de sensibilidad.

3.3.2.1 Surfactante utilizado en la simulación. En esta sección se realizará la descripción del surfactante utilizado en el proceso. Este fue seleccionado debido a su resistencia a las altas temperaturas, a continuación, se expone un resumen de las propiedades de este:

- **Tipo de surfactante.** El surfactante que fue seleccionado fue el alquil aryl sulfonato (AAS) debido a que este posee una alta resistencia a la degradación térmica, soporta temperaturas arriba de los 572 °F, esta se ha reportado como la temperatura máxima de operación en arena según Keijser¹¹³.

Sin embargo, como reporta Ziegler¹¹⁴, las condiciones en que se obtuvieron los datos a usar en este trabajo, hacen que las IFT no sean las más bajas posibles de obtener; uno de los factores principales es debido a que el análisis experimental de la IFT entre el crudo y la salmuera no fue realizado a las condiciones óptimas de salinidad (debido a la complejidad experimental para la determinación del rango óptimo de salinidad).

Dentro de los datos mínimos necesarios según Almanza y Reyes¹¹⁵ para representar el comportamiento del químico en la suite CMG se encuentran:

- Presión crítica.
- Temperatura crítica.
- Peso molecular.
- Fase en la cual se encuentra disuelto el químico.
- Coeficientes para las correlaciones gas-líquido.
- La densidad.
- La compresibilidad líquida.
- Primer coeficiente de expansión térmica.
- Variación de la viscosidad líquida y gaseosa en función de la temperatura.
- La variación de la adsorción en función a la concentración.
- Máxima capacidad de adsorción de la roca.
- Nivel de adsorción residual.
- Variación de la IFT en función de la temperatura y la concentración.
- El impacto de la disminución de la tensión interfacial en las curvas de permeabilidad relativa.

¹¹³ KEIJSER, P. P., et al. Application of Steam Foam in the Tijuana Field, Venezuela: Laboratory Tests and Field Results. Koninklijke/Shell E&P Laboratorium. 1986, (Paper SPE 14905) p.329-330.

¹¹⁴ ZIEGLER, V. M. Laboratory Investigation of High-Temperature Surfactant Flooding. Chevron Oil Field Research Co. 1988, (Paper SPE 13071) p. 591

¹¹⁵ ALMANZA, Carlos and REYES, Dayane. Op. cit., p. 155.

En las secciones que se presentan más adelante, se expone la forma en que se ingresa la información al simulador para representar el proceso.

3.3.2.2 Condiciones para realizar la inyección de surfactante a temperatura del yacimiento. En primera instancia se van a exponer las condiciones a las cuales se realizará la inyección de surfactante a temperatura constante; es decir, por medio de una inyección de agua y después de esto se realizarán las modificaciones necesarias para realizar la inyección de surfactante a alta temperatura.

- **Sección *components* del simulador.** Debido a que es mucho más sencillo que un componente sea líquido y siendo el alquil aryl sulfonato un sólido, se asumió que este posee características parecidas al agua. Esta asunción puede ser aceptada para modelar los procesos de recobro químico, como puede verificarse en los casos de ejemplo de *STARS (templates)*, en los cuales se presentan tanto las inyecciones de álcali, surfactante y polímero. Puede considerarse esta afirmación como válida ya que las variaciones de algunas propiedades de la solución de surfactante y agua respecto a las propiedades del agua no son considerables debido a que las concentraciones de surfactante son muy bajas (<5 wt%)¹¹⁶.

Así entonces las propiedades más representativas en las que se asumieron valores similares para el surfactante y el agua fueron:

- La fase de disolución.
- Los coeficientes para las correlaciones gas-líquido.
- La densidad.
- La compresibilidad líquida.
- El primer coeficiente de expansión térmica.
- La variación de la viscosidad líquida y gaseosa en función de la temperatura.
- Presión crítica: 3247.8 psi
- Temperatura crítica: 705.2 °F¹¹⁷

De esta manera el único dato ingresado del alquil aryl sulfonato en la sección de componentes fue el peso molecular. Debido a que en los documentos que se consultaron no se especificaba el nombre ni el peso molecular del surfactante, y existiendo una enorme variedad de este tipo de surfactantes, se

¹¹⁶ Ibid., p. 168.

¹¹⁷ Karnananda, Wimpy., et al. Effect of temperature, pressure, salinity, and surfactant concentration on IFF for surfactant flooding optimization. Saudi Society for Geosciences 2012. 2012. p. 1-5.

consideró un peso molecular de 457 lb/lb*mol reportado por Isaacs¹¹⁸, el cual es propio de un alquil aryl sulfonato como el LTS-18¹¹⁹.

- **Sección *Rock-Fluid Interaction* del simulador.** En esta sección se modifican dos características, la primera en la cual se reproduce la adsorción y la segunda, la modificación de las curvas de permeabilidades relativas del crudo y del agua en función del cambio de la tensión interfacial (IFT).
- ***Adsorption Components*.** Para poder realizar la simplificación del comportamiento de la adsorción del alquil aryl sulfonato, la cual cambia en función de la salinidad, el caudal, la concentración, la temperatura y demás factores, se utilizó la adsorción máxima de este componente a condiciones estáticas en arena desagregada y limpia a 428 °F durante 24 horas, resultados que fueron presentados por Keijser¹²⁰, igual a 0.0005 Kg de surfactante por Kg de arena, esta puede ser incluso superior a la adsorción máxima de este componente al ser inyectado dentro de un yacimiento. Se debe tener en cuenta, que no se tiene en cuenta la redisolución de las moléculas adsorbidas de surfactante dentro de la corriente o el medio de inyección debido a la falta de información necesaria para representar dicho efecto.

Dado que la adsorción se encuentra en unidades diferentes a las solicitadas por el simulador, las cuales son lbmol/ft³ de volumen poroso, se realizó la conversión mostrada en la ecuación 7¹²¹.

¹¹⁸ ISAACS, E, et al. Investigation of Foam Stability in Porous Media at Elevated Temperatures. Albeta Research Council. 1998, (Paper SPE 15647). P. 566.

¹¹⁹ ALMANZA, Carlos and REYES, Dayane. Op. cit., p. 168.

¹²⁰ KEIJSER, P. P., et al. Application of Steam Foam in the Tia Juana Field, Venezuela: Laboratory Tests and Field Results. Koninklijke/Shell E&P Laboratorium. 1986, (Paper SPE 14905) p. 329, 330.

¹²¹ ALMANZA, Carlos and REYES, Dayane. Op. cit., p. 169.

Ecuación 8. Conversión principal asociada a la adsorción de surfactante para la arena.

$$\text{Adsorción} \left[\frac{\text{lbmol}}{\text{ft}^3 \text{ de VP}} \right] = \left(\frac{0.0005 \text{ Kg de Surfactante}}{1 \text{ Kg de Arena}} \right) \left(\frac{1 \text{ Kg de Arena}}{1000 \text{ g Arena}} \right) \left(\frac{193727.185 \text{ g de Arena}}{1 \text{ ft}^3 \text{ de VP}} \right) \left(\frac{1000 \text{ g de surfactante}}{1 \text{ Kg de surfactante}} \right) \left(\frac{1 \text{ lb surfactante}}{453.6 \text{ g surfactante}} \right) \left(\frac{1 \text{ lbmol de surfactante}}{457 \text{ lb de surfactante}} \right) = 4.6727 * 10^{-4} \frac{\text{lbmol}}{\text{ft}^3 \text{ de VP}}$$

Fuente: ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la Viabilidad Técnica de la Inyección de Vapor Modificada con Alkali/Surfactante/Polímero como Método de recobro Mejorado para Crudos Pesados Mediante Simulación Numérica. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América, 2014. P.169.

El factor que relaciona los gramos de arena por cada pie cúbico de volumen poroso de la roca a partir de la siguiente ecuación. El valor de la porosidad usado en la ecuación corresponde a 28.35881%, este valor se determinó por medio del programa CMG con la función *tools* → *grid and property statistics* que da el promedio de la variable seleccionada, en este caso la porosidad del yacimiento,

Ecuación 9. Densidad de la formación por medio de la porosidad.

$$\rho_{\text{formación}} = 2.65 * (1 - \phi) = 1.89849 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3}$$

Fuente. SOMERTON, W. Thermal Properties and Temperature-Related Behavior of Rock-Fluid Systems. Amsterdam, Netherlands: 1992, p. 61.

Dónde:

$\rho_{\text{formación}}$: Densidad de la formación, g/cm³.

ϕ : Porosidad, fracción (0-1).

2.65: Factor que relaciona la porosidad con la densidad de formación.

La densidad de la formación se convirtió a las unidades solicitadas por el simulador a partir de la ecuación que se presenta a continuación,

Ecuación 10. Conversión de densidad de la arenisca.

$$\left[\frac{\text{g Arena}}{\text{ft}^3 \text{ de VP}} \right] = \left(\frac{1.89849 \text{ g Arena}}{1 \text{ cm}^3 \text{ de V. Formación}} \right) \left(\frac{1 \text{ cm}^3 \text{ de V. Formación}}{0.00003531466 \text{ ft}^3 \text{ de VF}} \right)$$

$$\left(\frac{1 \text{ ft}^3 \text{ de V. Formación}}{0.2275 \text{ ft}^3 \text{ de VP}} \right) = 193727.185 \frac{\text{g arena}}{\text{ft}^3 \text{ de VP}}$$

Fuente. ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yineth. Evaluación de la Viabilidad Técnica de la Inyección de Vapor Modificada con Álcali/Surfactante/Polímero como Método de recobro Mejorado para Crudos Pesados Mediante Simulación Numérica. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América, 2014. P.169

Cuadro 24. Información ingresada al simulador para representar la adsorción de surfactante.

Fase de la que se tomará la dependencia de la composición	Fase agua (acuosa)
Fracción molar	Moles absorbidas por unidad de VP [lbmol/ft ³]
3.94E-08	4.6727*10 ⁻⁴
7.88E-08	4.6729*10 ⁻⁴
Fase de aplicación de factor de resistencia	Fase default
Capacidad máxima de adsorción	0.00046729 lbmol/ft ³
Nivel de adsorción residual	0.00046729 lbmol/ft ³

Fuente. Elaboración propia.

Se seleccionó la opción fase agua (acuosa) como fase a partir de la cual se elegirá la dependencia de la composición, ya que como se mencionó anteriormente el surfactante cuenta con la misma constante de partición en la fase gaseosa que el agua.

Los valores que se ingresan en el cuadro de fracción molar contra moles absorbidas por unidad de volumen poroso según Almanza y Reyes¹²² hacen alusión a las concentraciones de uno y dos partes por millón de surfactante y la adsorción máxima que corresponde a este componente. De igual manera, el nivel de adsorción residual y la capacidad máxima de adsorción fueron iguales a la adsorción máxima para evitar el efecto de redisolución.

La conversión entre partes por millón y fracción molar se realizó por medio de las dos ecuaciones que se presentan a continuación,

¹²² Ibid., p. 170.

Ecuación 11. Fracción molar de un soluto en solución

$$\text{Fracción molar} = \text{Fracción másica soluto} * \left(\frac{\text{PM solución}}{\text{PM soluto}} \right)$$

Donde,

PM soluto: Masa molar del soluto, g/mol – lb/lbmol.

PM solución: Masa molar de la solución, g/mol – lb/lbmol.

Ecuación 12. Conversión de ppm a fracción másica.

$$\text{Fracción másica} = \frac{\text{ppm}}{1000}$$

- **Sección *Rock Fluid Types* del simulador.** Para la modificación en esta sección, se debe tener en cuenta que el módulo *STARS* posee una característica que permite adicionar varios sets de interpolación y con esta opción se pueden tener varios sets de curvas de permeabilidades relativas. Esta opción permite incorporar la información de variación de las curvas de permeabilidades relativas en función del logaritmo base diez del número capilar propio de cada set de curvas, y como el número capilar es función de la IFT, se pueden ver los cambios producto de la variación de la concentración del surfactante sobre la IFT (al disponerse de información tabulada de IFT vs concentración), suponiendo claro que la viscosidad y velocidad del fluido son constantes.

Las tablas de IFT contra concentración y temperatura se ingresan en este apartado. Estos valores se obtuvieron por medio de la extrapolación e interpolación potencial y exponencial de los valores que se encuentran reportados en el documento SPE 13071¹²³, lo cual fue realizado por Almanza y Reyes, Dayane¹²⁴. Se han seleccionado estos datos de tensión interfacial debido a que los datos fueron resultado de una investigación con un crudo de 14.5 °API, lo cual no dista mucho de la gravedad API del crudo en estudio (12.4 °API), entrando los dos en la categoría de crudos extra pesados.

Para generar las tablas de IFT a diferentes temperaturas y concentraciones, se tomaron los que corresponden a concentraciones comprendidas entre 0.1 y 2 wt% a 150°F, 250°F y 350°F¹²⁵. Después se realizaron diferentes extrapolaciones e interpolaciones según el comportamiento de la tendencia, tanto en función de la concentración de surfactante como a la temperatura, para completar el cuadro que se presenta a continuación con los demás datos desconocidos.

¹²³ ZIEGLER, V. M. Op., cit, p. 590.

¹²⁴ ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Op., cit, p. 170.

¹²⁵ Ibid., p. 591.

Sabiendo que la IFT en el campo Teca-Cocorná corresponde a 20.2248 dinas/cm a condiciones de yacimiento, la cual cambia en función de la temperatura de manera parecida a como varía la IFT de este crudo y el agua destilada al variar la temperatura de acuerdo a lo reportado por Mehdizadeh y Handy¹²⁶. Acorde al manual de CMG¹²⁷, se puede considerar que esta asunción es válida ya que la IFT común entre agua de formación y un crudo mediano es de 30 dinas/cm.

Los datos ingresados en el simulador en la sección de *Rocktype Properties*, se presenta en los cuadros que se presentan a continuación.

Cuadro 25. Información ingresada en el simulador para el modelamiento de la disminución de la IFT.

Componente del que depende la interpolación	Surfactante
Fase en la que se tomará la composición del componente	Agua (acuosa) fracción molar
Tensión interfacial	Independiente de la temperatura
Método de interpolación	Interpolación logarítmica

Fuente. Elaboración propia.

Cuadro 26. Cambio de la IFT en función de la concentración del surfactante a 100°F.

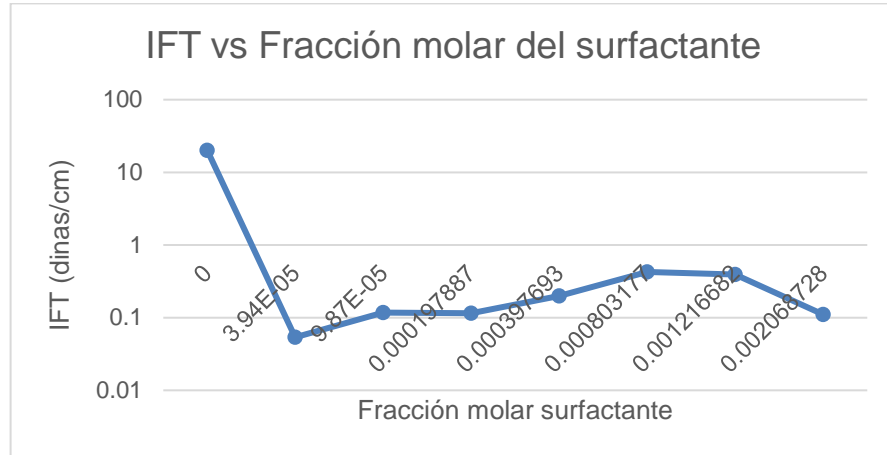
Composición del componente (Fracción molar)	IFT (dinas/cm)
0	20.2248
3.94E-05	0.053688955
9.87E-05	0.116959902
0.000197887	0.115441566
0.000397693	0.198724925
0.000803177	0.42431372
0.001216682	0.391495378
0.002068728	0.110446669

Fuente. ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la Viabilidad Técnica de la Inyección de Vapor Modificada con Alkali/Surfactante/Polímero como Método de recobro Mejorado para Crudos Pesados Mediante Simulación Numérica. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América, 2014. P.172.

¹²⁶ MEHDIZADEH, A. and HANDY, L. Further Investigation of High-Temperature Alkaline Floods. U. of Southern California, USA: 1989, (Paper SPE 154256). p.1.

¹²⁷ CMG Ltd. STARS User's Guide. Version 2011. p. 398.

Gráfica 23. Variación de la IFT en función de la concentración de surfactante a 100°F



Fuente. Elaboración propia.

Se seleccionó la fracción molar global como la fase en la que se tomará la composición del componente, esto se debe a que, como se enunció anteriormente, el surfactante posee la misma constante de partición en su fase gaseosa que el agua.

Es muy importante enunciar que los surfactantes normalmente se ubican en las interfaces de los fluidos inmiscibles entre los que se disminuirá la IFT y dentro los fluidos en los que se desplazan y se inyectan. El método de interpolación que se eligió fue el logarítmico, el cual es normalmente usado en los procesos que implican la inyección de surfactante y/o álcali como lo mencionan Astros y Trujillo¹²⁸.

El segundo set de interpolación (producto del efecto del surfactante), se originó a partir de los *endpoints* mostrados en el cuadro a continuación.

Cuadro 27. Datos para la generación de las permeabilidades relativas del segundo set de interpolación.

SWCON	0.3025
SWCRIT	0.3025
SOIRW	0
SORW	0
SOIRG	0
SORG	0
SGCON	0
SGCRIT	0.05

¹²⁸ ASTROS, I., y TRUJILLO, A. Estudio de la Viabilidad Técnica para la Implementación de la Inyección Alternada Agua-Gas Combinada con la Inyección de Químicos en un Campo de Crudo Mediano en Colombia. Universidad de América, Bogotá, Colombia. 2013. Anexo Casos.Dat

Cuadro 27. (Continuación)

KROCW	1
KRWIRO	1
KRGCL	0.2
Exp. K _{rw} @ KRWIRO	2
Exp. K _{row} @ KROCW	1.7
Exp. K _{rog} @ KROGCG	1.7
Exp. K _{rg} @ KRGCL	2

Fuente. Elaboración propia.

En comparación con el set de permeabilidades relativas original, los cambios fueron una disminución de las SORW y SOIRW a cero. Esto se ve respaldado por un estudio realizado por Van Quy y Labrid¹²⁹, en este se observa que a una IFT igual a 0.017 dina/cm, la saturación residual del crudo se vuelve cero y la permeabilidad relativa al agua a esa saturación se hace uno. Debido a que todas las IFT's insertadas en el simulador son mayores a 0.017 dina/cm, es razonable la interpolación de las curvas de permeabilidades relativas entre las curvas propias de esta tensión interfacial y las curvas que corresponden a una IFT de 20.2248 dina/cm.

A continuación, se presenta el cuadro y la gráfica que representa el segundo y tercer set de interpolación usados para representar el comportamiento del surfactante y sus efectos sobre las curvas de permeabilidades relativas, y por lo mismo, sobre el petróleo residual (Sor).

Cuadro 28. Permeabilidades relativas agua – aceite Set 2.

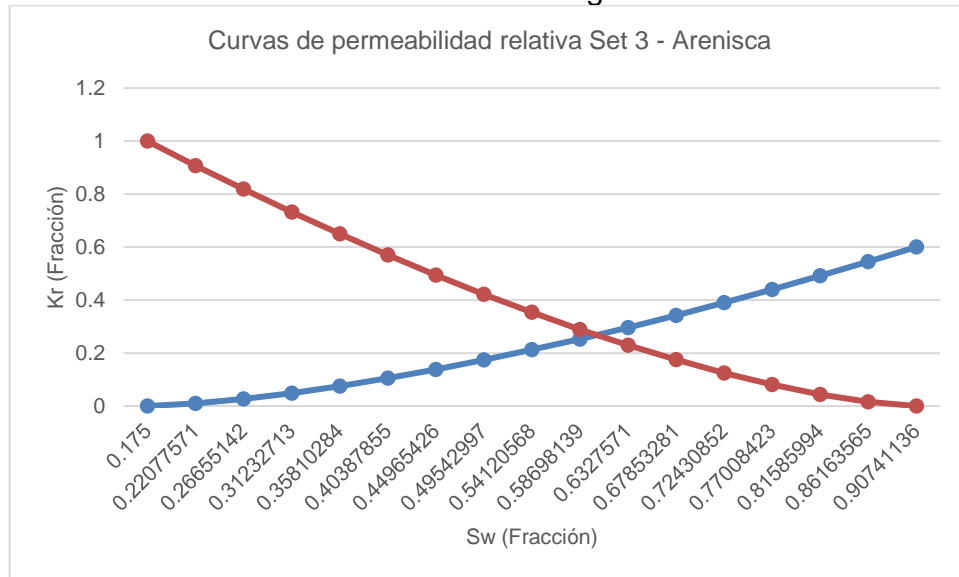
Sw	K _{rw}	K _{ro}
0.175	0	1
0.22077571	0.009375	0.90773047
0.26655142	0.0265165	0.81848755
0.31232713	0.04871393	0.7323776
0.35810284	0.075	0.64951905
0.40387855	0.10481569	0.57004489
0.44965426	0.1377838	0.49410589
0.49542997	0.17362743	0.421875
0.54120568	0.21213203	0.35355339
0.58698139	0.253125	0.28937905
0.6327571	0.29646353	0.22963966
0.67853281	0.34202693	0.17469281

¹²⁹ VAN QUY, N. Y LABRID, J. A Numerical Study of Chemical Flooding – Comparison with Experiments. Inst. Francais du Pétrole. 1983, p.467

Cuadro 28. (Continuación)

Sw	Krw	Kro
0.72430852	0.38971143	0.125
0.77008423	0.43942656	0.08118988
0.81585994	0.49109253	0.04419417
0.86163565	0.54463828	0.015625
0.90741136	0.6	0

Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 24. Permeabilidades relativas agua – aceite Set 2.

Fuente. Elaboración propia.

Cuadro 29. Permeabilidades relativas agua – aceite Set 3.

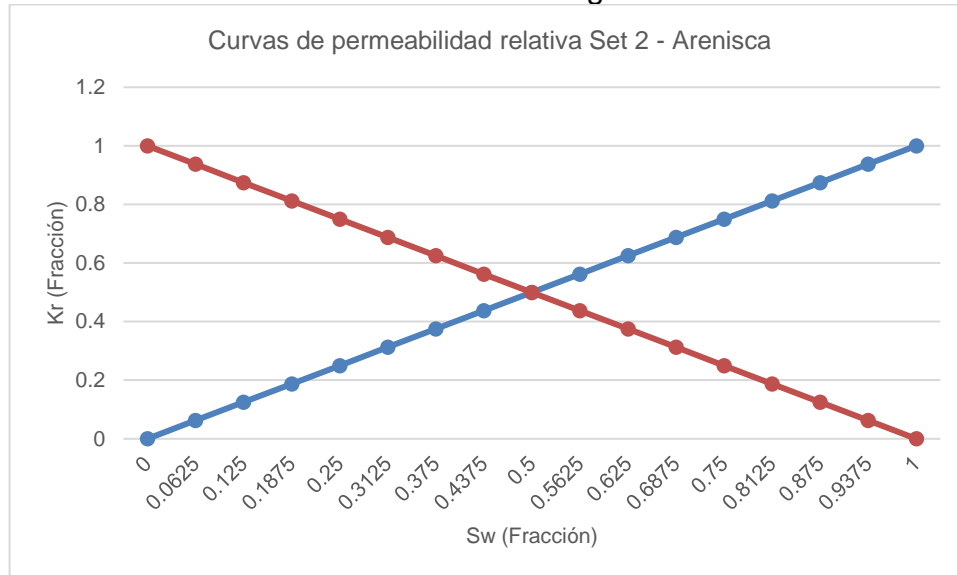
Sw	Krw	Kro
0	0	1
0.0625	0.0625	0.9375
0.125	0.125	0.875
0.1875	0.1875	0.8125
0.25	0.25	0.75
0.3125	0.3125	0.6875
0.375	0.375	0.625
0.4375	0.4375	0.5625
0.5	0.5	0.5
0.5625	0.5625	0.4375
0.625	0.625	0.375
0.6875	0.6875	0.3125

Cuadro 29. (Continuación)

Sw	Krw	Kro
0.75	0.75	0.25
0.8125	0.8125	0.1875
0.875	0.875	0.125
0.9375	0.9375	0.0625
1	1	0

Fuente. Elaboración propia.

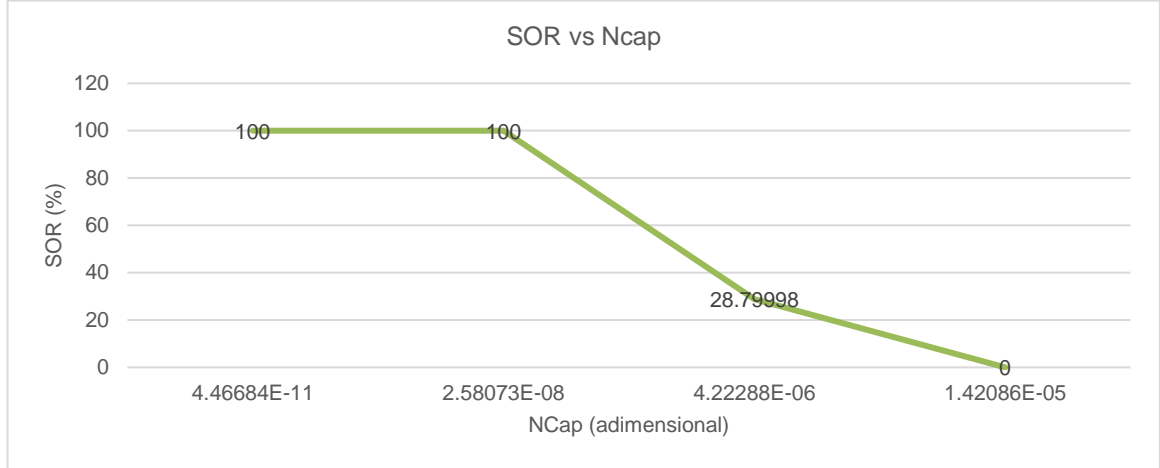
Gráfica 25. Permeabilidades relativas agua – aceite set 3.



Fuente. Elaboración propia.

Anteriormente se habló de la relación entre los sets de interpolación y el logaritmo base diez del número capilar, así entonces el DTRAPW y DTRAPN son los parámetros de interpolación que relacionan los sets de interpolación y el número capilar en el simulador para la fase mojante y no mojante respectivamente. Este se encuentra en la pestaña *Interpolation Set Parameters*. Como cada curva de permeabilidades relativas de cada set de interpolación tiene un valor dado de número capilar y tensión interfacial, los valores del número capilar para los diferentes sets se asocian formando lo que se denomina la curva de desaturación capilar mostrada en la **Gráfica 26**.

Gráfica 26. Curva de Desaturación Capilar.



Fuente. Elaboración propia.

A partir de los datos de la curva de desaturación capilar y debido a la definición de DTRAPW, se obtuvieron los valores consignados en el **Cuadro 30**.

Cuadro 30. Valores de DTRAPW y su relación con la disminución del Sor.

SOR (%)	Log10(Ncap) o DTRAPW	Ncap
100	-10.35	4.46684E-11
100	-7.58825668	2.58073E-08
28.79998	-5.37439092	4.22288E-06
0	-4.84744793	1.42086E-05

Fuente. Elaboración propia.

Por medio de la curva de desaturación capilar se representa la disminución del petróleo residual producto de la acción del surfactante.

- **Sección Wells & Recurrents.** Las restricciones de presión de inyección y tasa de inyección se mantienen sin cambios, las variaciones están en que este escenario es isotérmico a la temperatura de reservorio y por lo mismo no hay vapor, por lo que se suprime el dato de calidad de vapor (escenario de inyección de agua a temperatura de reservorio con surfactante), para el pozo productor del patrón de interés, se ingresa la fracción molar de surfactante que se desea inyectar al yacimiento, mientras que en los demás pozos se inyectará agua nada más.

Se debe recordar que para este tipo de inyecciones se va a inyectar el equivalente al 30% del volumen poroso (este corresponde al bache de químico)

existente entre los pozos productores e inyectores, esto debido a lo reportado por Almanza y Reyes¹³⁰, luego se continuara inyectando vapor sin el surfactante.

El cálculo de este volumen poroso se determinó al calcular primero que todo el área del arreglo en pies cuadrados, la cual es igual a 217800 ft². Luego por medio de los registros que se poseen, se determinó que la zona B del yacimiento posee un espesor de 92.78 ft¹³¹. Al multiplicar el espesor por el área se obtiene el volumen bruto del yacimiento, el cual corresponde a 20.2MM ft³.

Ahora, este se multiplica por lo porosidad del yacimiento, la cual corresponde a 28.3% y se convierte de pies cúbicos a barriles, así entonces se obtiene el volumen del bache que se inyectará; correspondiente a 280.89 MBBL. Tomando en cuenta que la tasa de inyección seleccionada corresponde a 500 barriles por día, el bache se inyectará hasta el catorce de enero del año 2020.

3.3.2.3 Condiciones para realizar la inyección de surfactante a alta temperatura. La inyección de surfactante a alta temperatura relaciona todos los aspectos relacionados con la inyección de surfactante y la inyección de vapor, tal como se mencionó en el capítulo anterior. Para la generación de este modelo se consideraron todos los aspectos que se sugieren en el apartado de inyección de surfactante y de inyección de vapor. Las modificaciones que se realizaron en este modelo se encuentran principalmente en los apartados de *Rock-Fluid* y *Wells & Recurrent*.

- **Sección *Rock-fluid Interaction*.** En la sección de *Rock Fluid Types*, luego de habilitar la opción de dependencia térmica de las tensiones interfaciales, se agregaron tres tablas adicionales de concentración de surfactante vs. IFT a 150, 250, 350, 446 y 572°F.

Las tablas que se ingresaron al simulador se muestran a continuación, con su respectiva gráfica que muestra el comportamiento de las tensiones interfaciales en función de la temperatura.

Cuadro 31. Variación de la IFT en función de la concentración del surfactante a 150°F.

Composición del componente (fracción molar)	IFT (dina/cm)
0	21.28113847
3.94E-05	0.327927
9.87E-05	0.342146
0.000197887	0.413748
0.000397693	0.410549

¹³⁰ ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Op., cit, p. 176.

¹³¹ PINEDA SÁENZ, Miguel Adrián y SANG LÓPEZ, Hernando Miguel. Op. cit. p. 61.

Cuadro 31. (Continuación)

Composición del componente (fracción molar)	IFT (dina/cm)
0.000803177	0.698589
0.001216682	0.525045445
0.002068728	0.158503585

Fuente. ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la Viabilidad Técnica de la Inyección de Vapor Modificada con Alkali/Surfactante/Polímero como Método de recobro Mejorado para Crudos Pesados Mediante Simulación Numérica. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América, 2014. P.188.

Cuadro 32. Variación de la IFT en función de la concentración del surfactante a 250°F.

Composición del componente (fracción molar)	IFT (dina/cm)
0	24.0242362
3.94E-05	1.80846
9.87E-05	1.86045
0.000197887	1.60831
0.000397693	1.68361
0.000803177	3.45181
0.001216682	0.931344109
0.002068728	0.320917863

Fuente: ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la Viabilidad Técnica de la Inyección de Vapor Modificada con Alkali/Surfactante/Polímero como Método de recobro Mejorado para Crudos Pesados Mediante Simulación Numérica. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América, 2014. P.188.

Cuadro 33. Variación de la IFT en función de la concentración del surfactante a 350°F.

Composición del componente (fracción molar)	IFT (dina/cm)
0	27.16749338
3.94E-05	7.50184
9.87E-05	2.81621
0.000197887	2.7267
0.000397693	2.56377
0.000803177	2.2333
0.001216682	1.292320467
0.002068728	0.574899184

Fuente. ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la Viabilidad Técnica de la Inyección de Vapor Modificada con Alkali/Surfactante/Polímero como Método de recobro Mejorado para Crudos Pesados Mediante Simulación Numérica. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América, 2014. P.188.

Cuadro 34. Variación de la IFT en función de la concentración del surfactante a 446°F.

Composición del componente (fracción molar)	IFT (dina/cm)
0	30.52729381
3.94E-05	15.58819362
9.87E-05	6.193796196
0.000197887	3.850620924
0.000397693	6.1520719
0.000803177	4.549458081
0.001216682	2.983566835
0.002068728	1.554446462

Fuente. ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la Viabilidad Técnica de la Inyección de Vapor Modificada con Alkali/Surfactante/Polímero como Método de recobro Mejorado para Crudos Pesados Mediante Simulación Numérica. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América, 2014. p.196.

Cuadro 35. Variación de la IFT en función de la concentración del surfactante a 572°F.

Composición del componente (fracción molar)	IFT (dina/cm)
0	35.60981003
3.94E-05	20.73903903
9.87E-05	11.10539342
0.000197887	6.450280904

Cuadro 35. (Continuación)

Composición del componente (fracción molar)	IFT (dina/cm)
0.000397693	10.19303501
0.000803177	6.449199989
0.001216682	4.928070641
0.002068728	2.854645196

Fuente. ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la Viabilidad Técnica de la Inyección de Vapor Modificada con Alkali/Surfactante/Polímero como Método de recobro Mejorado para Crudos Pesados Mediante Simulación Numérica. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América, 2014. p.196.

No fue necesario modificar el segundo set de interpolación y con este su DTRAPW, debido a que las IFT's tienden a aumentar con el aumento de temperatura. Sin embargo, es importante ingresar en este set la variación de las saturaciones críticas y residuales del agua en función de la temperatura y el mantenimiento constante de la saturación irreducible y residual del crudo y la permeabilidad relativa de agua a dichas saturaciones en cero y uno para todas las temperaturas¹³².

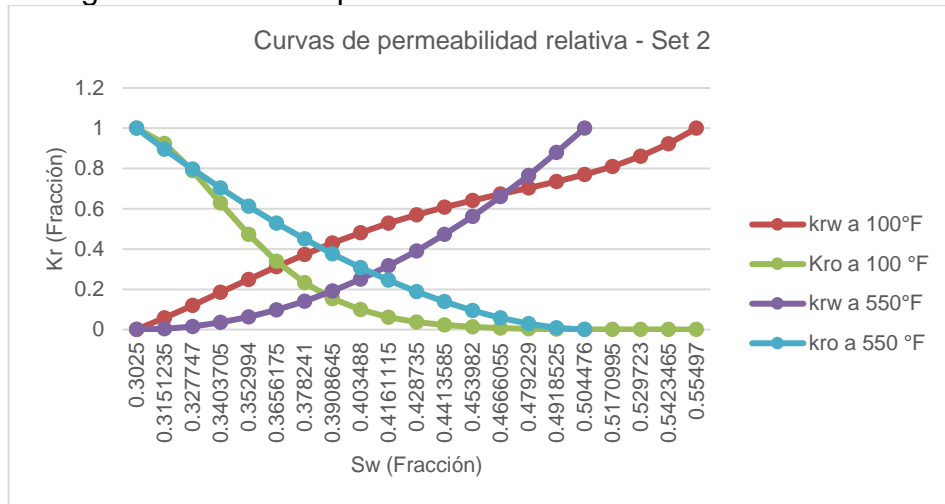
Los datos que se introdujeron pueden contemplarse a continuación:

Cuadro 36. Cambio de los *endpoints* de las curvas de permeabilidad relativa en función del cambio de la temperatura en el segundo set de interpolación.

Temperatura (°F)	SORW	SOIRW	SWR	SWCRIT	KRWIRO
110	0	0	0.3025	0.3025	1
550	0	0	0.1351	0.1351	1

Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 27. Cambio de los *endpoints* de las curvas de permeabilidad relativa en función del cambio de la temperatura en el segundo set de interpolación.



Fuente. Elaboración propia.

Así, podemos observar que para recrear un escenario de simulación de recobro termoquímico se debe representar los cambios de las curvas de permeabilidad relativa en función de la IFT y el número capilar (debido al agente tenso activo), además de la variación de los endpoints correspondientes debido a los cambios de temperatura, y además representar la reducción del Sor por medio de la curva de desaturación capilar.

- **Sección Wells & Recurrents.** En esta sección se va a dejar pre-establecido el escenario óptimo de inyección continua de vapor generado anteriormente, sin embargo, se hace la modificación que permite representar el bache de surfactante en la primera etapa de la simulación.

3.3.3 Modificaciones realizadas para recrear el efecto de la lutita en los escenarios de simulación expuestos. En esta sección, se van a exponer las modificaciones realizadas al modelo de simulación, para representar la presencia de una lutita en la inyección continua de vapor asistida por surfactante.

3.3.3.1 Sección Rock-Fluid Interaction. Para representar el efecto del surfactante sobre la lutita, únicamente se va a representar el efecto de la adsorción; esto se debe a que el químico genera una variación prácticamente insignificante de las curvas de permeabilidades relativas al agua y al petróleo, y debido a la falta de información detallada de las reacciones de consumo del surfactante a través de la lutita, este efecto no se representará.

- **Adsorption Components.** Para representar cómo se comporta la adsorción del alquil aryl sulfonato, la cual cambia en función de la salinidad, el caudal, la

temperatura, la concentración y demás factores, se calculó el porcentaje en el que aumento la adsorción del surfactante en la arena con respecto a la lutita y por medio de este, se calculó un estimado del aumento que sufrirían las adsorciones en la lutita.

Los datos que se ingresaron al simulador, se presentan en el siguiente cuadro.

Cuadro 37. Información ingresada al simulador para representar la adsorción de surfactante.

Fase de la que se tomará la dependencia de la composición	Agua (acuosa) fracción molar
Fracción molar	Moles absorbidas por unidad de VP [lbmol/ft ³]
3.94E-08	0.00179270
7.88E-08	0.00179273
Fase de aplicación de factor de resistencia	Fase default
Capacidad máxima de adsorción	0.00179273 lbmol/ft ³
Nivel de adsorción residual	0.00179273 lbmol/ft ³

Fuente. Elaboración propia.

Se seleccionó agua (acuosa) fracción molar como la fase de la que se tomará la composición del componente, esto se debe a que, como se enunció anteriormente, el surfactante posee la misma constante de partición en su fase gaseosa que el agua.

La conversión entre partes por millón y fracción molar se realizó por medio de la ecuación nueve y diez.

3.3.3.2 Rock Fluid Types. A diferencia de la arenisca, esta sección no se va a modificar. Esto se debe a que la permeabilidad y la porosidad efectiva de la lutita son muy bajos y por lo general los fluidos recuperados de ésta se asumen despreciables, debido además porque los datos necesarios para representar este efecto no se han estudiado de manera concisa, por lo que la modificación de las curvas de permeabilidades relativas no se representará.

3.3.4 Variables de proceso sensibilizadas por medio de la simulación numérica para la inyección continua de vapor Asistida por surfactante. A continuación, se presentan las variables que se van a modificar para encontrar el proceso óptimo de inyección continua de vapor asistida por surfactante.

Cuadro 38. Variables de proceso sensibilizadas para la inyección continua de vapor asistida por surfactante.

Parámetro a Modificar									
Partes por millón de surfactante en el vapor (ppm)	1000	1500		2000		2500	3000	4000	5000
Temperatura de inyección (°F)	350	400		450		500		550	
Calidad del vapor (%)	72.5	75		77.5	80	82.5	85	87.5	90
Tasa de inyección (Bbl/d)	300	325	350	375	400	425	450	475	500

Fuente. Elaboración propia.

Estos parámetros se consideran importantes para el proceso de inyección de surfactante a alta temperatura, así que por esa razón se seleccionaron estas condiciones operativas para su respectiva sensibilización.

3.3.4.1 Resultados obtenidos al sensibilizar la inyección continua de vapor asistida por surfactante. En esta sección se presentarán los resultados obtenidos por medio de las simulaciones para el proceso de inyección continua de vapor asistida por surfactante, se realizará una comparación en función del factor de recobro y el petróleo acumulado en cada uno de los casos que se sensibilizaron. Las gráficas que se generaron por medio de la suite CMG en la recreación de este proceso, se presentarán en el **Anexo B**.

- **Partes por millón en el bache de surfactante.** Este parámetro permite identificar el efecto de la variación de la cantidad de surfactante que se inyecta al yacimiento.

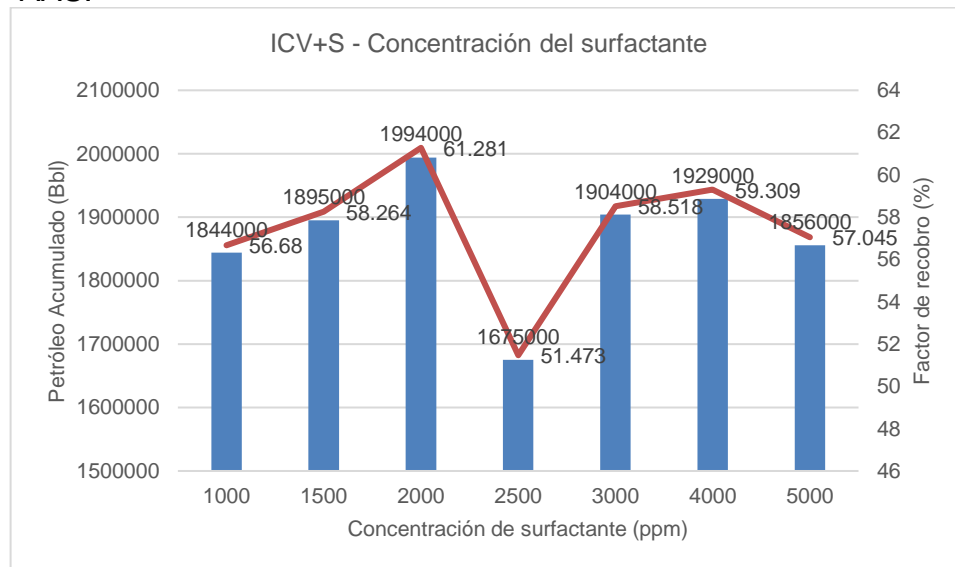
En el **Cuadro 39** se presentan los factores de recobro obtenidos y petróleo acumulado recuperado por medio de la inyección continua de vapor asistida por surfactante en arreglo de cinco pozos invertidos, realizado a diferentes concentraciones.

Cuadro 39. Resultados obtenidos al sensibilizar la concentración del surfactante en el vapor.

Partes por millón de surfactante en el bache de químico	Petróleo Acumulado (MBbl)	Factor de recobro (%)
1000	1844	56.680
1500	1895	58.264
2000	1994	61.281
2500	1675	51.473
3000	1904	58.518
4000	1929	59.309
5000	1856	57.045

Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 28. Variación del factor de recobro con la concentración de AAS.



Fuente. Elaboración propia.

Acorde a los resultados obtenidos, se determinó que el escenario que genera un mayor factor de recobro, es aquel donde se inyecta 2000 de químico.

Esto se debe a que como se mencionó en el apartado teórico, la relación de la concentración de químico y disminución de la IFT no se da de manera proporcional, sino que el rango óptimo de concentración donde se logran IFT's ultra bajas es pequeño y depende de variables como la salinidad, tipo de crudo, temperatura, presión y comportamiento de fases.

- **Temperatura de inyección del bache de surfactante.** La temperatura a la que se inyectará el bache condiciona la variación en la IFT que realizará el

surfactante, ya que la variación en la IFT se encuentra en función de la temperatura, como se puede observar en la sección anterior.

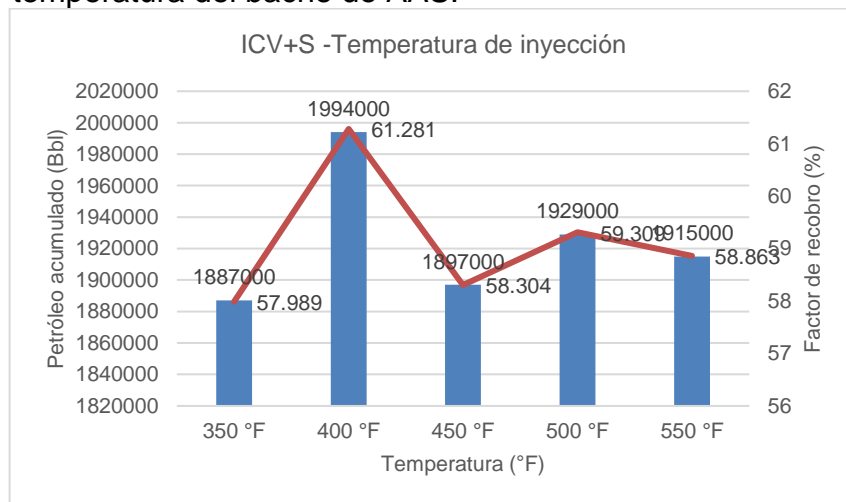
En el **Cuadro 40** se encuentran los factores de recobro obtenidos y petróleo acumulado recuperado por medio de la inyección continua de vapor asistida por surfactante en arreglo de cinco pozos invertidos, realizado a diferentes temperaturas de inyección.

Cuadro 40. Resultados obtenidos al sensibilizar la temperatura de inyección del bache de surfactante.

Temperatura de inyección del bache de surfactante	Petróleo Acumulado (MBbl)	Factor de recobro (%)
350 °F	1887	57.989
400 °F	1994	61.281
450 °F	1897	58.304
500 °F	1929	59.309
550 °F	1915	58.863

Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 29. Variación del factor de recobro con la temperatura del bache de AAS.



Fuente. Elaboración propia.

En los resultados obtenidos, a 450 °F se obtendría el mayor recobro, aunque hay que tener en cuenta que la variación que se observa de la IFT con respecto al aumento de temperatura no es muy significativa, ya que la diferencia entre el factor de recobro a 350 °F y 550 °F no es mucho con respecto a la gran variación de la temperatura (teniendo en cuenta el gran requerimiento de energía para alcanzar temperaturas por encima de 400°F).

- **Calidad del vapor a la que se inyectara el bache de surfactante.** La calidad a la que se inyectará el bache puede modificar la relación de movilidad de los fluidos desplazantes con respecto a los inyectados, por lo cual es una variable que debe ser modificada. Para saber cuál es el escenario óptimo en el que se obtiene un factor de recobro aún mayor, se debe sensibilizar este parámetro.

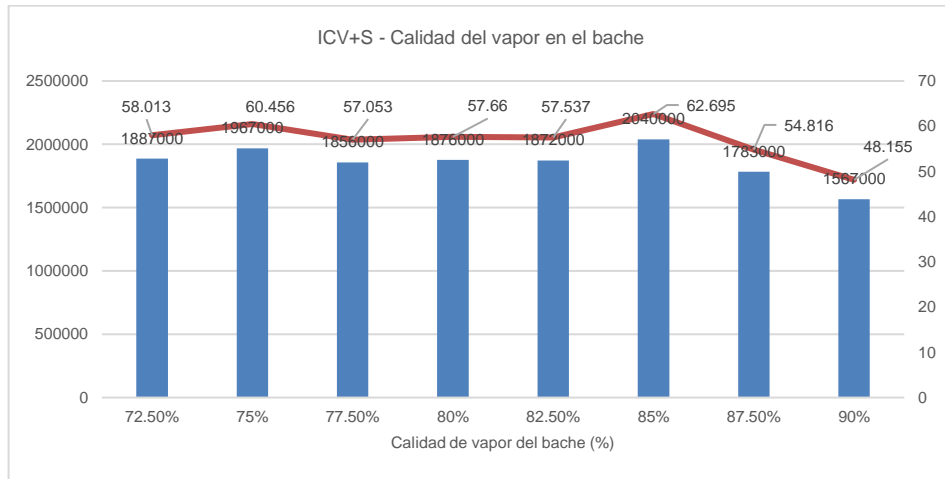
En el **Cuadro 41** se encuentran los factores de recobro obtenidos y petróleo acumulado recuperado por medio de la inyección continua de vapor asistida por surfactante en arreglo de cinco pozos invertidos, realizado a diferentes calidades de vapor inyectadas.

