



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

**“OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DE CRUDOS
PESADOS, MEDIANTE SIMULACIÓN DE INYECCIÓN CÍCLICA DE
VAPOR E INYECCIÓN DE CO₂, UTILIZANDO UN SOFTWARE DE
INGENIERÍA”**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEO**

AUTORES:

**CARRANZA QUINATO A GISSELA CAROLINA
MEREJILDO QUIMI GABRIEL ARTURO**

TUTOR:

ING. FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR, MSC.

LA LIBERTAD- ECUADOR

2018

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

**“OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DE CRUDOS
PESADOS, MEDIANTE SIMULACIÓN DE INYECCIÓN CÍCLICA DE
VAPOR E INYECCIÓN DE CO₂, UTILIZANDO UN SOFTWARE DE
INGENIERÍA”**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEO**

AUTORES:

**CARRANZA QUINATO GISELA CAROLINA
MEREJILDO QUIMI GABRIEL ARTURO**

TUTOR:

ING. FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR, MSC.

LA LIBERTAD- ECUADOR

2018

DEDICATORIA

A Dios

El principal motor de mi vida, mi Padre Celestial, todo poderoso, dueño de toda sabiduría, mi guía y fortaleza en todo momento, quien me ha colmado de bendiciones y ha cumplido su palabra en mi vida, “Deléitate en el SEÑOR, y él te concederá los deseos de tu corazón él te concederá los deseos de tu corazón”, y en su infinita bondad y misericordia, me ha permitido cumplir una meta más en mi vida.

A mi padre Fausto

Por su apoyo incondicional, por el esfuerzo que día a día realiza para que pueda terminar mis estudios, siempre me ha motivado a esforzarme, se lo dedico Padre por su confianza en mí.

A mi madre Estela

Por ser una excelente madre, quien lo dado todo para que pueda culminar esta etapa, quien con su ejemplo me ha enseñado a nunca rendirme, por sus oraciones, por creer en mí, por su amor, esto es para ti Madre.

A mis hermanos Viviana, Daniel y Gabriel

Por ser mi ejemplo, su motivación y comprensión han sido esenciales en mi vida para culminar esta etapa.

A toda mi familia

Mis abuelos, tíos y primos quienes con su apoyo contribuyeron de una u otra manera para que hoy cumpla esta meta; a mi Tía Fanny por su apoyo, porque siempre ha estado presta ayudarme cuando lo he necesitado.

A mis amigos

Noemí, Lisette, Denisse, Kathy, David, Johnny, Gabriel, por tomarse el tiempo de estar a mi lado cuando lo he necesitado, sus palabras de aliento, bromas y momentos inolvidables disfrutados durante todo este tiempo.

Gissela Carolina Carranza Quinatoa

DEDICATORIA

A Dios.

Por estar en este periodo de mi vida universitaria, cuando tantas veces hubo situaciones que mencioné como suerte, pero en realidad fueron acciones del Todopoderoso; por fortalecer mi corazón y poner en mi camino aquellas personas que dieron su granito de arena para este final.

A mis familiares.

A mis padres Martha y Víctor. A mi madre, quien a pesar de no tener mucho conocimiento acerca de la vida universitaria me siguió apoyando, dándome una buena actitud todos los días y su deseo de sentirse orgullosa de su hijo. A mi padre quien, a pesar de su carácter rígido, supo cambiar esa faceta con el transcurso de mis objetivos alcanzados y me permitió recibir su actitud de coraje y perseverancia.

A mis hermanos René, Víctor y Ketty, quienes cuando se dispuso la ocasión, estuvieron para darme su apoyo sin prejuicio alguno.

Mi querida abuela María, quien no alcanzó ver este logro en mi vida pero que con todo mi corazón se lo consagro a ella.

A mis amigos.

A mi amiga y compañera de titulación Gissela, por dejarme tomar el tiempo necesario y coincidir de mejor manera en llevar a cabo este trabajo junto a ella.