Cuadro 41. Resultados obtenidos al sensibilizar la calidad de vapor a la que se inyectará el bache de surfactante.

Calidad de vapor al que se inyectara el bache de surfactante	Petróleo Acumulado (MBbl)	Factor de recobro (%)
72.5 %	1887	58.013
75 %	1967	60.456
77.5 %	1856	57.053
80 %	1876	57.660
82.5 %	1872	57.537
85 %	2040	62.695
87.5 %	1783	54.816
90 %	1567	48.155

Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 30. Variación del factor de recobro con la calidad del bache de AAS.



Fuente. Elaboración propia.

- **Tasa a la que se inyectara el bache de surfactante.** La tasa de inyección afecta de manera significativa el factor de recobro del proceso, debido a que, dependiendo del caudal de inyección, se puede llegar más lento o rápido a la ruptura, se inducen de cambios de fase instantáneos, además que la tasa de inyección debe ser tal que asegure (según la velocidad de reacción del químico) la mayor eficiencia del químico.

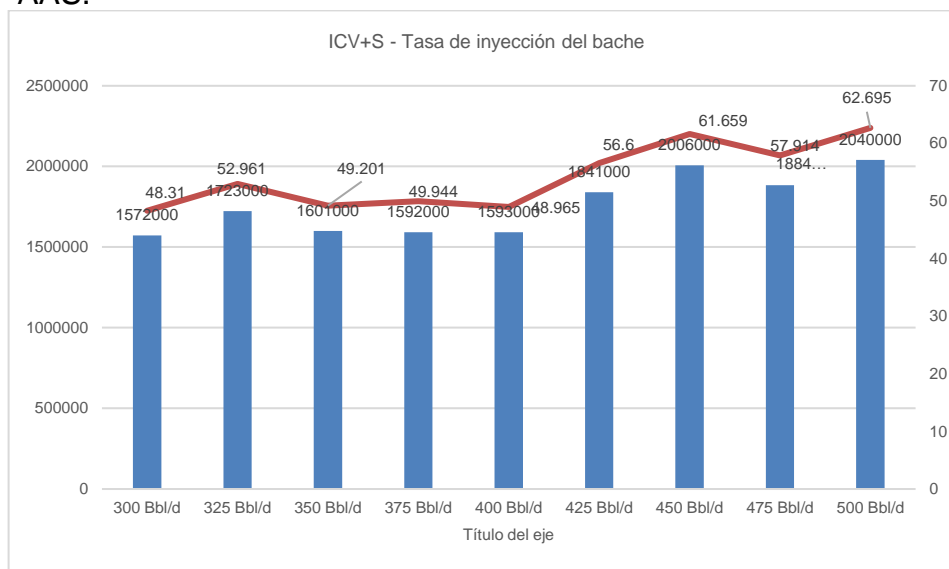
En el **Cuadro 42** se encuentran los factores de recobro obtenidos y petróleo acumulado recuperado por medio de la inyección continua de vapor asistida por surfactante en arreglo de cinco pozos invertidos, realizado a diferentes tasas de inyección para el bache de surfactante.

Cuadro 42. Resultados obtenidos al sensibilizar la tasa a la que se inyectará el bache de surfactante.

Tasa a la que se inyectara el bache de surfactante	Petróleo Acumulado (MBbl)	Factor de recobro (%)
300 Bbl/d	1572	48.310
325 Bbl/d	1723	52.961
350 Bbl/d	1601	49.201
375 Bbl/d	1592	49.944
400 Bbl/d	1593	48.965
425 Bbl/d	1841000	56.600
450 Bbl/d	2006000	61.659
475 Bbl/d	1884000	57.914
500 Bbl/d	2040000	62.695

Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 31. Variación del factor de recobro con la tasa del bache de AAS.



Fuente. Elaboración propia.

Como se puede ver al haber una disminución de caudal disminuye el recobro del proceso, en gran medida se debe a que cuando se usan tasas de inyección más bajas, la disipación de la energía entregada por el vapor se hace más rápida, y en consecuencia la calidad de vapor también irá disminuyendo, logrando que no se logre el efecto deseado en toda la zona de petróleo disponible.

3.3.5 Escenario óptimo seleccionado de la inyección continua de vapor asistida por surfactante. A continuación, se presenta un cuadro con las condiciones operativas seleccionadas desde el ámbito técnico para representar la inyección continua de vapor asistida por químicos. Se seleccionaron las variables que mayor impacto generaron sobre el recobro tanto del escenario de inyección continua de vapor, como de la inyección continua de vapor asistida por surfactante.

Cuadro 43. Escenario ideal de la inyección continua de vapor asistida por surfactante.

Parámetro	Condición seleccionada
Calidad del vapor	85%
Intervalo abierto al flujo	100%
Tasa inicial de inyección	500 Bbl/d
Variación de la tasa inicial de inyección después de dos años	0%
Área del patrón	5 acres
Partes por millón de surfactante en el vapor	2000 ppm

Cuadro 43. (Continuación)

Parámetro	Condición seleccionada
Temperatura de inyección del bache de surfactante	400°F

Fuente. Elaboración propia.

El factor de recobro y el petróleo acumulado en el escenario seleccionado como óptimo, corresponden a los siguientes valores:

Cuadro 44. Resultados escenario ideal de la inyección continua de vapor asistida por surfactante.

Escenario ideal inyección continua de vapor asistida por surfactante	
Petróleo acumulado (MBbl)	2040
Factor de recobro (%)	62.695

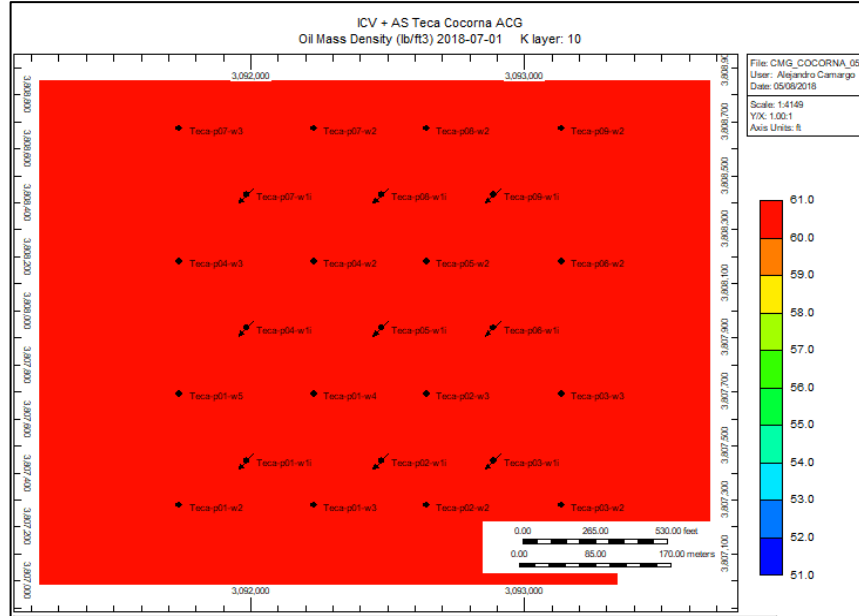
Fuente. Elaboración propia.

Ahora se procederá a ilustrar los efectos que genera el uso del recobro termoquímico en el yacimiento. Por medio de las siguientes imágenes generadas en *3D Results* de la suite CMG. Se espera ilustrar al lector y respaldar los resultados mostrados con anterioridad, ya que se están presentando todos los fenómenos que aumentan el recobro en el yacimiento.

Las imágenes que se presentan a continuación corresponden a la primera capa que pertenece a la formación geológica "B" del yacimiento. Esta capa corresponde al número 10 del modelo. Esta es la primera capa que se encuentra cañoneada en todos los pozos generados.

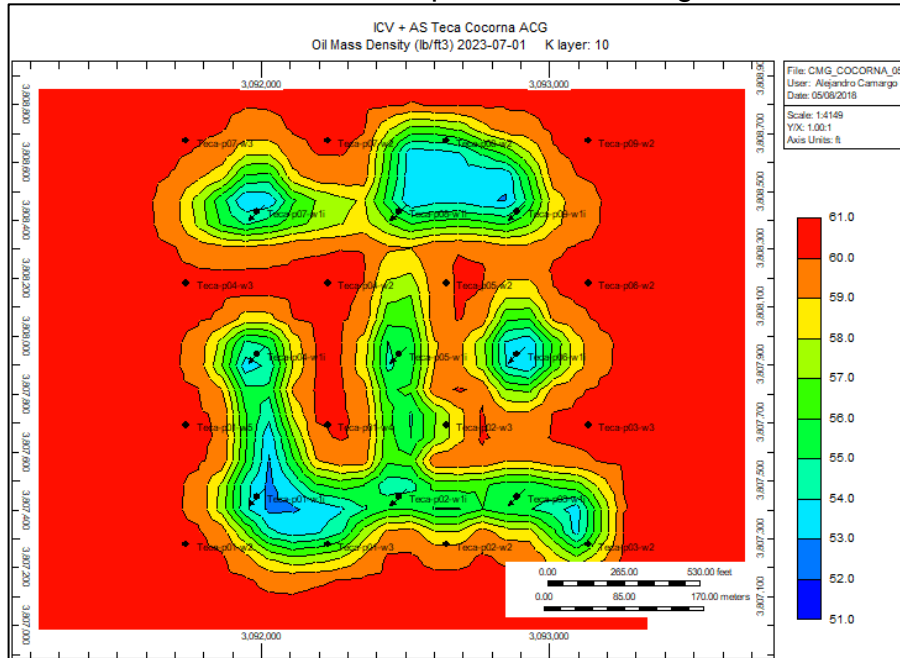
- Densidad del petróleo.

Figura 36. Densidad del petróleo (lb/ft³) al iniciar la simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.



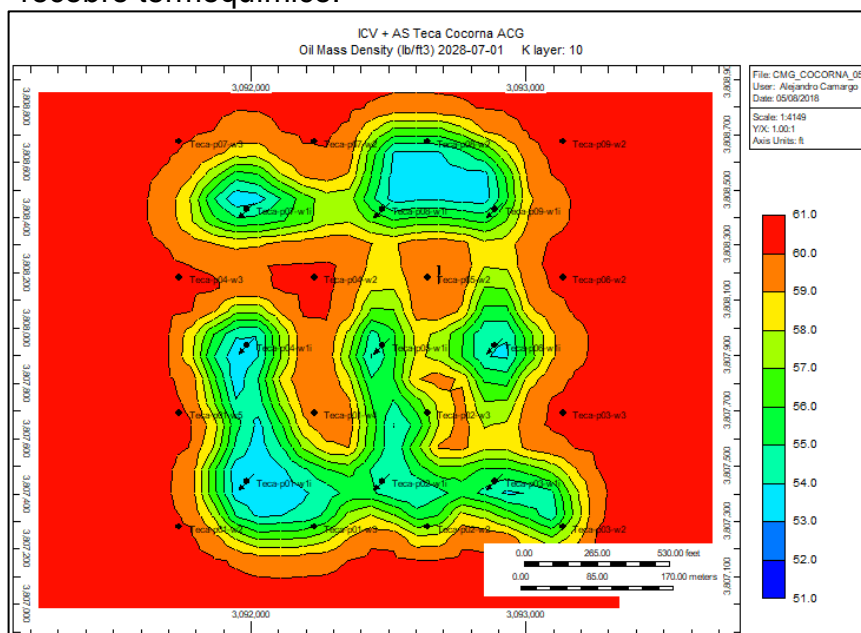
Fuente. Elaboración propia.

Figura 37. Densidad del petróleo (lb/ft³) al quinto año de simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.



Fuente. Elaboración propia.

Figura 38. Densidad del petróleo al final de la simulación de recobro termoquímico.

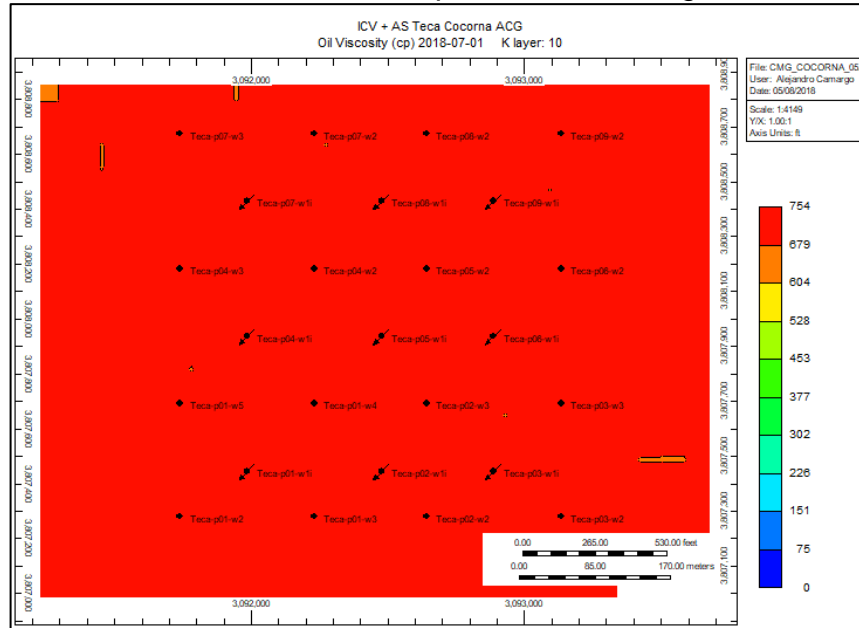


Fuente. Elaboración propia.

Como se observa en las imágenes anteriores, en este proceso de recobro termoquímico siguen estando presentes los efectos de expansión de los fluidos y la destilación/vaporización del petróleo en el interior del yacimiento. Debido a estos dos efectos, la densidad del petróleo comienza a disminuir en los diferentes arreglos de inyección. Debido a este fenómeno, la densidad del petróleo pasa de 60.1651 lb/ft³ hasta un valor mínimo de 51.5940 lb/ft³.

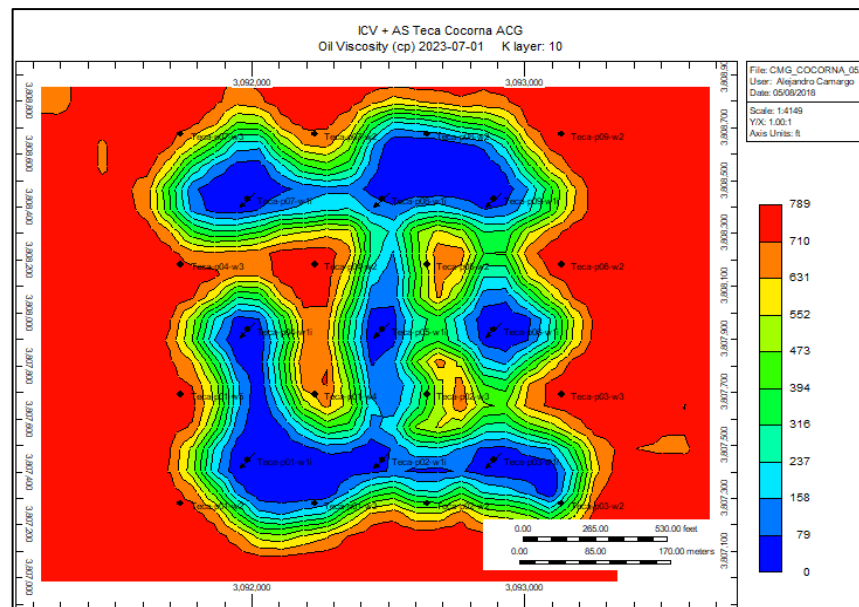
- Viscosidad del petróleo.

Figura 39. Viscosidad del petróleo (cP) al inicio de la simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.



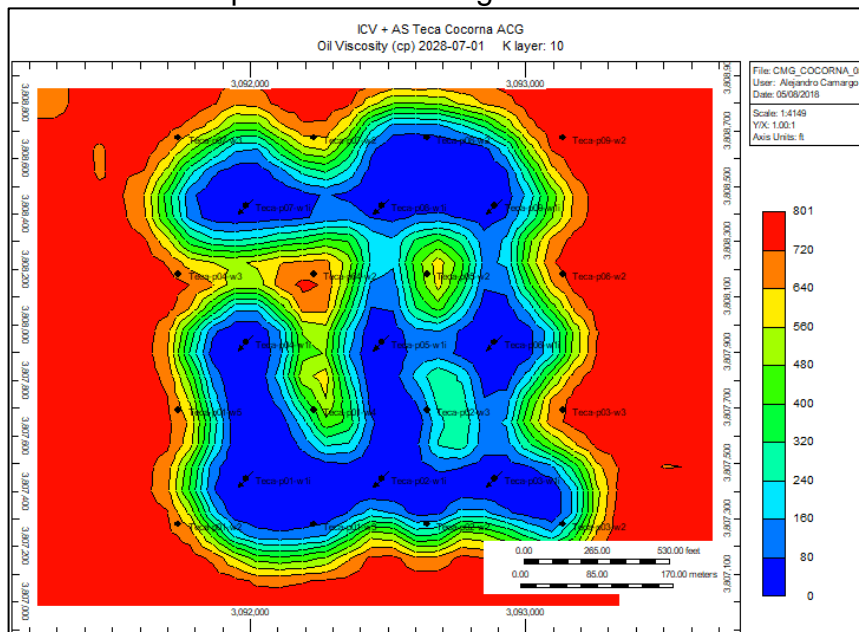
Fuente. Elaboración propia.

Figura 40. Viscosidad del petróleo (cP) al quinto año de simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.



Fuente. Elaboración propia.

Figura 41. Viscosidad del petróleo (cP) al final de la simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.



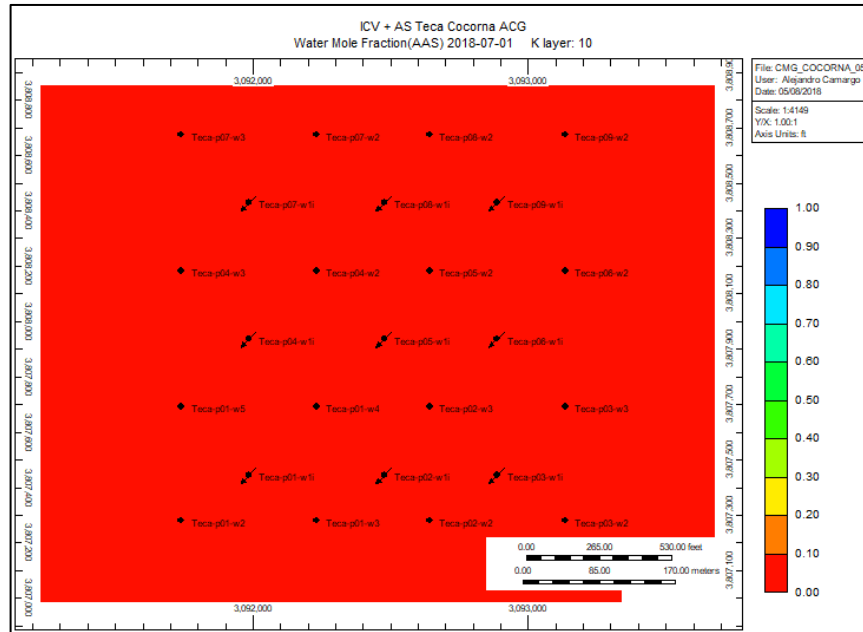
Fuente. Elaboración propia.

Como se observa en las imágenes anteriormente presentadas, el efecto de la disminución de la viscosidad del petróleo sigue estando presente en el yacimiento debido a la energía entregada al crudo por parte del vapor. Por medio de esta, el petróleo se hace mucho más móvil, disminuye la razón de movilidad, aumenta la eficiencia de desplazamiento y la eficiencia de barrido volumétrico.

El petróleo pasa desde una viscosidad de 780 cp hasta un valor mínimo de 2.4935 cp, gracias a esto se observa que la viscosidad del petróleo del Campo Teca-Cocorná es extremadamente sensible a los cambios de la temperatura del yacimiento.

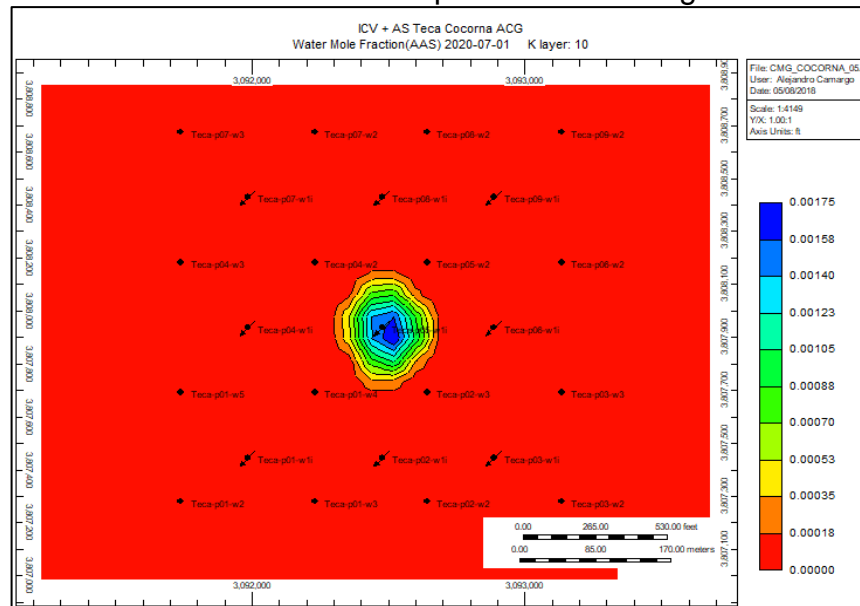
- **Fracción molar de surfactante en el yacimiento.**

Figura 42. Fracción molar de surfactante antes del inicio de la simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.



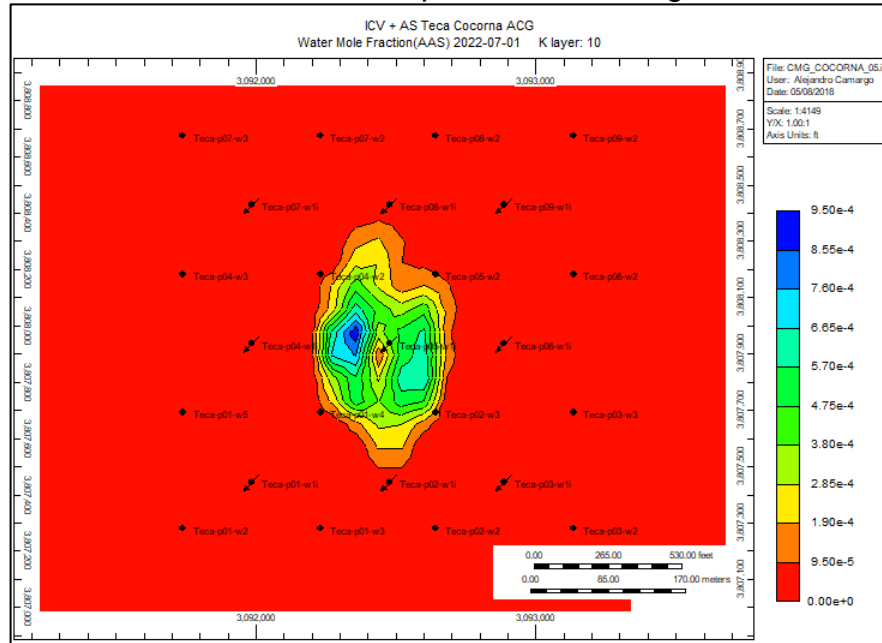
Fuente. Elaboración propia.

Figura 43. Fracción molar de surfactante al segundo año de simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.



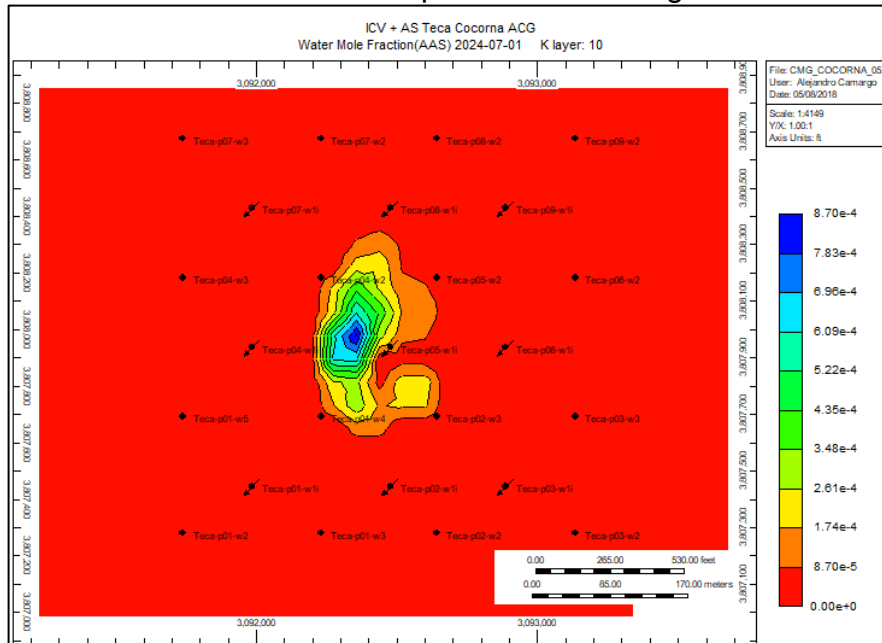
Fuente. Elaboración propia.

Figura 44. Fracción molar de surfactante al cuarto año de simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.



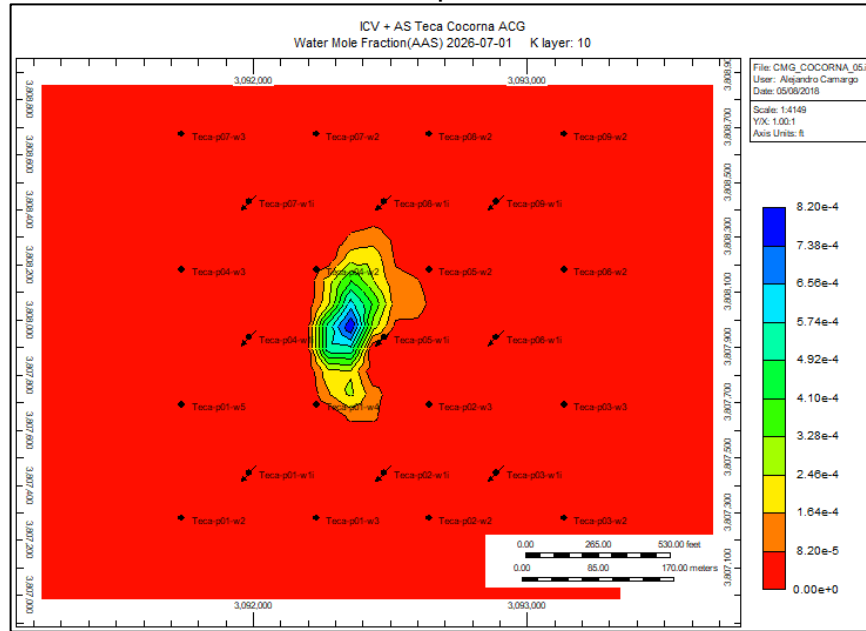
Fuente. Elaboración propia.

Figura 45. Fracción molar del surfactante al sexto año de simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.



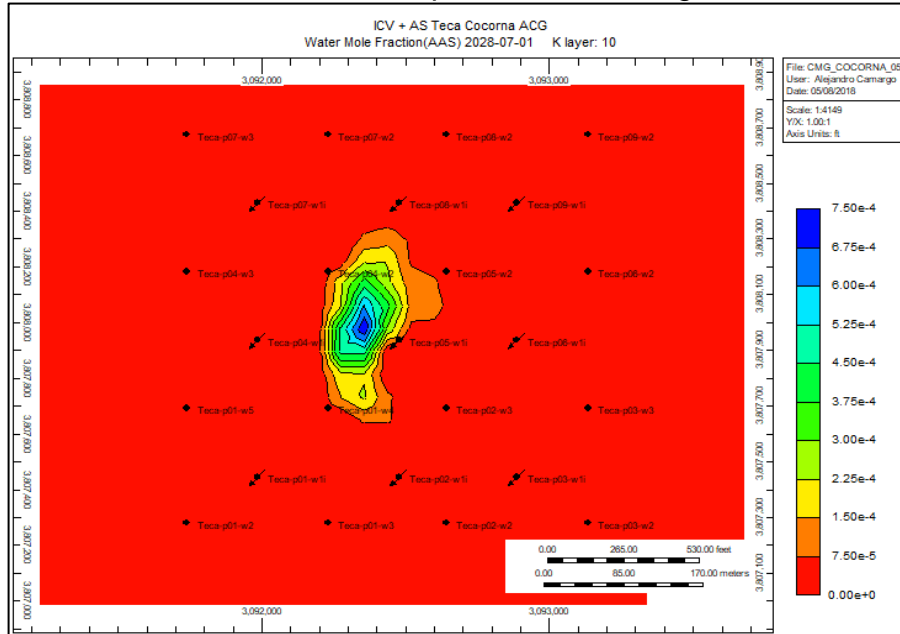
Fuente. Elaboración propia.

Figura 46. Fracción molar del surfactante al octavo año de simulación de recobro termoquímico.



Fuente. Elaboración propia.

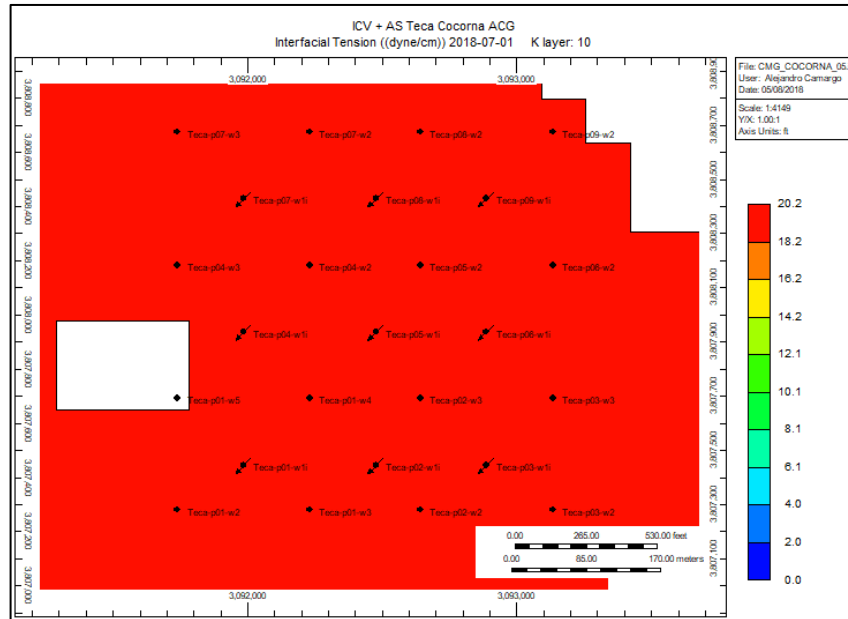
Figura 47. Fracción molar de surfactante al final de la simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.



Fuente. Elaboración propia.

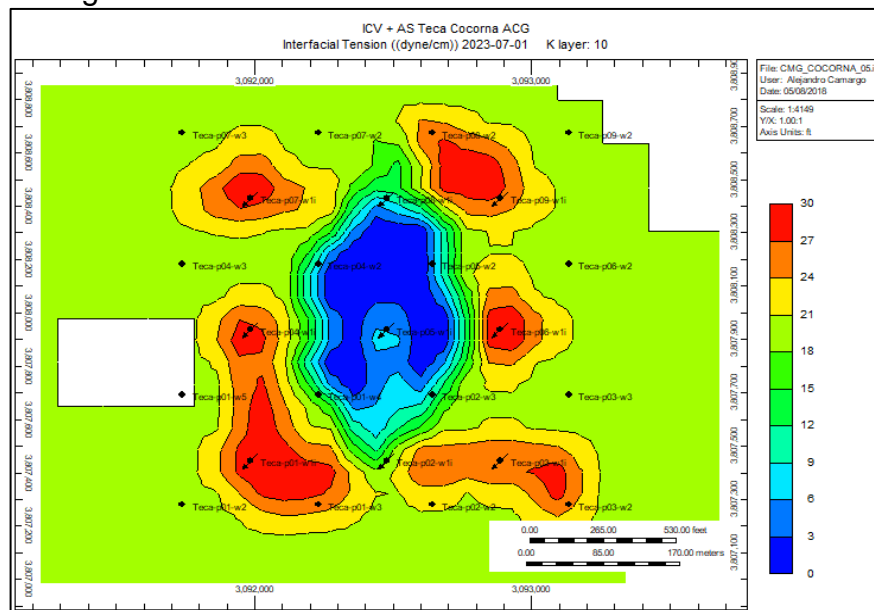
- **Tensión Interfacial.**

Figura 48. Tensión interfacial (dina/cm) en el yacimiento al iniciar la simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.



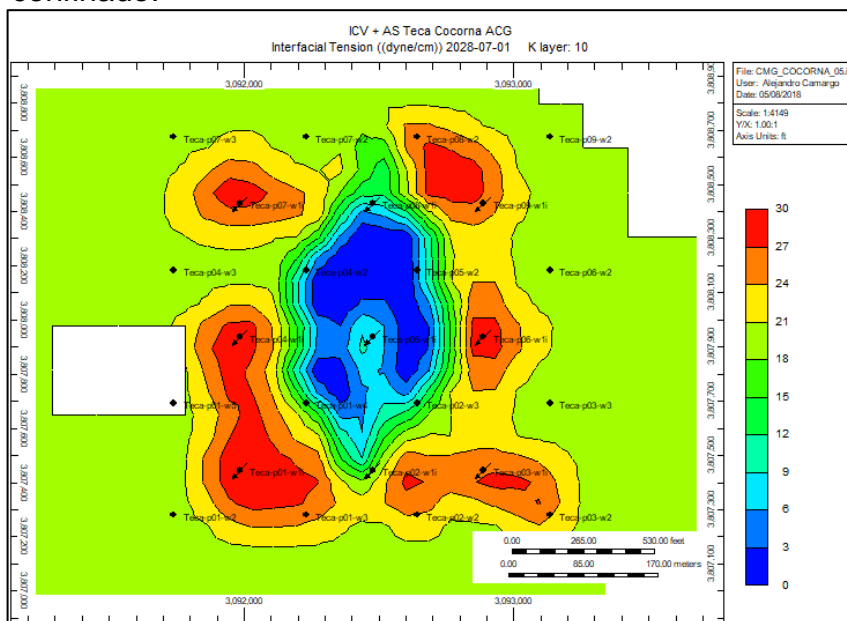
Fuente. Elaboración propia.

Figura 49. Tensión interfacial (dina/cm) en el yacimiento al quinto año de simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.



Fuente. Elaboración propia.

Figura 50. Tensión interfacial (dina/cm) en el yacimiento al final de la simulación de recobro termoquímico en el arreglo confinado.



Fuente. Elaboración propia.

En las imágenes presentadas previamente, se ve el efecto que genera el surfactante en el reservorio sobre la IFT, a medida que el surfactante se propaga a través del yacimiento, este es capaz de disminuir la tensión interfacial entre el agua y el petróleo a valores muy bajos. Siendo capaz de llevar la tensión interfacial original desde un valor de 20.2092 dina/cm, hasta un valor mínimo de 0.1548 dina/cm.

Además, se observa que, desde el inicio de inyección del surfactante en el reservorio, este tiene una acción rápida sobre la IFT disminuyéndola, esto se debe en gran parte a los parámetros de interpolación ingresados con sus correspondientes curvas y la sinergia del agente tenso activo con las condiciones a las que es expuesto junto con el vapor en el reservorio.

3.3.6 Recreación de la inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante mediante simulación numérica. En esta sección se van a explicar todas las modificaciones realizadas al modelo para simular la inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante, las variables seleccionadas para realizar las sensibilidades, los resultados obtenidos por medio de la simulación numérica y finalmente, se va a determinar cuál fue seleccionado como el escenario óptimo de este proceso.

En el modelo utilizado en esta sección, se tienen en cuenta todas las modificaciones realizadas previamente en el caso de la inyección continua de vapor convencional y la inyección continua de vapor asistida por surfactante.

Vale aclarar que los procedimientos presentados para inyección de álcali a temperatura de yacimiento e inyección de álcali a alta temperatura, son presentados netamente para explicar de manera más sencilla la posterior metodología de interés de este trabajo (inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante), por lo que no se incluyen los resultados de simulación de estas.

3.3.6.1 Agente álcali utilizado en la simulación. El químico seleccionado para este proceso fue el hidróxido de sodio (NaOH). Se escogió debido a que es uno de los químicos más frecuentemente usados en la inyección de álcali, por lo que se dispondría de la información necesaria para su representación. Uno de los factores por los cuales se ha desarrollado gran cantidad de investigaciones del uso de hidróxido de sodio en metodologías EOR, es debido a su relativo bajo costo (si lo comparamos a los costos del surfactante) y aunque su eficacia no ha sido comprobada de aumentar el factor de recobro representativamente como otras metodologías, en conjunto con otros procesos puede llegar a un beneficio mayor tanto en volumen de hidrocarburos como en adsorción y estabilidad de la solución.

Como se explicó en el apartado teórico, el álcali genera un surfactante in-situ al reaccionar con los ácidos orgánicos presentes en el crudo. Para determinar la cantidad de ácido presente en el crudo del yacimiento, se hizo uso de una relación entre el número ácido y la gravedad API de varios crudos, esta fue desarrollada por Almanza y Reyes¹³³. En esta se observa, que a medida que la gravedad API del crudo disminuye, su número ácido aumenta. Luego, haciendo uso de los mg de KOH correspondientes al número ácido del crudo y las reacciones químicas implicadas en la creación del agente tensoactivo in-situ, se calculó la cantidad de ácidos orgánicos por mol que hay presentes en cada mol de petróleo.

Dentro de los datos que solicita el simulador para representar el comportamiento del hidróxido de sodio, se encuentran:

- La presión crítica.
- La temperatura crítica.
- El peso molecular.
- La fase en la cual se encuentra disuelto.
- Los coeficientes para las correlaciones gas-líquido.
- La densidad.
- La compresibilidad líquida.
- El primer coeficiente de expansión térmica.
- La variación de la viscosidad líquida en función de la temperatura.
- La variación de la viscosidad gaseosa en función de la temperatura.
- Las reacciones químicas en las que se ve implicado.
- La variación de la adsorción en función de la concentración.

¹³³ ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Op., cit, p. 156.

- La máxima capacidad de adsorción de la roca.
- Nivel de adsorción residual.

Adicionalmente para evitar la degradación del álcali, se debe tener en cuenta que la temperatura máxima a la que se puede inyectar este corresponde a 604.4 °F (318°C).

De igual forma se debe ingresar al simulador esta misma información para los productos y reactivos producto de las reacciones químicas que genera el hidróxido de sodio en el reservorio, como son el ion hidróxido, el ion sodio, el agente tensoactivo creado in-situ y el ácido orgánico.

Adicionalmente, es necesario ingresar el cambio de la IFT en función de la temperatura y la concentración y el impacto de la disminución de la tensión interfacial en las curvas de permeabilidades relativas que el agente tensoactivo genera¹³⁴.

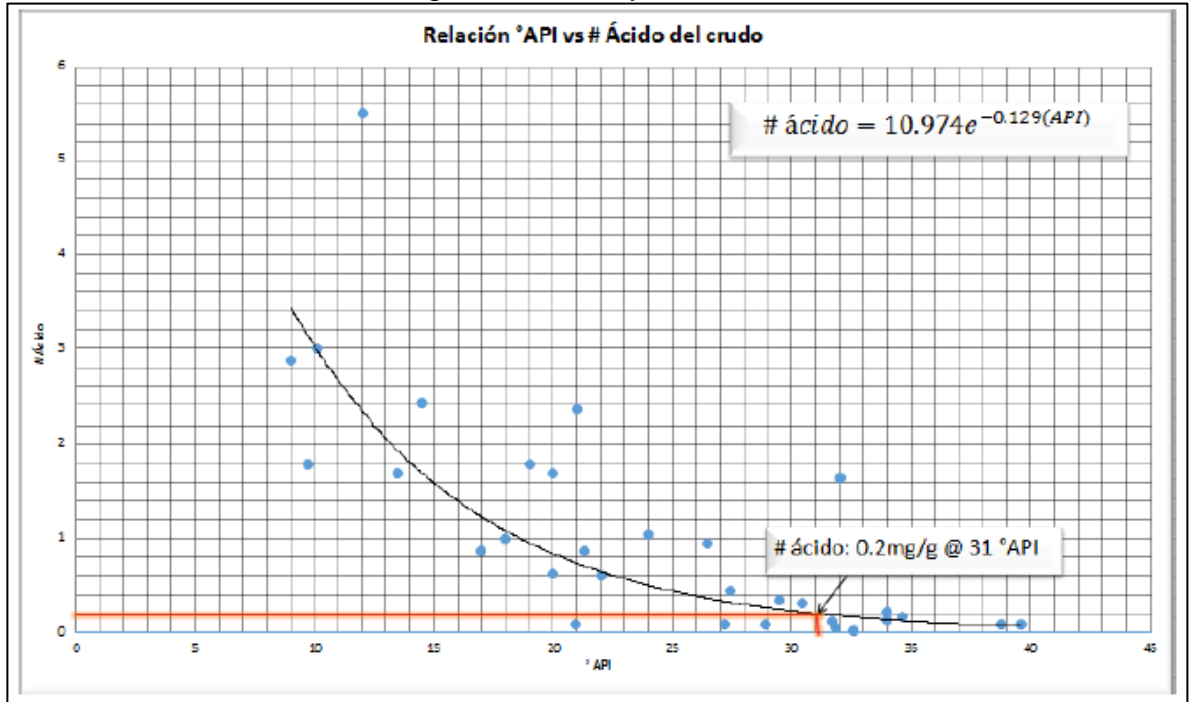
3.3.6.2 Condiciones para realizar la inyección de álcali a temperatura de yacimiento. Como se mencionó previamente, la inyección de álcali considera la generación de un surfactante in-situ como producto de la reacción entre los componentes ácidos del crudo y el álcali, el producto que se genera es el agente tensoactivo, lo cual genera un escenario similar a la inyección de surfactante. De esta forma, para la simulación de este proceso de recobro se deben considerar todos los productos y reactivos que se generan en las reacciones en las que se ve implicado el hidróxido de sodio.

- **Sección *reservoir* del simulador.** En *array properties*, se ingresa la fracción molar del ácido en la fase oleica. Este valor es hallado con el proceso que se describe a continuación.

Para realizar la estimación de la fracción ácida del crudo presente en el yacimiento, se hace uso de la **Gráfica 32**; ésta se presenta con la respectiva ecuación que describe el comportamiento del número ácido en función de la gravedad API.

¹³⁴ Ibid., p. 156.

Gráfica 32. Relación entre la gravedad API y el número ácido del crudo.



Fuente. ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la Viabilidad Técnica de la Inyección de Vapor Modificada con Álcali/Surfactante/Polímero como Método de recobro Mejorada para Crudos Pesados Mediante Simulación Numérica. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América, 2014. P.301.

Ecuación 13. Número ácido en función de la gravedad API.

$$\text{Número ácido} = 10.974 * e^{-0.129 * \text{°API}}$$

Fuente. ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la Viabilidad Técnica de la Inyección de Vapor Modificada con Álcali/Surfactante/Polímero como Método de recobro Mejorada para Crudos Pesados Mediante Simulación Numérica. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América, 2014. P.301

Tomando en cuenta que la gravedad API del crudo del Campo Teca-Cocorná corresponde a 12.4 °API, haciendo uso de la ecuación anterior, se determina que el número ácido del crudo corresponde a 2.2165 mg KOH/g oil.

El agente tensoactivo se genera debido a la reacción entre el hidróxido de sodio y los ácidos orgánicos del crudo. Para esto se hace uso del número ácido que se calculó previamente.

Ahora, con el número ácido que se determinó para el crudo, se continuó calculando la fracción molar que representa este valor para poder ingresarlo al simulador en la sección *array properties*. Esta fracción es necesaria para determinar de forma efectiva la fracción de petróleo que reacciona con el álcali.

El número ácido se debe llevar a gramos de ácido orgánico por medio de las relaciones estequiométricas que existen en los cuadros que se presentan a continuación. Sabiendo que hay una mol por molécula y ion en la ecuación, se halla su equivalencia en el producto para el ion OH⁻.

En estos cuadros, el valor en verde corresponde al dato de partida para calcular el valor de color azul en el mismo cuadro.

Cuadro 45. Disociación KOH.

$K^+ + OH^- \leftrightarrow KOH$					
	KOH	→	K ⁺	+	OH ⁻
Peso molecular (g/mol)	56		39		17
Masa en la reacción (g)	0.0022165		0.0015436		0.00067287
Mol en la ecuación	1		1		1
Mol en la reacción	3.88333E-05		3.88333E-05		3.88333E-05

Fuente. Elaboración propia.

Una vez se halla la masa del ion hidróxido (OH⁻) que reacciona con los ácidos del petróleo y a través de la ecuación que se presenta a continuación, se calcula la masa de hidróxido de sodio (NaOH), este es el químico que ingresa de forma directa al yacimiento y de esta manera, la sustancia que realmente reacciona desde la perspectiva del simulador. Esto se realiza de la misma forma que para el ion hidróxido (OH⁻).

Ecuación 14. Masa que reacciona en la ecuación para cualquier componente.

Masa en la ecuación = mol en la reacción * peso molecular

Cuadro 46. Disociación NaOH.

$Na^+ + OH^- \leftrightarrow NaOH$					
	Na ⁺	+	OH ⁻		NaOH
Peso molecular (g/mol)	23		17		40
Masa en la reacción (g)	0.000910354		0.00067287		0.00158322
Mol en la ecuación	1		1		1
Mol en la reacción	3.88333E-05		3.88333E-05		3.88333E-05

Fuente. Elaboración propia.

Por medio del peso molecular de los compuestos ácidos del petróleo y la cantidad de moles que van a reaccionar, se halla la masa en gramos que reacciona de álcali de la misma forma en que se halló para el OH⁻ y el NaOH.

Cuadro 47. Reacción de todos los componentes ácidos.

$HA_w + NaOH \rightarrow A^- + H_2O + Na^+$									
	HA _w	+	NaOH		A ⁻	+	H ₂ O	+	Na ⁺
Peso molecular (g/mol)	400		40		399		18		23
Masa en la reacción (g)	0.0158322		0.00158322		0.0157926		0.000712449		0.00091035
Mol en la ecuación	1		1		1		1		1
Mol en la reacción	3.88333E-05		3.88333E-05		3.88333E-05		3.88333E-05		3.88333E-05

Fuente. Elaboración propia.

Ahora, usando el peso molecular del petróleo, la masa y el peso molecular de los componentes ácidos que corresponden al número ácido calculado, se cuantifica la cantidad de moles que reaccionan, por medio de la ecuación que se presenta a

continuación, y por último, se convierte a una fracción equivalente, que es la relación entre las moles del petróleo y las del ácido.