A Jhajaira y Lisette López, por formar parte de un importante periodo de mi vida como universitario

A todos mis demás amigos, Lisette Tomalá, Denisse, Gary, Luis, Carlos, Andrés, Ángel, Alan y muchos otros, por compartir buenas y malas memorias y sobre todo por brindar su confianza al momento de aceptar mi carácter y forma de trabajar con ellos.

Gabriel Merejildo Quimi

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, queremos expresar nuestro agradecimiento a Dios, fuente de toda sabiduría e inspiración, por sus bendiciones y fortaleza a lo largo de este camino.

A nuestros Padres y hermanos por su ejemplo, confianza y apoyo en todo momento, quienes son la principal motivación para el logro de esta meta.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, la cual nos dio la oportunidad de formarnos como profesionales.

A la Carrera de Ingeniería en Petróleos y todos sus docentes, quienes impartieron sus enseñanzas y contribuyeron al desarrollo de nuestra vida estudiantil.

Al nuestro tutor Ingeniero Fidel Chuchuca, por sus enseñanzas, directrices y tiempo brindado, las cuales fueron propicios para realizar este proyecto de la mejor manera.

Agradecemos sinceramente a nuestros amigos por sus consejos y apoyo, quienes hicieron placentera nuestra vida universitaria.

*Gissela Carolina Carranza Quinatoa
Gabriel Arturo Merejildo Quimi*

Licenciada Marianela Silva Sánchez. PhD

Cédula de identidad: 0962550133

Número de celular: 0999504411

Salinas- Provincia de Santa Elena.

Ecuador

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, Dra. Marianela Silva Sánchez, certifico que he revisado la redacción, estilo y ortografía del contenido del proyecto de investigación: **Optimización de la producción en yacimientos de crudos pesados, mediante simulación de inyección cíclica de vapor e inyección de CO₂, utilizando un software de ingeniería**; elaborado por **Carranza Quinatoa, Gissela Carolina**, cédula de ciudadanía 1723261846 y **Merejildo Quimi, Gabriel Arturo**, cédula de ciudadanía 2400129363; presentado como requisito académico previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo, en la Universidad Estatal Península de Santa Elena, Facultad de Ciencias de la Ingeniería. Carrera de Ingeniería en Petróleo.

El mencionado trabajo, en el contexto general, cumple con los requisitos de redacción, estilo y ortografía para el uso del idioma español.

Certificación que otorgo para fines académicos pertinentes, en la ciudad de Santa Elena a los once días del mes de julio del dos mil dieciocho.

Certifica,



Dra. Marianela Silva Sánchez

Licenciada en educación: SENESCYT número 862194454

Doctora en ciencias de la educación: SENESCYT número 8622110183

Especialista en Psicología Educacional

Diplomada en Metodología de investigación cualitativa

TRIBUNAL DE GRADO

Ing. Juan Garcés, Mgp.
**DECANO DE LA FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

Ing. Marllelis Gutiérrez, MSc.
**DIRECTORA DE LA CARRERA
INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

Ing. Fidel Chuchuca, MSc.
DOCENTE TUTOR

Ing. Sadi Iturralde, MSc.
DOCENTE DE AREA

Abg. Víctor Coronel Ortiz, MSc.
SECRETARIO GENERAL

CERTIFICACIÓN DE TUTOR

En mi calidad de Tutor de la Tesis: **“OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS, MEDIANTE SIMULACIÓN DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR E INYECCIÓN DE CO₂, UTILIZANDO UN SOFTWARE DE INGENIERÍA”**, desarrollada por los estudiantes **Carranza Quinatoa Gissela Carolina** y **Merejildo Quimi Gabriel Arturo** egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del Título de Ingeniería en Petróleo.

Me permito declarar que luego de haber dirigido, estudiado y revisado, apruebo en su totalidad este trabajo de investigación.

Atentamente,

Ing. Fidel V. Chuchuca Aguilar, MSc.
CI. 0704789502
Docente Tutor

La Libertad, 03 de julio de 2018

CERTIFICACIÓN ANTIPLAGIO

004-TUTOR FVCA-2018

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado **“OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS, MEDIANTE SIMULACIÓN DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR E INYECCIÓN DE CO₂, UTILIZANDO UN SOFTWARE DE INGENIERÍA”**, elaborado por los estudiantes **Carranza Quinatoa Gissela Carolina y Merejildo Quimi Gabriel Arturo**, egresados de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleos, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 3% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Atentamente,

Ing. Chuchuca Aguilar Fidel Vladimir, MSc.