Ecuación 15. Ecuación para calcular las moles equivalentes.

$$\text{Moles} = \frac{\text{masa}}{\text{Peso Molecular}}$$

Cuadro 48. Fracción molar ácida

	Oil	HAw
Masa (g)	1	0.00158322
Peso molecular (g/mol)	600	400
Mol	0.001666667	3.95805E-05
Equivalente mol	1	0.0237483

Fuente. Elaboración propia.

Como resultado se determinó que 0.0237483 moles de petróleo reaccionan con el álcali inyectado para el crudo de este reservorio. Este valor es el que se ingresa en el simulador.

- **Sección *components* del simulador.** La información generada en esta sección se hace de manera análoga a la sección *components* de surfactante. Se asume que las características del hidróxido de sodio, sus iones asociados y el agente tensoactivo tienen propiedades similares a las del agua, por lo que solo se ingresa el valor del peso molecular. Así mismo las características del crudo orgánico determinado, se asume que tendrá las mismas del crudo muerto.

Las propiedades del álcali, de los componentes que este genera por medio de las reacciones químicas y del ácido orgánico que se ingresaron con valores iguales a los del agua y a los del crudo muerto de forma respectiva fueron:

- La fase de disolución.
- Los coeficientes para las correlaciones gas-líquido.
- La densidad.
- La compresibilidad líquida.
- El primer coeficiente de expansión térmica.
- La variación de la viscosidad líquida en función de la temperatura.
- La variación de la viscosidad gaseosa en función de la temperatura.

A continuación, se presentan los pesos moleculares de tanto los productos como los reactivos, de la reacción entre el ácido orgánico y el hidróxido de sodio:

El peso molecular del hidróxido de sodio es de 40 lb/lbmol.
El peso molecular del ión sodio es de 23 lb/lbmol.

El peso molecular del ión hidróxido es de 17 lb/lbmol.¹³⁵

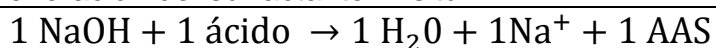
Según Callaghan¹³⁶ para la determinación del peso molecular de la fracción ácida del crudo a partir de la cual se genera el agente tensoactivo *in situ*, al reaccionar varios de sus iones H⁺ con el ion OH⁻, es menor a 400 lb/lb-mol, por lo que se ha asumido el peso molecular del surfactante *in situ* se da tomado como 390 lb/lb-mol.

Después de haber creado el componente ácido y determinado la cantidad disponible de ácidos orgánicos que reaccionarán con el compuesto álcali, se ingresa el valor en la sección *reservoir* → *array properties* de la fracción molar del ácido en la fase oleica.

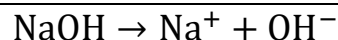
- **Reacciones químicas ingresadas al simulador.**

Las reacciones químicas que se ingresaron al simulador fueron las siguientes:

Reacción 1. Generación del surfactante in-situ.



Reacción 2. Disociación iónica del NaOH.



Las dos primeras reacciones se realizaron acorde a las reacciones presentadas por Green & Willhite¹³⁷. La función de la última reacción es la de correlacionar las características del surfactante con la del agente tensoactivo producto de la reacción del álcali, esto se asume debido a la limitación del simulador *STARS* para modelar paralelamente la variación de la IFT vs la concentración de dos componentes, así entonces lo que ocurre es que a medida que reacciona el álcali y produce el agente tensoactivo, se aumenta la concentración del surfactante. Sin embargo, esta suposición induce un error de balance de materia debido a que los pesos moleculares del agente tensoactivo y surfactante no son iguales.

En muchos casos como los *templates* incluidos en el simulador *STARS*, se modela la inyección de álcali creando un componente asociado al compuesto álcali y se modela de la misma manera que el surfactante en todas las secciones.

- **Sección *Rock-Fluid Interaction* del simulador.** De la misma forma que con el surfactante, esta sección consta de dos partes; la primera concerniente a la modelación de la adsorción y la segunda, en la variación de las curvas de

¹³⁵ Ibid., p. 182.

¹³⁶ CALLAGHAN, I.C et al. Identification of crude components responsible for foaming. Abril 1985, (SPE 12342). p. 1.

¹³⁷ GREEN, Don W; WILLHITE, P. Op. cit., p. 288.

permeabilidades relativas del agua y del crudo en función de la tensión interfacial.

- **Adsorption Components.** A modo de simplificación al igual que para el caso de surfactante, la adsorción seleccionada se asume constante a lo largo de la inyección y se consideró según el procedimiento efectuado por Almanza y Reyes¹³⁸, obteniéndose así un valor de 0.0089 lb/lb-mol. La adsorción del ion sodio se asumió igual a la del hidróxido de sodio y de la misma manera las características de adsorción del agente tensoactivo producto de la reacción del álcali y los ácidos orgánicos del crudo, se considera igual a la del surfactante como se indica en la **Reacción 1**.

Debido a su fase líquida, la adsorción del ion OH⁻ y la fracción de ácidos orgánicos presentes en el crudo no se modelarán.

La información ingresada al simulador se presenta en los cuadros a continuación:

Cuadro 49. Información digitada del simulador para representar la adsorción del hidróxido de sodio (NaOH) en la arenisca.

Fase de la que se tomará la dependencia de la composición	Agua (acuosa) fracción molar
Fracción molar	Moles absorbidas por unidad de volumen poroso (lbmol/ft ³)
4.50E-07	0.0088
9.00E-07	0.0089
Fase de aplicación del factor de resistencia	<i>Fase default</i>
Capacidad máxima de adsorción	0.0089 lbmol/ft ³
Nivel de adsorción residual	0.0089 lbmol/ft ³

Fuente. Elaboración propia.

Cuadro 50. Información digitada del simulador para representar la adsorción del agente tensoactivo en arenisca.

Fase de la que se tomará la dependencia de la composición	Agua (acuosa) fracción molar
Fracción molar	Moles absorbidas por unidad de volumen poroso (lbmol/ft ³)
4.51E-08	0.00053975
9.02E-07	0.000539755
Fase de aplicación del factor de resistencia	<i>Fase default</i>

¹³⁸ ALMANZA, Carlos y REYES, Dayane. Op. cit., p 300-303.

Cuadro 50. (Continuación)

Capacidad máxima de adsorción	0.000539755 lbmol/ft ³
Nivel de adsorción residual	0.000539755 lbmol/ft ³

Fuente. Elaboración propia.

Cuadro 51. Información digitada del simulador para representar la adsorción del ion sodio (Na⁺) en la arenisca

Fase de la que se tomará la dependencia de la composición	Agua (acuosa) fracción molar
Fracción molar	Moles absorbidas por unidad de volumen poroso (lbmol/ft ³)
7.83E-07	0.0088
1.57E-0	0.0089
Fase de aplicación del factor de resistencia	<i>Fase default</i>
Capacidad máxima de adsorción	0.0089 lbmol/ft ³
Nivel de adsorción residual	0.0089 lbmol/ft ³

Fuente. Elaboración propia.

De igual manera que para el surfactante, se seleccionó agua (acuosa) fracción molar como la fase en la que se tomará la composición del componente, esto se debe a que el compuesto álcali posee la misma constante de partición en su fase gaseosa que el agua.

Los valores que se ingresados en los cuadros de moles adsorbidas por unidad de volumen poroso vs. Fracción molar corresponden a las concentraciones de uno y dos ppm y las adsorciones máximas de estos componentes. Los niveles de adsorción residual y las capacidades máximas de adsorción se tomaron iguales a las adsorciones máximas respectivas para evitar el efecto de redisolución¹³⁹.

Vale aclarar que las adsorciones del tensoactivo y el surfactante son diferentes debido a la diferencia de pesos moleculares.

- **Sección *Rock-Fluid Types*.** Debido a la limitación del simulador *STARS* presentada anteriormente y la asunción propuesta por la **Reacción 1**, donde el surfactante resultado de la reacción del álcali tiene las mismas propiedades del surfactante utilizado en la inyección de surfactante, se hace evidente que la información a llenar en esta sección es análoga a la información del surfactante con respecto a las tablas de variación de la tensión interfacial vs concentración y temperatura. Se debe tener en cuenta que, debido a la diferencia de pesos

¹³⁹ Ibid., p. 184.

moleculares del agente tensoactivo y el surfactante, las concentraciones del agente tensoactivo en las tablas mostradas a continuación son diferentes.

Cuadro 52. Variación de la tensión interfacial en función de la concentración del agente tensoactivo a 100°F.

Composición del componente (fracción molar)	IFT (dina/cm)
0	20
4.52E-05	0.053688955
1.12E-04	0.116959902
0.000226646	0.115441566
0.000455477	0.198734925
0.000919822	0.42431372
0.001393297	0.391495378
0.002368733	0.110446669

Fuente. ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la Viabilidad Técnica de la Inyección de Vapor Modificada con Alkali/Surfactante/Polímero como Método de recobro Mejorado para Crudos Pesados Mediante Simulación Numérica. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América, 2014. P.185.

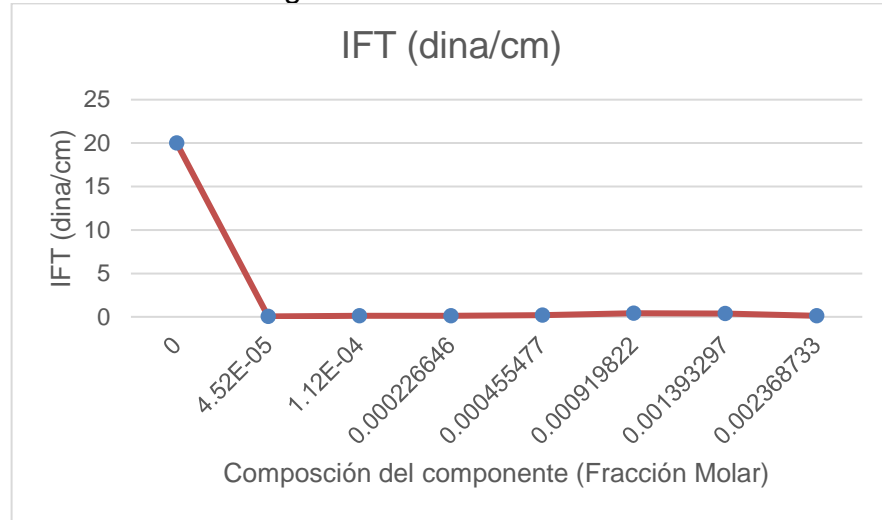
Al habilitar la función de interpolación, los datos ingresados en el simulador en la pestaña de *Rocktype Properties* se presentan en el cuadro y gráficos a continuación.

Cuadro 53. Información ingresada al simulador para representar el efecto de la disminución de la tensión interfacial.

Componente del que depende la interpolación	Agente tensoactivo
Fase de la que se tomará la composición del componente	Agua (acuosa) fracción molar
Tensión interfacial	Independiente de la temperatura
Método de interpolación	Interpolación logarítmica

Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 33. Cambio de la tensión interfacial en función de la concentración del agente tensoactivo a 100°F.



Fuente. Elaboración propia.

En este proceso a temperatura de yacimiento, se usaron los mismos sets de interpolación, con las mismas curvas de permeabilidad relativa debido a que los valores de tensión interfacial registrados en los cuadros no fueron inferiores a 0.017 dina/cm. Se calculó el DTRAPW y DTRAPN para cada set de interpolación y se obtuvieron los mismos valores que para el escenario del surfactante.

- **Wells & Recurrents.** En este proceso se inyecta el álcali-surfactante de la misma forma que se inyectó el surfactante en la sección anterior; se va a realizar una inyección de un bache del 30% del volumen poroso del arreglo de inyección, por tanto, la inyección del bache de químico terminaría el 14 de enero del 2020.

3.3.6.3 Condiciones para realizar la inyección de álcali a alta temperatura. Para la recreación del escenario de inyección de álcali a alta temperatura, se hace un procedimiento análogo al presentado en la inyección de surfactante a alta temperatura. Para recrear este proceso se presentarán las modificaciones adicionales del escenario de inyección de álcali a temperatura de yacimiento.

- **Rock-fluid.** Después de elegir la dependencia térmica de las tensiones interfaciales, se adicionaron cinco cuadros adicionales de concentración del agente tensoactivo vs la tensión interfacial a 150, 250, 350, 446 y 572 °F. Esta información se presenta en los cinco cuadros que se encuentran a continuación y la respectiva gráfica donde se ilustra su comportamiento.

Cuadro 54. Cambio de la tensión interfacial en función de la concentración del agente tensoactivo a 150°F.

Composición del componente (fracción molar)	IFT (dina/cm)
0	21.28113847
4.52E-05	0.327927
1.12E-04	0.342146
0.000226646	0.413748
0.000455477	0.410549
0.000919822	0.698589
0.001393297	0.391495378
0.002368733	0.110446669

Fuente. ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la Viabilidad Técnica de la Inyección de Vapor Modificada con Alkali/Surfactante/Polímero como Método de recobro Mejorado para Crudos Pesados Mediante Simulación Numérica. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América, 2014. P.193.

Cuadro 55. Cambio de la tensión interfacial en función de la concentración del agente tensoactivo a 250°F.

Composición del componente (fracción molar)	IFT (dina/cm)
0	24.0242362
4.52E-05	1.80846
1.12E-04	1.86045
0.000226646	1.60831
0.000455477	1.68361
0.000919822	3.45181
0.001393297	0.931344109
0.002368733	0.320917863

Fuente. ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la Viabilidad Técnica de la Inyección de Vapor Modificada con Alkali/Surfactante/Polímero como Método de recobro Mejorado para Crudos Pesados Mediante Simulación Numérica. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América, 2014. P.193.

Cuadro 56. Cambio de la tensión interfacial en función de la concentración del agente tensoactivo a 350°F.

Composición del componente (fracción molar)	IFT (dina/cm)
0	27.16749338
4.52E-05	7.50184
1.12E-04	2.81621
0.000226646	2.7267

Cuadro 56. (Continuación)

Composición del componente (fracción molar)	IFT (dina/cm)
0.000455477	2.56377
0.000919822	2.2333
0.001393297	1.292320467
0.002368733	0.574899184

Fuente. ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la Viabilidad Técnica de la Inyección de Vapor Modificada con Alkali/Surfactante/Polímero como Método de recobro Mejorado para Crudos Pesados Mediante Simulación Numérica. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América, 2014. P.193.

Cuadro 57. Cambio de la tensión interfacial en función de la concentración del agente tensoactivo a 446°F.

Composición del componente (fracción molar)	IFT (dina/cm)
0	30.52729381
4.52E-05	15.58819362
1.12E-04	6.193796196
0.000226646	3.850620924
0.000455477	6.1520719
0.000919822	4.549458081
0.001393297	2.983566835
0.002368733	1.554446462

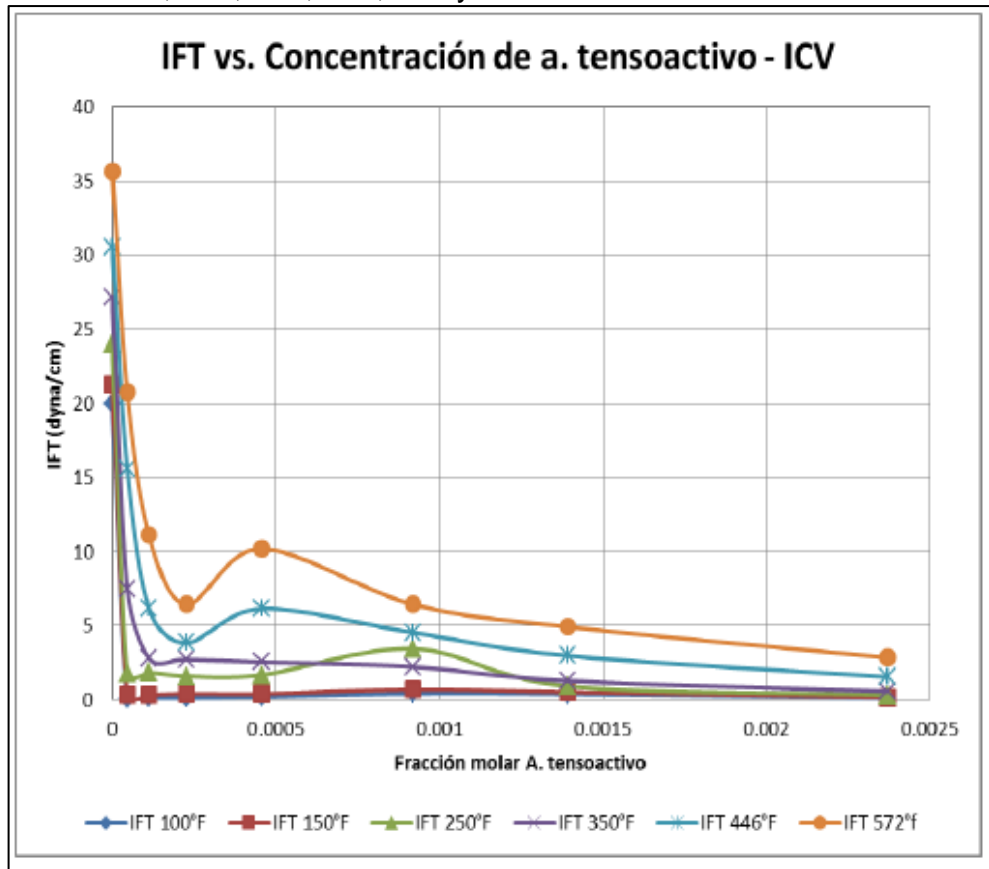
Fuente. ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la Viabilidad Técnica de la Inyección de Vapor Modificada con Alkali/Surfactante/Polímero como Método de recobro Mejorado para Crudos Pesados Mediante Simulación Numérica. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América, 2014. P.198.

Cuadro 58. Cambio de la tensión interfacial en función de la concentración del agente tensoactivo a 572°F.

Composición del componente (fracción molar)	IFT (dina/cm)
0	35.60981003
4.52E-05	20.73903903
1.12E-04	11.10539342
0.000226646	6.450280904
0.000455477	10.19303501
0.000919822	6.449199989
0.001393297	4.928070641
0.002368733	2.854645196

Fuente. ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la Viabilidad Técnica de la Inyección de Vapor Modificada con Alkali/Surfactante/Polímero como Método de recobro Mejorado para Crudos Pesados Mediante Simulación Numérica. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América, 2014. P.198.

Gráfica 34. Cambio de la tensión interfacial a la concentración del agente tensoactivo a 100, 150, 250, 350, 446 y 572°F.



Fuente. Elaboración propia.

No ha sido necesario modificar el segundo set de interpolación ni su DTRAPW, puesto que las tensiones interfaciales tienden a aumentar con el aumento de la temperatura. Sin embargo, es importante ingresar en este set la variación de las saturaciones crítica y residual del agua en función de la temperatura y el mantenimiento constante de la saturación irreducible y residual de crudo y la permeabilidad relativa de agua a dichas saturaciones en cero y uno para todas las temperaturas respectivamente.

Para el segundo set de interpolación se ingresó la misma información de la variación de los *endpoints* que en el escenario del surfactante, de forma que la saturación irreducible del crudo disminuyo hasta cero y la saturación de agua irreducible y crítica aumento¹⁴⁰.

3.3.6.4 Modificaciones realizadas para la recreación de la inyección de álcali-surfactante en lutita a temperatura del yacimiento y a alta temperatura. En esta sección, se van a exponer todas las modificaciones realizadas al modelo de simulación, para representar la presencia de una lutita en la inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante.

- **Roca-Fluido.** En esta sección se debe hacer una aclaración. La inyección de álcali tiene una gran limitación debido a que sus reacciones con la roca reservorio y sus compuestos minerales no pueden ser despreciadas. Para la reproducción de la adsorción del compuesto álcali de este trabajo no se toma en cuenta las pérdidas asociadas a reacciones álcali-minerales debido a la complejidad de representación por parte del simulador y la información poco certera (las reacciones álcali-minerales se abordan en la sección teórica de inyección de álcali).

Para representar el efecto del álcali sobre la lutita, únicamente se va a representar el efecto de la adsorción; esto se debe a que el químico genera una variación prácticamente insignificante de las curvas de permeabilidades relativas al agua y al petróleo, además de que la lutita no es una formación productora de petróleo.

- **Adsorption Components.** Para representar cómo se comporta la adsorción del hidróxido, la cual cambia en función de la salinidad, el caudal, la temperatura, la concentración y demás factores, se trabajó con la adsorción máxima de este componente a condiciones estáticas, la cual corresponde a 0.001162 kg de surfactante por kg de lutita¹⁴¹. No se está considerando la redisolución de las moléculas adsorbidas de surfactante dentro del medio o la corriente de inyección.

¹⁴⁰ Ibid., p. 194.

¹⁴¹ ZHANG, Jin. Surfactant Adsorption Investigation in Ultra-Lower Permeable Rocks. University of North Dakota, USA: 2016, (Paper SPE 180214-MS). p. 1-4.

Debido a que no se cuenta con información acerca de la adsorción del agente tensoactivo, el hidróxido de sodio ni el ion sodio, se va a calcular la relación entre la adsorción del surfactante en la arenisca y en la lutita, por medio de esta, se va a calcular las adsorciones de cada uno de estos componentes en la lutita. A pesar de que estos valores no son exactos, permiten representar el aumento en la adsorción que genera la lutita en los componentes.

Los datos que se ingresaron al simulador, se presentan en el siguiente cuadro.

Cuadro 59. Información digitada del simulador para representar la adsorción del hidróxido de sodio (NaOH) en la lutita.

Fase de la que se tomará la dependencia de la composición	Agua (acuosa) fracción molar
Fracción molar	Moles absorbidas por unidad de volumen poroso (lbmol/ft ³)
4.50E-07	0.03414
9.00E-07	0.03415
Fase de aplicación del factor de resistencia	<i>Fase default</i>
Capacidad máxima de adsorción	0.03415 lbmol/ft ³
Nivel de adsorción residual	0.03415 lbmol/ft ³

Fuente. Elaboración propia.

Cuadro 60. Información digitada en el simulador para representar la adsorción del agente tensoactivo en la lutita.

Fase de la que se tomará la dependencia de la composición	Agua (acuosa) fracción molar
Fracción molar	Moles absorbidas por unidad de volumen poroso (lbmol/ft ³)
4.51E-08	0.00207
9.02E-07	0.002071
Fase de aplicación del factor de resistencia	<i>Fase default</i>
Capacidad máxima de adsorción	0.002071 lbmol/ft ³
Nivel de adsorción residual	0.002071 lbmol/ft ³

Fuente. Elaboración propia.

Cuadro 61. Información digitada en el simulador para representar la adsorción del ión sodio (Na⁺) en la lutita.

Fase de la que se tomará la dependencia de la composición	Agua (acuosa) fracción molar
Fracción molar	Moles absorbidas por unidad de volumen poroso (lbmol/ft ³)
7.83E-07	0.03414

Cuadro 61. (Continuación)

1.57E-0	0.03415
Fase de aplicación del factor de resistencia	<i>Fase default</i>
Capacidad máxima de adsorción	0.03415 lbmol/ft ³
Nivel de adsorción residual	0.03415 lbmol/ft ³

Fuente. Elaboración propia.

Se eligió fase agua (acuosa) fracción molar como la fase a partir de la cual se elegirá la dependencia de la composición, pues el agente tensoactivo, el hidróxido de sodio y el ion sodio; cuentan con la misma constante de partición en la fase gaseosa que el agua.

- **Rock Fluid Types.** A diferencia de la arenisca, esta sección no se va a modificar. Esto se debe a que la permeabilidad y la porosidad efectiva de la lutita es bastante baja y los volúmenes de hidrocarburos asociados a esta litología en muchos casos por practicidad se asumen despreciables. Por lo que la modificación de las curvas de permeabilidades relativas no es necesaria, ni el adicionar otro set de interpolación para esta litología.

3.3.7 Variables de proceso sensibilizadas por medio de la simulación numérica para la inyección continua de vapor Asistida por álcali-surfactante. En el **Cuadro 60**, se presentan las variables que se modificarán para encontrar el proceso óptimo de inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante. Estas variables a sensibilizar, se seleccionaron en base a los parámetros críticos en cada uno de los procesos recreados a lo largo de este trabajo.

Cuadro 62. Variables de proceso sensibilizadas para la inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante.

Parámetro a Modificar								
Partes por millón de surfactante en el vapor (ppm)	1000	1500	2000	2500	3000	4000	5000	
Partes por millón de álcali en el vapor (ppm)	1000	2500	5000	10000	20000	30000	50000	
Calidad del vapor (%)	72.5	75	77.5	80	82.5	85	87.5	90

Cuadro 62. (Continuación)

Parámetro a Modificar										
Temperatura de inyección (°F)	350	400		450		500		550		
Tasa de inyección (Bbl/d)	300	325	350	375	400	425	450	475	500	

Fuente. Elaboración propia.

3.3.7.1 Resultados obtenidos al sensibilizar la inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante. En esta sección se presentan los resultados obtenidos por medio de las simulaciones de las variables críticas para el proceso de inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante, se realizará una comparación en función del factor de recobro y el petróleo acumulado en cada uno de los casos que se sensibilizaron. Las gráficas que se generaron por medio de la suite CMG para los procesos de inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante se van a presentar en el **anexo C**.

- **Partes por millón de surfactante en el vapor.** Este parámetro permite identificar el efecto de la variación de la cantidad de surfactante que se inyecta al yacimiento, siendo el factor de recobro y petróleo acumulado el resultado de cómo se afecta la IFT vs la concentración.

En el **Cuadro 63** se encuentran los factores de recobro obtenidos y petróleo acumulado recuperado por medio de la inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante en arreglo de cinco pozos invertidos, realizado a diferentes partes por millón de surfactante inyectadas en el yacimiento.

Cuadro 63. Resultados obtenidos al sensibilizar la concentración del surfactante en el vapor.

Partes por millón de surfactante en el bache de químico	Petróleo Acumulado (MBbl)	Factor de recobro (%)
1000	2249	69.137
1500	2121	65.183
2000	1994	61.281
2500	1820	55.954
3000	1861	57.191
4000	1898	58.326
5000	1941	59.671

Fuente. Elaboración propia.

Acorde a los resultados obtenidos, se determinó que el escenario que genera un mayor factor de recobro, es aquel donde se inyectó una concentración de 1000 ppm de surfactante en el bache del químico. Esto se debe a que como se ha explicado anteriormente, la concentración del químico debe ser baja para que logre el efecto deseado en la IFT, además de solo haber un pequeño rango de concentración en la que se logran IFT's ultrabajas (viéndose afectado este rango con las condiciones de salinidad, presión, temperatura y comportamiento de fases).

- **Partes por millón de álcali en el vapor.** Este parámetro permite identificar el efecto de la variación de la cantidad del compuesto álcali que se inyecta al yacimiento.

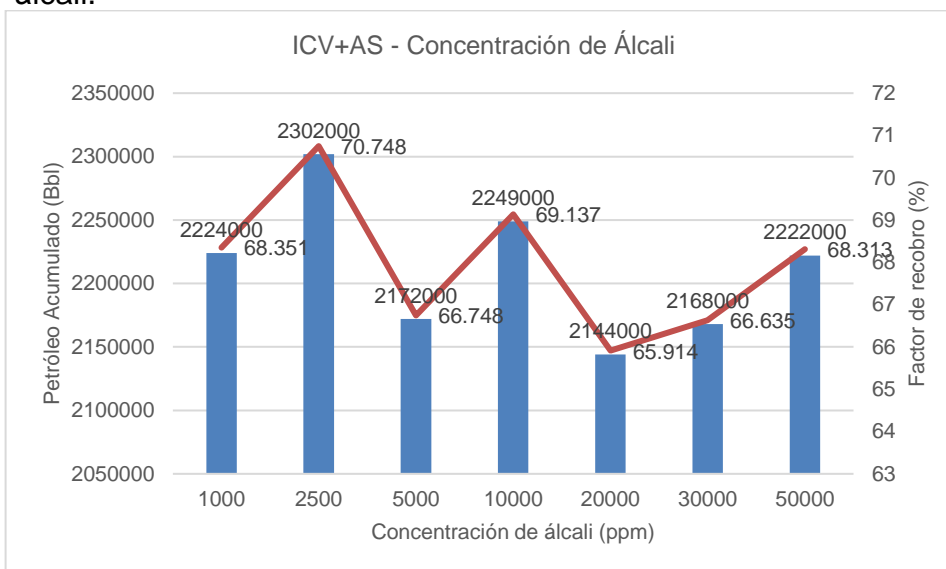
En el **Cuadro 64** se encuentran los factores de recobro obtenidos y petróleo acumulado recuperado por medio de la inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante en arreglo de cinco pozos invertidos, realizado a diferentes partes por millón de álcali inyectadas en el yacimiento.

Cuadro 64. Resultados obtenidos al sensibilizar la concentración del álcali en el vapor.

Partes por millón de álcali en el bache de químicos	Petróleo Acumulado (MBbl)	Factor de recobro (%)
1000	2224	68.351
2500	2302	70.748
5000	2172	66.748
10000	2249	69.137
20000	2144	65.914
30000	2168	66.635
50000	2222	68.313

Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 35. Variación en el factor de recobro de la concentración de álcali.



Fuente. Elaboración propia.

Acorde a los resultados obtenidos, se determinó que el escenario que genera un mayor factor de recobro, es aquel donde se inyectó 2500 ppm de álcali en el bache del químico. Esto se debe a tres razones principales: la primera es el efecto inducido al inyectar surfactante y álcali paralelamente, la mayor función de álcali es entonces la de disminuir la adsorción del surfactante en el reservorio, la segunda es la reactividad del álcali con la mineralogía del reservorio y por último las elevadas temperaturas a las que se somete el álcali aumentan su consumo.

- **Calidad del vapor a la que se inyectara el bache de químicos.** La calidad a la que se inyectará el bache modifica la relación de movilidad de los fluidos desplazantes con respecto a los inyectados, por lo cual es una variable que debe ser modificada. Para saber cuál es el escenario ideal en el que obtiene un factor de recobro aún mayor, se debe sensibilizar este parámetro.

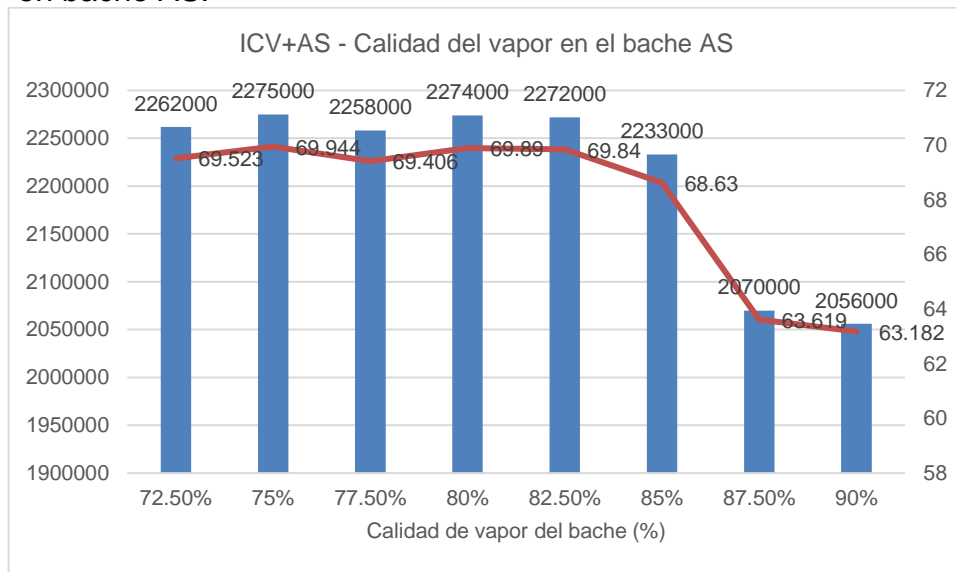
En el **Cuadro 65** se encuentran los factores de recobro obtenidos y petróleo acumulado recuperado por medio de la inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante en arreglo de cinco pozos invertidos, realizado a diferentes calidades de vapor inyectadas.

Cuadro 65. Resultados obtenidos al sensibilizar la calidad de vapor a la que se inyectará el bache de químicos.

Calidad de vapor al que se inyectara el bache de químicos	Petróleo Acumulado (MBbl)	Factor de recobro (%)
72.5 %	2262	69.523
75 %	2275	69.944
77.5 %	2258	69.406
80 %	2274	69.890
82.5 %	2272	69.840
85 %	2233	68.630
87.5 %	2070	63.619
90 %	2056	63.182

Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 36. Variación en el factor de recobro de calidad de vapor en bache AS.



Fuente. Elaboración propia.

El mejor escenario presentado es el concerniente a una calidad de 75%, ya que con esta relación vapor-líquido se garantiza la mayor eficiencia del efecto producido por el químico y por otra parte se garantiza que la energía entregada al petróleo en forma de calor es la máxima posible.

- **Temperatura a la que se inyectará el bache de químicos.** La temperatura a la que se inyectará el bache condiciona la variación en la IFT que genera tanto el surfactante como el agente tensoactivo generado in-situ, ya que la variación en la IFT se encuentra en función de la temperatura, como se puede observar en la sección anterior.

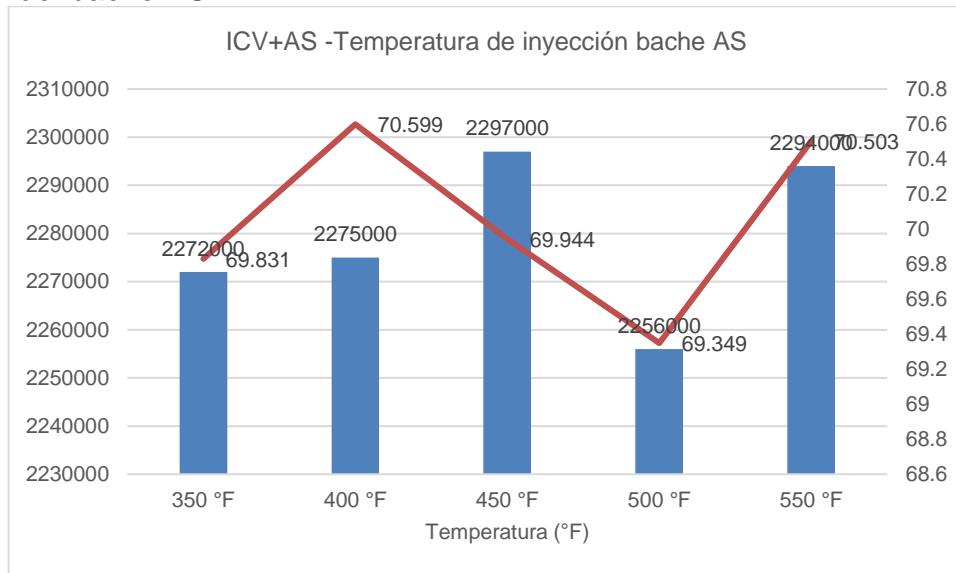
En el **Cuadro 66** se encuentran los factores de recobro obtenidos y petróleo acumulado recuperado por medio de la inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante en arreglo de cinco pozos invertidos, realizado a diferentes temperaturas de inyección.

Cuadro 66. Resultados obtenidos al sensibilizar la temperatura a la que se inyectará el bache de químicos.

Temperatura de inyección del bache de químicos	Petróleo Acumulado (MBbl)	Factor de recobro (%)
350 °F	2272	69.831
400 °F	2275	70.599
450 °F	2297	69.944
500 °F	2256	69.349
550 °F	2294	70.503

Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 37. Variación en el factor de recobro por la temperatura del bache AS.



Fuente. Elaboración propia.

Acorde a los resultados reportados, la temperatura óptima de inyección del bache de químicos es de 450°F, con lo que se puede observar que cuando el vapor es inyectado con aditivos, el requerimiento de energía calorífica es menor debido al efecto conjunto generado por la mezcla vapor-químicos.

- **Tasa a la que se inyectara el bache de químicos.** La tasa de inyección del bache modifica la relación de movilidad de los fluidos desplazantes con respecto a los inyectados, además de afectar la eficiencia de desplazamiento e inducir

comportamientos de fases adversos, por lo cual es una variable que debe ser modificada. Para saber cuál es el escenario ideal en el que obtiene un factor de recobro aún mayor, se debe sensibilizar este parámetro.

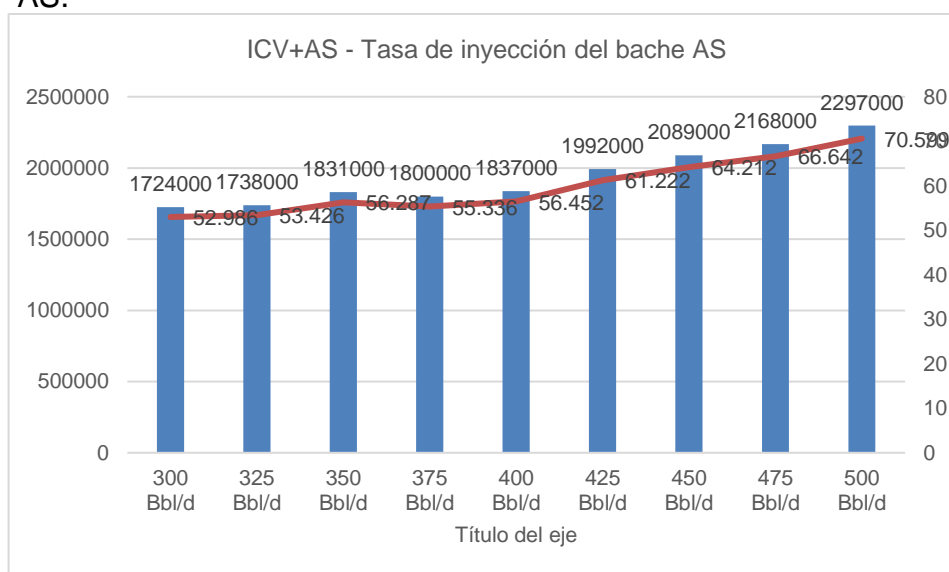
En el **Cuadro 67** se encuentran los factores de recobro obtenidos y petróleo acumulado recuperado por medio de la inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante en arreglo de cinco pozos invertidos, realizado a diferentes tasas de inyección para el bache de químicos.

Cuadro 67. Resultados obtenidos al sensibilizar la tasa a la que se inyectará el bache de químicos.

Tasa a la que se inyectara el bache de químicos	Petróleo Acumulado (MBbl)	Factor de recobro (%)
300 Bbl/d	1724	52.986
325 Bbl/d	1738	53.426
350 Bbl/d	1831	56.287
375 Bbl/d	1800	55.336
400 Bbl/d	1837	56.452
425 Bbl/d	1992	61.222
450 Bbl/d	2089	64.212
475 Bbl/d	2168	66.642
500 Bbl/d	2297	70.599

Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 38. Variación en el factor de recobro con la tasa del bache AS.



Fuente. Elaboración propia.

En base a estos resultados, se observa que a la mayor tasa de inyección posible se generan las mejores condiciones de recobro, en parte este comportamiento es debido a que a esta tasa de inyección se garantiza un eficiente desplazamiento de los fluidos y una transferencia de energía que mejora su movilidad junto con el efecto generado por los químicos.

3.3.8 Escenario seleccionado como representativo de la inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante. A continuación, se presenta un cuadro con las condiciones operativas seleccionadas para representar la inyección continua de vapor asistida por químicos. Se seleccionaron los parámetros que aumentaron de mayor forma el factor de recobro y con este el petróleo acumulado, se seleccionaron en base a los parámetros de mayor impacto para la inyección continua de vapor, en conjunto con los parámetros de la inyección continua de vapor asistida por surfactante.

Cuadro 68. Escenario ideal de la inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante.

Parámetro	Condición seleccionada
Calidad del vapor	75%
Intervalo abierto al flujo	100%
Tasa inicial de inyección	500 Bbl/d
Variación de la tasa inicial de inyección después de dos años	0%
Área del patrón	5 acres
Partes por millón de surfactante en el vapor	1000 ppm
Partes por millón de álcali en el vapor	2500 ppm
Temperatura de inyección del bache de surfactante	450°F

Fuente. Elaboración propia.

El factor de recobro y el petróleo acumulado en el escenario seleccionado como óptimo, corresponden a los siguientes valores:

Cuadro 69. Resultados escenario ideal de la inyección continua de vapor asistida por surfactante.

Escenario ideal inyección continua de vapor asistida por surfactante	
Petróleo acumulado (MBbl)	2297
Factor de recobro (%)	70.599

Fuente. Elaboración propia.

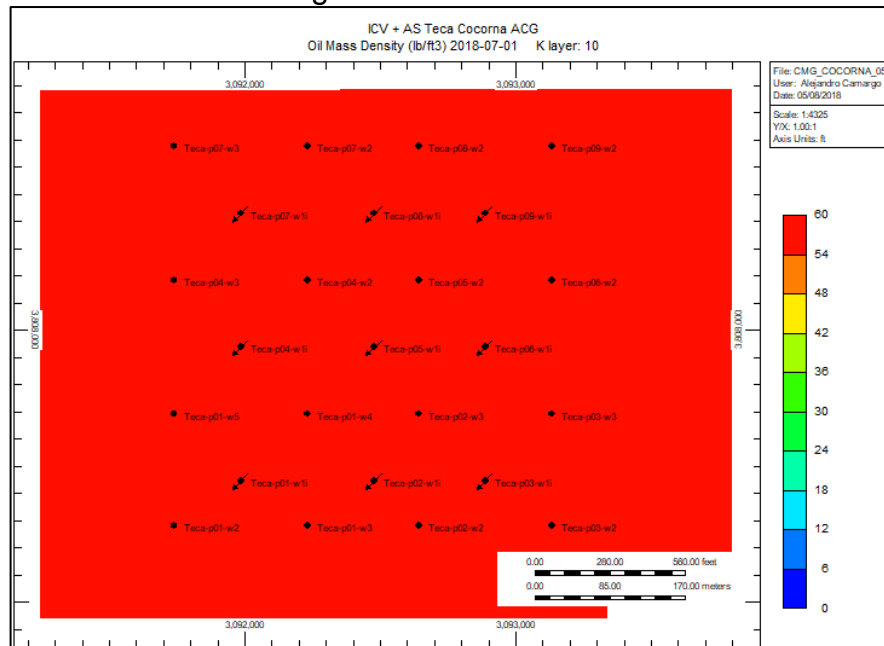
Ahora, se procederá a ilustrar los efectos que genera el uso del recobro termoquímico en el yacimiento. Por medio de estas imágenes generadas en *3D results* de la suite CMG, se espera ilustrar al lector y respaldar los resultados

mostrados con anterioridad, ya que se están presentando todos los fenómenos que aumentan el recobro en el yacimiento debido a la implementación de la inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante.

Las imágenes que se presentan a continuación corresponden a la primera capa que pertenece a la formación geológica “B” del yacimiento. Esta capa corresponde al número 10 del modelo. Esta es la primera capa que se encuentra cañoneada en todos los pozos generados.

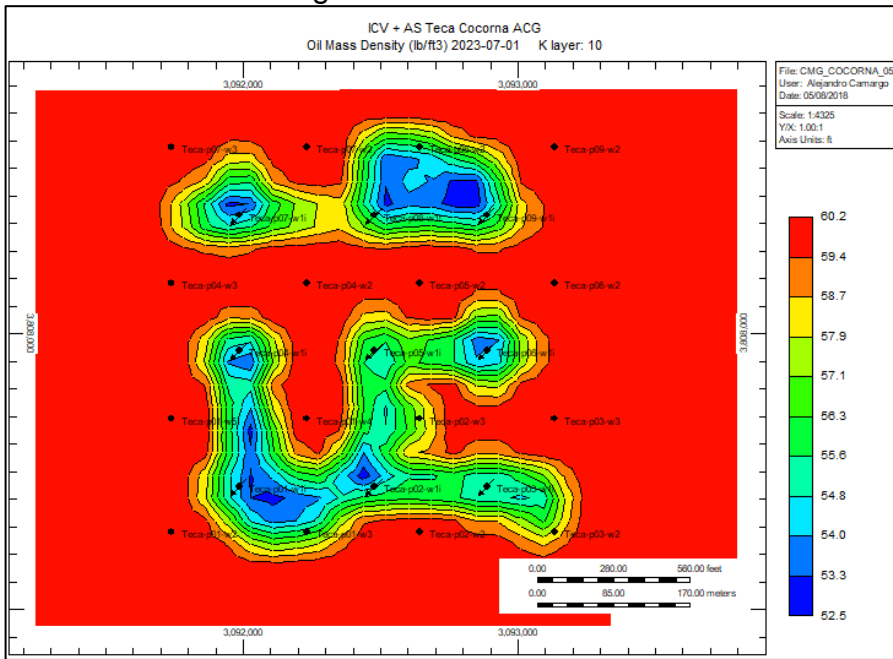
- **Densidad del petróleo.**

Figura 51. Densidad del petróleo (lb/ft³) al inicio de la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.



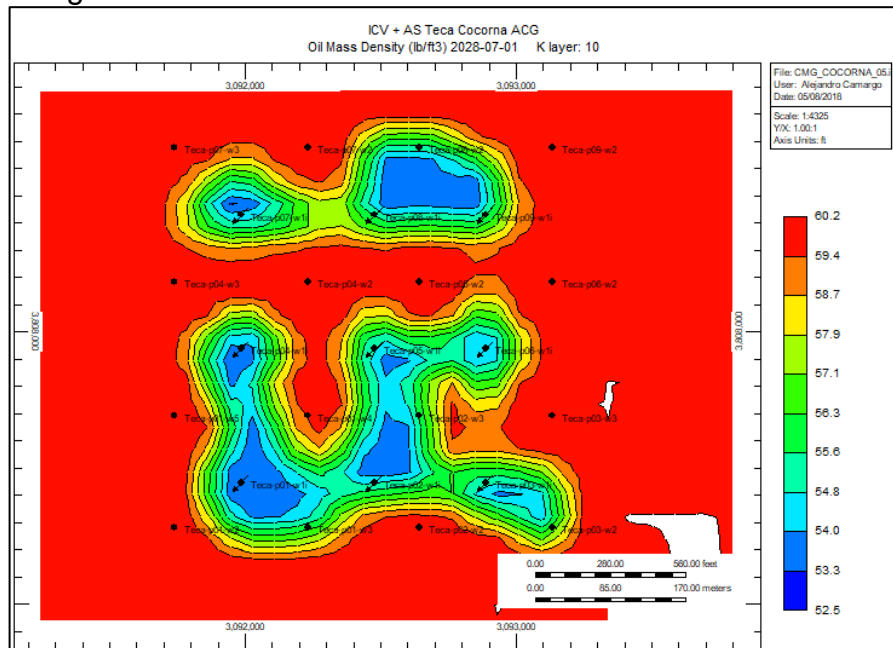
Fuente. Elaboración propia.

Figura 52. Densidad del petróleo (lb/ft³) al quinto año de simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.



Fuente. Elaboración propia.

Figura 53. Densidad del petróleo (lb/ft³) al final de la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.



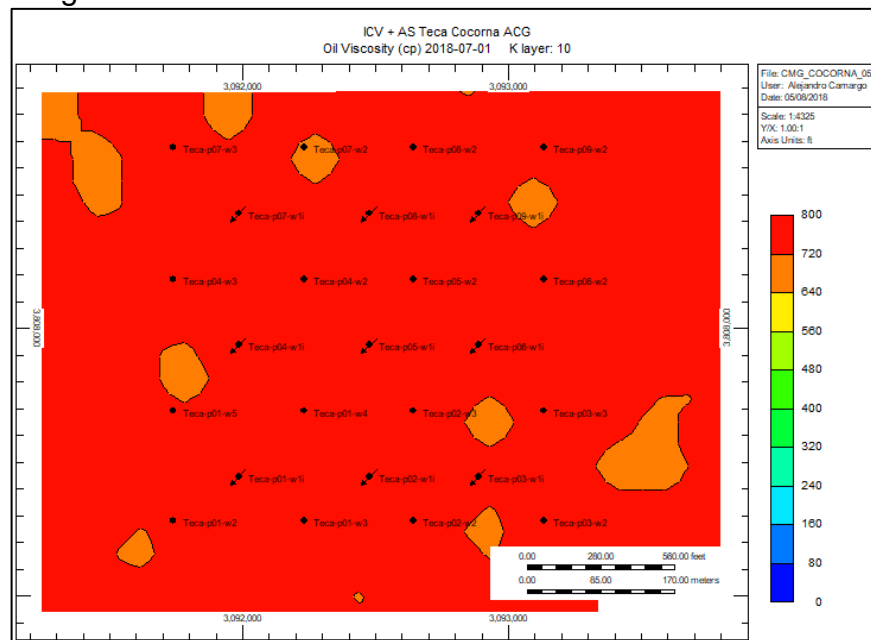
Fuente. Elaboración propia.

Acorde a los resultados obtenidos, se observa que al igual que en la inyección continua de vapor convencional y la inyección continua de vapor asistida por surfactante, se encuentran presentes los dos fenómenos asociados a la disminución de la densidad en un proceso de recobro térmico, los cuales son: la expansión del petróleo en el yacimiento y la destilación del petróleo in-situ, gracias a estos dos fenómenos el factor de recobro aumenta.

Gracias a la inyección de vapor, la densidad pasa del petróleo desde un valor de 60.1782 lb/ft³, hasta un valor de mínimo de 52.0959 lb/ft³.

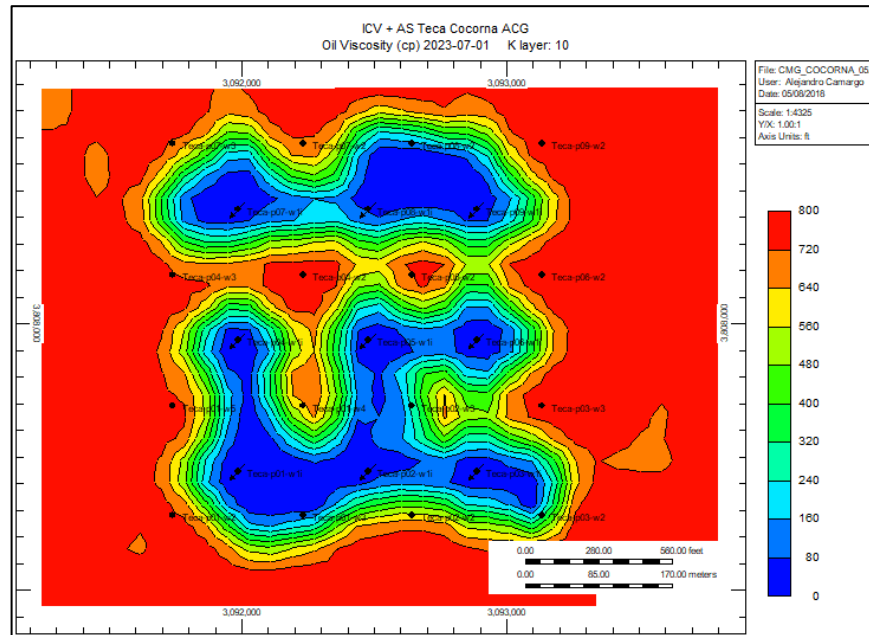
- **Viscosidad del petróleo.**

Figura 54. Viscosidad del petróleo (cP) al iniciar la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.



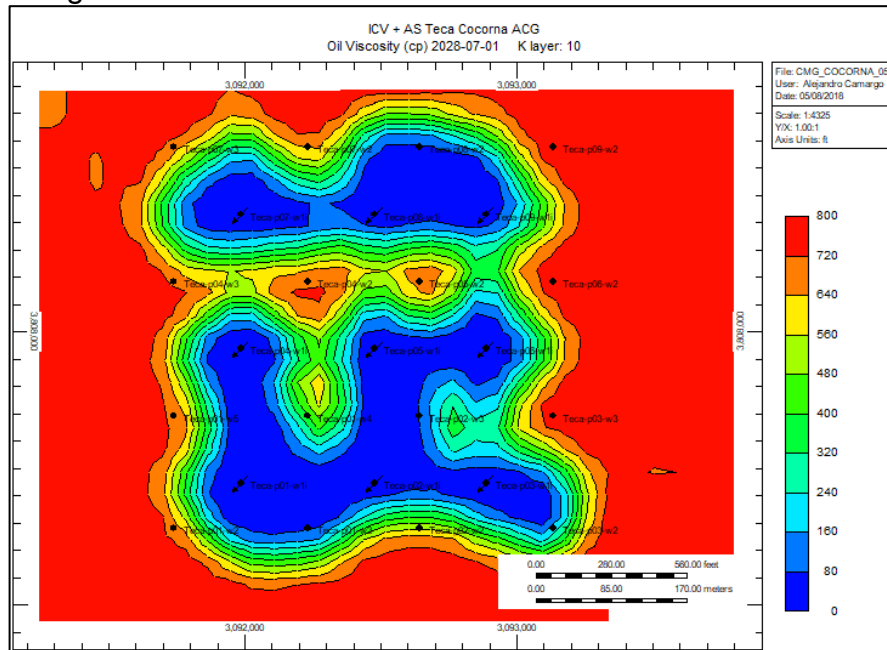
Fuente. Elaboración propia.

Figura 55. Viscosidad del petróleo (cP) al quinto año de simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.



Fuente. Elaboración propia.

Figura 56. Viscosidad del petróleo (cP) al final de la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.



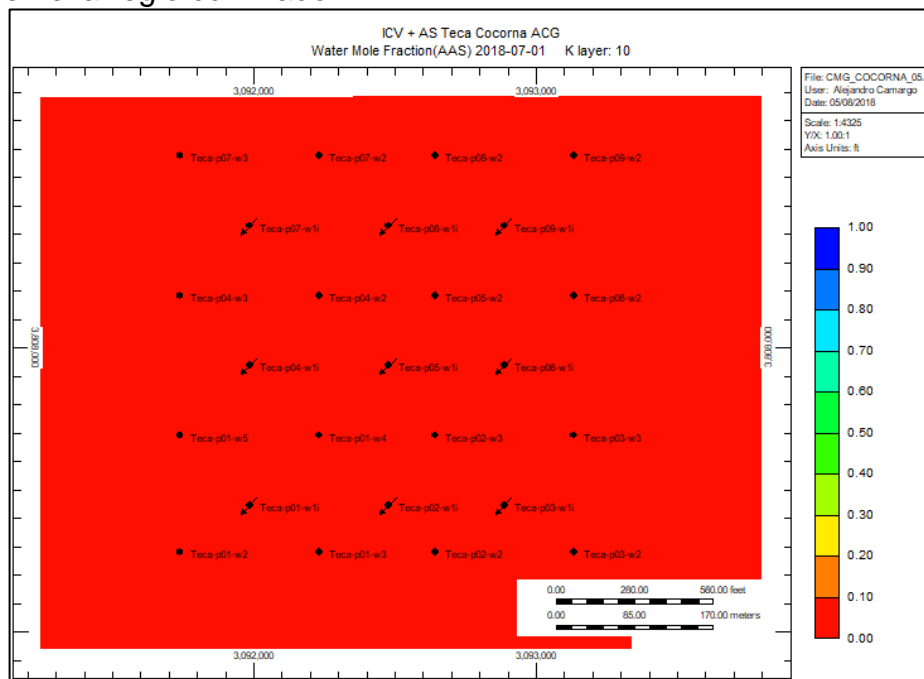
Fuente. Elaboración propia.

Al igual que en los escenarios anteriores, la inyección continua de vapor convencional y la inyección continua de vapor asistida por surfactante; se encuentra presente el fenómeno de la disminución de la viscosidad debido a la inyección del vapor en el yacimiento. Esto permite la reducción de la razón de movilidad, aumento de la eficiencia de desplazamiento y barrido volumétrico, con lo cual se logra un aumento en el factor de recobro.

La viscosidad del yacimiento pasa desde un valor original de 780 cp, hasta un valor mínimo de 2.480 cp. Esta variación abrupta de la viscosidad, demuestra que la viscosidad del petróleo del Campo Teca-Cocorná es sumamente susceptible a los aumentos de temperatura.

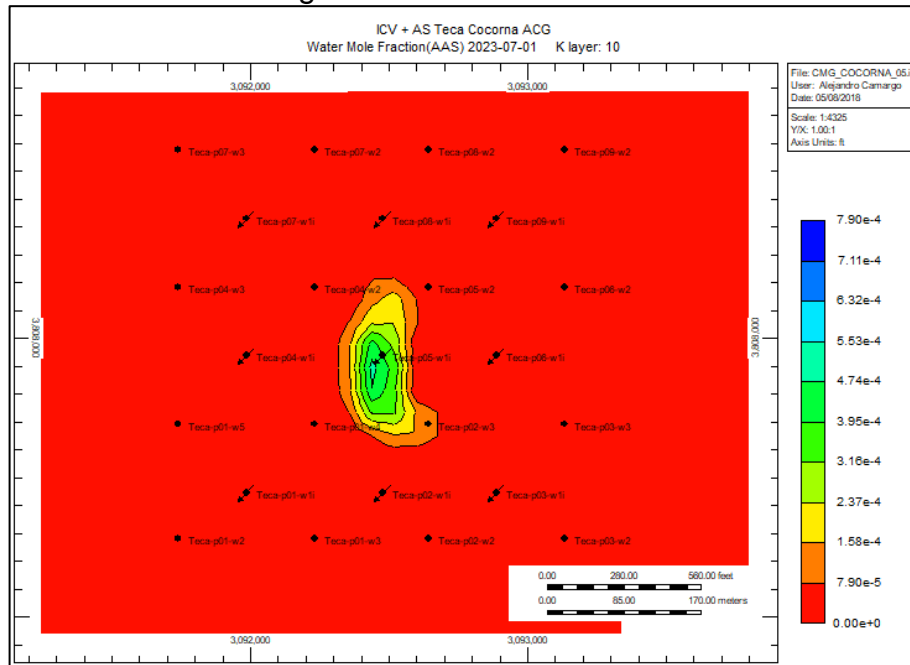
- **Fracción molar del agente tensoactivo.**

Figura 57. Fracción molar del agente tensoactivo al inicio de la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.



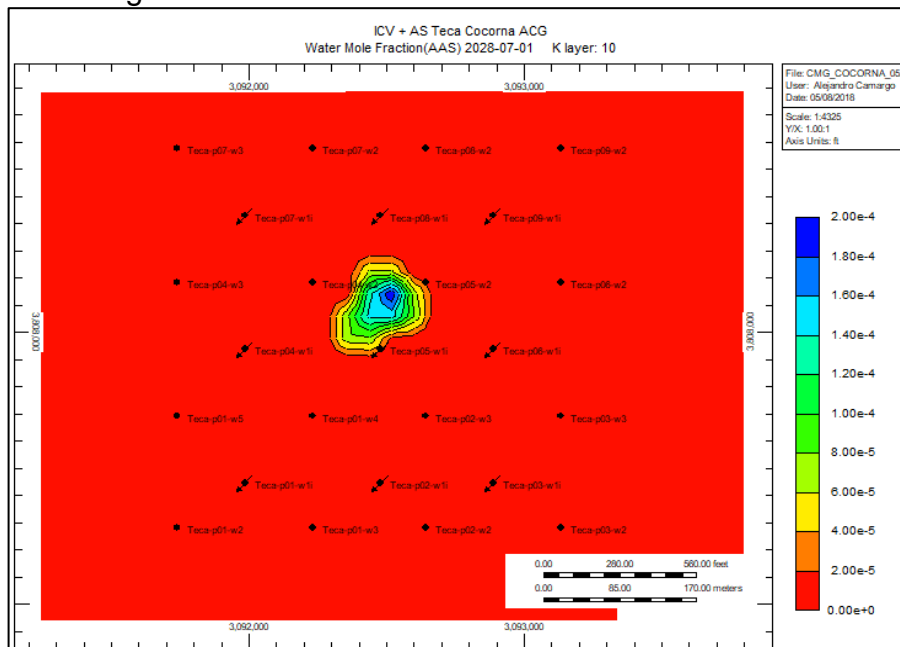
Fuente. Elaboración propia.

Figura 58. Fracción molar del agente tensoactivo al quinto año de la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.



Fuente. Elaboración propia.

Figura 59. Fracción molar del agente tensoactivo al final de la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.



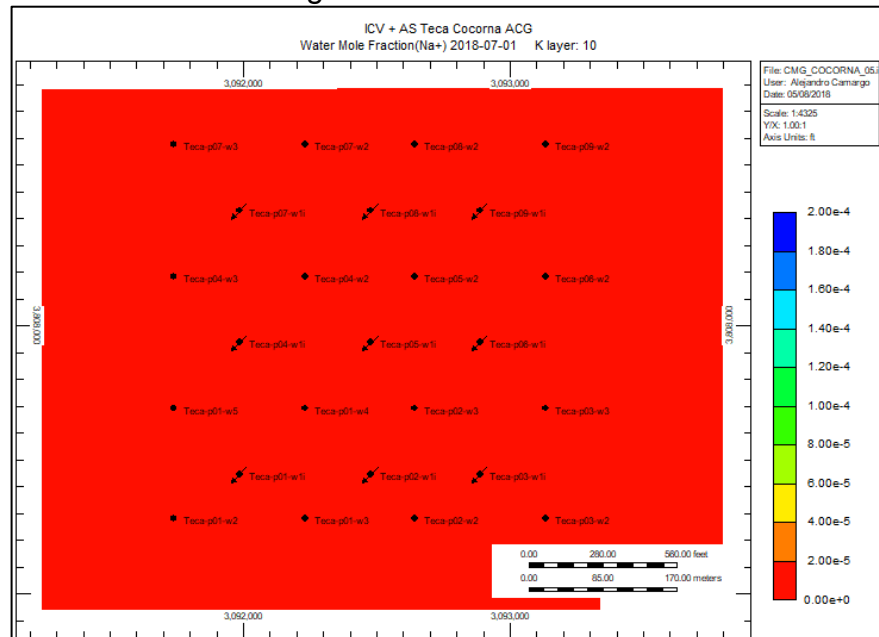
Fuente. Elaboración propia.

En las imágenes presentadas previamente, se ve cómo se va distribuyendo el agente tensoactivo a través del yacimiento, a medida que este se mueve, genera un efecto que permite disminuir la tensión interfacial en las diferentes zonas del yacimiento y consumiéndose para disminuir la adsorción del surfactante.

En las imágenes presentadas, se encuentran las fracciones molares globales del surfactante y el álcali. Como se mencionó anteriormente, el simulador únicamente permite realizar interpolaciones en función de un componente, por lo que, en el yacimiento, el agente tensoactivo se está “transformando” en surfactante, debido a las limitaciones que presenta el simulador, según indica la **reacción 1**.

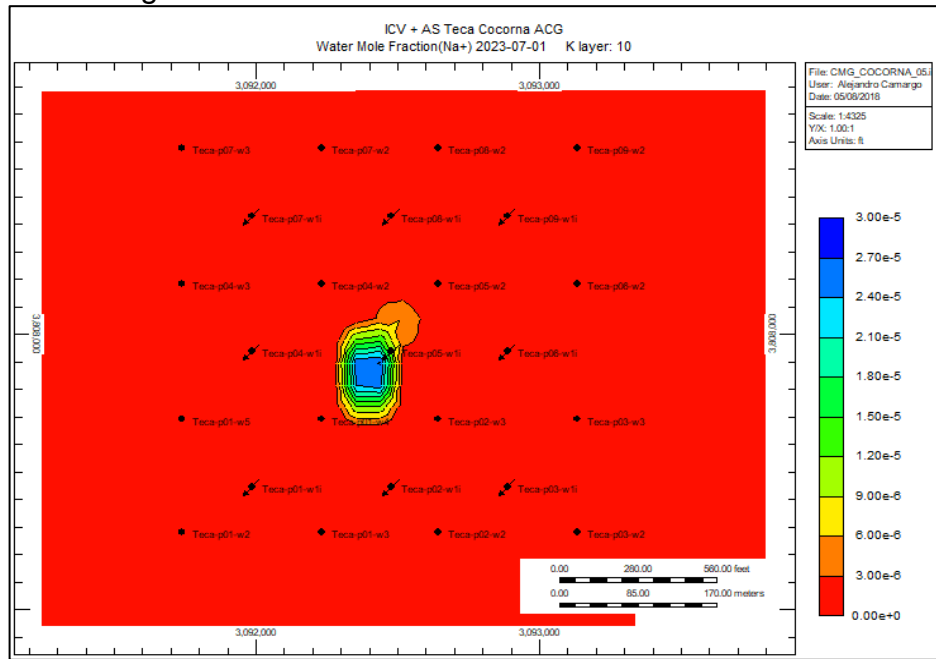
- **Fracción molar del ion sodio.**

Figura 60. Fracción molar del ion sodio al inicio de la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.



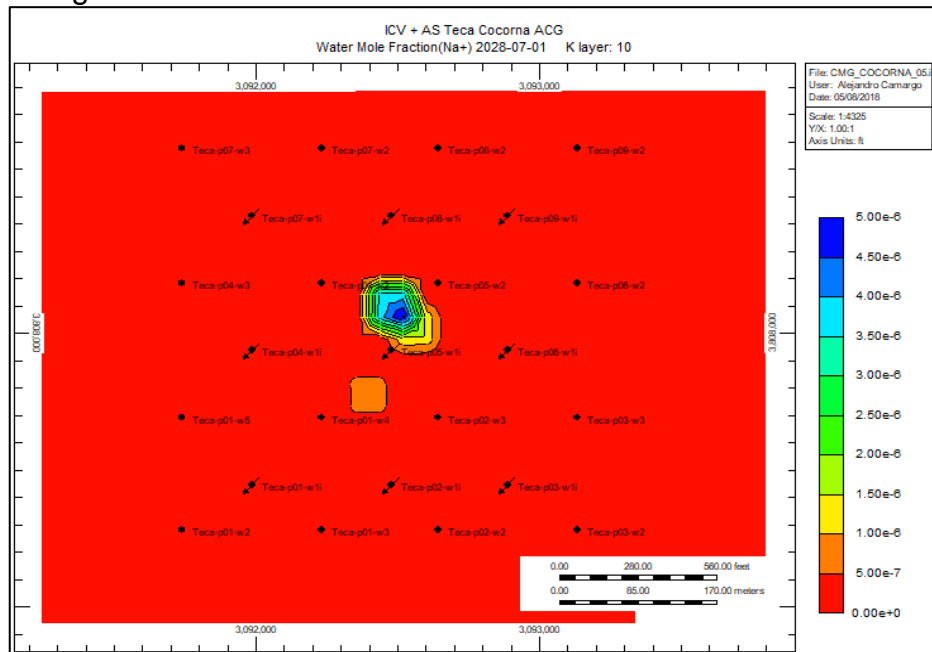
Fuente. Elaboración propia.

Figura 61. Fracción molar del ion sodio al quinto año de la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.



Fuente. Elaboración propia.

Figura 62. Fracción molar del ion sodio al final de la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado



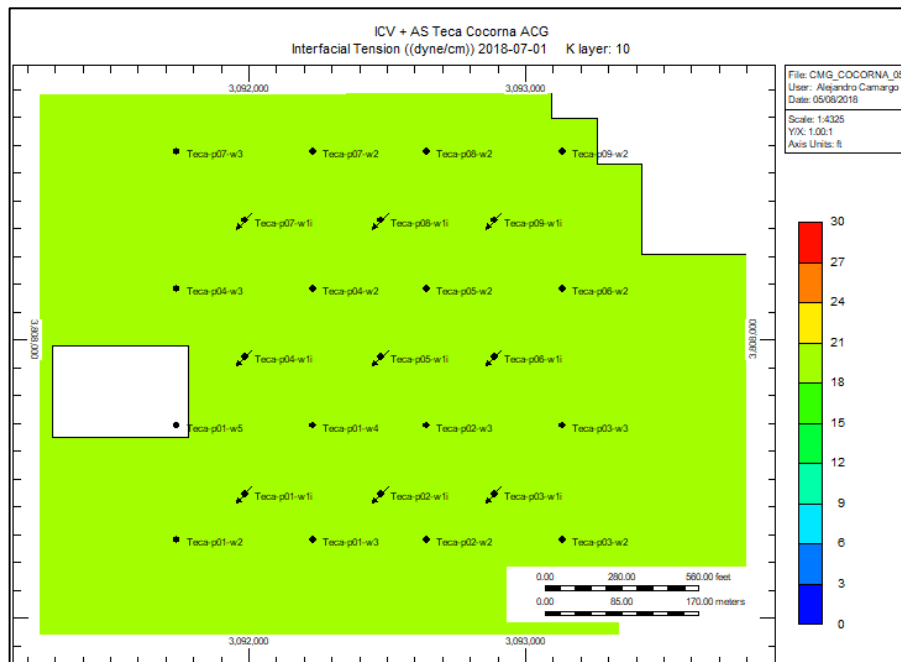
Fuente. Elaboración propia.

Las imágenes presentadas anteriormente, sirven para demostrar que la reacción química entre los ácidos orgánicos del crudo está tomando lugar; ya que uno de los productos de ésta, es la generación del ion sodio.

Se puede observar en las imágenes como este se propaga a través del yacimiento después del segundo año, que es donde se ha terminado la inyección de los agentes químicos.

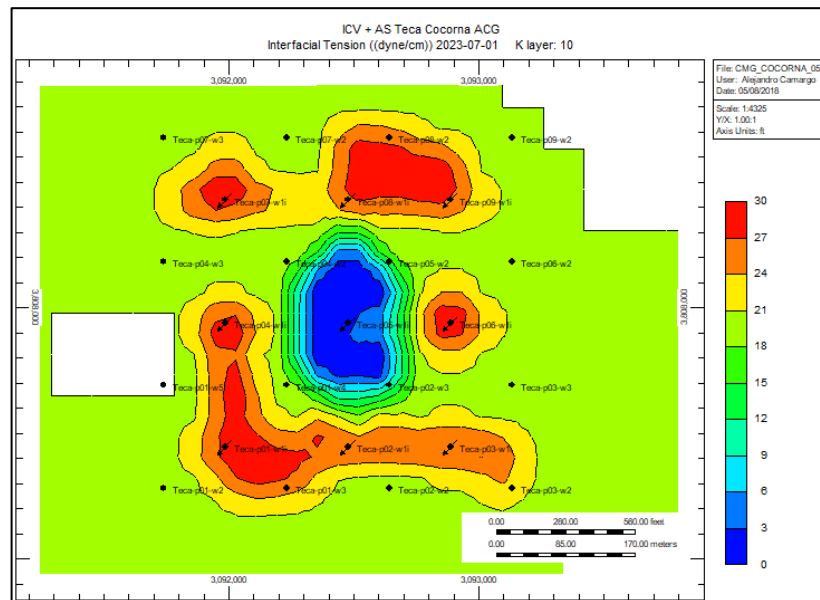
- **Tensión interfacial.**

Figura 63. Tensión interfacial (dina/cm) en el yacimiento al inicio de la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante.



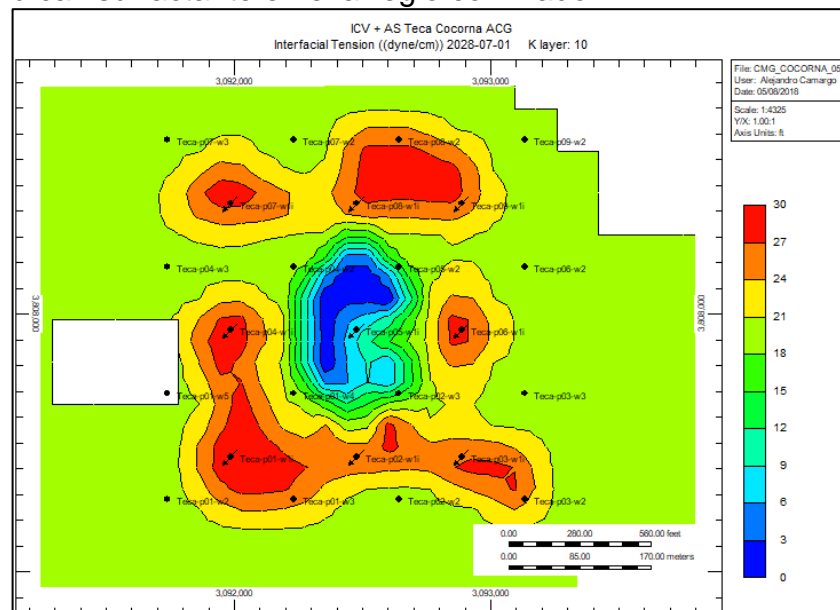
Fuente. Elaboración propia.

Figura 64. Tensión interfacial (dina/cm) en el yacimiento al quinto año de la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.



Fuente. Elaboración propia.

Figura 65. Temperatura en el yacimiento (dina/cm) al final de la simulación de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante en el arreglo confinado.



Fuente. Elaboración propia.

Este proceso genera una enorme disminución de la IFT, llevándola desde un valor original de 20.2230 dina/cm, hasta un valor mínimo de 0.1948 dina/cm. En comparación con la IFT mínima alcanzada por el surfactante, la generada en este escenario es mayor, esto se debe a que para lograr IFT ultrabajas cuando se inyecta álcali y surfactante paralelamente, se deben tener especial cuidado con las condiciones de salinidad óptima y concentraciones, y en estos resultados se puede apreciar una de las limitaciones de este trabajo al recrear este escenario como es la salinidad óptima del sistema. Aun así, el efecto generado de los químicos en conjunto es representativo.

3.4 COMPARACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS ÓPTIMOS EN FUNCIÓN DEL FACTOR DE RECObRO

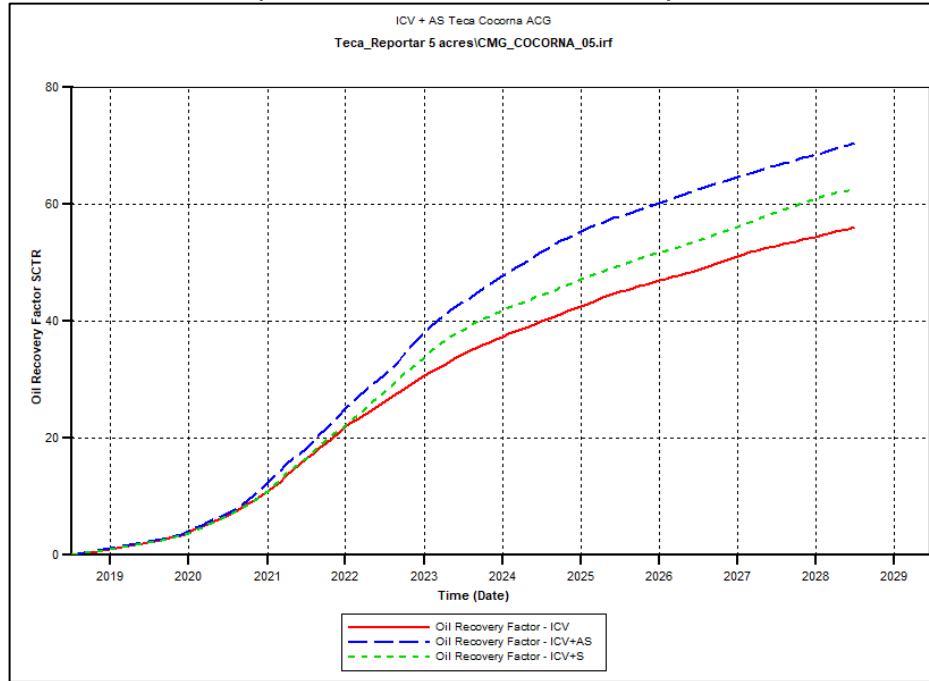
A continuación, se presentan los resultados obtenidos en cada uno de los procesos anteriormente recreados por medio de la simulación numérica.

Cuadro 70. Comparación de los escenarios óptimos.

Escenario	Factor de recobro (%)
Inyección continua de vapor convencional	56.091
Inyección continua de vapor asistida por surfactante	62.695
Inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante	70.599

Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 39. Comparación de los escenarios óptimos.



Fuente. Elaboración propia.

Podemos ver entonces que el mejor escenario técnicamente hablando sería el de inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante, ya que se ven representados los efectos de los tres componentes. Por un lado, la energía térmica aportada por el vapor, generando expansión de los fluidos, vaporización/destilación de los componentes volátiles del petróleo, los cuales son arrastrados por éste a los puntos de mayor densidad del petróleo, disminuyendo así su viscosidad, su razón de movilidad y aumentando por consiguiente la eficiencia de desplazamiento y barrido volumétrico. La acción del surfactante genera la reducción de la tensión interfacial de los fluidos y mejora la movilidad del vapor y el agente álcali disminuye la adsorción producida del surfactante, además de mejorar la eficiencia de barrido del vapor¹⁴².

Debido a que no se modeló los efectos de la salinidad, adsorción de surfactante-álcali en especial con las arcillas, a la limitación del simulador *STARS* en el modelamiento de la variación de IFT vs concentración de dos agentes químicos diferentes inyectados paralelamente y demás asunciones presentadas en este trabajo, el escenario presentado es optimista.

Se debe hacer la aclaración de se ha trabajado con la premisa de buscar los mejores escenarios en un ámbito netamente técnico a través de simulación, ya que hay

¹⁴² SHEDID Ali, Shedid y ABBAS A, El Abbas. Experimental Study Of Surfactant Alkaline Steam Flood Through Vertical Wells. 2000. SPE. Paper SPE 62562.

varias condiciones presentadas que deben ser analizadas de manera financiera para su análisis prospectivo de proyecto de implementación.

4. CONCLUSIONES

- El campo de estudio cumple con las condiciones petrofísicas y estructurales requeridas para la implementación de la inyección continua de vapor, inyección de surfactante, inyección de vapor asistido por surfactante e inyección continua de vapor asistido por álcali-surfactante.
- Los procesos térmicos dependen en gran medida a la continuidad lateral de la zona del yacimiento donde se realice la inyección, ya que de esta manera la expansión y la destilación del petróleo en el yacimiento será homogénea y el efecto deseado ocurrirá en mayor magnitud.
- La viscosidad de los crudos pesados es altamente sensible a las variaciones de temperatura, logrando disminuirla a valores donde su movilidad y desplazamiento se ven favorecidas.
- La inyección de agentes químicos como el surfactante y el álcali son capaces de generar condiciones de tensión interfacial entre el petróleo y agua bajas y ultrabajas (< 0.2 dina/cm), con lo que se logra un desplazamiento del petróleo mejorado y aumento de las reservas.
- A través de identificación y variación de los parámetros críticos de la inyección de vapor asistida por álcali-surfactante, se pueden identificar las condiciones requeridas para obtener los mayores beneficios en términos de recobro de la tecnología estudiada.
- Se ha logrado representar por medio de la simulación numérica, los mecanismos a través de los cuales se logra aumentar el recobro de petróleo debido al vapor, surfactante y agente álcali, además de la sinergia que se tiene al implementar de manera consecutiva estas tres metodologías estudiadas, dando así mayor factor de recobro que en la implementación de cada una por separado.
- La recreación de los escenarios de simulación en donde se inyectan varios aditivos químicos, se ve limitada por la complejidad de representación de su adsorción química con los compuestos minerales del reservorio y salinidad, además de las limitaciones propias del simulador al recrear variaciones de la tensión interfacial al tener dos químicos que la afecten paralelamente.

5. RECOMENDACIONES

- Determinar la viabilidad de la tecnología y los escenarios estudiados financieramente, ya que a pesar de cómo se mencionó anteriormente, la inyección continua de vapor asistida por álcali-surfactante es la mejor alternativa técnicamente hablando, no quiere decir que sea igualmente la mejor alternativa financiera.
- Realizar una búsqueda de información acerca del comportamiento de la presión capilar en el reservorio con el fin de realizar de manera más certera la descripción de los contactos de los fluidos, así como de los espesores de las zonas de petróleo, transición, agua y su distribución en el reservorio.
- Contar con información de producción del campo, la cual permitiría realizar un cotejo histórico y tener resultados más certeros al posibilitar la calibración respectiva del modelo estático.
- Debido a las limitaciones del simulador, no fue posible simular muchos efectos que generan los químicos en el yacimiento, como el efecto de la salinidad en los químicos y la presencia de dos componentes en los sets de interpolación para representar el cambio en la tensión interfacial. Por lo que sería recomendable trabajar con un simulador que permita este tipo de modelamientos en su interfaz como eclipse 100-300.
- Realizar previamente al trabajo de simulación, un estudio experimental donde se puedan obtener los datos de los fluidos y sus interacciones con el reservorio, los cuales permitan darle mayor validez e importancia a los resultados obtenidos por herramientas de análisis numérico.
- Realizar los análisis presentados en este trabajo para distintos tipos de aditivos químicos, con lo cual se abre la posibilidad de encontrar mejores efectos, características de resistencia térmica y adsorción, debido a la gran variación encontrada entre reservorios.
- Evaluar el uso de la tecnología estudiada junto con otras como pozos horizontales, polímeros y solventes, con lo cual se podría favorecer la extracción de hidrocarburos.
- Evaluar el uso de la tecnología propuesta en reservorios de carbonato.
- Investigar en mayor medida la interacción de los químicos con la mineralogía del reservorio.

BIBLIOGRAFÍA

- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS Información Geológica y Geofísica. Estudios Integrados y Modelamientos. Poster Técnicos tipo I. 2009.
- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica del a digitalización de núcleos. Cuenca Valle Medio del Magdalena. 2012.
- ALAPE, C. Y Chavarro, N. Viabilidad técnica de la Implementación de la Inyección cíclica de Vapor Mejorado con Solventes como Método de Recobro Terciario de Crudo Pesado en un Campo de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Fundación Universidad de América: Bogotá D.C., Colombia, 2003. Anexo Corridas de Simulación.
- ALMANZA, Carlos y REYES, Dayane. Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor modificada con álcali/surfactante/polímero como método de recobro mejorado para crudos pesados mediante simulación numérica. Ingenieros de petróleos. Bogotá D.C. Universidad de América. 2014.
- Alvarado, Douglas A.; Bánzer S. Carlos; Mora Rincón, Dr. Adafel C. Recuperación Térmica de Petróleo. Maracaibo. Universidad de Zulia. 2004.
- ANH. Esquema de Ordenamiento Territorial del Municipio de Guadalupe. Guadalupe, 2008.
- ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, Cuenca del Valle Medio del Magdalena. 2012. Bogotá D.C.
- ASTROS, I., y TRUJILLO, A. Estudio de la Viabilidad Técnica para la Implementación de la Inyección Alternada Agua-Gas Combinada con la Inyección de Químicos en un Campo de Crudo Mediano en Colombia. Universidad de América, Bogotá, Colombia. 2013. Anexo Casos.Dat
- AUREL, Carcoana. Enhanced Oil Recovery Methods. Applied Enhanced Oil Recovery. New Jersey. 1992.
- AZIZ, Khalid y SETTARI, Antonín. Petroleum reservoir simulation. What's a computer model. Londres. 1979.
- CABALLERO, Victor; PARRA, Mauricio y BOHORQUÉZ, Andres. Levantamiento de la Cordillera Oriental de Colombia durante el Eoceno Tardío-Oligoceno Temprano: Proveniencia sedimentaria en el Sinclinal de Nuevo Mundo, Cuenca Valle Medio del Magdalena. Boletín de Geología. 2010.

CALLAGHAN, I.C et al. Identification of crude components responsible for foaming. Abril 1985, (SPE 12342).

Cengel, Yunus A. Transferencia de Calor y Masa un Enfoque Práctico. México D.F. McGraw-Hill Interamericana. 2007.

Chekhonin, Evgeny; Parshini, Anton; Pissarenko, Dimitri; Popov, Yury; Romushkevich, Raisa; Safonov, Sergey; Spasennykh, Mikhail; Chertenkov, Mikhail V.; Stenin, Vladimir P. Cuando las Rocas se Calientan: Las Propiedades Térmicas de las Rocas Yacimiento. Moscú. Lukoil. 2013.

CMG Ltd STARS User's Guide. Version 2011.

COSSÉ, René. Basic of reservoir engineering. Secondary and Enhanced oil Recovery. Paris. 1993.

Dennis Denney. Enhanced Oil Recovery by Alkaline/Surfactant flooding. 2007.

DONALDSON C, Erle; CHILINGARIAN V, George y YEN FU, Teh. Enhanced oil Recovery, II processes and operations. Steamflooding for Enhanced oil Recovery. New York. 1989.

ECCL. Laboratorio de Conductividad Térmica. Bogotá D.C. Universidad ECCL. 2014

ECOPETROL S.A. Oportunidades visualizadas Campos Teca - Cocorná superintendencia de yacimientos. Bogotá D.C. 2010.

FANCHI R., John. Introduction to reservoir management. Principles of Applied Reservoir simulation. 3ed. Burlington. 2006.

GREEN, Don W; WILLHITE, P. Enhanced Oil Recovery. Surfactants. Texas. 1998. p. 2. ISBN 1-55563-077-4.

Guo, Kun; Li, Hailong; Zhinxin, Yu. In-Situ Heavy and Extra-Heavy Oil Recovery: A Review. University of Stavanger. Stavanger. 2016.

HAMA, Mariwan Qadir. Updated screening criteria for Steam flooding based on oil field projects data. 2014

INSTITUTO COLOMBIANO DE GEOLOGÍA Y MINERÍA. Cartografía geológica y muestreo geoquímico escala 1:100000 de la plancha 150 – cimitarra VMM. Bogotá. Diciembre 2008.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado, y otros trabajos de

investigación. NTC 1486. Sexta actualización, 1 ed. Bogotá: ICONTEC, 2008, 33 p.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. 1 ed. Bogotá: El instituto, 2008. 38 p.

_____, Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. 1 ed. Bogotá: El instituto, 2008. 23 p.

ISAACS, E, et al. Investigation of Foam Stability in Porous Media at Elevated Temperatures. Albata Research Council. 1998, (Paper SPE 15647).

Karnananda, Wimpy., et al. Effect of temperature, pressure, salinity, and surfactant concentration on IFF for surfactant flooding optimization. Saudi Society for Geosciences 2012. 2012.

KEIJSER, P. P., et al. Application of Steam Foam in the Tia Juana Field, Venezuela: Laboratory Tests and Field Results. Koninklijke/Shell E&P Laboratorium. 1986, (Paper SPE 14905)

LAKE W, Larry. Enhanced Oil Recovery. Case History. New Jersey. 1989.

MAINI, B. y BATYCKY, J. Effect of Temperature on Heavy-Oil/Water Relative Permeabilities in Horizontally and Vertically Drilled Core Plugs. Petroleum Recovery Institute. 1985, (Paper SPE 12115).

MEHDIZADEH, A. and HANDY, L. Further Investigation of High-Temperature Alkaline Floods. U. of Southern California, USA: 1989, (Paper SPE 154256).

MOJICA, Jairo y FRANCO, Ricardo. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena, Colombia. 1990.

PACHECO, Paula; CARDONA, Agustín y CORTÉS, Farid. Caracterización composicional y de capacidad de almacenamiento en muestras de superficie de las formaciones Conejo y La Luna (Valle Medio del Magdalena y Cordillera Oriental): Implicaciones para la evaluación del shale gas cretácico en Colombia. 2014.

PARIS, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2da ed. 2001.

PINEDA SÁENZ, Miguel Adrián y SANG LÓPEZ, Hernando Miguel. Evaluación para la Implementación de la Tecnología Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD) en el Campo Cocorná del Valle Medio del Magdalena. Bogotá D.C.: 2014.

Fundación Universidad de América. Departamento de ingenierías. Programa de ingeniería de petróleos. 2012.

PULIDO, Orlando; ULLOA, Carlos y RODRIGUEZ, Erasmo. Relaciones Estratigráficas entre el Jurásico y el Cretácico de la Cordillera de los Cobardes. Bogotá D.C., 1986.

Robertson, Eugene C. Thermal Properties of Rocks. Reston. United States Department of the Interior Geological Survey. 1988.

Rodríguez Marcano, Gleydis Chiquinquirá; Armas González, Francisco José. Determinación de la Longitud de Calentamiento en la Aplicación de la Técnica sw-sagd al Yacimiento MFB-15. Maracaibo. Universidad de Zulia. 2012.

ROPAIN OROZCO, Lina María y USECHE HERNÁNDEZ, Mauricio. Evaluación integrada de Yacimientos del Campo Cocorná. Trabajo de grado. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América. Departamento de Ingenierías. Programa de Ingeniería de Petróleos, 1999. Anexos estructurales.

RUSSELL, Johns, *et al.* Defining Enhanced Oil Recovery. En: Fundamentals Of Enhanced Oil Recovery. Richardson. 2014.

SALAGER, Louis. Surfactant Types and Uses. Mérida, Venezuela. Universidad de los Andes. 2002.

SANDERSEN BÜLOW, Sara. Enhanced Oil Recovery with Surfactant Flooding. Doctorado. Kongens Lyngby. Technical University of Denmark. 2012.

SARATHI S, Partha y OLSEN K, David. Practical Aspects of Steam Injection Processes A Handbook for Independent Operators. Criteria for evaluating Steam Injection Prospects. Bartlesville. 1992.

SARMIENTO, Gustavo y PUENTES, Javier. Evolución Geológica y Estratigráfica del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena.

SCHRAMM L, Laurier. Surfactants: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry.

SHEDID, Al Shedid y ABBAS, El Abbas. Experimental Study of Surfactant Alkaline Steam Flood Through Vertical Wells. SPE 62562. 2000.

Sheng, James. Enhanced Oil Recovery Field Case Studies. Houston. The Pennsylvania State University. 2013.

SMITH, James T y COBB, William M. Mechanism of immiscible fluid displacement. Waterflooding. 1997.

SOMERTON, W. Thermal Properties and Temperature-Related Behavior of Rock-Fluid Systems. Amsterdam, Netherlands: 1992.

Speight, James G. Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands. Houston. Gulf Publishing Company. 2009.

TRIGOS, E.M. *et al.* Study of Success Factors in Continuous Steam Injection: Field Case, Colombian Middle Magdalena Basin. SPE INTERNATIONAL: Port of Spain., Trinidad y Tobago. 2012.

UNIVERSITETET I STAVANGER. Tech-drilling-FractureGrad.ppt. [En línea] Disponible en internet <https://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0CCcQFjAB&url=http%3A%2F%2Fwww1.uis.no%2FFag%2FLearningspace_kurs%2FPetBachelor%2Fwebpage%2Ftech%255Cdrilling%255CFractureGrad.ppt&ei=JNDTU7ONKca58gG8toDoAQ&usg=AFQjCNFwKO3sQpx_SdV8hUBilnUcjMhBUQ> Documento en ppt. [Citado en 9 de marzo del 2018]

V.M. Ziegler, SPE, Chevron Oil Field Research Co. Laboratory Investigation of High-Temperature Surfactant Flooding. 1988.

VAN QUY, N. Y LABRID, J. A Numerical Study of Chemical Flooding – Comparison with Experiments. Inst. Francais du Pétrole. 1983.

ZHANG, Jin. Surfactant Adsorption Investigation in Ultra-Lower Permeable Rocks. University of North Dakota, USA: 2016, (Paper SPE 180214-MS).

ZIEGLER, V. M. Laboratory Investigation of High-Temperature Surfactant Flooding. Chevron Oil Field Research Co. 1988, (Paper SPE 13071)

ANEXOS

ANEXO A RESULTADOS DE SIMULACIÓN PARA LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

A continuación, se presentan las gráficas correspondientes a las sensibilizaciones del proceso de inyección continua de vapor, con los resultados del escenario óptimo seleccionado.

Tasa inicial de inyección: En todas las gráficas para esta variable, el color de cada línea corresponde a: La línea de color azul oscura corresponde a una tasa de inyección de 500 Bbl/día, la línea de color morada corresponde a una tasa de inyección de 400 Bbl/día, la línea de color verde corresponde a una tasa de inyección de 300 Bbl/día, la línea de color azul corresponde a una tasa de inyección de 200 Bbl/día y finalmente, la línea de color rojo corresponde a una tasa de inyección de 100 Bbl/día.

Gráfico A1. Petróleo acumulado.

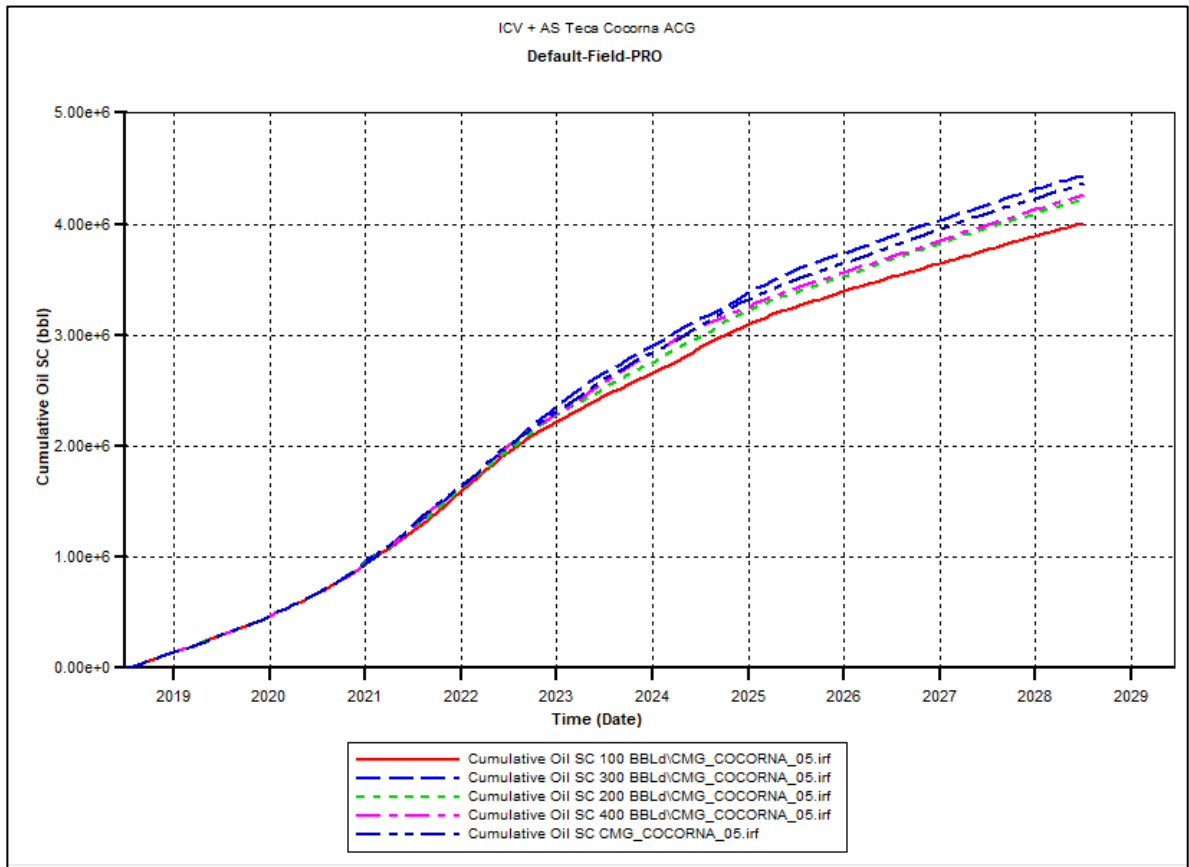


Gráfico A2. Factor de recobro.