C.I.: 0704789502

Docente Tutor

DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE TESIS

Nosotros, Gissela Carolina Carranza Quinatoa y Gabriel Arturo Merejildo Quimi con cédulas de ciudadanía; 1723261846 y 2400129363 respectivamente, declaramos bajo juramento que el trabajo de titulación denominado **“OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS, MEDIANTE SIMULACIÓN DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR E INYECCIÓN DE CO₂, UTILIZANDO UN SOFTWARE DE INGENIERÍA”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera Ingeniería en Petróleo, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente a nuestra autoría.

Por este motivo, manifestamos la originalidad de la presente tesis, señalando aportes intelectuales y citas bibliográficas debidamente referenciadas y se autoriza a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que realice el uso adecuado y pertinente de la presente tesis.

Gissela Carolina Carranza Quinatoa
C.I. 1723261846

Gabriel Arturo Merejildo Quimi
C.I. 2400129363

TABLA DE CONTENIDOS

PORTADA.....	i
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTO	v
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA	vi
TRIBUNAL DE GRADO.....	vii
CERTIFICACIÓN DE TUTOR.....	viii
CERTIFICACIÓN ANTIPLAGIO.....	ix
DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE TESIS.....	x
TABLA DE CONTENIDOS	xi
INDICE DE TABLAS	xv
INDICE DE FIGURA.....	xvi
ABREVIATURAS	xviii
RESUMEN.....	xx
ABSTRACT.....	xxi
INTRODUCCIÓN.....	1

CAPITULO I

El Problema

1.1.Antecedentes.....	3
1.2.Planteamiento del Problema.....	7
1.3.Justificación	8
1.4.Objetivos	10
1.4.1.Objetivo General.....	10
1.4.2.Objetivos Específicos.....	10
1.5.Hipótesis del trabajo	10

CAPÍTULO II

Crudo Pesado

2.1.Clasificación de los Aceites Crudos	11
2.2.Definición del Crudo Pesado	11
2.2.1.Propiedades físicas y químicas del petróleo pesado.....	13
2.3.Importancia de los Crudos Pesados	14
2.4.Factor de Recuperación	14
2.5.Métodos de recuperación aplicables y disponibles para crudos pesados y extra pesados	15
2.5.1.Recuperación Primaria.....	17
2.5.2.Recuperación Secundaria.....	18
2.5.3.Recuperación Mejorada (EOR).....	18
2.5.3.1.Métodos Térmicos.....	19
2.5.3.2.Métodos No Térmicos.....	20
2.5.4.Inyección de Agua Caliente.....	21
2.5.5.Inyección Continua de Vapor.....	22
2.5.6.Inyección Alternada de Vapor.....	24

2.5.7.Drenaje por Gravedad Asistida con Vapor (SAGD).	25
2.5.8.Combustión in Situ.	26
2.5.9.Inyección de CO ₂	27

CAPÍTULO III

Inyección cíclica de vapor

3.1.Propiedades Térmicas de la Roca Y Fluidos	29
3.1.1.Gradientes Geotérmico.	29
3.1.2.Capacidad calorífica de las rocas saturadas.	30
3.1.3.Conductividad térmica.....	31
3.1.3.1.Conductividad Térmica para Líquidos λ	31
3.1.3.2.Conductividad térmica de las rocas.....	32
3.1.4.Calor específico.....	33
3.1.5.Viscosidad.	34
3.1.5.1.Viscosidad del agua y vapor.	34
3.1.5.2.Viscosidad del petróleo.	35
3.1.6.Calor latente de vaporización.....	36
3.2.Vapor.....	37
3.2.1.Estados del vapor.	37
3.2.2.Presión de Vapor.....	39
3.2.3.Calidad de vapor y vapor húmedo.....	39
3.2.4.Calidad de vapor en la cabeza del pozo.	40
3.3.Mecanismos de transferencia de calor.	40
3.3.1.Conducción.....	40
3.3.2.Convección.	41
3.3.3.Radiación.	41
3.4.Distribución y Transferencia de Calor entre el Yacimiento y el Pozo Inyector	42
3.4.1.Pérdidas de calor.	43
3.5.Pozos Inyectores.....	43
3.5.1.Arreglo de Pozos.....	44
3.5.1.1.Modelo de Cinco Pozos- Inyección Regular.....	45
3.6.Inyección Cíclica de Vapor.	45
3.6.1.Criterios de selección para inyección.....	47