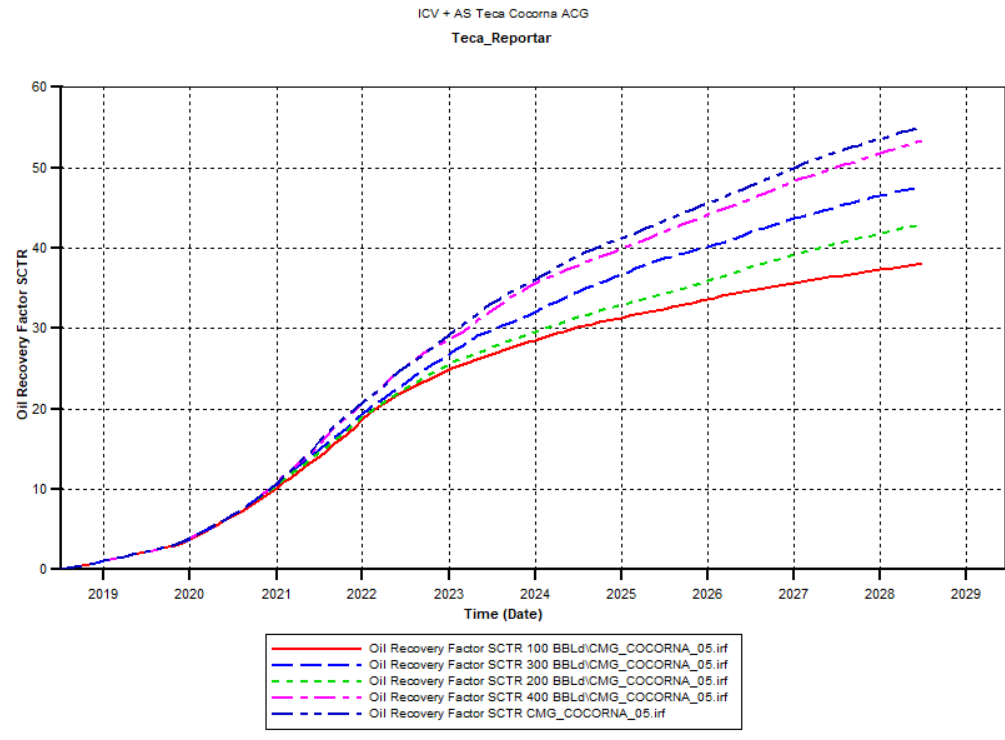


Gráfico A3. Tasa de petróleo.

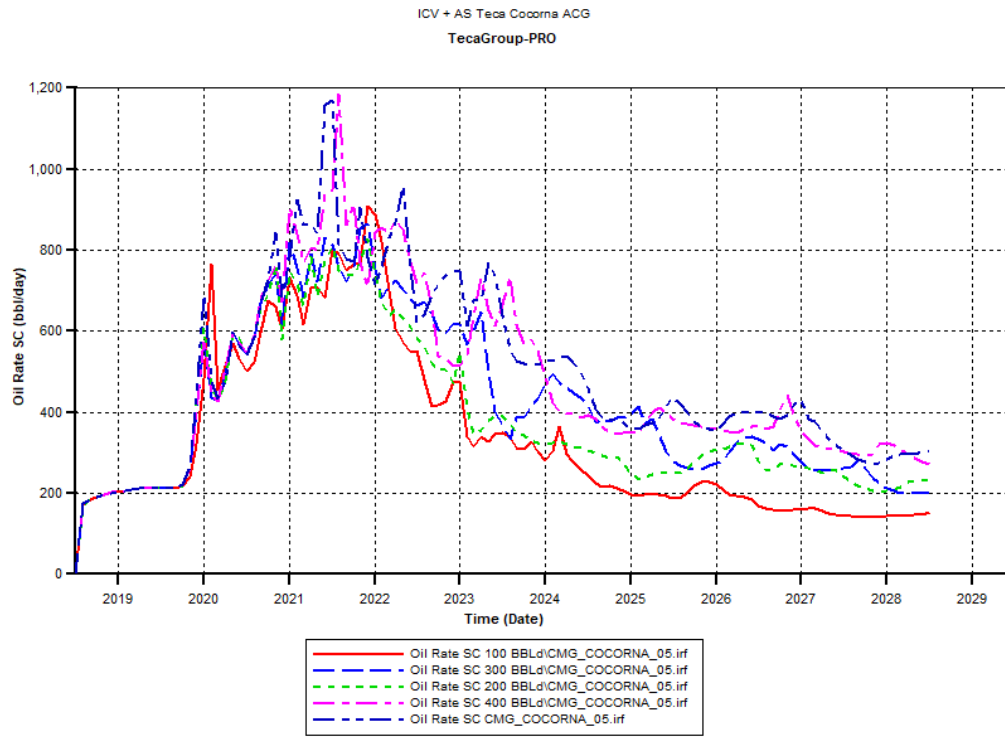
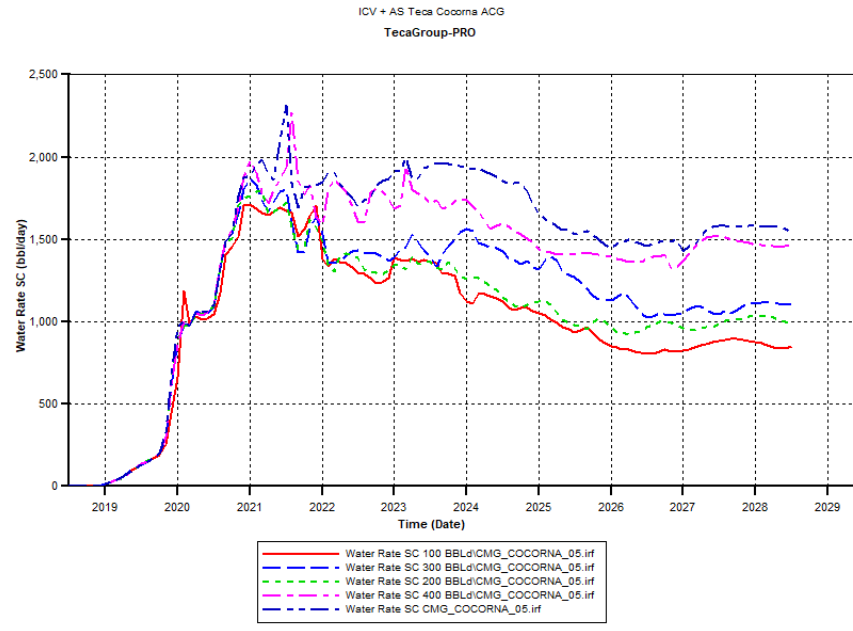


Gráfico A4. Tasa diaria de agua en los pozos productores.



Calidad de vapor: En todas las gráficas para esta variable, el color de cada línea corresponde a: La línea de color morada corresponde a una calidad de vapor del 90%, la línea de color verde corresponde a una calidad de vapor del 80%, la línea de color azul corresponde a una calidad de vapor del 70% y finalmente, la línea de color rojo corresponde a una calidad de vapor del 60%.

Gráfico A5. Petróleo acumulado.

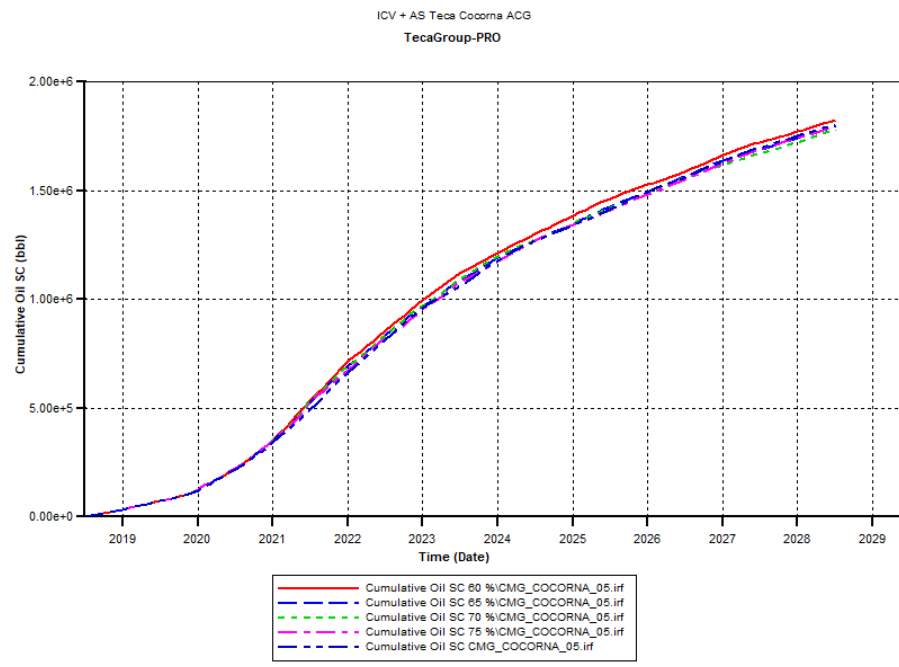


Gráfico A6. Factor de recobro.

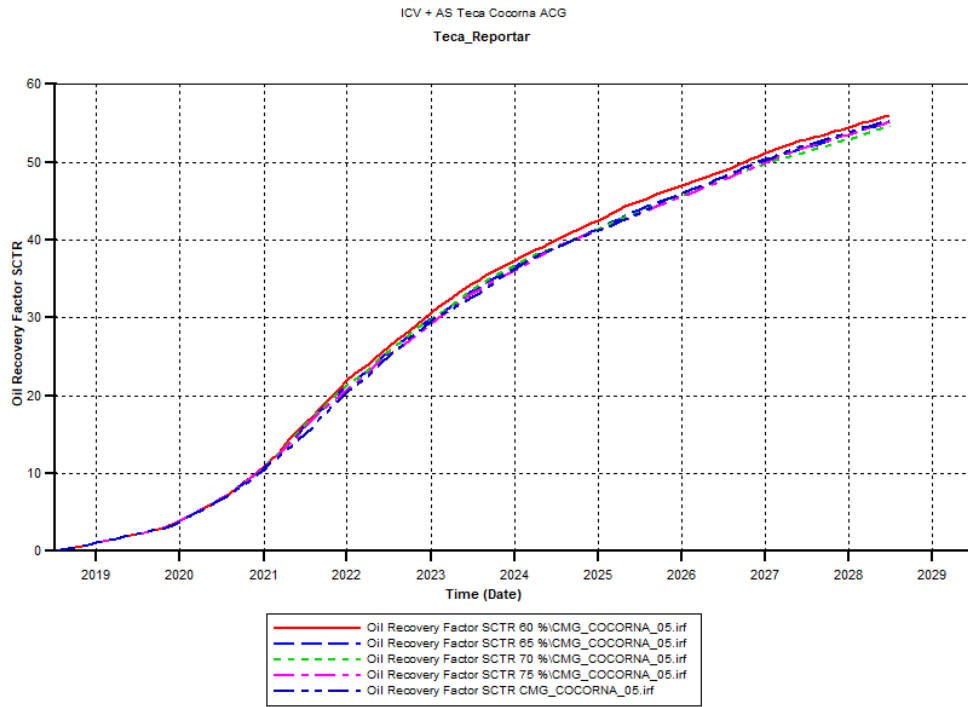


Gráfico A7. Tasa de petróleo

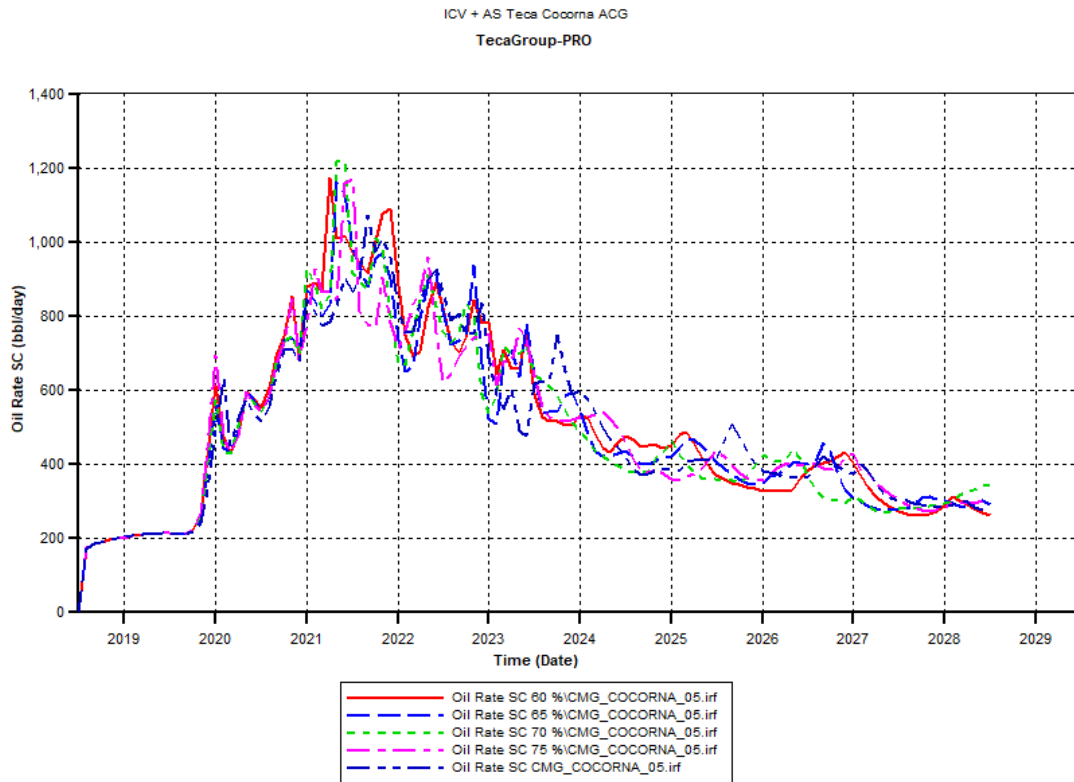
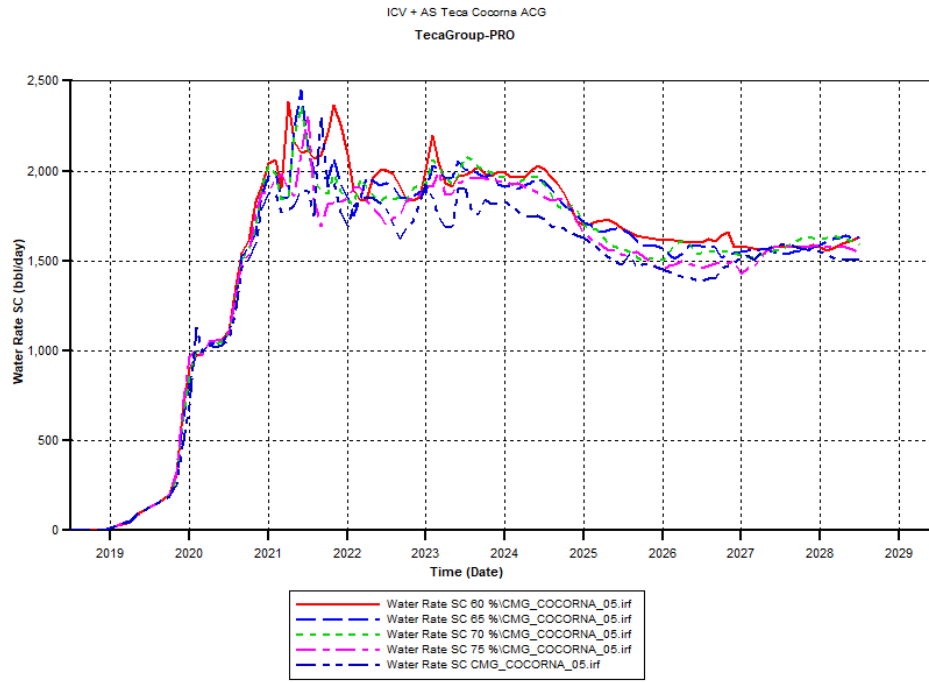


Gráfico A8. Tasa diaria de agua en los pozos productores.



Intervalo abierto al flujo: En todas las gráficas para esta variable, el color de cada línea corresponde a: La línea de color morada corresponde a un intervalo abierto al flujo del 100%, la línea de color verde corresponde a un intervalo abierto al flujo del 75%, la línea de color azul corresponde a un intervalo abierto al flujo del 50% y finalmente, la línea de color rojo corresponde a un intervalo abierto al flujo del 25%.

Gráfico A9. Petróleo acumulado.

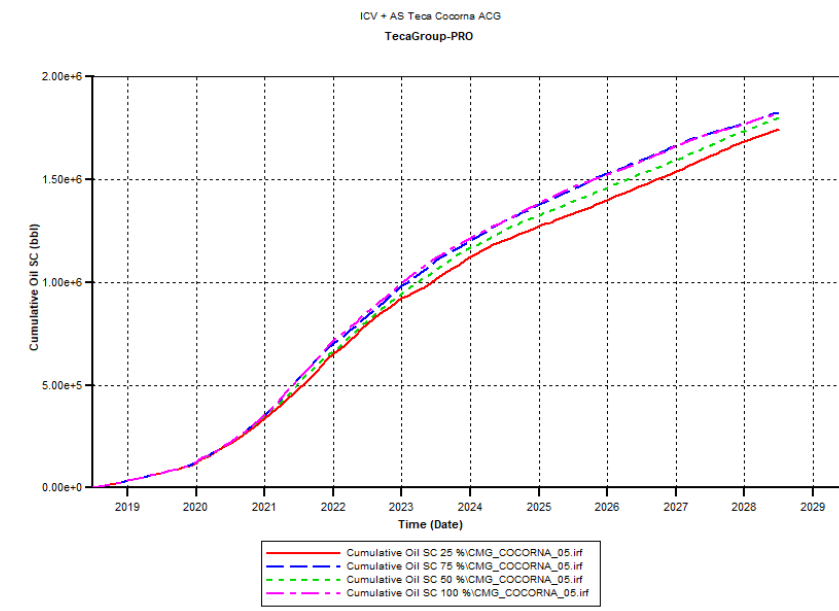


Gráfico A10. Factor de recobro.

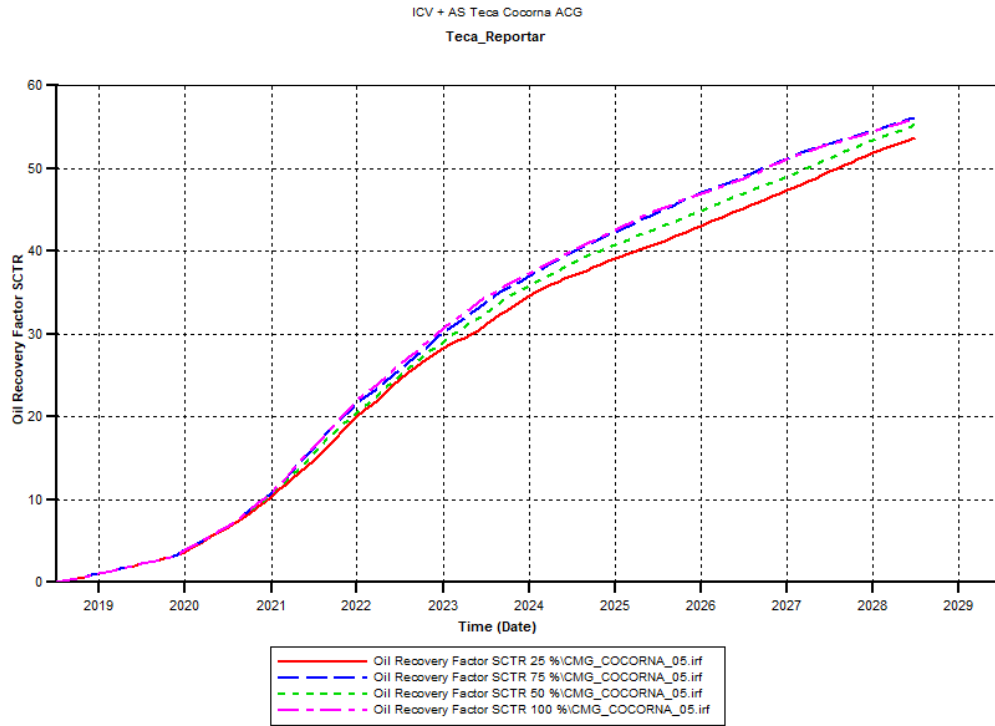


Gráfico A11. Tasa de petróleo.

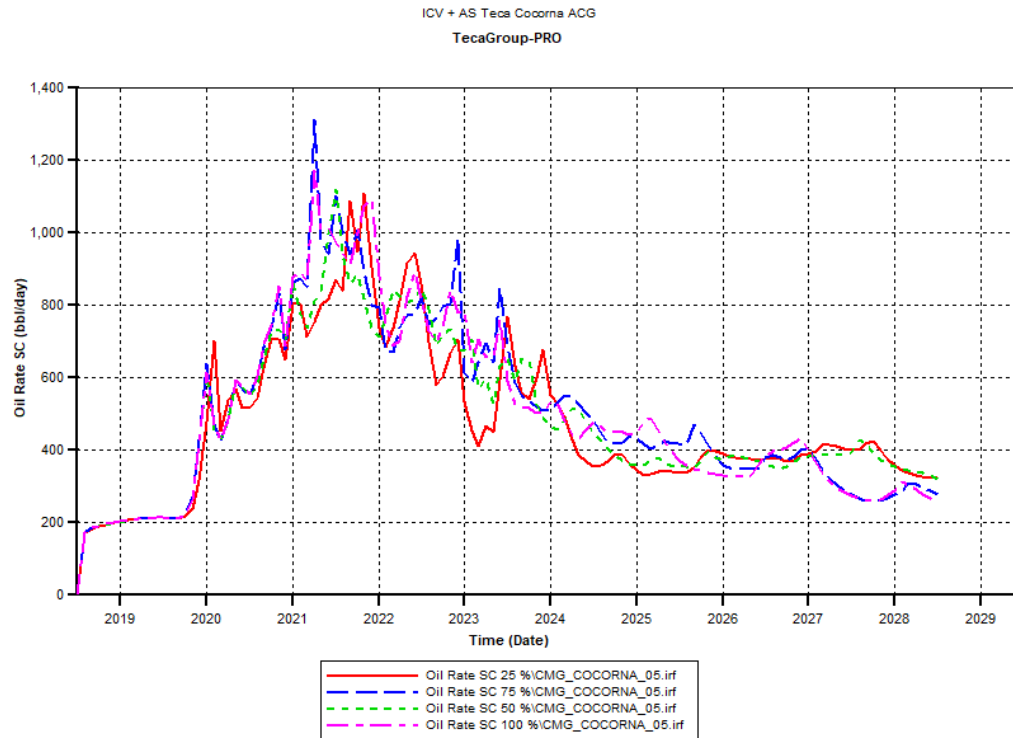
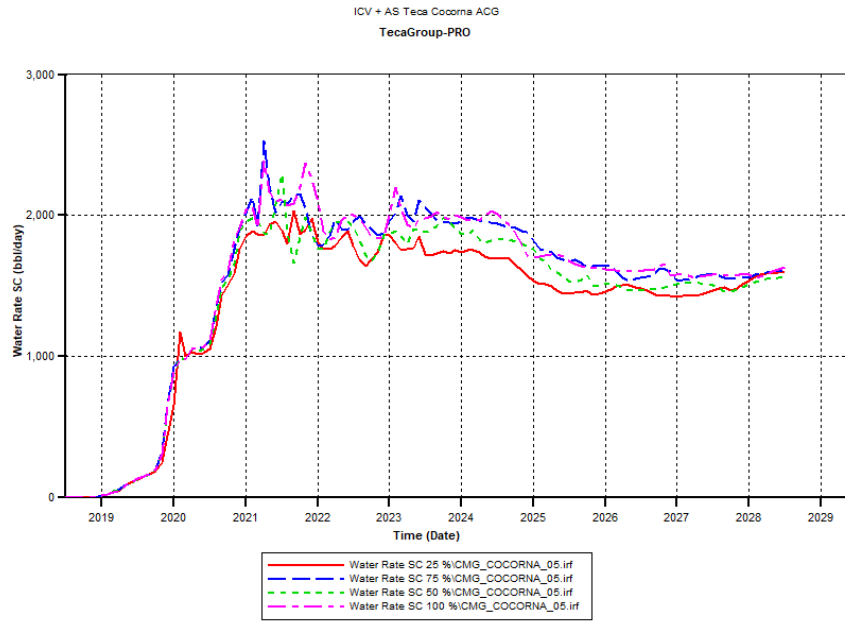


Gráfico A12. Tasa diaria de agua en los pozos productores.



Variación de la tasa inicial de inyección después de dos años: En todas las gráficas para esta variable, el color de cada línea corresponde a: La línea de color roja corresponde a una variación del 0%, la línea de color azul corresponde a una variación del 30%, la línea de color verde corresponde a una variación del 40%, la línea de color morada corresponde a una variación del 50% y finalmente, la línea de color azul oscura corresponde a una variación del 60%.

Gráfico A13. Petróleo Acumulado.

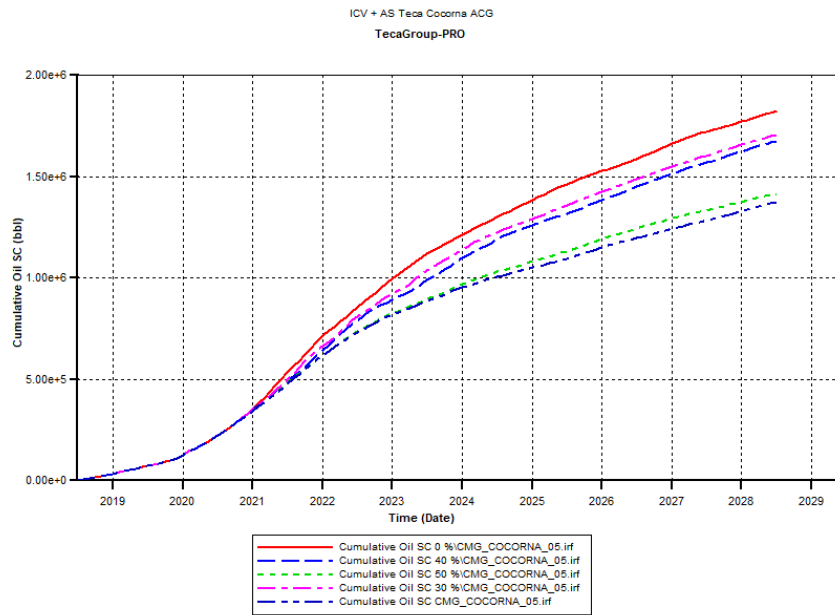


Gráfico A14. Factor de recobro.

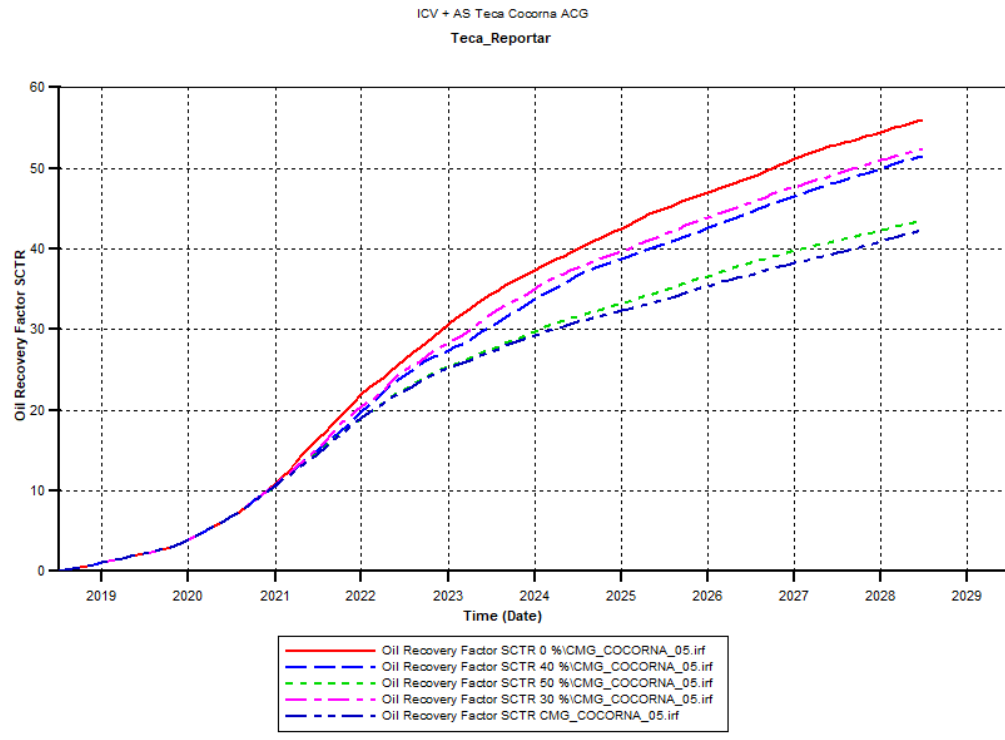


Gráfico A15. Tasa de petróleo.

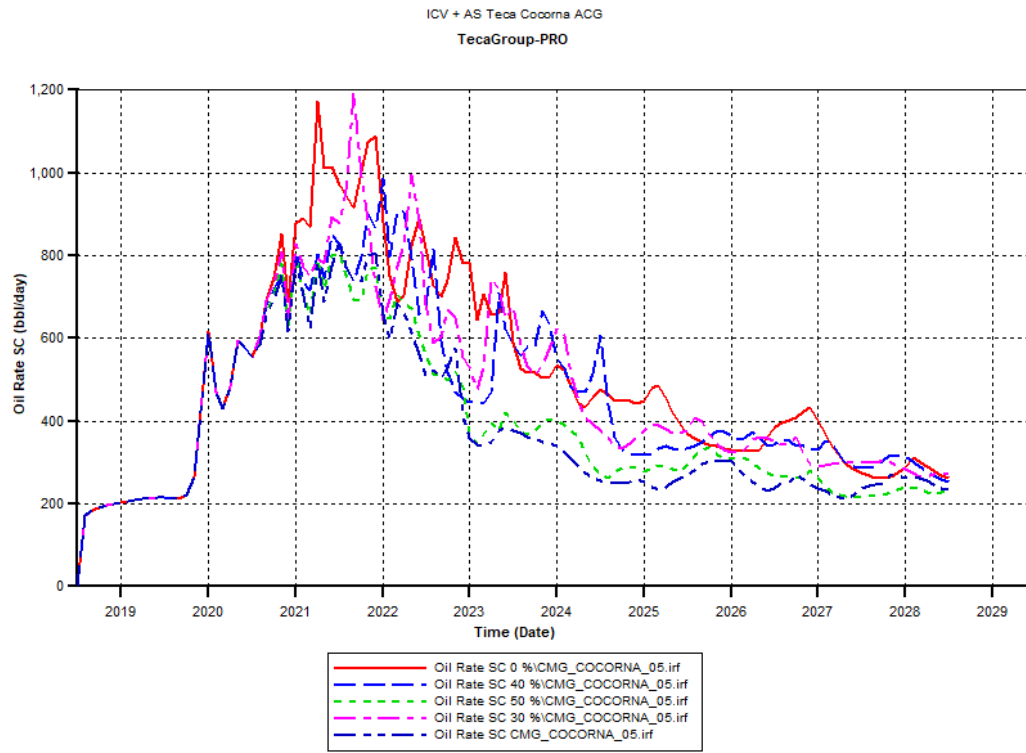
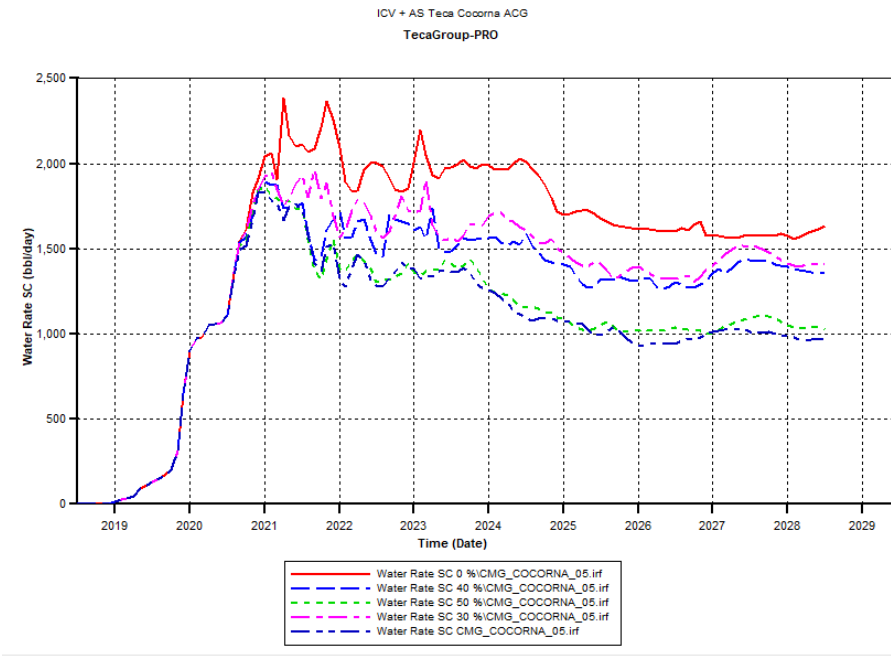


Gráfico A16. Tasa diaria de agua en los pozos productores.



Área del patrón: En todas las gráficas para esta variable, el color de cada línea corresponde a: La línea de color roja corresponde a un patrón que posee un área de cinco acres, la línea de color azul corresponde a un patrón que posee un área de diez acres y finalmente, la línea de color verde corresponde a un patrón que corresponde a un área de quince acres.

Gráfico A17. Petróleo acumulado.

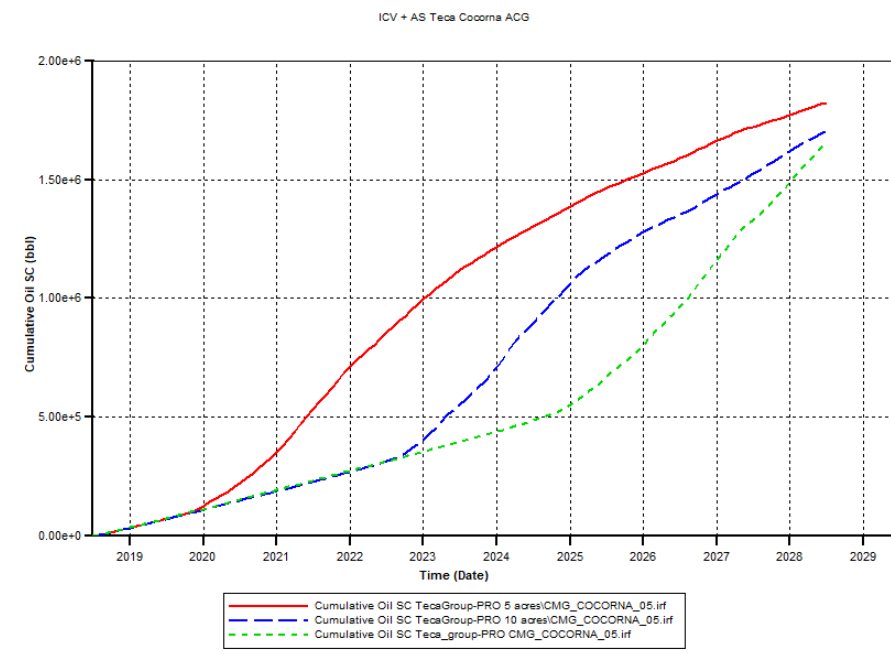


Gráfico A18. Factor de recobro.

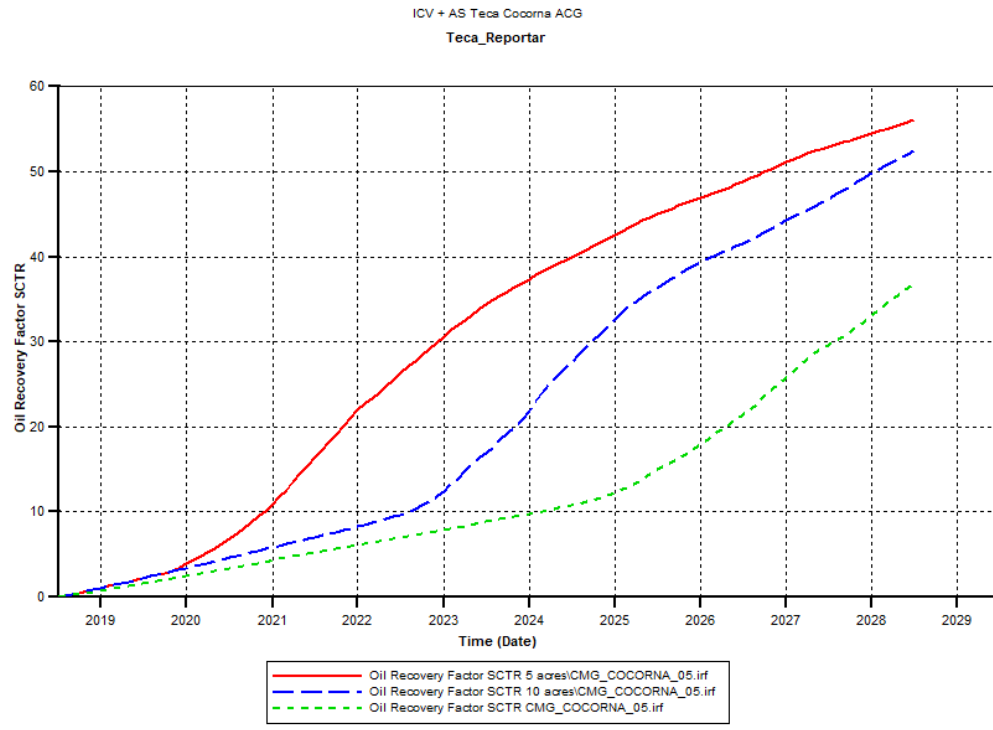


Gráfico A19. Tasa de petróleo.

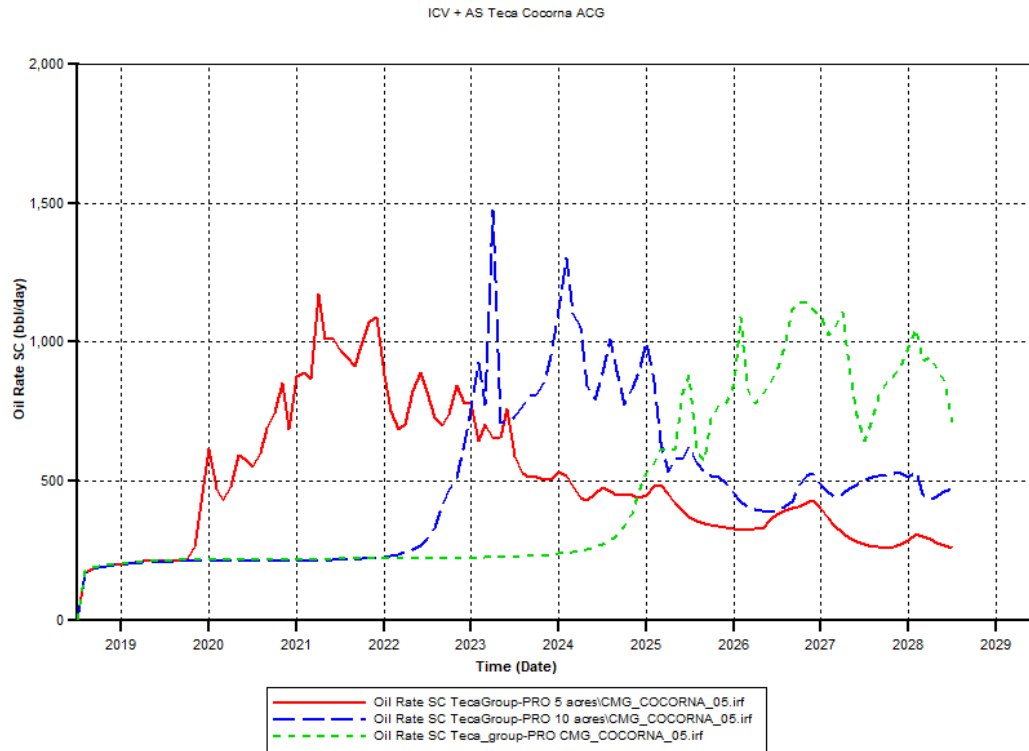
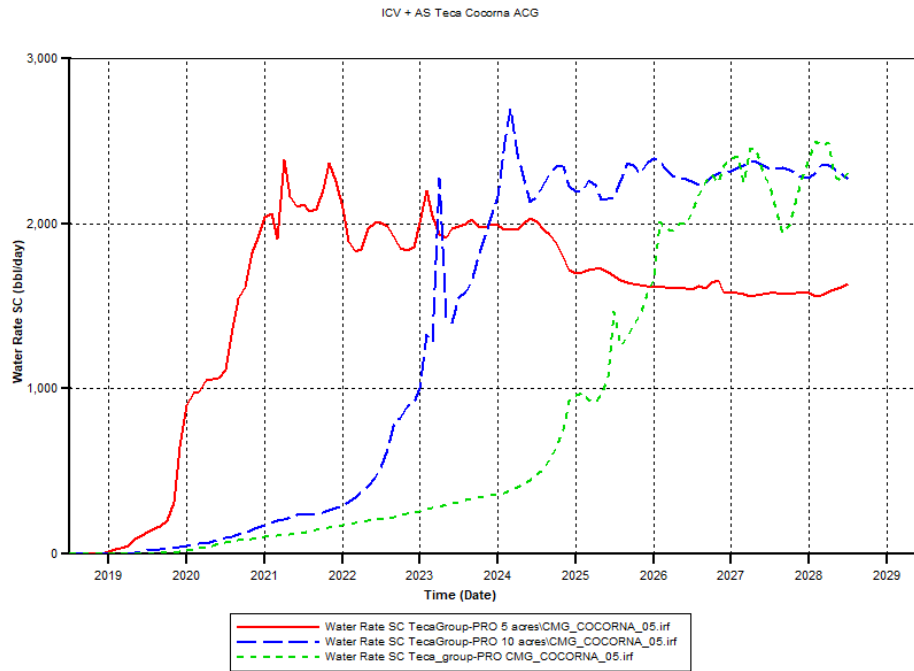


Gráfico A20. Tasa diaria de agua en los pozos productores.



- **Caso Óptimo:** Las gráficas presentadas a continuación, son aquellas generadas al simular la inyección continua de vapor con las condiciones operativas óptimas sensibilizadas previamente.

Gráfico A21. Petróleo Acumulado.

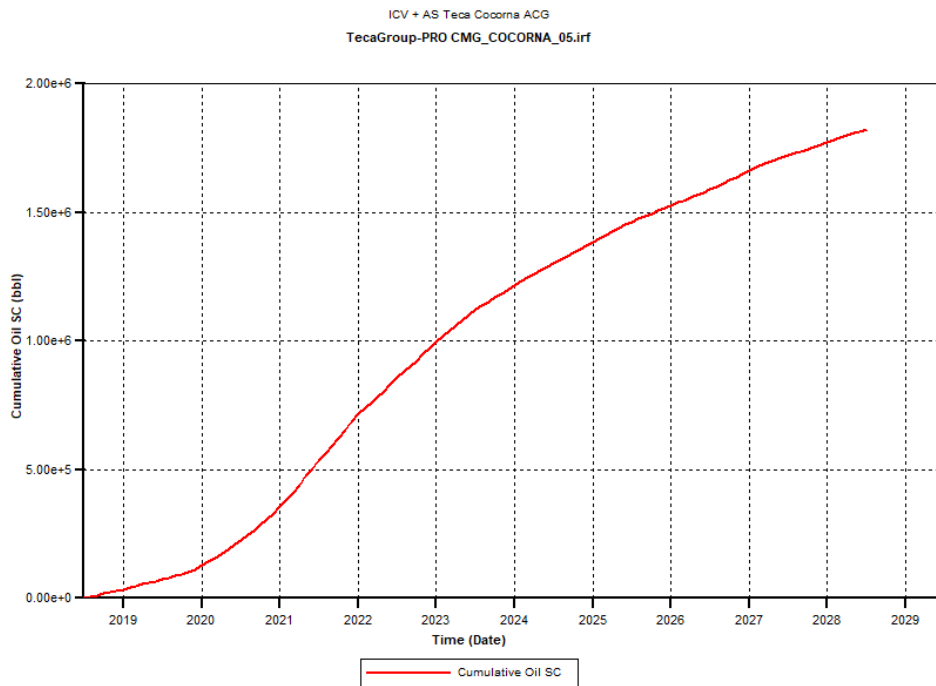


Gráfico A22. Factor de recobro.

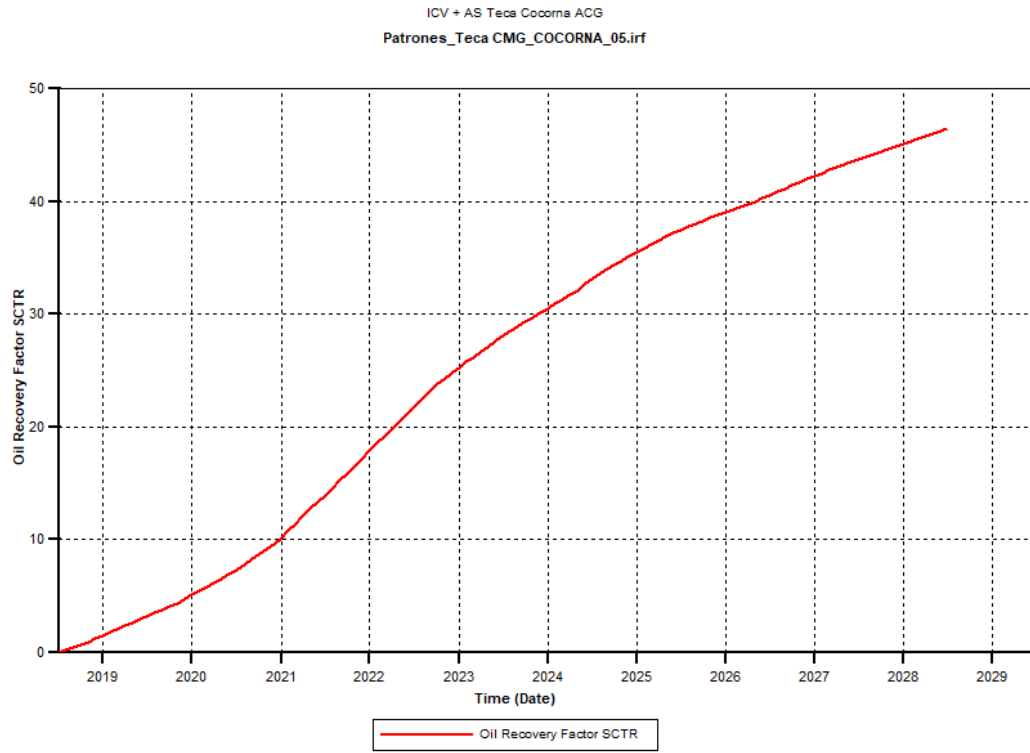


Gráfico A23. Tasa de petróleo.