CAPÍTULO IV

Inyección de CO₂

4.1.Propiedades generales del CO ₂	48
4.1.1.Densidad.	49
4.1.2.Viscosidad.	50
4.1.3.Factor de compresibilidad del CO ₂	51
4.1.4.Solubilidad.....	52
4.1.5.Diagrama de fases del CO ₂	53
4.1.6.Miscibilidad.....	54

4.1.6.1.Miscibilidad al primer contacto.	54
4.1.6.2.Miscibilidad por contacto múltiple.	55
4.1.7.Presión Mínima de Miscibilidad (PMM).....	55
4.1.7.1.Cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad.	57
4.2.Recuperación mejorada mediante inyección de CO2.	59
4.2.1.Eficiencia de Desplazamiento.....	59
4.2.2.Eficiencia de Barrido.	60
4.2.3.Desplazamiento Miscible.	60
4.2.4.Desplazamiento Inmiscible.	63
4.2.5.Efectos de la Inyección de CO2.....	64
4.3.Esquema de inyección de CO2	65
4.3.1.Inyección continua de CO2.....	65
4.3.2.Inyección alternada de CO2 y agua (WAG).....	65
4.3.3.Inyección simultánea de CO2 y agua.....	66

CAPÍTULO V

Desarrollo de la simulación

5.1.Simulación numérica de la inyección cíclica de vapor e inyección de CO2.	67
5.2.Modelo caso base sintético.....	67
5.2.1.Inicialización del simulador.	67
5.2.2.Dimensiones del yacimiento.	68
5.2.3.Propiedades de la Roca.....	69
5.2.4.Creación del modelo de crudo pesado.	70
5.2.4.1.Caracterización de la fase ligera y de la fase pesada.	72
5.2.4.2.Ajuste de la presión de saturación.	76
5.2.4.3.Agrupamiento del Modelo a Trece Componentes.	78
5.2.4.4.Ingreso y ajuste de la Prueba de Liberación Diferencial.....	80
5.2.4.4.1.Ajuste de la gravedad específica del petróleo pesado.	81
5.2.4.4.2.Ajuste de Bo y GOR del petróleo pesado.....	82
5.2.4.4.3.Ajuste de Oil Viscosity del petróleo pesado.	82
5.2.5.Modelo de permeabilidades relativas.....	87
5.2.5.1.Propiedades Térmicas.....	90
5.2.6.Condiciones Iniciales del Yacimiento.....	91
5.3.Condiciones operacionales de los pozos.....	92
5.3.1.Definición de parámetros de pozos para la inyección cíclica de vapor.	93
5.3.1.1.Sensibilidades para el Ciclo de Inyección y Tiempo de Remojo.	95
5.3.1.2.Optimización de parámetros para la inyección cíclica de vapor.	96
5.3.2.Definición de parámetros de pozos para la inyección de CO2.	100
5.3.2.1.Optimización de parámetros para la inyección de CO2.	100
5.4.Estrategias adicionales para la optimización de producción de crudo pesado.	103