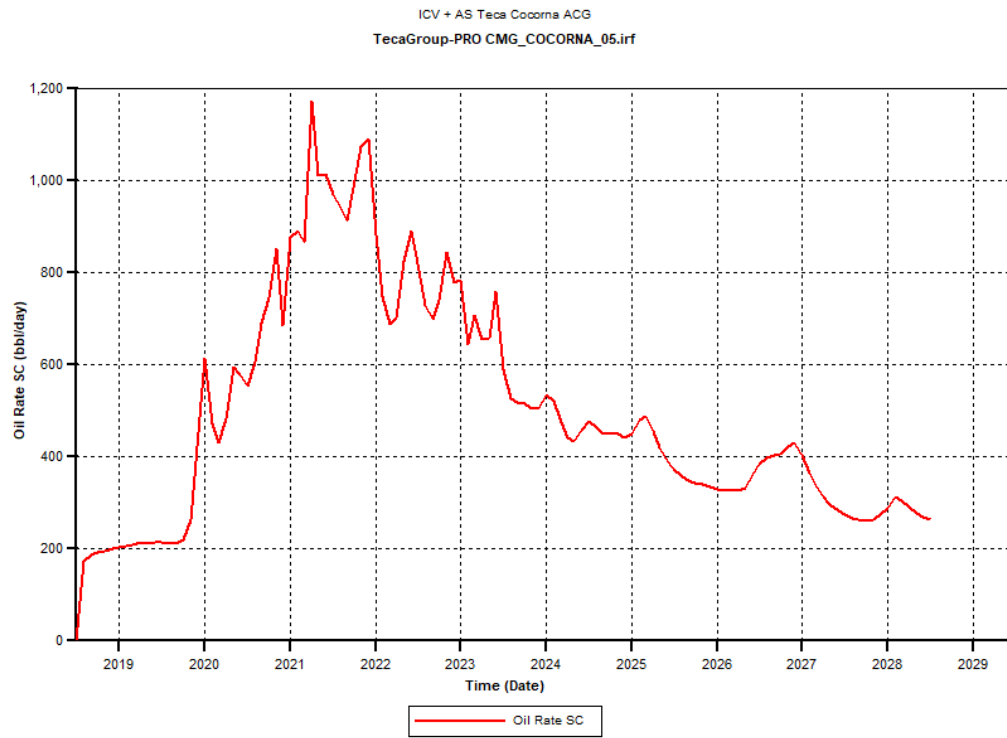
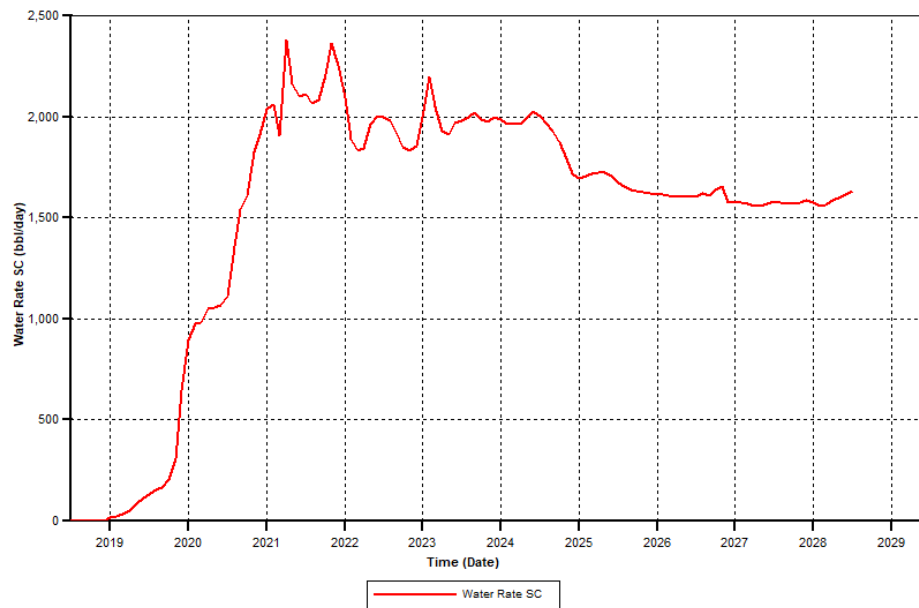


Gráfico A24. Tasa diaria de agua en los pozos productores.

ICV + AS Teca Coorna ACG
TecaGroup-PRO CMG_COCORNA_05.irf



ANEXO B RESULTADOS DE SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR ASISTIDA POR SURFACTANTE

A continuación, se presentan las gráficas correspondientes a las sensibilizaciones del proceso de inyección continua de vapor asistida por surfactante, con los resultados del escenario óptimo seleccionado.

Partes por millón de surfactante en el bache de químico: En todas las gráficas para esta variable, el color de cada línea corresponde a: La línea de color morada corresponde a un porcentaje en peso de 2000 ppm, la línea de color café corresponde a un porcentaje en peso de 5000 ppm, la línea de color roja corresponde a un porcentaje en peso de 1000 ppm, la línea de color azul corresponde a un porcentaje en peso de 1500 ppm, la línea de color verde corresponde a un porcentaje en peso de 2500 ppm, la línea de color azul oscura corresponde a un porcentaje en peso de 3000 ppm y finalmente, la línea de color amarilla corresponde a un porcentaje en peso de 4000 ppm.

Gráfico B1. Petróleo Acumulado.

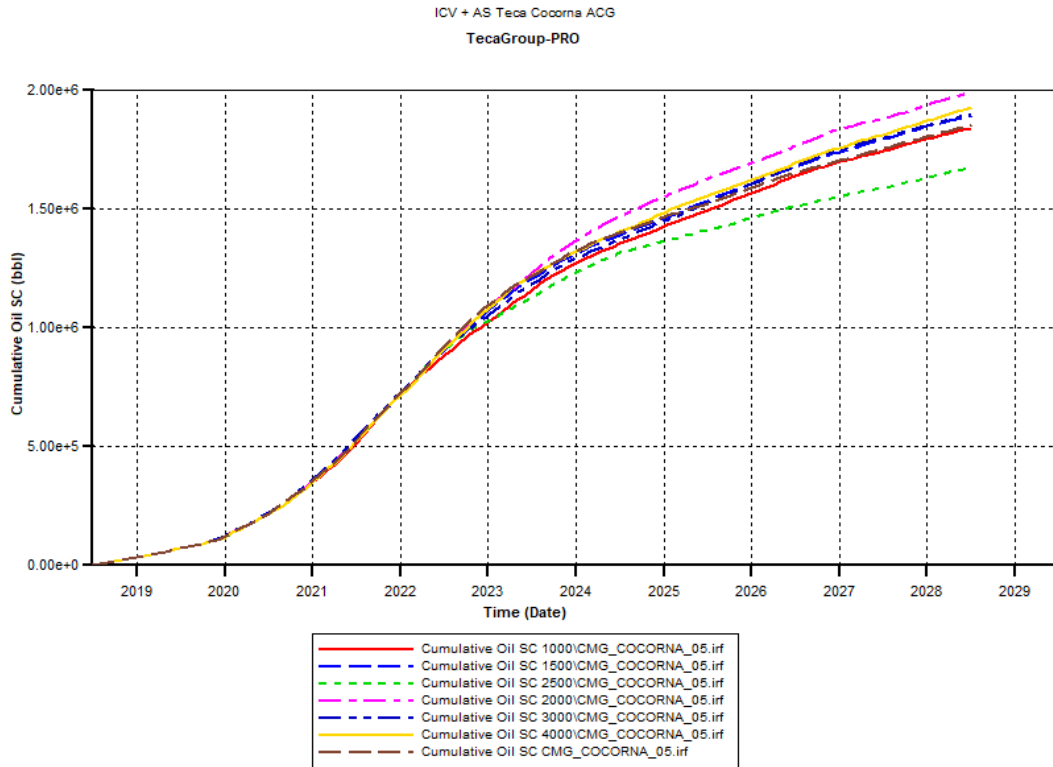


Gráfico B2. Factor de recobro.

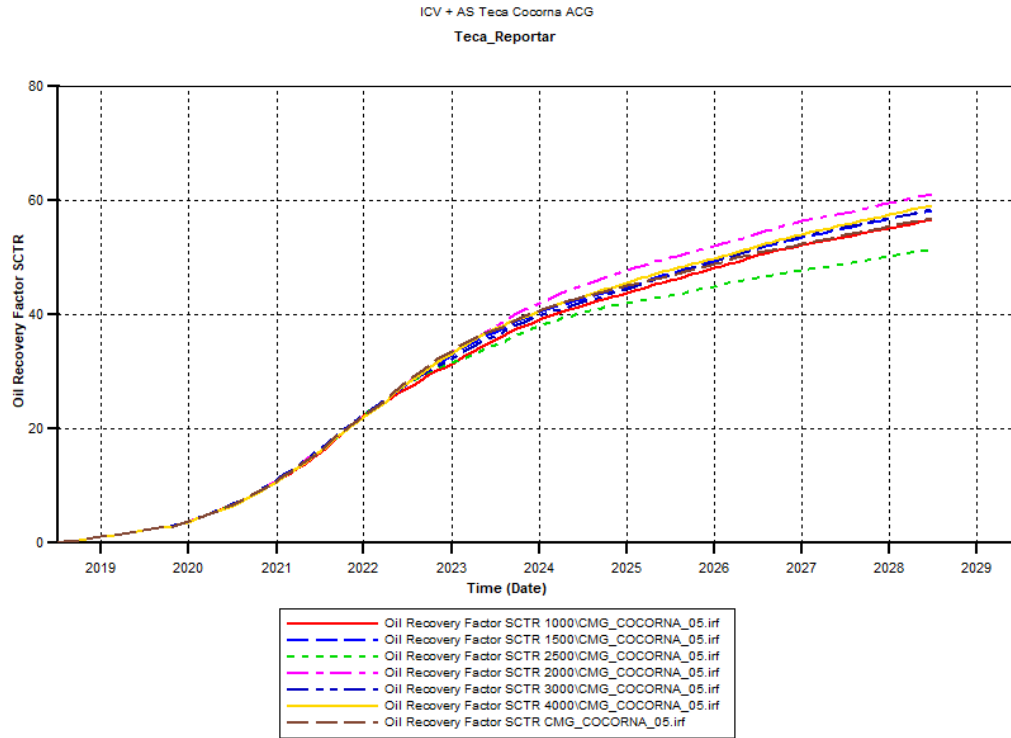


Gráfico B3. Tasa de petróleo.

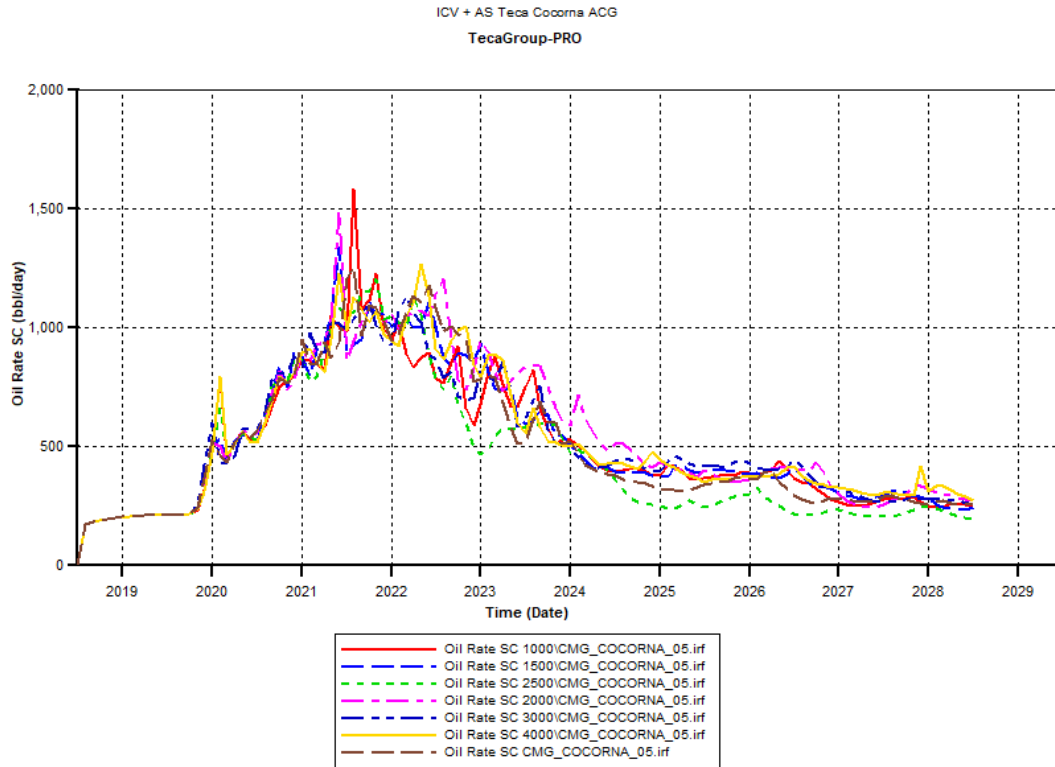
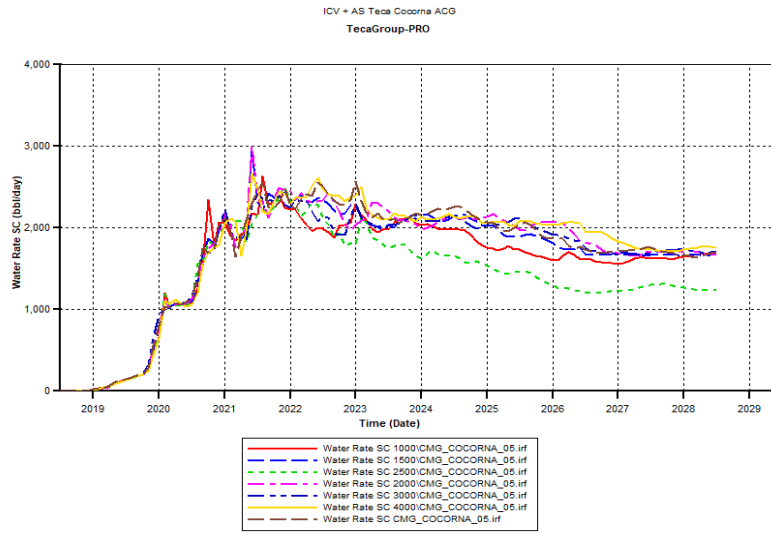


Gráfico B4. Tasa diaria de agua en los pozos productores.



Temperatura a la que se inyectará el bache: En todas las gráficas para esta variable, el color de cada línea corresponde a: La línea de color roja corresponde a una temperatura de inyección del bache de 350 °F, la línea morada corresponde a una temperatura de inyección del bache de 550 °F, la línea de color azul oscura corresponde a una temperatura de inyección del bache de 500°F, la línea de color azul corresponde a una temperatura de inyección del bache de 400°F y finalmente, la línea de color verde corresponde a una temperatura de inyección del bache de 450°F.

Gráfico B5. Petróleo acumulado

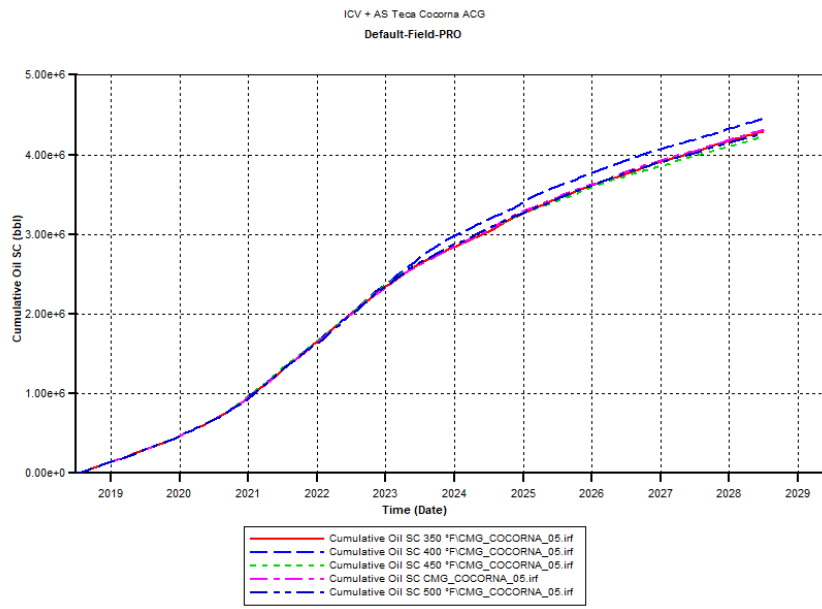
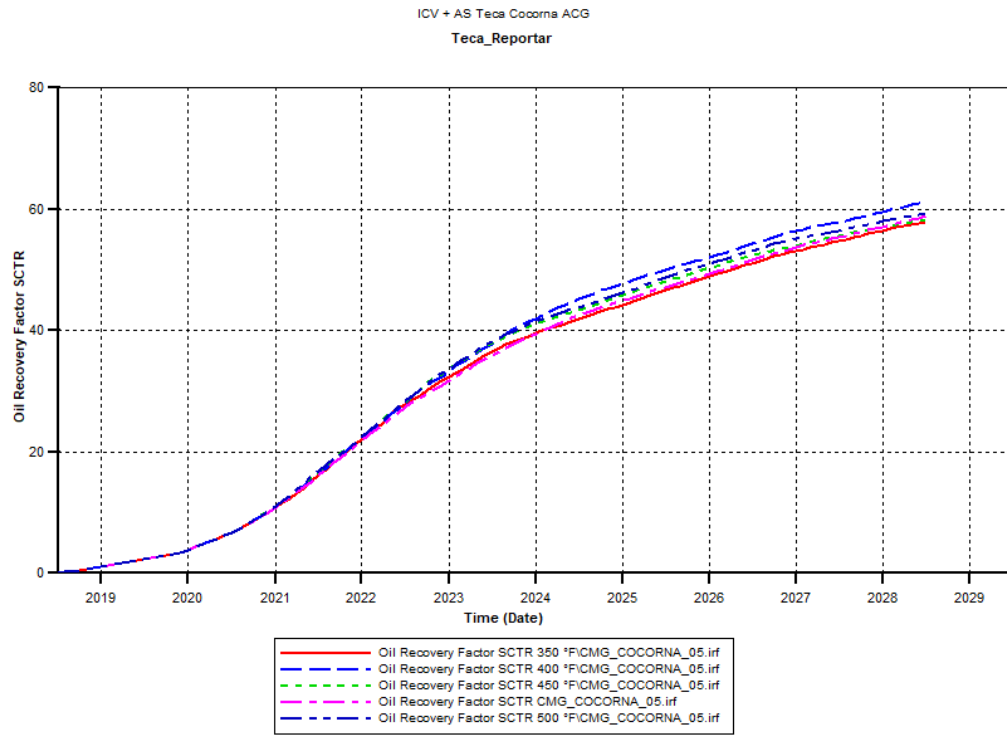


Gráfico B6. Factor de recobro.



Gráfica B7. Tasa de petróleo.

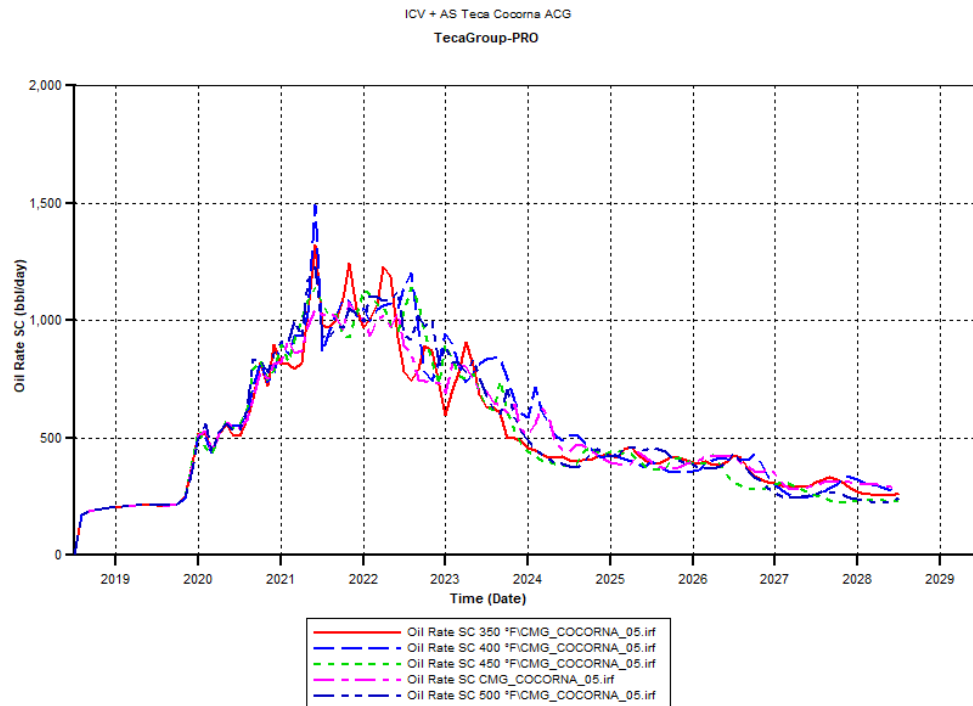
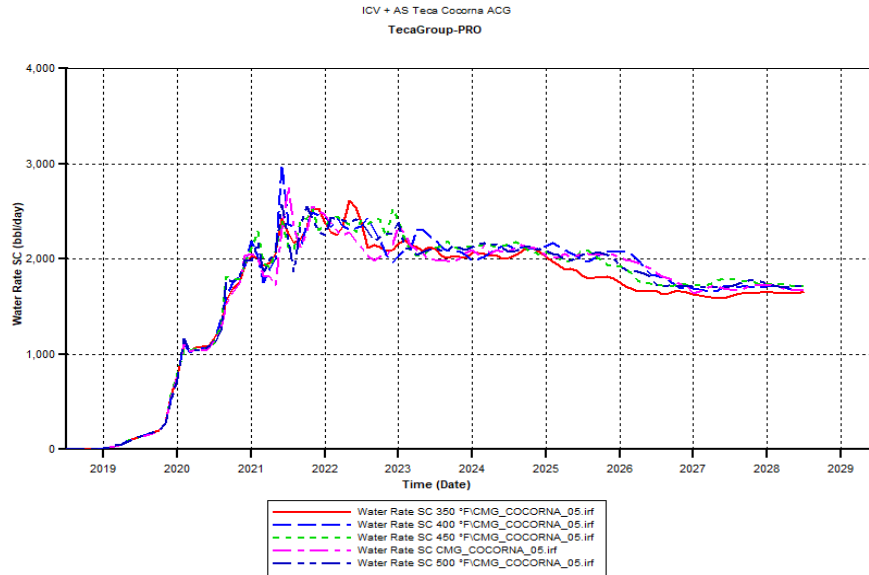


Gráfico B8. Tasa diaria de agua en los pozos productores.



Calidad de vapor a la que se inyectara el bache de surfactante: La línea roja corresponde a una calidad de vapor de 80%, la línea azul corresponde a una calidad de vapor de 72.5%, la línea de color verde corresponde a una calidad de vapor de 90%, la línea de color morada corresponde a una calidad de vapor de 75%, la línea de color azul oscura corresponde a una calidad de vapor del 85%, la línea de color amarilla corresponde a una calidad de vapor de 77.5%, la línea de color café corresponde a una calidad de vapor de 82.5% y finalmente, la línea de color anaranjado corresponde a una calidad de vapor de 87.5%.

Gráfico B9. Petróleo acumulado.

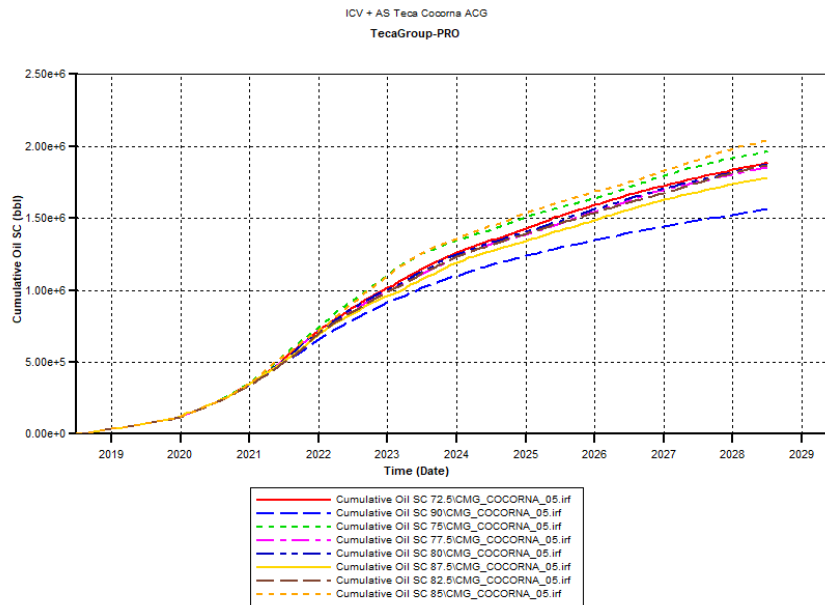


Gráfico B10. Factor de recobro.

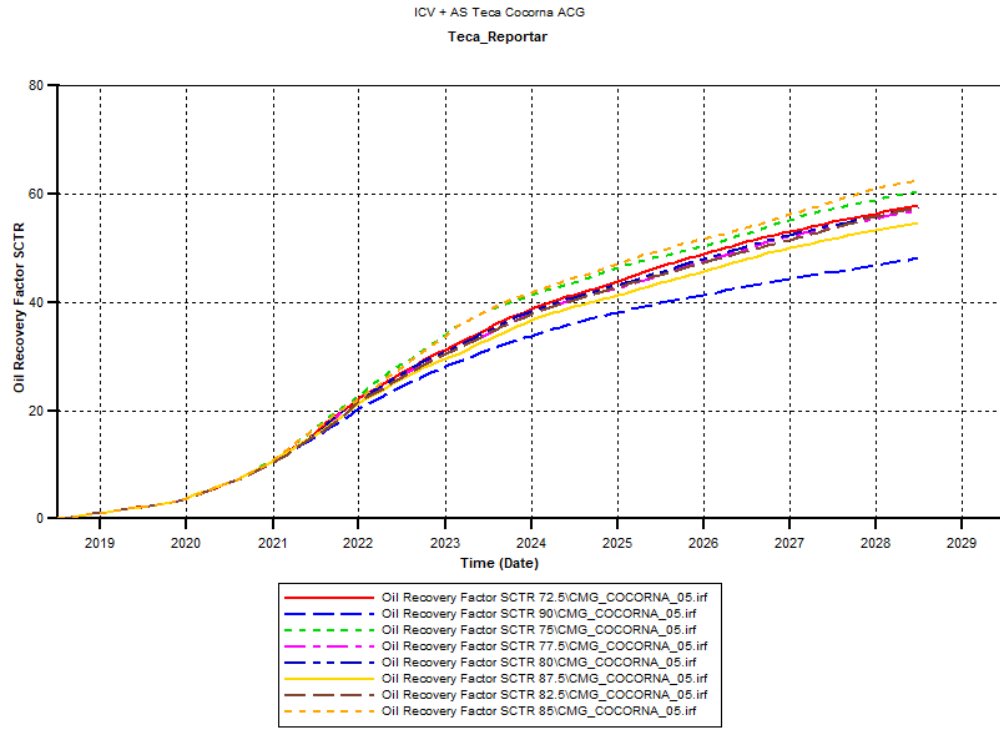


Gráfico B11. Tasa de petróleo.

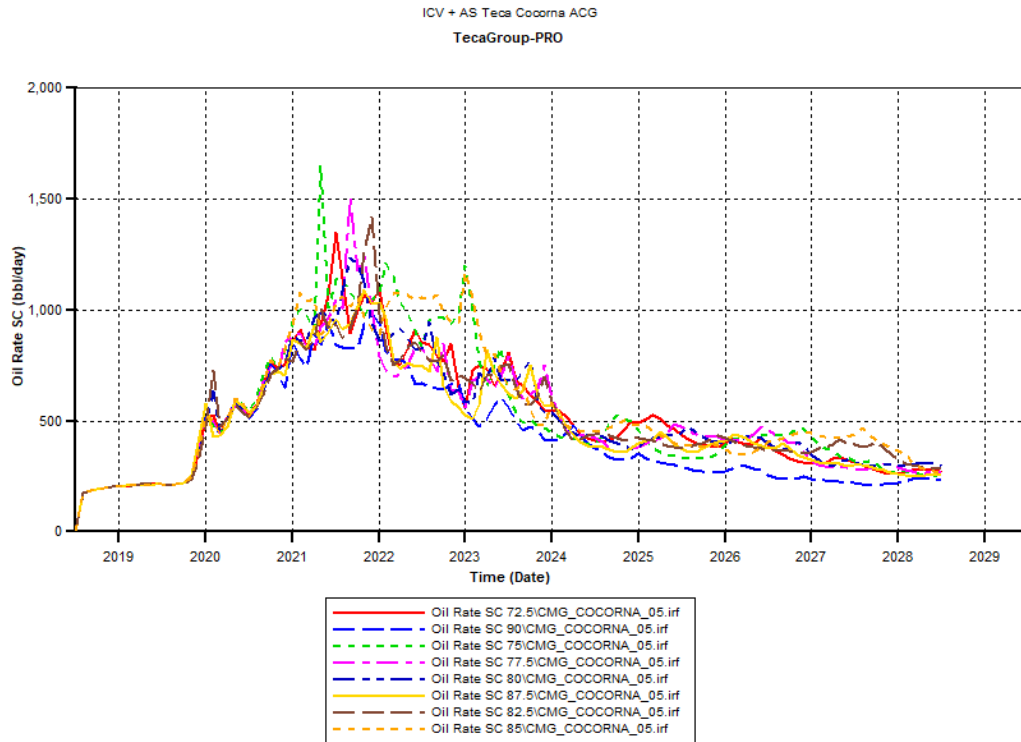
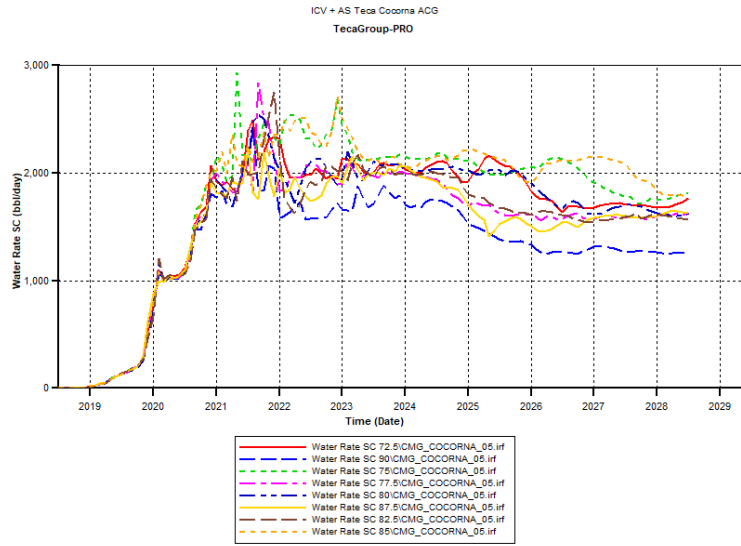


Gráfico B12. Tasa diaria de agua en los pozos productores.



Tasa a la que se inyectara el bache del surfactante: La línea de color roja corresponde a una tasa de 300 Bbl/d, la línea de color azul corresponde a una tasa de 475 Bbl/d, la línea de color verde corresponde a una tasa de 375 Bbl/d, la línea de color morada corresponde a una tasa de 425 Bbl/d, la línea de color azul oscura corresponde a una tasa de 450 Bbl/d, la línea de color amarilla corresponde a una tasa de 325 Bbl/d, la línea de color café corresponde a una tasa de 500 Bbl/d, la línea de color dorada corresponde a una tasa de 400 Bbl/d y finalmente, la línea de color anaranjada corresponde a una tasa de 350 Bbl/d.

Gráfico B13. Petróleo acumulado.

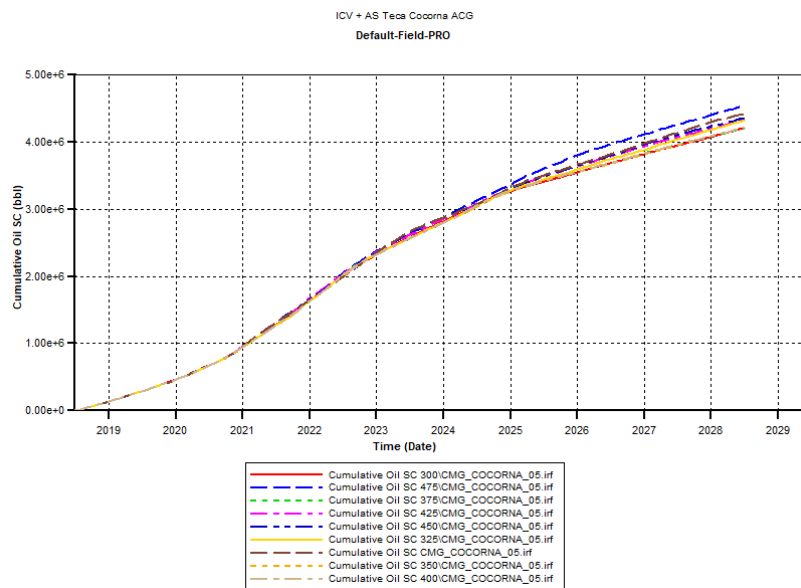


Gráfico B14. Factor de recobro.

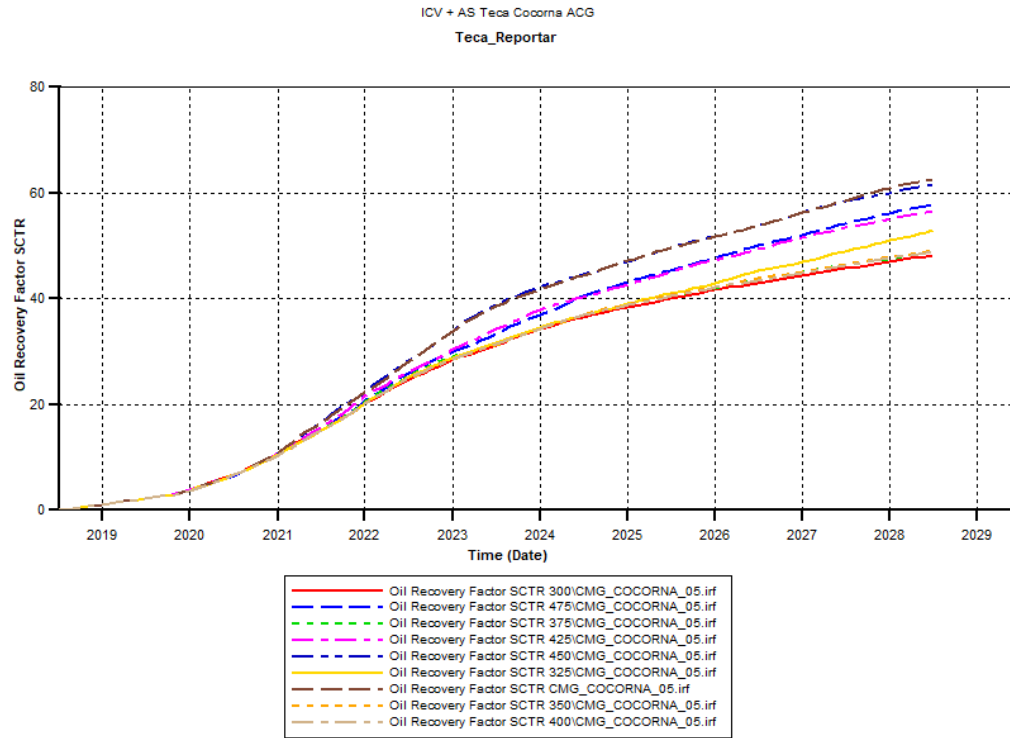


Gráfico B15. Tasa de petróleo.

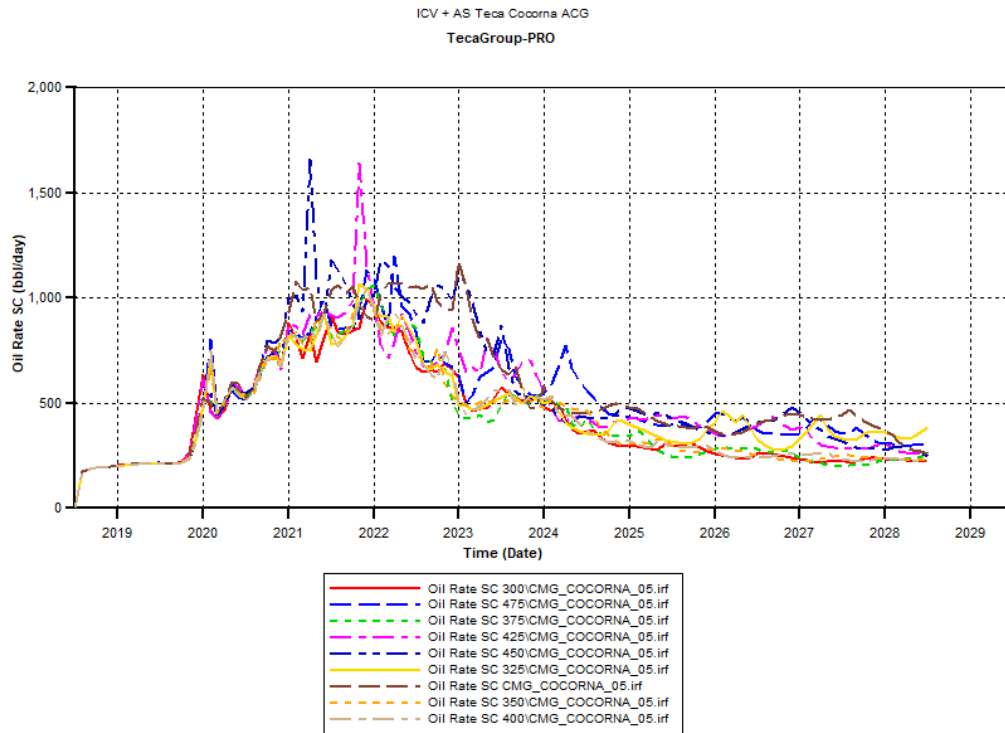
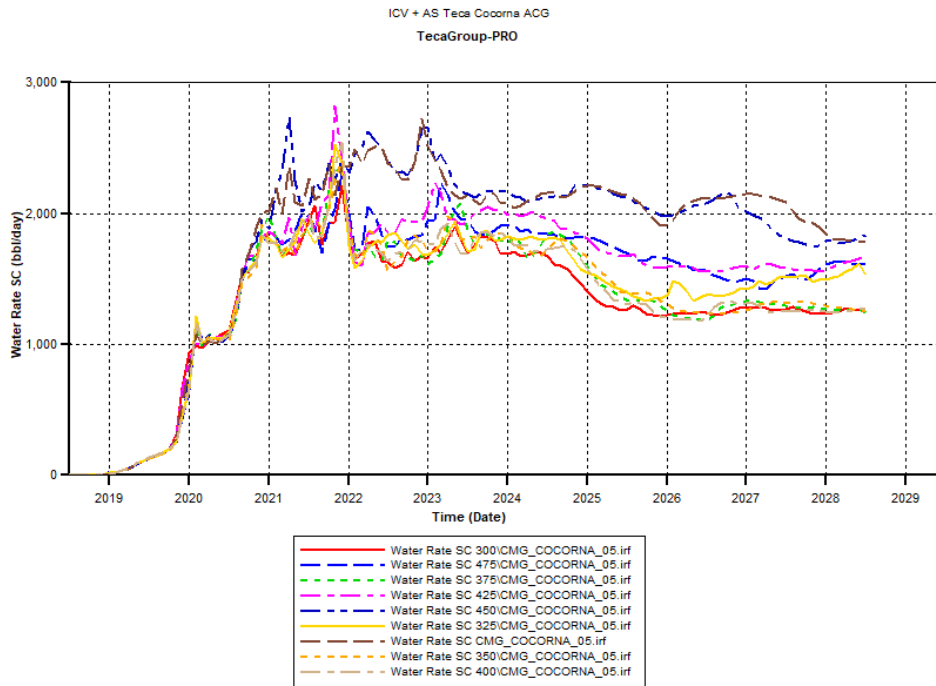


Gráfico B16. Tasa diaria de agua en los pozos productores.



- **Caso óptimo:** Las gráficas presentadas a continuación, son aquellas generadas al simular la inyección continua de vapor asistida por surfactante con las condiciones operativas óptimas sensibilizadas previamente.

Gráfico B17. Petróleo acumulado.

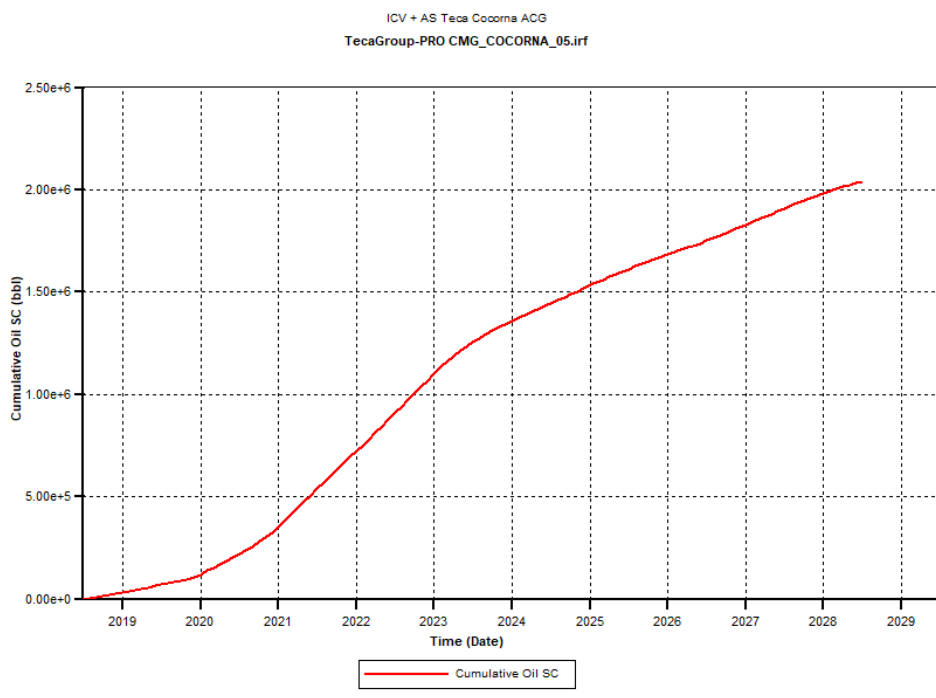


Gráfico B18. Factor de recobro.

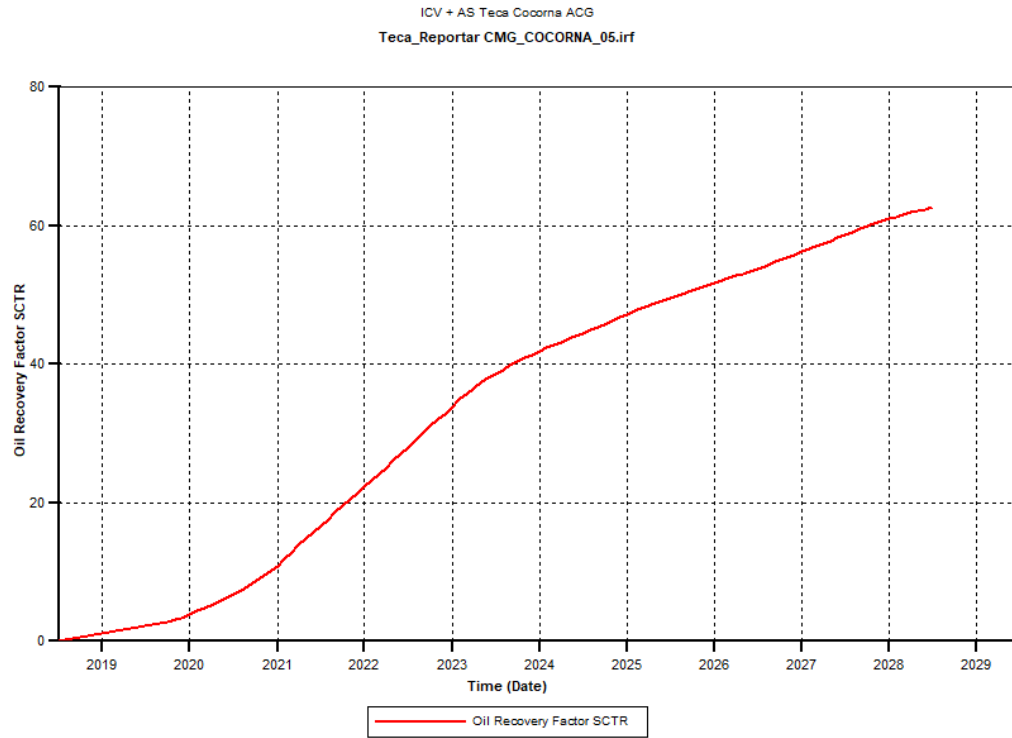


Gráfico B19. Tasa de petróleo.

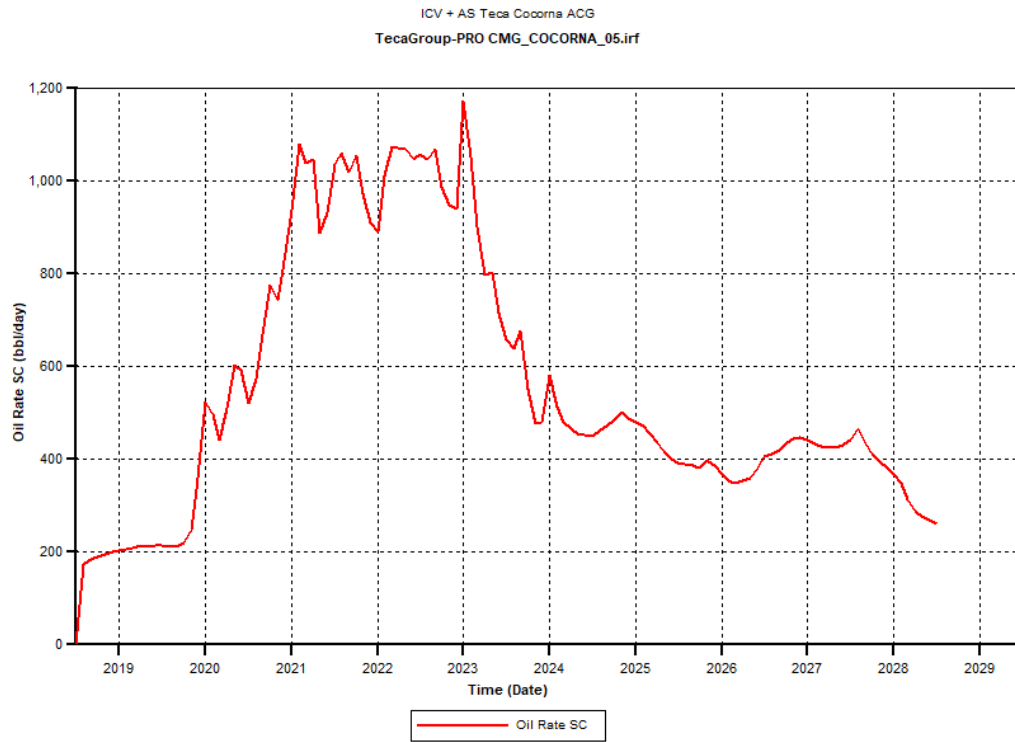
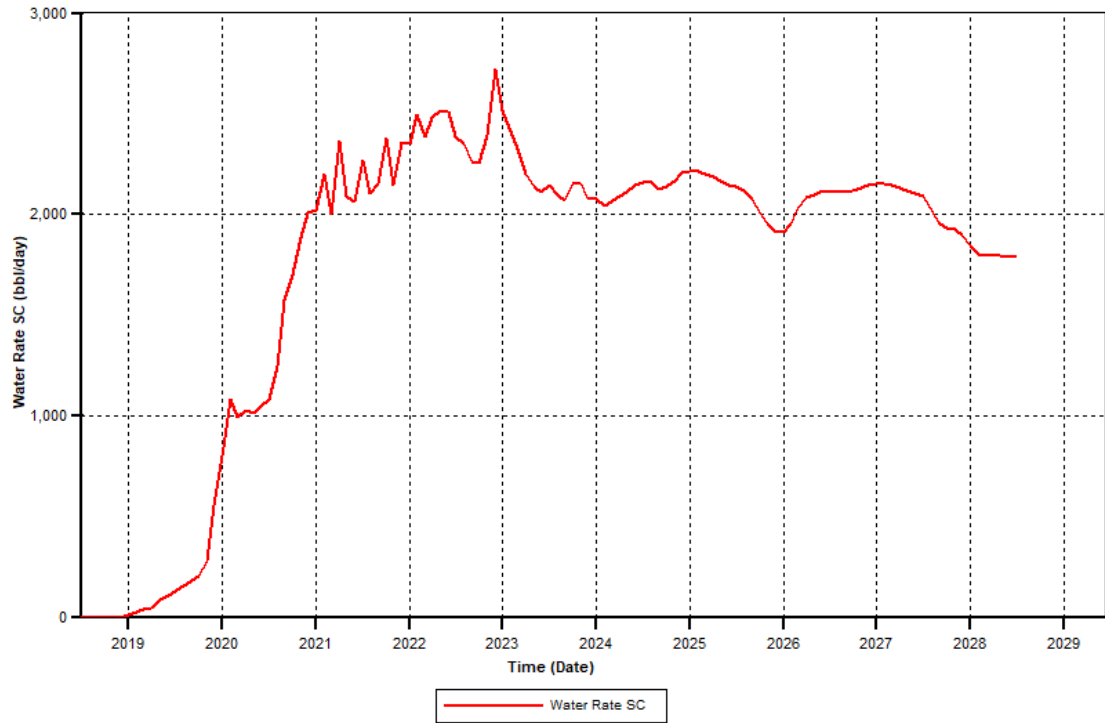


Gráfico B20. Tasa diaria de agua en los pozos productores.

ICV + AS Teca Cocorna ACG
TecaGroup-PRO CMG_COCORNA_05.irf



ANEXO C

RESULTADOS SENSIBILIDADES POR SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR ASISTIDA POR ÁLCALI-SURFACTANTE

Partes por millón de surfactante en el vapor: La línea de color morada corresponde a un bache de químico con una concentración 2000 ppm de surfactante, la línea de color café corresponde a un bache de químico con una concentración de 3000 ppm, la línea de color roja corresponde a un bache de químico con una concentración de 1000 ppm, la línea de color verde corresponde a un bache de químico con una concentración de 4000 ppm, la línea de color azul oscura corresponde a un bache de químico con una concentración de 2500 ppm, la línea de color amarilla corresponde a un bache de químico con una concentración de 5000 ppm y finalmente, la línea de color azul corresponde a un bache de químico con una concentración de 1500 ppm.

Gráfico C1. Petróleo acumulado.

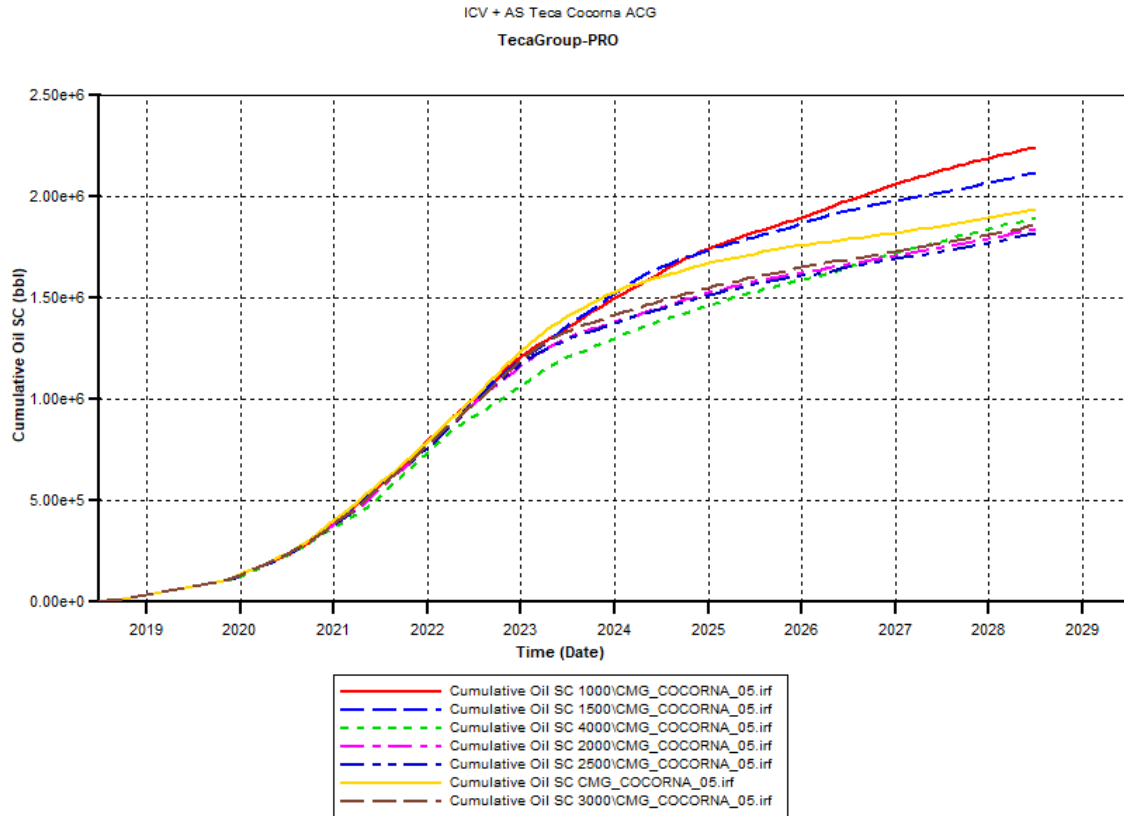


Gráfico C2. Factor de recobro.

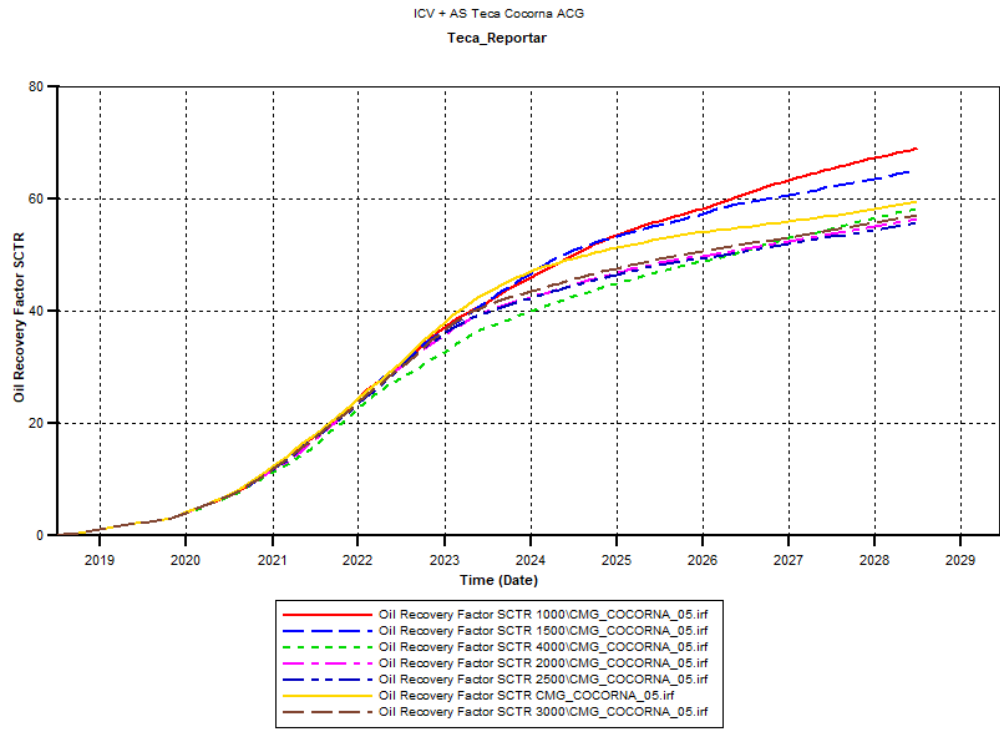


Gráfico C3. Tasa de petróleo.

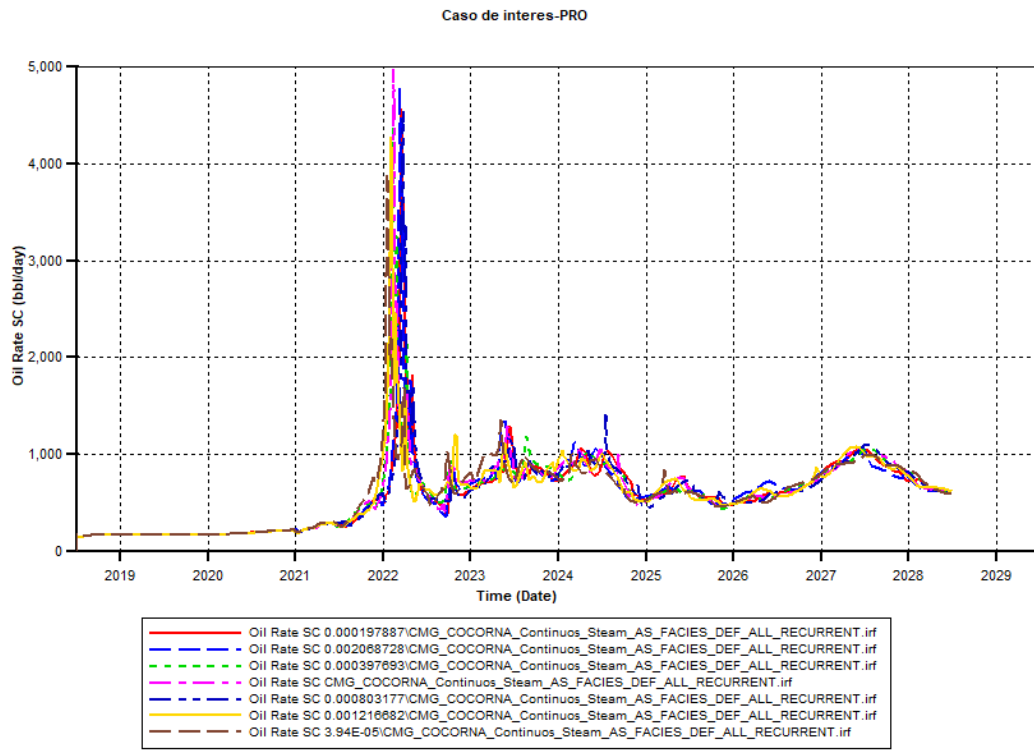
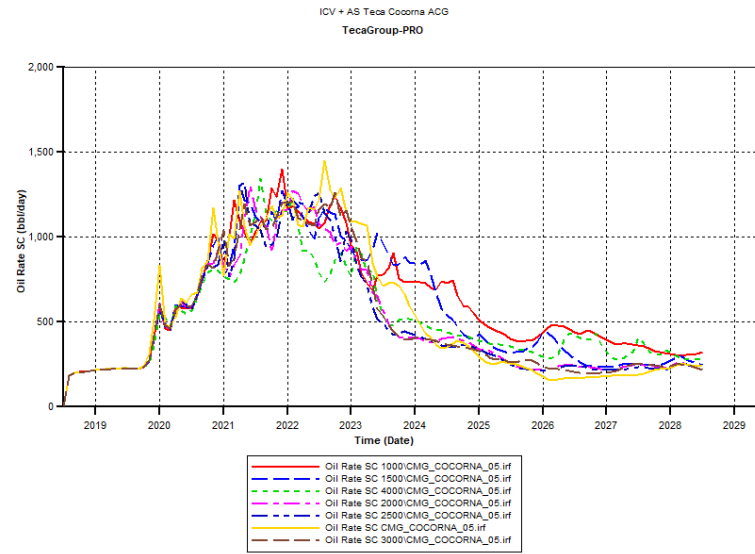


Gráfico C4. Tasa diaria de agua en los pozos productores.



Partes por millón del álcali en el vapor: La línea de color amarilla corresponde a un bache de químico con una concentración de álcali de 5000 ppm, la línea de color verde corresponde a un bache de químico con una concentración de álcali de 50000 ppm, la línea de color roja corresponde a un bache de químico con una concentración de 1000 ppm, la línea de color azul corresponde a un bache de químico con una concentración de 20000 ppm, la línea de color azul oscura corresponde a un bache de químico con una concentración de 30000 ppm, la línea de color morada corresponde a un bache de químico con una concentración 2500 ppm y finalmente, la línea de color café corresponde a una concentración de 10000 ppm en el bache de químico.

Gráfico C5. Petróleo acumulado.

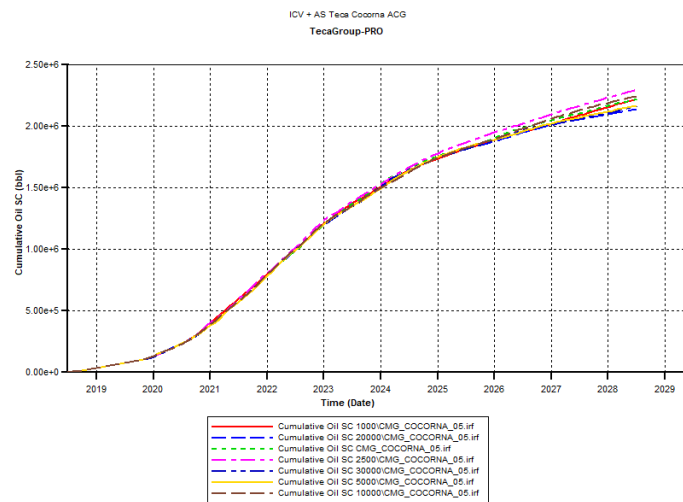


Gráfico C6. Factor de recobro.

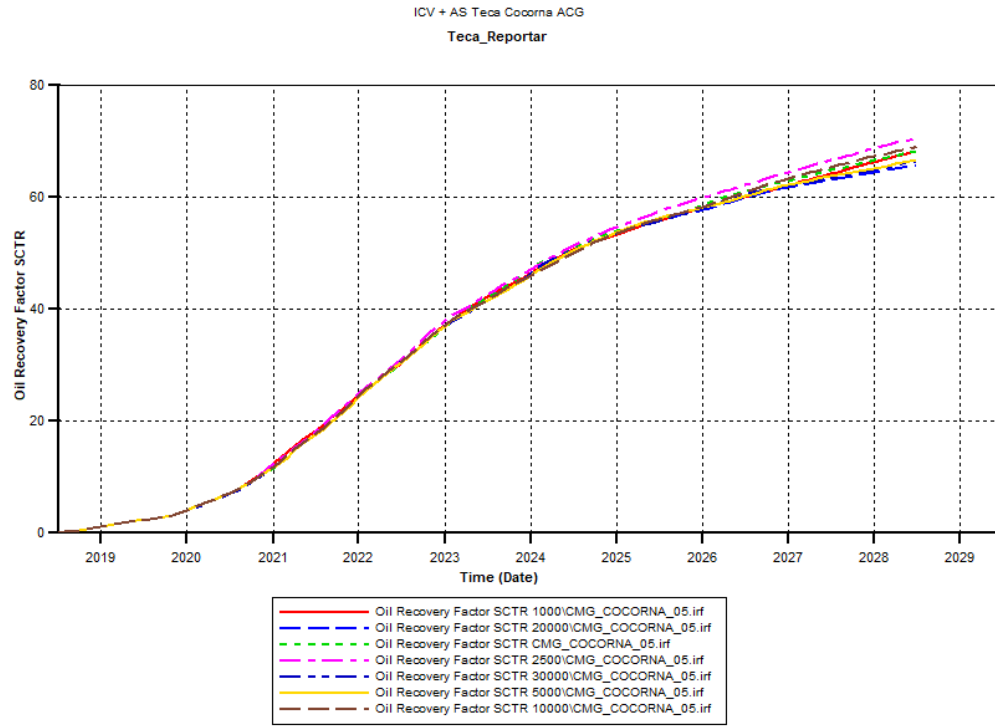


Gráfico C7. Tasa de petróleo.

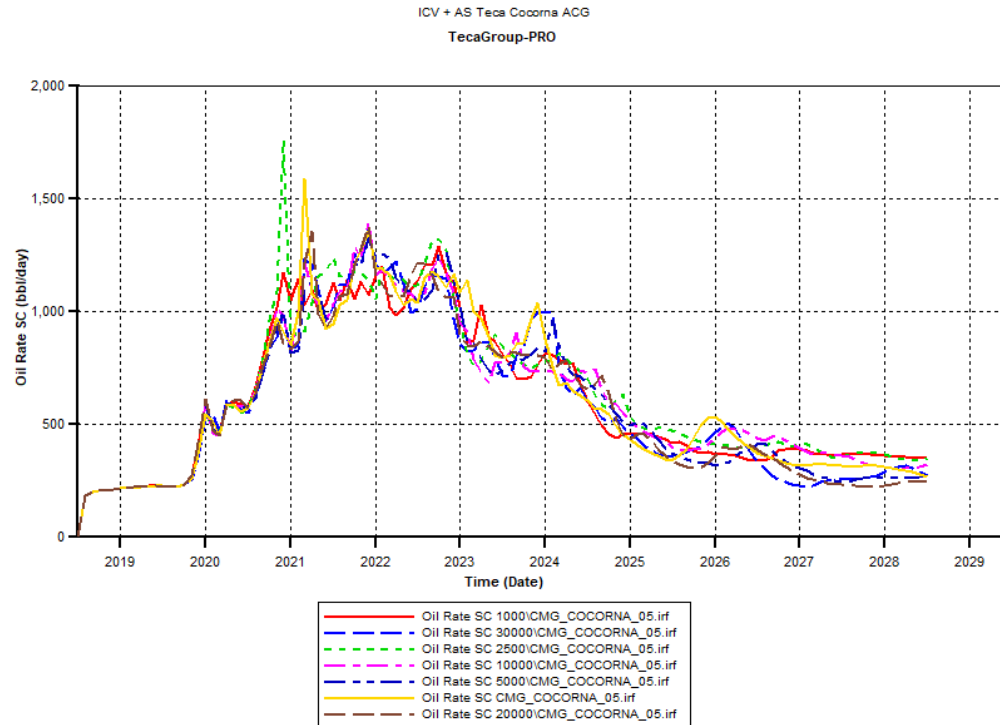
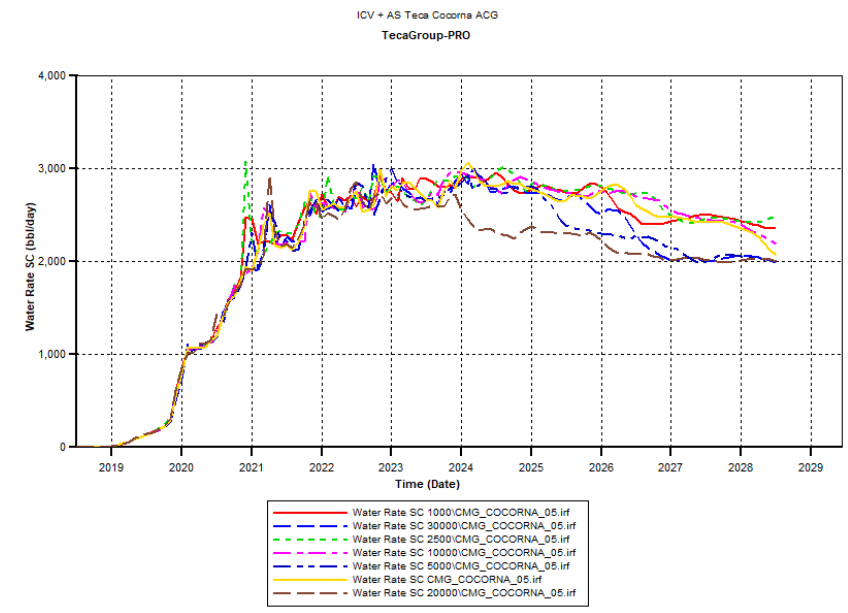


Gráfico C8. Tasa diaria de agua en los pozos productores.



Calidad del vapor a la que se inyectará el bache de químicos: La línea de color roja corresponde a una calidad de vapor de 72.5%, la línea de color azul corresponde a una calidad de vapor de 75%, la línea de color verde corresponde a una calidad de vapor de 85%, la línea de color morada corresponde a una calidad de vapor de 77.5%, la línea de color azul oscura corresponde a una calidad de vapor de 90%, la línea de color amarilla corresponde a una calidad de vapor de 80%, la línea de color café corresponde a una calidad de vapor de 82.5% y finalmente, la línea de color dorada corresponde a una calidad de vapor de 87.5%.

Gráfico C9. Petróleo acumulado.

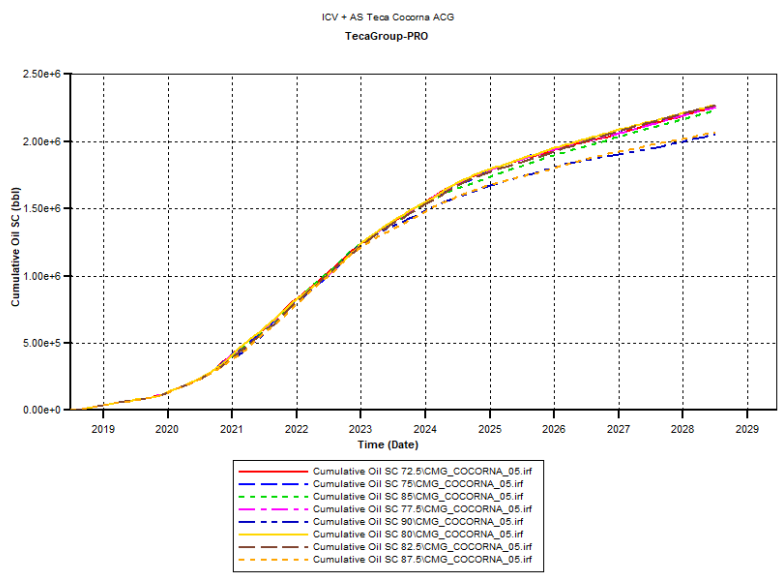


Gráfico C10. Factor de recobro.

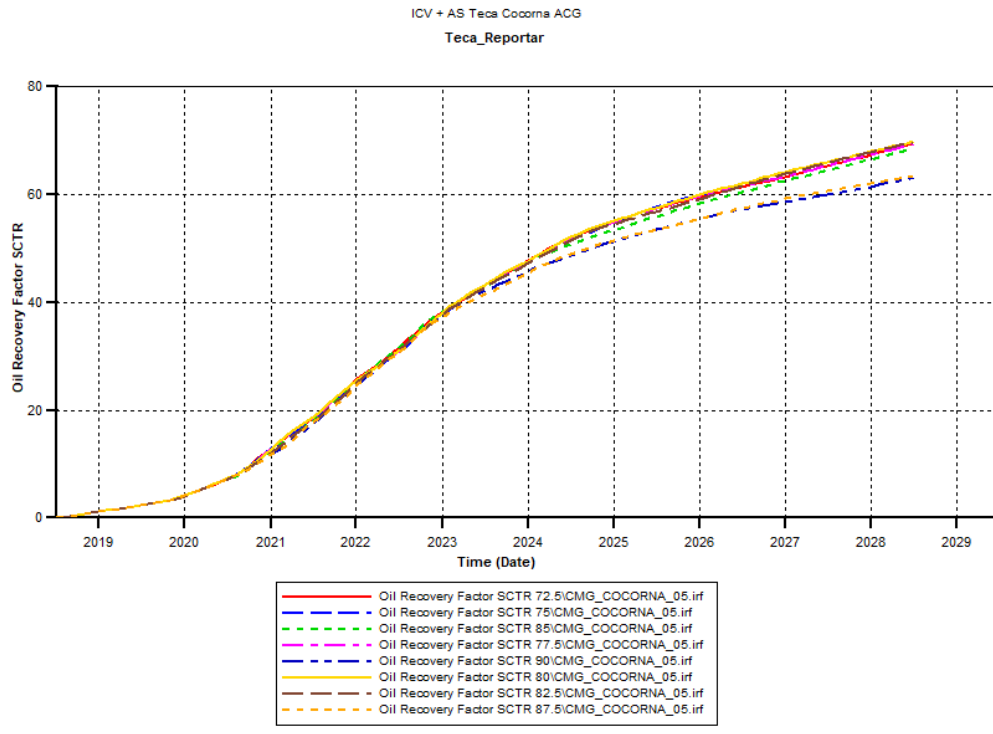


Gráfico C11. Tasa de petróleo.

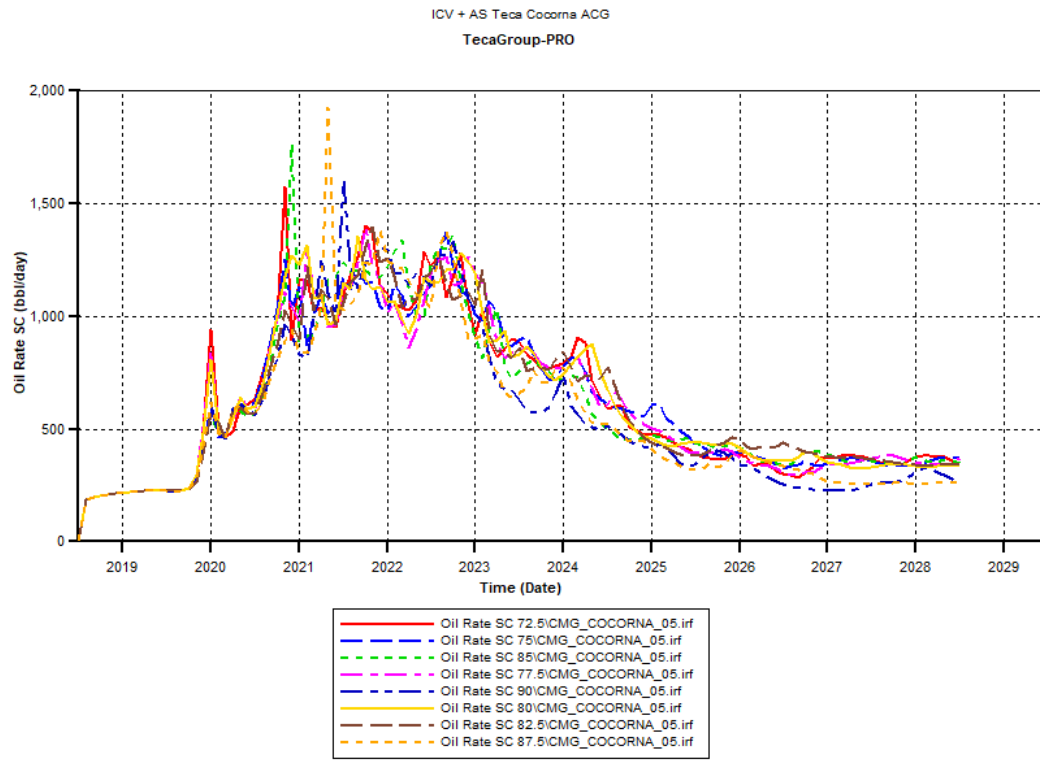
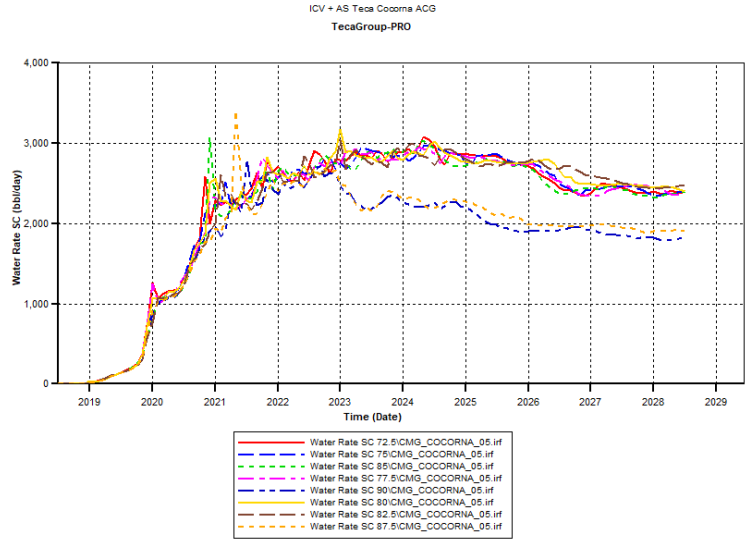


Gráfico C12. Tasa diaria de agua en los pozos productores.



Temperatura a la que se inyectará el bache de químico: La línea de color roja corresponde a una temperatura del bache de 350°F, la línea de color azul corresponde a una temperatura de 475°F, la línea de color verde corresponde a una temperatura 450°F, la línea de color morada corresponde a una temperatura de 525°F, la línea de color oscura corresponde a una temperatura de 375°F, la línea de color amarillo corresponde a una temperatura de 500°F, la línea de color café corresponde a una temperatura de 425°F, la línea de color anaranjada corresponde a una temperatura de 400°F y finalmente, la línea de color dorada corresponde a una temperatura de 550°F.

Gráfico C13. Petróleo acumulado.

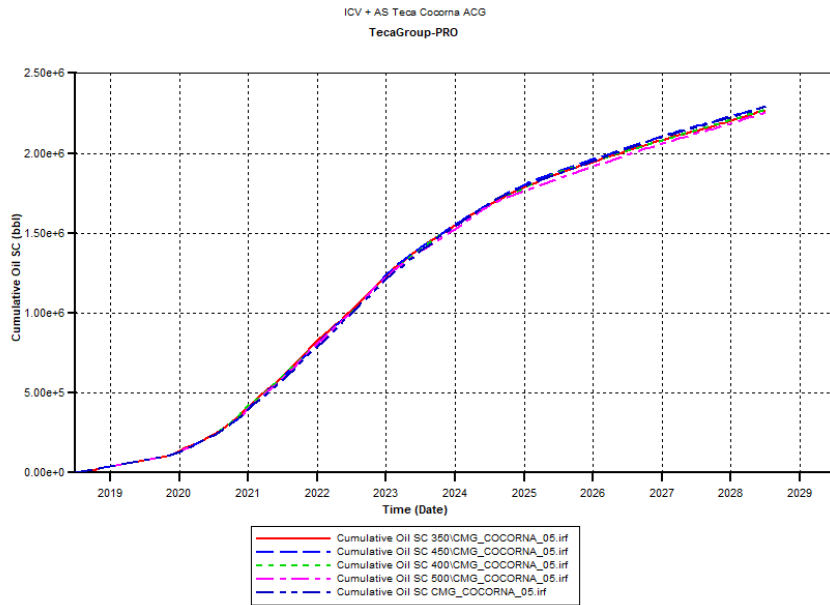


Gráfico C14. Factor de recobro.

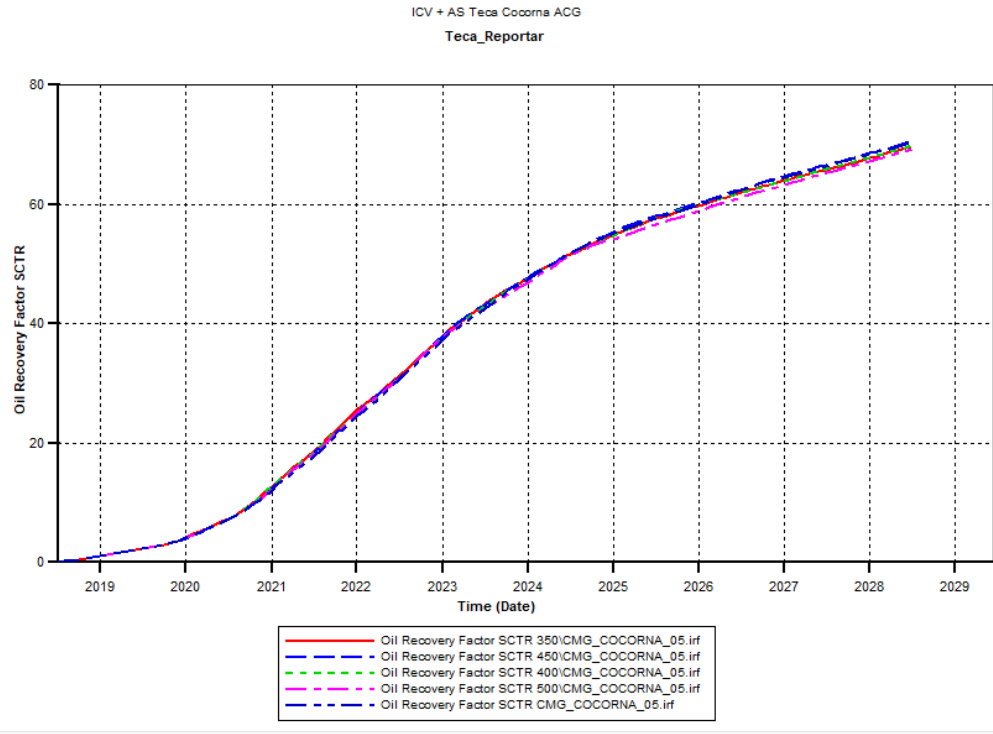


Gráfico C15. Tasa de petróleo.

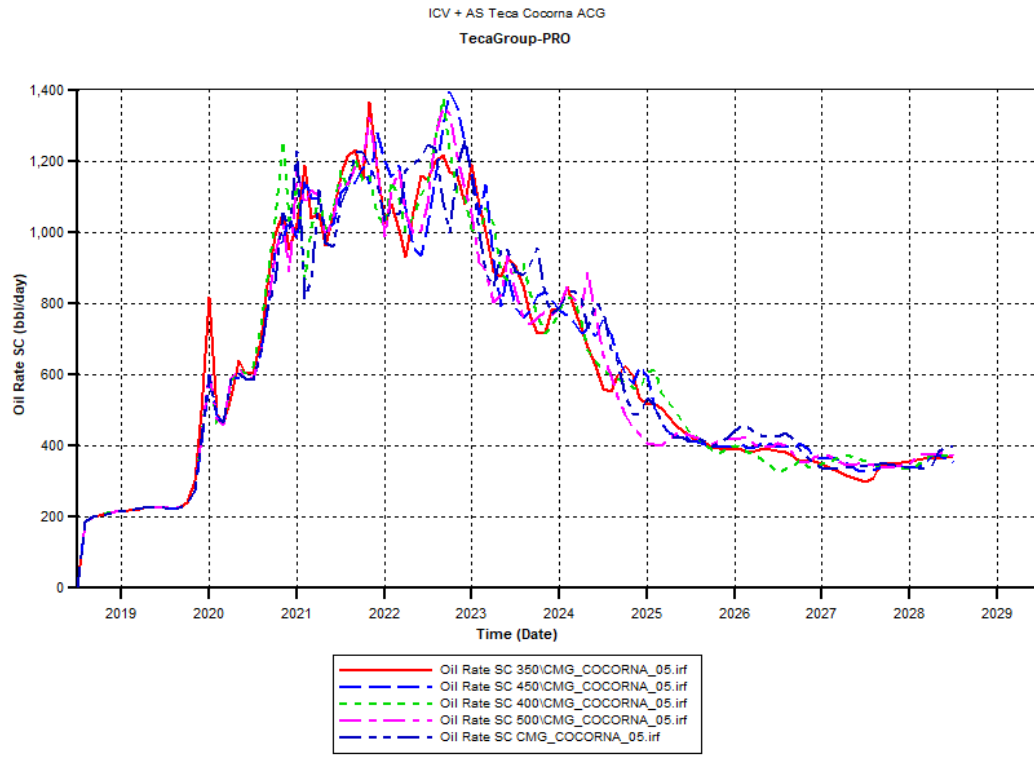
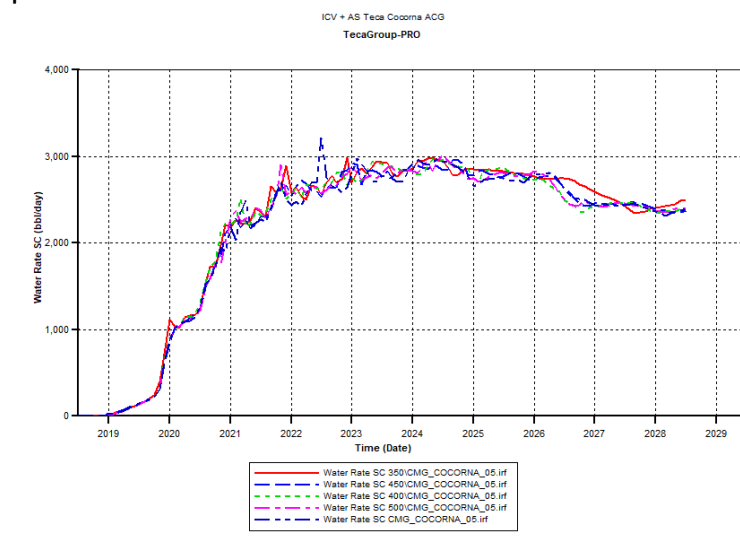


Gráfico C16. Tasa diaria de agua en los pozos productores.



Tasa de inyección del bache de químicos: La línea de color roja corresponde a una tasa de 300 Bbl/d, la línea de color azul corresponde a una tasa de 350 Bbl/d, la línea de color verde corresponde a una tasa de 325 Bbl/d, la línea de color morada corresponde a una tasa de 450 Bbl/d, la línea de color azul oscura corresponde a una tasa de inyección de 375 Bbl/d, la línea de color amarilla corresponde a una tasa de inyección de 400 Bbl/d, la línea de color café corresponde a una tasa de 425 Bbl/d, la línea de color anaranjada corresponde a una tasa de 475 Bbl/d y finalmente, la línea de color dorada corresponde a una tasa de 500 Bbl/d.

Gráfico C17. Petróleo acumulado.

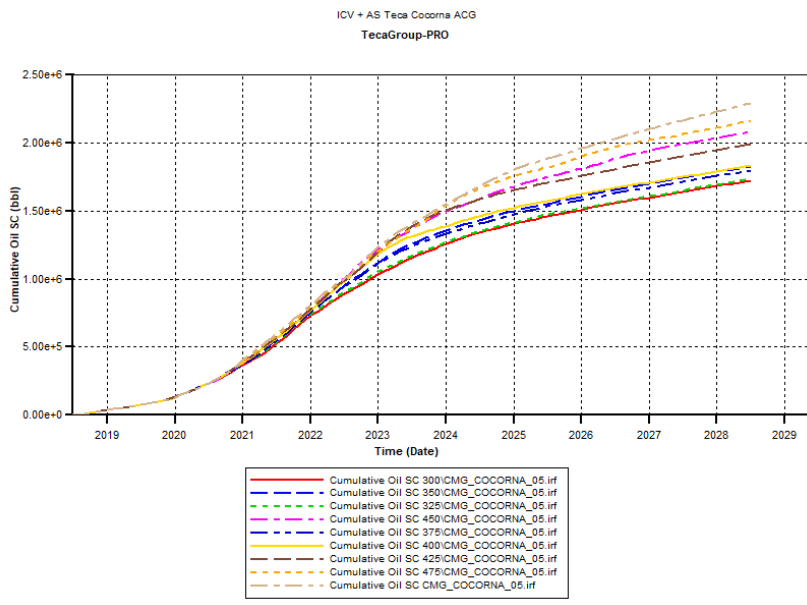


Figura C18. Factor de recobro.

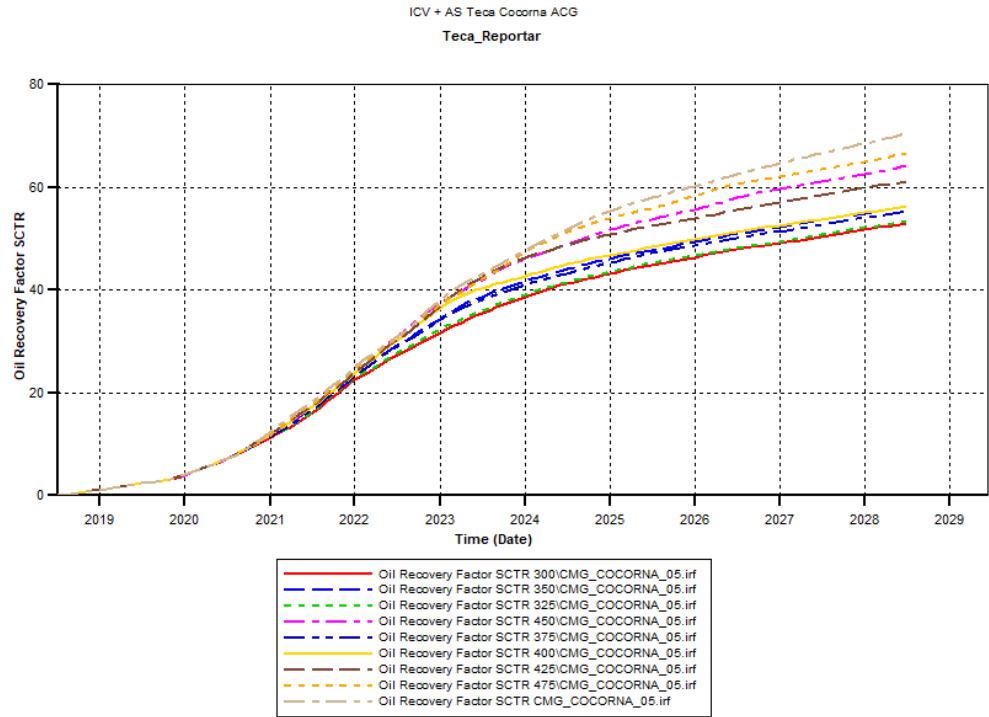


Figura C19. Tasa de petróleo.

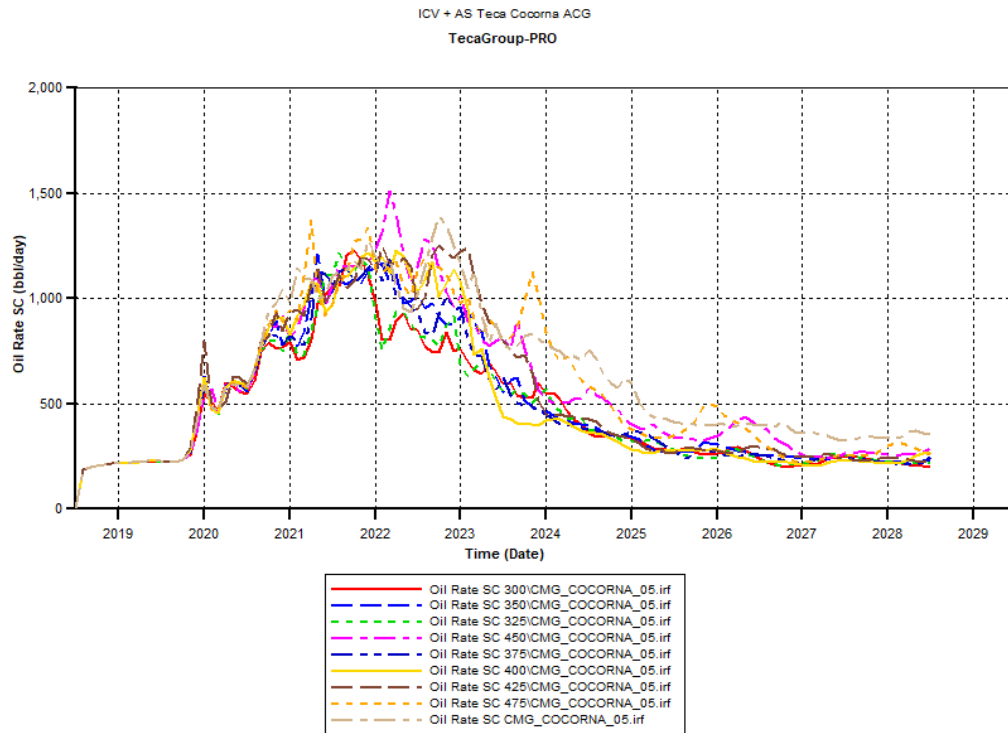
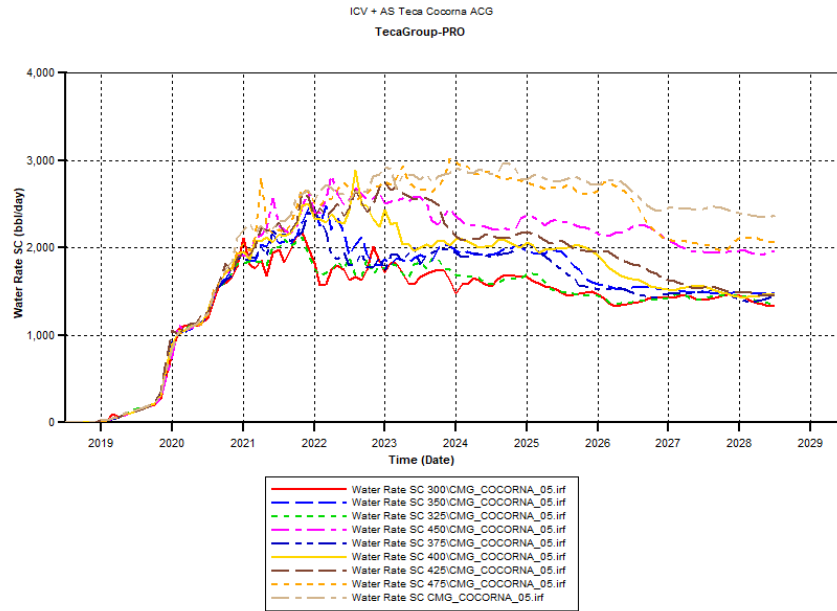
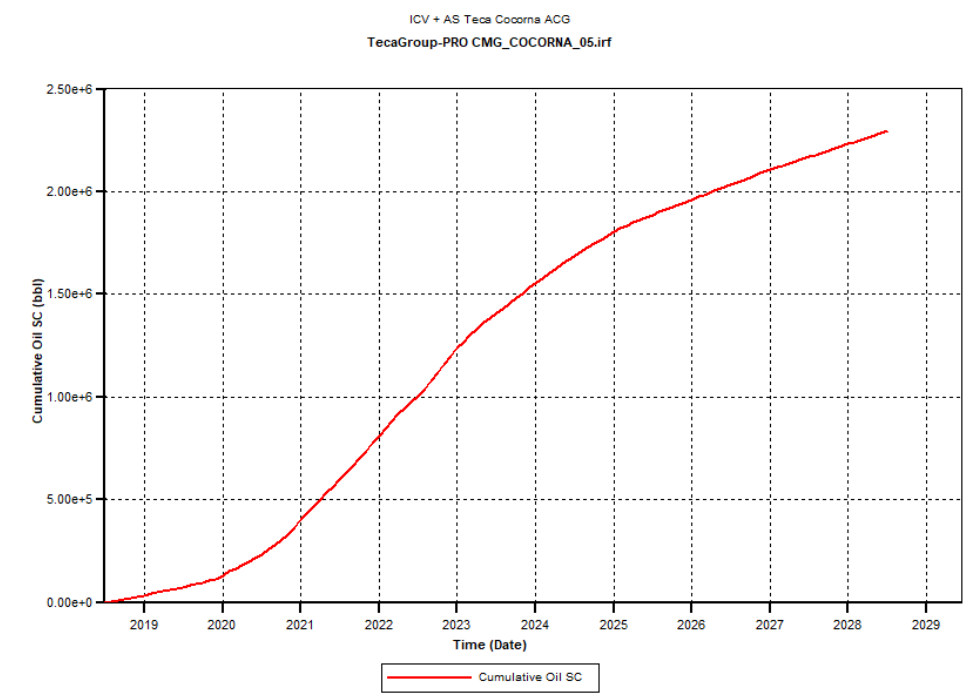


Gráfico C20. Tasa diaria de agua en los pozos productores.