CAPÍTULO VI

Análisis de Resultados

6.1.Análisis de Estrategias de Producción del Caso 3 al Caso 8.....	108
6.1.1.Sensibilidad Caso 3 - Inyección Vapor + CO2 (Co-Inyección).	108
6.1.2.Sensibilidad Caso 4 - Inyección Vapor + Mezcla de Solventes 1.	112
6.1.3.Sensibilidad Caso 5 - Inyección Vapor + Mezcla de Solventes 2.	115
6.1.4.Sensibilidad Caso 6 - Inyección de CO2 a varias Fracciones Molares.	117
6.1.5.Sensibilidad Caso 7 - Inyección de CO2 + Mezcla de Solventes 1.....	119
6.1.6.Sensibilidad Caso 8 - Inyección de CO2 + Mezcla de Solventes 2.....	122
6.2.Análisis de los casos sensibilizados sobre el yacimiento.	125
6.2.1.Tasa de Producción.	126
6.2.2.Corte de Agua.....	127
6.2.3.Tasa de Inyección.	129
6.2.4.Petróleo y Agua Producida acumulado.	130
6.2.5.Fluidos de Inyección acumulados.	132
6.2.6.Factor de Recobro	133
6.2.7.Presión del Yacimiento.....	134
6.3.Cuantificación de Resultados.....	134
Conclusiones	138
Recomendaciones	141
Bibliografía	142

INDICE DE TABLAS

Ítem	Descripción	Página
Tabla 1.	Clasificación de los Crudos según su densidad °API.....	11
Tabla 2.	Características de los métodos de recuperación de crudos pesados.	21
Tabla 3.	Criterios para inyección de agua caliente.	22
Tabla 4.	Propiedades de la roca.....	69
Tabla 5.	Composición del crudo pesado 14° API.....	72
Tabla 6.	Caracterización de la fracción pesada.....	75
Tabla 7.	Prueba de liberación diferencial.	80
Tabla 8.	Viscosidad de Crudo pesado	83
Tabla 9.	Propiedades del crudo pesado y agua.....	87
Tabla 10.	Data para curvas de permeabilidades relativas.....	88
Tabla 11.	Condiciones operacionales de pozos.....	94
Tabla 12.	Óptimos parámetros para inyección de vapor, resultado de las sensibilidades.	100
Tabla 13.	Óptimos parámetros para la inyección de CO2, resultado de las sensibilidades.....	102
Tabla 14.	Fracciones molares de inyección para el Caso 3.....	103
Tabla 15.	Fracciones molares de inyección para el Caso 4.....	104
Tabla 16.	Fracciones molares de inyección para el Caso 5.....	104
Tabla 17.	Fracciones molares de inyección para el Caso 6.....	104
Tabla 18.	Fracciones molares de inyección para el Caso 7.....	105
Tabla 19.	Fracciones molares de inyección para el Caso 8.....	105
Tabla 20.	Programa de inyección durante los diez años del estudio.....	107
Tabla 21.	Resultados de producción del primer ciclo.....	135
Tabla 22.	Resultados de producción del segundo ciclo.	135
Tabla 23.	Resultados de producción del tercer ciclo.	136
Tabla 24.	Resultados de producción del cuarto ciclo.....	136
Tabla 25.	Resultados de producción del periodo de inyección continua.....	137