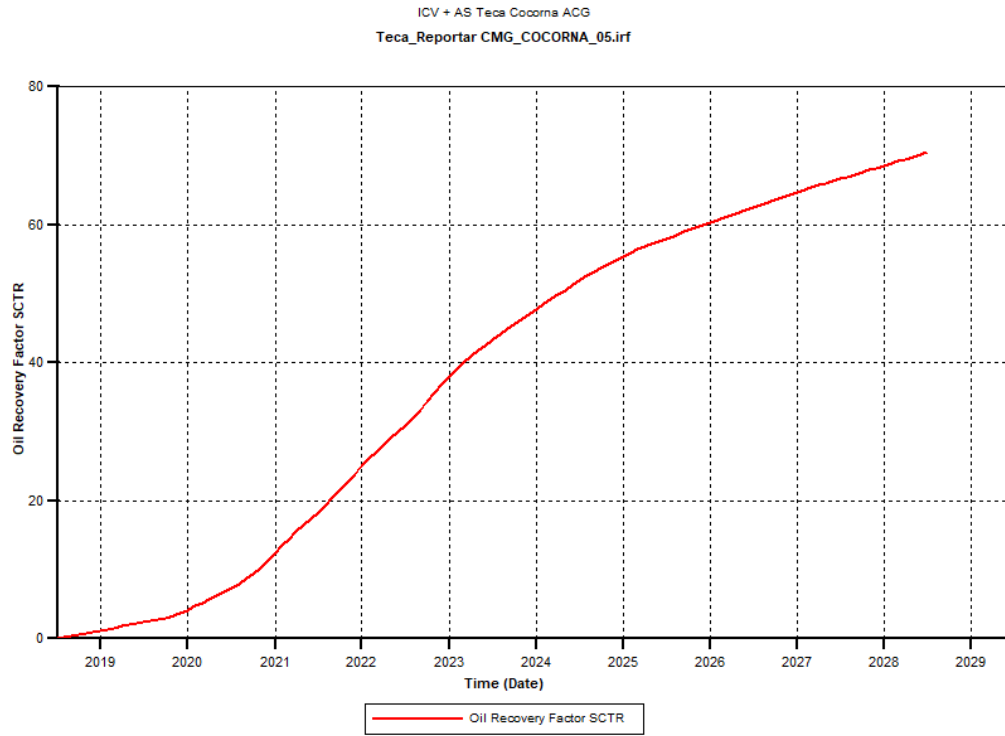


- **Caso óptimo:** Las gráficas presentadas a continuación, son aquellas generadas al simular la inyección continua de vapor con las condiciones operativas óptimas sensibilizadas previamente

Gráfico C21. Petróleo acumulado.



Gráfica C22. Factor de recobro.



Gráfica C23. Tasa de petróleo.

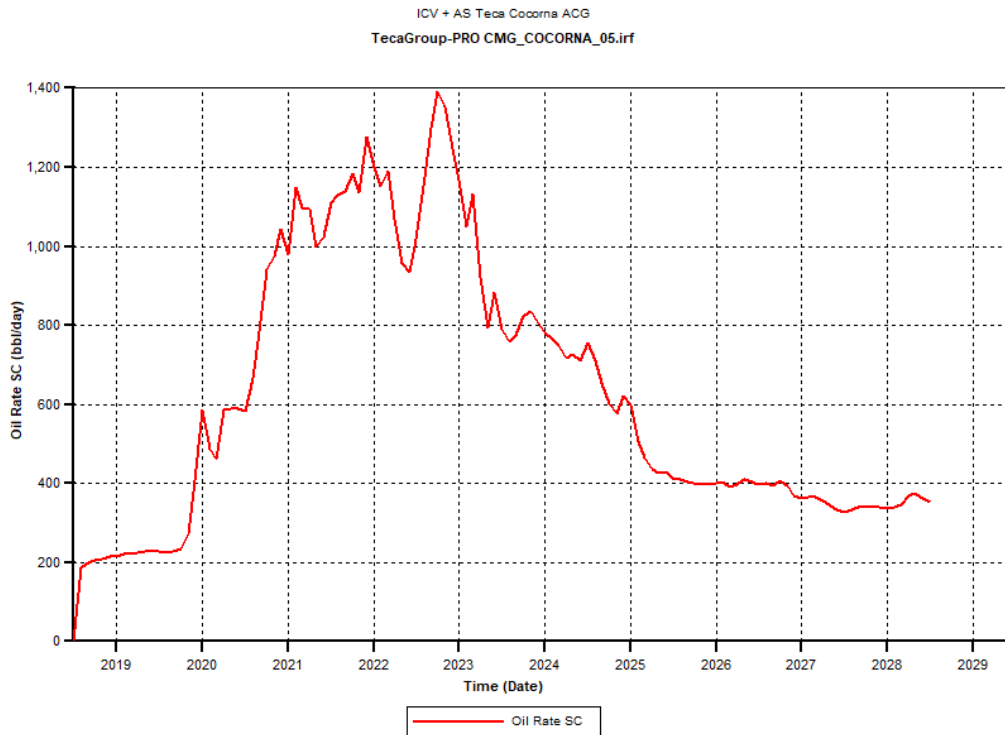
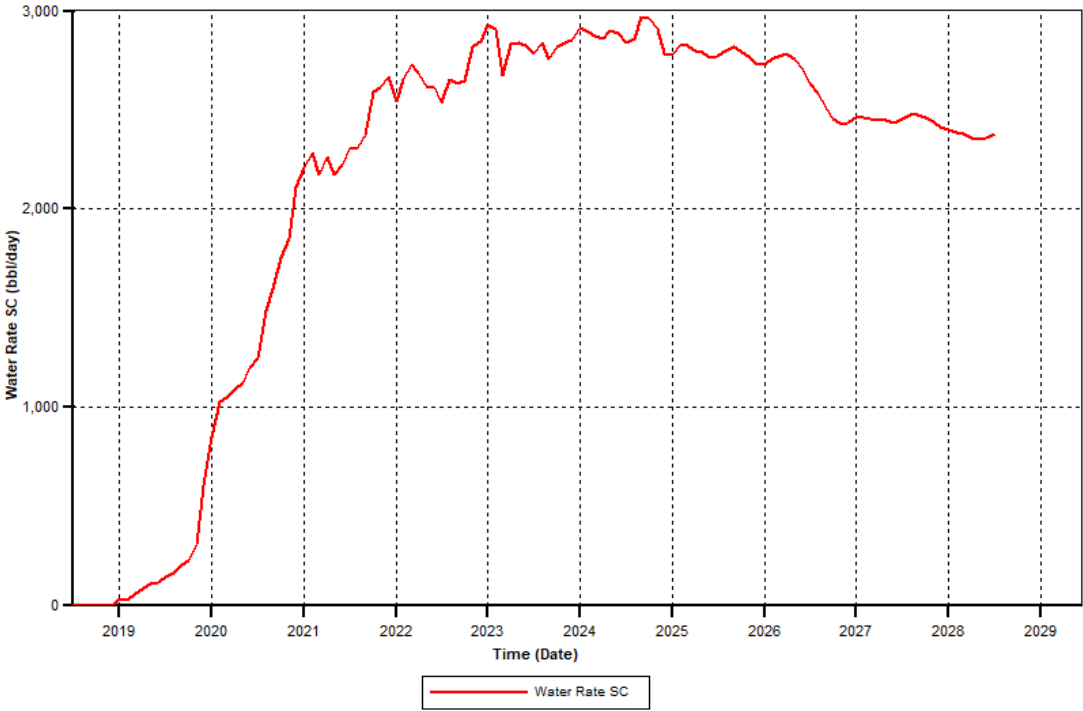


Gráfico C24. Tasa diaria de agua en los pozos productores.

ICV + AS Teca Cocorna ACG
TecaGroup-PRO CMG_COCORNA_05.irf



ANEXO D

MODELO 2D DESARROLLADO DEL CAMPO TECA-COCORNÁ

El propósito del presente anexo consiste en mostrar de forma mucho más detallada y sencilla, todos los efectos generados en el yacimiento dado el recobro térmico, químico y termoquímico. En un modelo mucho más simplificado se pueden apreciar conceptualmente como se presentan los diferentes fenómenos asociados a cada tipo de recobro, y con ello evaluar si con los datos utilizados se está dando una buena representación de estos.

Se va a hacer uso de cuatro modelos estáticos diseñados para representar los diferentes efectos que genera el recobro térmico, químico y termoquímico, además de su interacción y alteración debido a la litología. A continuación, se muestran las características de los modelos estáticos conceptuales:

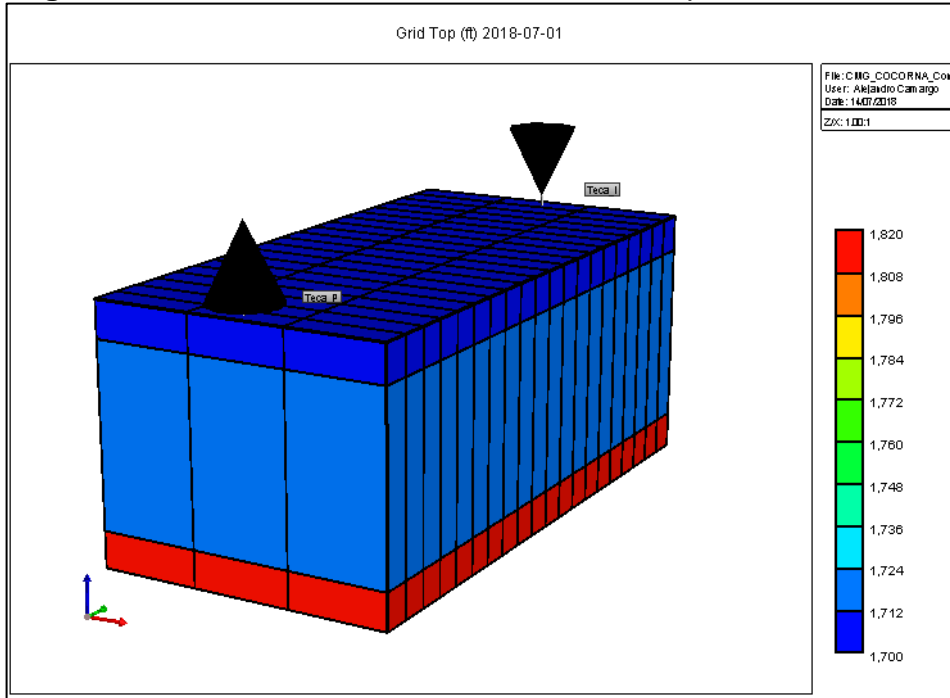
- Todas las propiedades petrofísicas de estos modelos 2D, se ingresaron en base a la información del **Cuadro 8**. Todas las propiedades de los fluidos, de la sección de interacción de roca-fluido y de la sección de inicialización, fueron ingresadas iguales que en el modelo 3D del Campo Teca-Cocorná.
- El primer modelo estático consiste en una arenisca con una lutita en su parte superior e inferior, el segundo modelo contiene lutitas en las zonas de la arenisca como modificación al primer modelo (para evidenciar de mejor forma los efectos de la lutita en los procesos de recobro mejorado) y el tercer modelo consiste en una arenisca dividida en un mayor número de celdas, esto para observar el efecto de la segregación gravitacional en el yacimiento que afecta la inyección continua de vapor.

El área del modelo corresponde a un cuarto del área de los patrones del Campo Teca-Cocorná. Es decir, este modelo posee un área de 1.25 acres.

Cada capa de lutita posee un espesor de 10 pies y el espesor de la arenisca es de 100 pies, esto se debe a que la zona B del Campo Teca-Cocorná posee en promedio este espesor.

- **Primer modelo estático. Modelo estático 2D de arenisca intercalada de lutitas.** En la figura D1 se muestra como quedo representado el primer modelo estático, es decir, aquel que se compone de una arenisca rodeada por lutitas en la parte inferior y superior:

Figura D1. Modelo estático 2D con una sola capa de arenisca

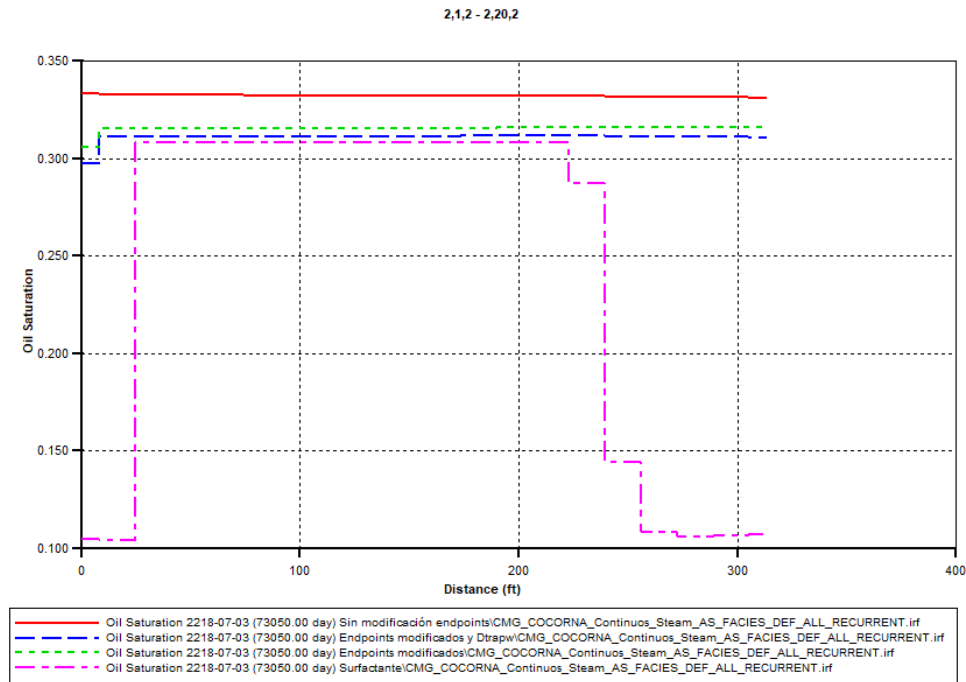


Los pozos que se observan en esa figura, fueron cañoneados únicamente en el estrato de la arena, la tasa de inyección del pozo inyector es de 125 BbL/d, con una calidad de vapor de 0.7 y a una temperatura de 400 °F. El intervalo en el cual se corrió la simulación fue de 200 años, es decir; la simulación comienza el primero de julio del 2018 y finaliza el primero de julio del 2218.

En este modelo estático, se corrieron los siguientes escenarios: El recobro térmico sin la modificación de los *endpoints* de las curvas de permeabilidad relativa en función de la temperatura, ni los sets de interpolación; el recobro térmico con la modificación de los *endpoints* de las curvas de permeabilidad relativa, pero sin los sets de interpolación; el recobro térmico con la modificación de los *endpoints* y los sets de interpolación; y el recobro termoquímico con la modificación de los *endpoints* y los sets de interpolación (con una concentración de surfactante de 2500 ppm).

A continuación, se presenta una gráfica en donde se ve la saturación de petróleo luego de correr cada uno de los casos de simulación.

Gráfica D1. Saturación de petróleo luego de correr las simulaciones en el modelo de una capa de arenisca.



La línea roja corresponde al escenario uno, la línea verde corresponde al escenario dos, la línea azul corresponde al escenario tres y la línea morada corresponde al escenario cuatro.

En el escenario uno, se observa la saturación de petróleo más alta, esto se debe a que en esta simulación no se está representando el efecto de la disminución de la saturación residual de petróleo, producto de la variación de la temperatura.

En el escenario dos, se está incluyendo la modificación de los *endpoints* de las curvas de permeabilidad relativa, producto del cambio de la temperatura, debido a esto, se ve que al final de la simulación hay menor cantidad de petróleo (S_{or}) luego de correr la simulación, ya que, en este caso la saturación irreducible de petróleo disminuye con la temperatura.

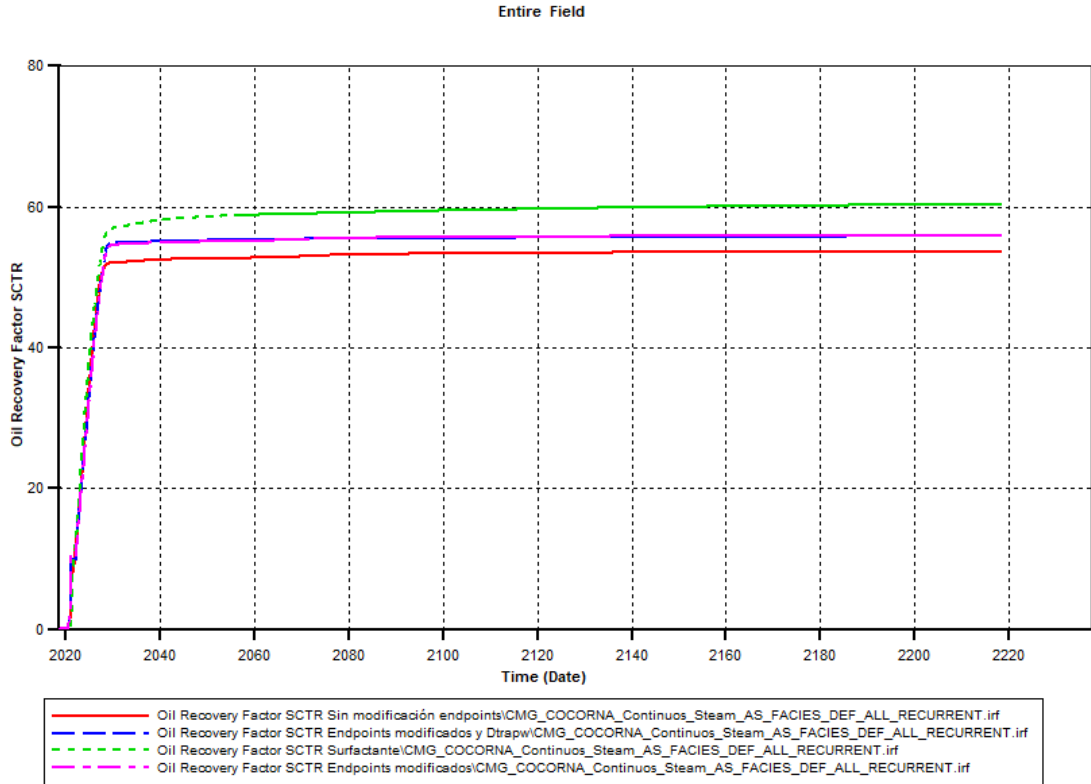
En el escenario tres, se incluye los sets de interpolación. El propósito de esta simulación consiste en demostrar que, al agregar los sets de interpolación, no va a cambiar significativamente los resultados producto de la simulación de la inyección continua de vapor (corrida de calibración de simulación).

En el escenario cuatro, se incluyen los sets de interpolación y la modificación de las curvas de permeabilidad. En este modelo se agregó además del vapor, una

concentración de surfactante de 2500 ppm, producto de esto se puede ver como en ciertas zonas la saturación de petróleo disminuye drásticamente.

En el **Gráfica D2** se presentan los factores de recobro en cada uno de los escenarios. Las curvas siguen la leyenda dada para la **Gráfica D1**.

Gráfica D2. Factor de recobro para los diferentes casos representados en el primer modelo estático.



Por medio del gráfico anterior, se hace evidente que, al adicionar surfactante en el bache de vapor, este induce un aumento de la cantidad de petróleo recuperado en superficie. Por lo que se puede concluir que el recobro termoquímico genera mejores condiciones en el yacimiento que favorecen la disminución del petróleo residual comparado con cada uno por separado para un yacimiento con las condiciones previamente establecidas.

- **Segundo modelo estático. Modelo estático 2D de arenisca intercalada de lutitas, con un 25% de lutitas en la zona de la arena.** En las figuras D2 y D3 se expone el resultado de la modificación del primer modelo estático, al adicionar un 25% de lutita en la zona de la arenisca.

Figura D2. Representación segundo modelo estático conceptual (vista global).

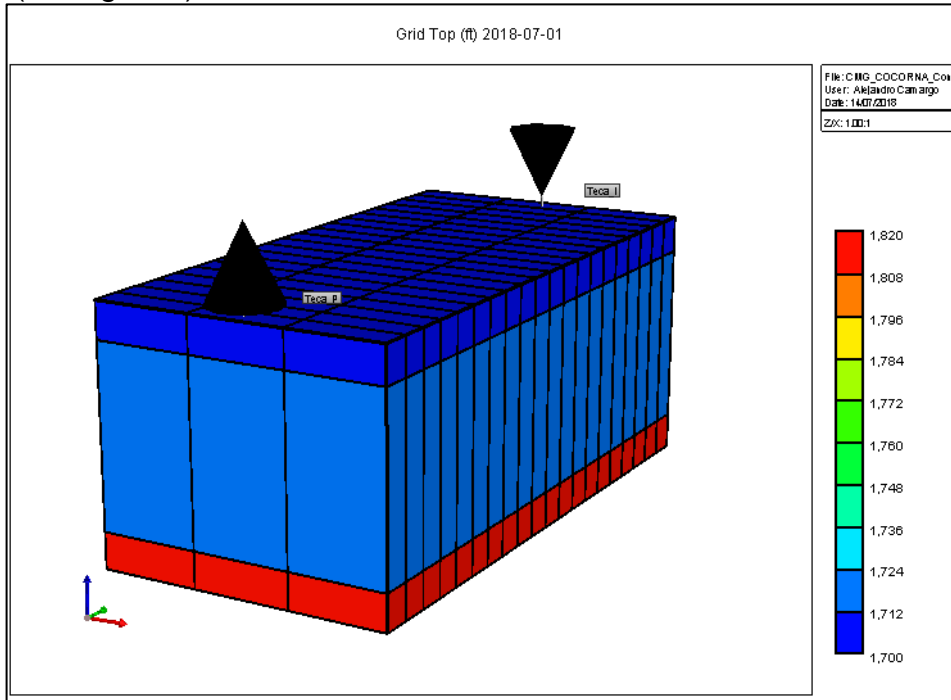
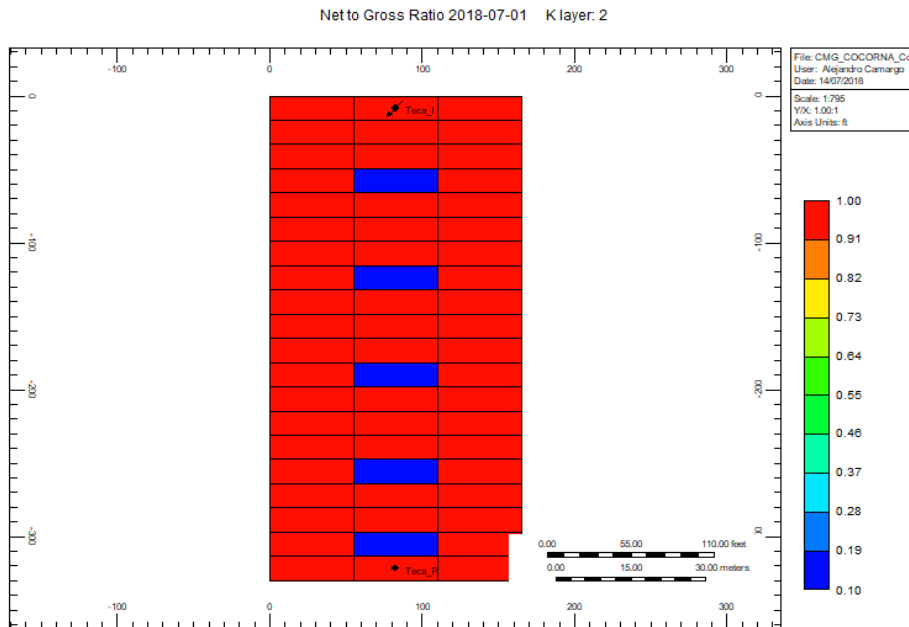


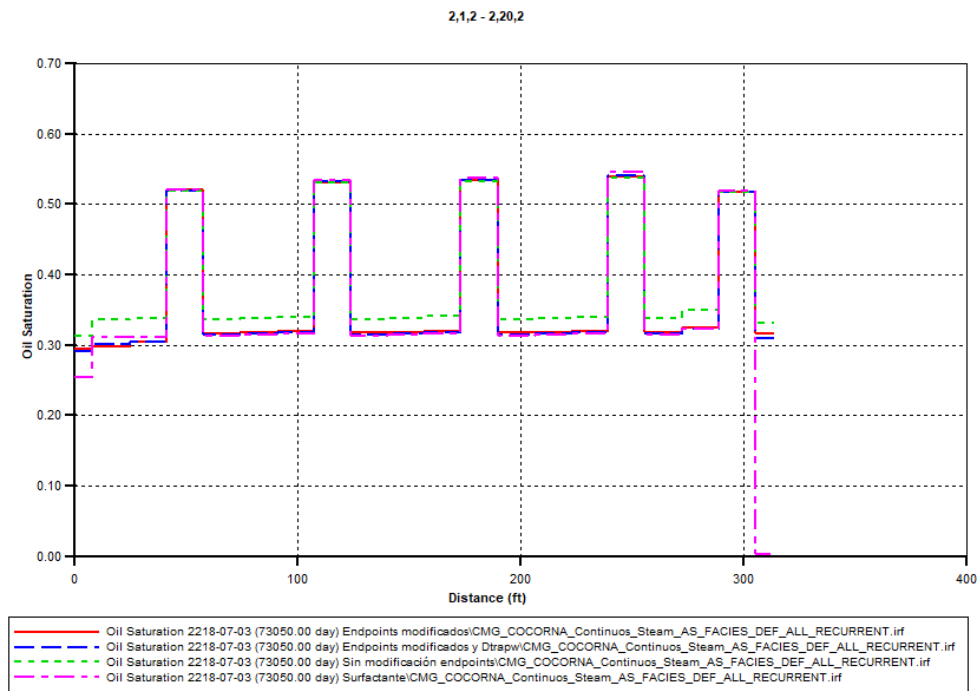
Figura D3. Representación segundo modelo estático conceptual (vista superior).



El color rojo corresponde a arenisca y las celdas de color azul corresponden a las lutitas en las anteriores dos figuras.

En este modelo estático, se corrieron los mismos escenarios que en el modelo anterior, los cuales corresponden a: El recobro térmico sin la modificación de los *endpoints* de las curvas de permeabilidad relativa en función de la temperatura ni los sets de interpolación, el recobro térmico con la modificación de los *endpoints* de las curvas de permeabilidad relativa, pero sin los sets de interpolación, el recobro térmico con la modificación de los *endpoints* y los sets de interpolación y el recobro termoquímico con la modificación de los *endpoints* y los sets de interpolación (con una concentración de surfactante de 2500 ppm).

Gráfica D3. Saturación de petróleo al final de la simulación de los escenarios para el segundo modelo conceptual.



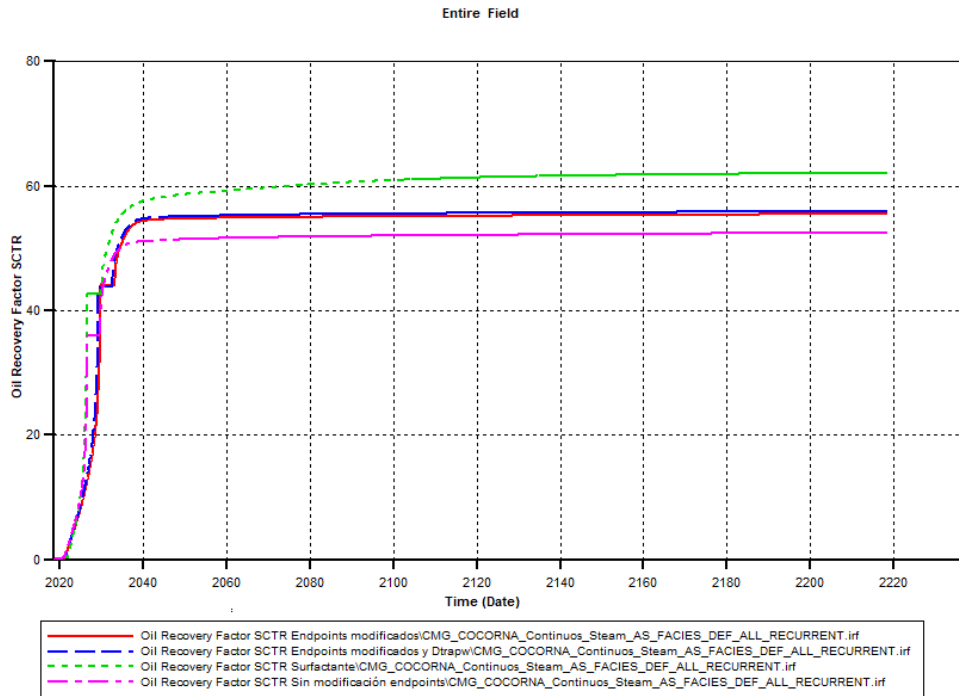
Las curvas siguen la leyenda dada para la **Gráfica D1**.

En la gráfica, se observan unos picos, estos corresponden a las lutitas en el modelo, en estas secciones la saturación de petróleo se mantiene invariable debido a la permeabilidad extremadamente baja que posee esta litología.

En la **Gráfica D4** se observan los diferentes factores de recobro en cada uno de los escenarios. Cada curva de cada color representa el mismo escenario que en el gráfico anterior.

En el **Gráfica D4** al igual que en el caso anterior se evidencia que en el escenario en donde se inyecta el surfactante, es en el que la saturación de petróleo residual alcanza los valores más bajos en determinadas zonas.

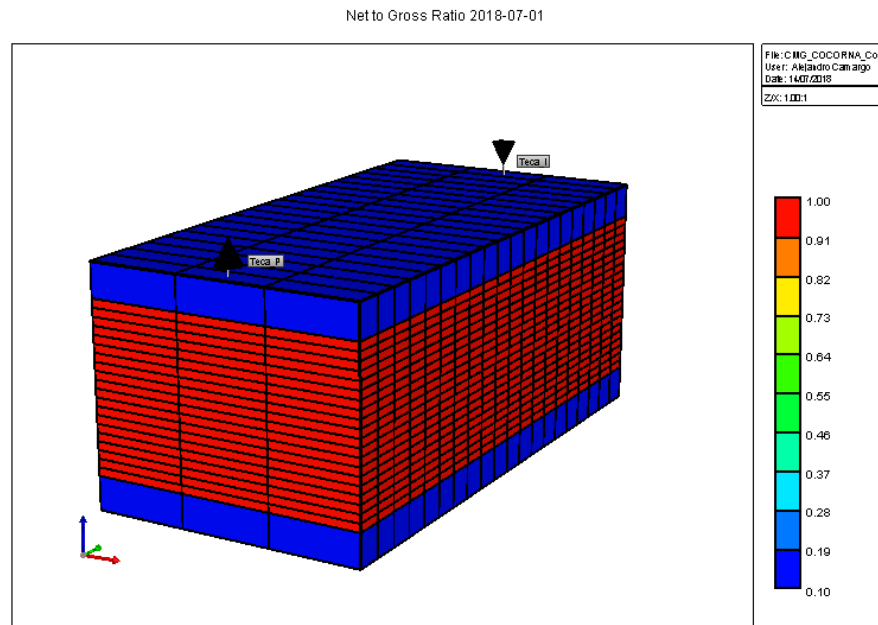
Gráfico D4. Factor de recobro resultado de los diferentes escenarios de simulación en el segundo modelo estático.



En el gráfico anterior, se evidencia como el factor de recobro aumenta cuando se adiciona el surfactante además de vapor. Es importante este resultado, ya que demuestra que el modelamiento del surfactante se está realizando de forma adecuada, dado que el recobro aumenta en estos escenarios con surfactante, al disminuir el S_{or} por medio de las modificaciones a las curvas de permeabilidad relativa, que a su vez son función de la variación del número capilar y tensión interfacial presentadas en los diferentes sets de interpolación.

- **Tercer modelo estático. Modelo estático 2D de arenisca con mayor resolución (mayor cantidad de celdas) e intercalada con lutitas.** En las **Figura D4**, se expone el resultado de la modificación del segundo modelo estático, al agregar mayor resolución en la capa de las areniscas. La zona de la arenisca se dividió en veinte capas adicionales en la dirección z. Esta modificación se realizó, como se mencionó anteriormente con el propósito de evidenciar el efecto de la segregación gravitacional en el yacimiento y en la inyección de vapor.

Figura D4. Representación del tercer modelo estático conceptual.



En la **Figura D4** las celdas de color azul corresponden a las lutitas y las celdas de color rojo corresponden a las areniscas. A pesar de que en este modelo se aumentó el número de celdas, el volumen del modelo estático sigue siendo el mismo.

En este modelo estático, se corrieron los mismos escenarios que en el modelo anterior, los cuales corresponden a: El recobro térmico sin la modificación de los *endpoints* de las curvas de permeabilidad relativa en función de la temperatura ni los sets de interpolación, el recobro térmico con la modificación de los *endpoints* de las curvas de permeabilidad relativa, pero sin los sets de interpolación, el recobro térmico con la modificación de los *endpoints* y los sets de interpolación y el recobro termoquímico con la modificación de los *endpoints* y los sets de interpolación (con una concentración de surfactante de 2500 ppm).

En las **Figuras D5 a D8**, se observa cómo va cambiando la saturación de petróleo en el yacimiento a medida que se avanza la inyección de vapor.

Figura D5. Saturación de petróleo en el tercer modelo estático conceptual, al inicio de la simulación.

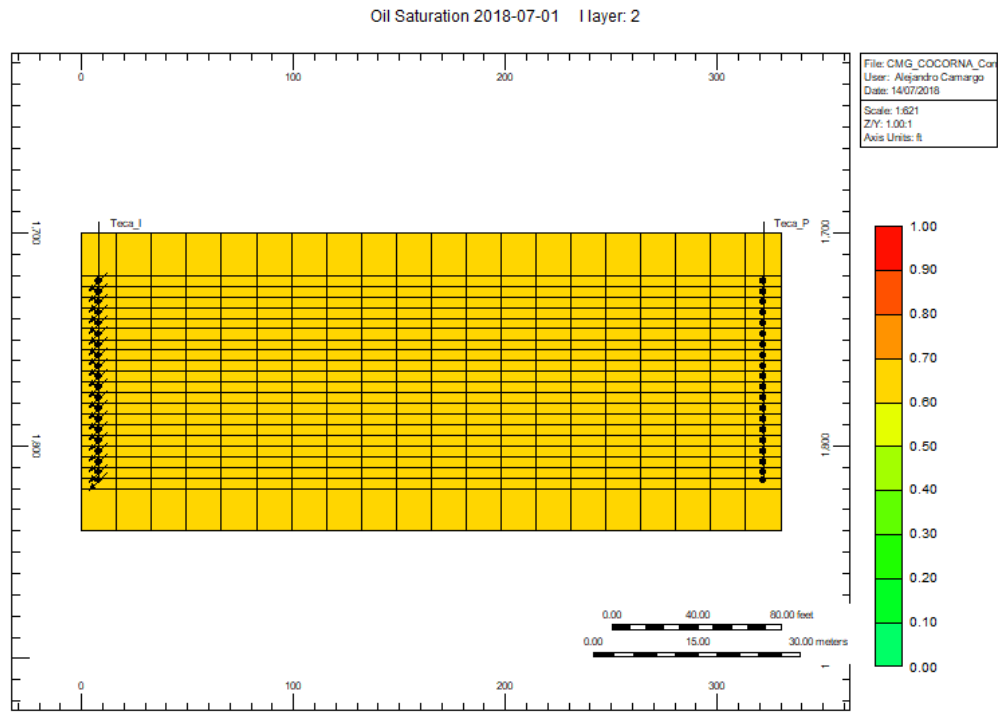


Figura D6. Saturación de petróleo en el tercer modelo estático conceptual, al primer año de la simulación.

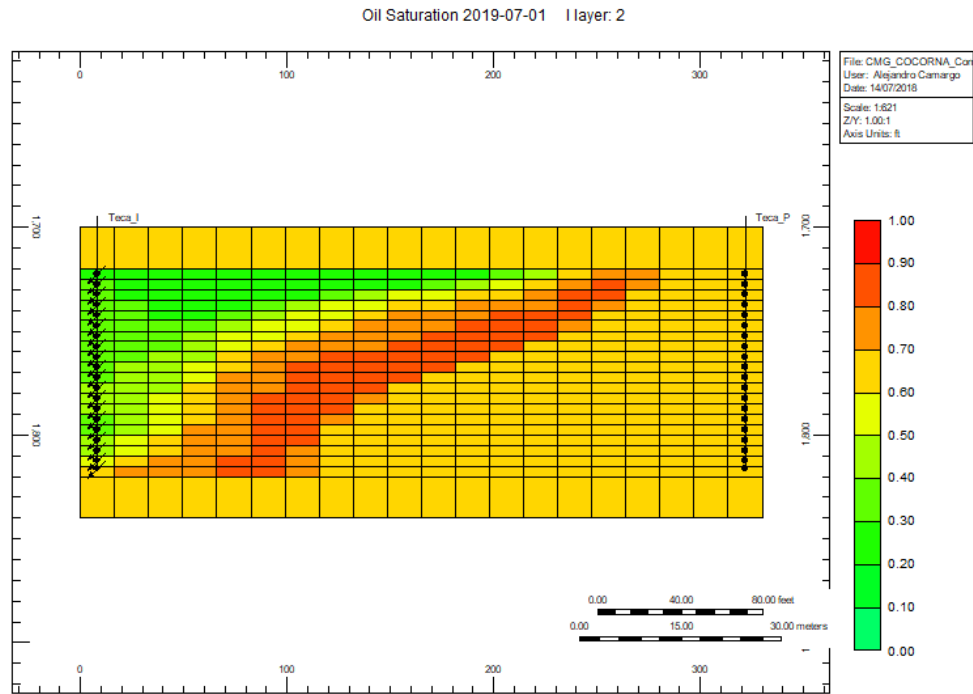


Figura D7. Saturación de petróleo en el tercer modelo estático conceptual, al segundo año de la simulación.

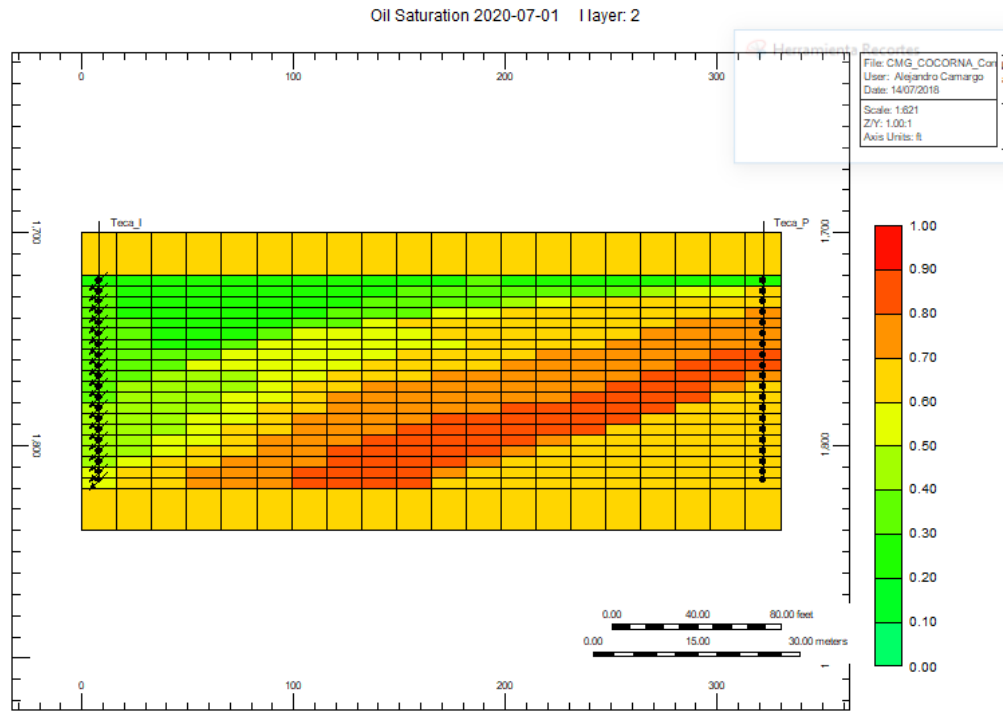
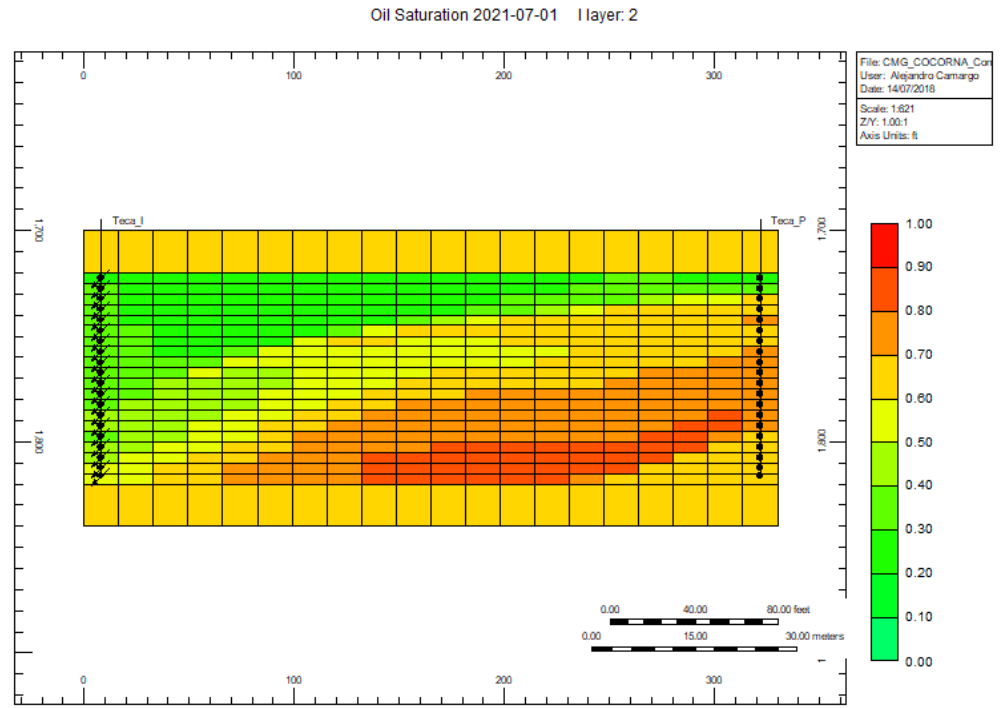


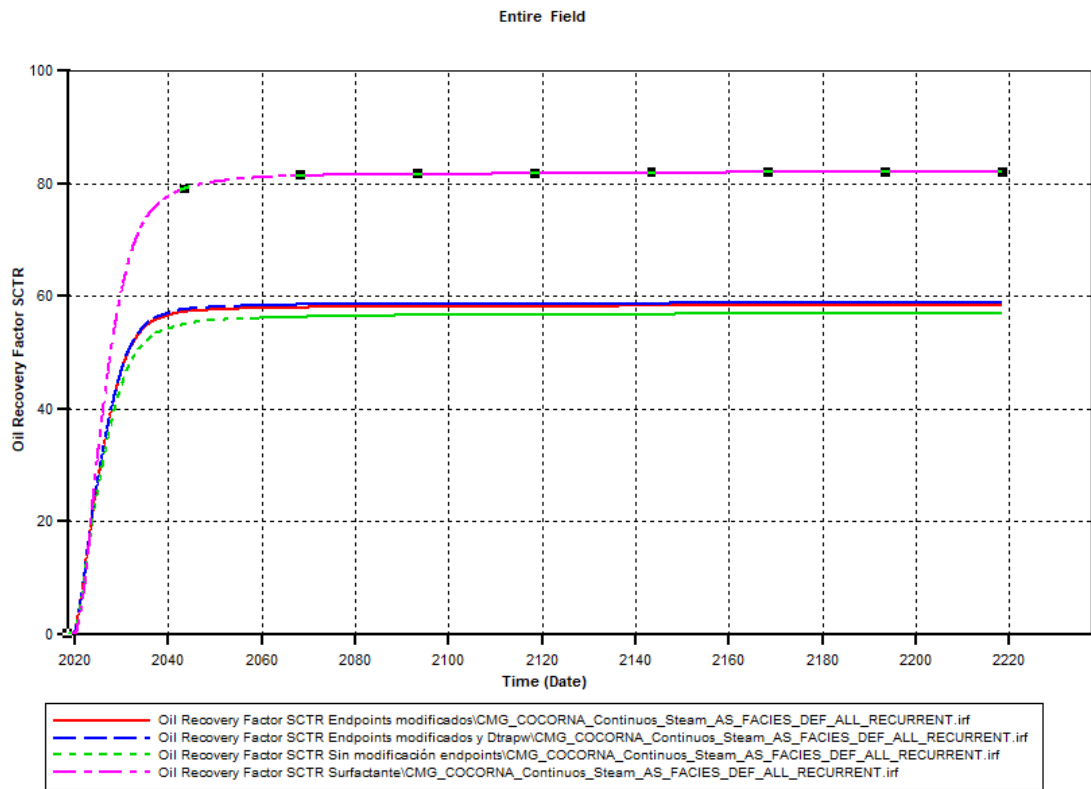
Figura D8. Saturación de petróleo en el tercer modelo estático conceptual, tercer año de la simulación.



Con estas figuras se puede observar cómo se presenta el fenómeno de la segregación gravitacional en la inyección de vapor. Debido a esto, el vapor llega primero a las capas superiores de la formación actuando en parte como una capa de gas y “empujando” el petróleo hacia el pozo productor, además de su acción sobre la viscosidad y movilidad.

En el **Gráfica D6**, se presentan diferentes factores de recobro para los mismos escenarios evaluados previamente.

Gráfica D6. Factor de recobro resultado de los diferentes escenarios de simulación en el tercer modelo estático conceptual.



La línea de color verde corresponde al escenario uno, la línea de color roja corresponde al escenario dos, la línea de color azul corresponde al escenario tres y finalmente, la línea de color morado corresponde al escenario cuatro. Cada uno de los escenarios, corresponde a los mismos parámetros que en el modelo estático presentado en las secciones anteriores.