INDICE DE FIGURA

Figura 1. Reservas de petróleo a nivel mundial.....	4
Figura 2. Tendencia de la viscosidad con la temperatura en crudos pesados.....	13
Figura 3. Métodos de recuperación.	16
Figura 4. Recuperación primaria.	17
Figura 5. Proceso de inyección continua de vapor.....	24
Figura 6. Producción de un pozo sometido a varios ciclos de inyección de vapor	25
Figura 7. Comportamiento de SAGD para un yacimiento homogéneo.....	26
Figura 8. Diagrama del proceso de inyección de aire.	27
Figura 9. Mecanismo de inyección de CO2.....	28
Figura 10. Temperatura de saturación del agua.	37
Figura 11. Diagrama PV de una sustancia pura.....	38
Figura 12. Transferencia de calor al yacimiento.....	42
Figura 13. Pérdidas de calor durante la inyección de fluidos calientes.....	43
Figura 14. Arreglo normal de cinco, siete y nueve pozos respectivamente.	45
Figura 15. Etapas de inyección cíclica de vapor.....	47
Figura 16. Variation of CO2 density as a function of temperature and pressure.	49
Figura 17. Variation of CO2 viscosity as a function of temperature and pressure.....	50
Figura 18. Compressibility factor of CO2.	51
Figura 19. Solubility of CO2 in water.	52
Figura 20. Phase diagram for CO2.	53
Figura 21. Proceso de miscibilidad al primer contacto.	54
Figura 22. Definición de la presión mínima de miscibilidad.	56
Figura 23. Correlación Lasater (1958).....	58
Figura 24. Correlación Mungan (1981).....	58
Figura 25. Ventana de inicialización del simulador.....	68
Figura 26. Ventana para diseño de mallado.....	69
Figura 27. Ventana para propiedades de celdas.....	70
Figura 28. Interfaz para creación de fluidos composicionales.	72
Figura 29. Interfaz de creación del crudo pesado composicional.	73
Figura 30. Interfaz de ingreso de la fracción molar del crudo pesado.	74
Figura 31. Ingreso de las propiedades de la fracción pesada.	75
Figura 32. Ingreso de la presión y temperatura de saturación.	76
Figura 33. Ajuste de las propiedades de los componentes del crudo.	77
Figura 34. Ajuste de la presión de saturación del crudo.	78
Figura 35. Agrupación de los componentes del crudo.	79
Figura 36. Validación de la presión de saturación después del agrupamiento.	80
Figura 37. Ingreso de la prueba de liberación diferencial en el simulador.	81
Figura 38. Ajuste del factor volumétrico y GOR en el simulador.....	82
Figura 39. Viscosidad del crudo pesado en función de la temperatura.	83
Figura 40. Gráfica de viscosidad arrojada por el simulador.	84
Figura 41. Ajuste de viscosidad del crudo pesado en el simulador.....	85
Figura 42. Caracterización del crudo pesado, resultado de la simulación.....	86
Figura 43. Ingreso de las fracciones molares, resultado de la simulación.....	86

Figura 44. Viscosidad del crudo pesado en función de la temperatura °F	87
Figura 45. Ventana para generar curva de permeabilidades relativas.	89
Figura 46. Permeabilidad relativa agua – crudo.	90
Figura 47. Ventana de propiedades térmicas.	90
Figura 48. Cómo determinar la profundidad de referencia.	91
Figura 49. Ventana Initial Conditions. Aplicación simulador térmico.....	92
Figura 50. Configuración para inyección cíclica de vapor.....	94
Figura 51. Configuración para inyección cíclica de vapor visto en planta.	95
Figura 52. Sensibilidad de la óptima presión en la inyección cíclica de vapor.	97
Figura 53. Sensibilidad en el petróleo acumulado en la inyección cíclica de vapor.	97
Figura 54. Sensibilidad de la tasa óptima de inyección cíclica de vapor.	98
Figura 55. Sensibilidad de la temperatura en la inyección cíclica de vapor.....	99
Figura 56. Sensibilidad a diferentes calidades de vapor inyectadas.....	99
Figura 57. Sensibilidad de la presión para la inyección cíclica de CO2.	101
Figura 58. Sensibilidad en la acumulada del petróleo en la inyección cíclica de CO2.	101
Figura 59. Sensibilidad de la tasa de inyección de CO2.	102
Figura 60. Representación de los ciclos de inyección en el simulador.	107
Figura 61. Sensibilidad con respecto a la tasa de producción de petróleo del Caso 3	110
Figura 62. Sensibilidad con respecto al corte de agua del Caso 3.....	111
Figura 63. Sensibilidad con respecto al factor de recobro del Caso 3.....	111
Figura 64. Sensibilidad con respecto a la tasa de producción de petróleo del Caso 4.....	113
Figura 65. Sensibilidad con respecto al corte de agua del Caso 4.....	114
Figura 66. Sensibilidad con respecto al factor de recobro de petróleo del Caso 4.	114
Figura 67. Sensibilidad con respecto a la tasa de producción de petróleo Caso 5.....	115
Figura 68. Sensibilidad con respecto al corte de agua Caso 5.	116
Figura 69. Sensibilidad con respecto al factor de recobro de petróleo Caso 5	116
Figura 70. Sensibilidad con respecto a la tasa de producción de petróleo Caso 6.....	118
Figura 71.. Sensibilidad con respecto al corte de agua Caso 6	118
Figura 72. Sensibilidad con respecto al factor de recobro de petróleo Caso 6	119
Figura 73. Sensibilidad con respecto a la tasa de producción de petróleo Caso 7.....	120
Figura 74. Sensibilidad con respecto al corte de agua Caso 7	121
Figura 75. Sensibilidad con respecto al factor de recobro de petróleo Caso 7	121
Figura 76. Sensibilidad con respecto a la tasa de producción de petróleo Caso 8.....	123
Figura 77. Sensibilidad con respecto al corte de agua Caso 8	123
Figura 78. Sensibilidad con respecto al factor de recobro de petróleo Caso 8.....	124
Figura 79. Comportamiento de la tasa de producción de los mejores casos seleccionados.....	126
Figura 80. Comportamiento del corte de agua de los mejores casos seleccionados.....	127
Figura 81. Tasa de inyección de fluidos de los mejores casos seleccionados	129
Figura 82. Comportamiento del petróleo acumulado de los mejores casos seleccionados.....	130
Figura 83. Comportamiento del agua de producción acumulada de los mejores casos	131
Figura 84. Fluidos Inyectados Acumulados de los mejores casos seleccionados.	132
Figura 85. Comportamiento del factor de recobro de petróleo de los mejores casos	133
Figura 86. Comportamiento de la presión en el yacimiento de los mejores casos	134

ABREVIATURAS

°C	Grados centígrados
°F	Grados Fahrenheit
BBPD	Barriles de petróleo por día
BWD	Barriles de agua por día
C1	Compuesto de hidrocarburo, metano
C2	Compuesto de hidrocarburo, etano
C3	Compuesto de hidrocarburo, propano
C6	Compuesto de hidrocarburo, hexano
C7+	Compuestos de hidrocarburo desde el heptano
CO ₂	Dióxido de carbono
cP	Centipoise
EOR	Enhanced Oil Recovery
GLP	Gas licuado de petróleo
GOR	Gas oil ratio, relación gas petróleo
H ₂ O	Agua
iC ₄	Compuesto de hidrocarburo, isobutano
iC ₅	Compuesto de hidrocarburo, isopentano
ICV	Inyección cíclica de vapor
nC ₄	Compuesto de hidrocarburo, butano normal
nC ₅	Compuesto de hidrocarburo, pentano normal
PMM	Presión mínima de miscibilidad
POES	Petróleo original en sitio
SAGD	Inyección de Vapor Asistida por Drene Gravitacional
T	Temperatura
φ	Porosidad

Términos de tratamiento general

In situ	Alguna acción realizada en el mismo lugar
Corte de agua	Porcentaje de agua producida por cada barril de petróleo
°API	Densidad del petróleo en unidades de API
Solubilidad	Capacidad de diluirse en otra sustancia
Miscibilidad	Capacidad de mezclarse entre dos o más sustancias
Pa.s	Unidad de viscosidad Pascales por segundo
Psi	Unidad de presión, libras por pulgadas al cuadrado
g/cm ³	Unidad de densidad, gramos por centímetros cúbicos
Atm	Presión atmosférica
Pc	Presión crítica
Tc	Temperatura crítica
MW	Peso molecular
Twu	Correlación para propiedades críticas de la fracción pesada
mD	Milidarcies
Oil FVF	Factor volumétrico del petróleo
SG	Gravedad específica
PVT	Presión – volumen – temperatura
STW	Surface water rate, tasa de agua en superficie
STF	Surface total phase rate, tasa de fases totales en superficie
Bbl/día	Barriles por día

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

Optimización de la producción en yacimientos de crudos pesados, mediante simulación de inyección cíclica de vapor e inyección de CO₂, utilizando un software de ingeniería.

Autores: Carranza Quinatoa, Gissela Carolina
Merejildo Quimi, Gabriel Arturo
Tutor: Ing. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar, MSc.

RESUMEN

En la actualidad la demanda de crudo a nivel mundial crece cada día más, por lo cual se hace necesaria la utilización de varios métodos de recuperación, entre los que destacan la inyección de fluidos calientes, el uso de aditivos, la combustión in situ, y más recientemente ha crecido el interés por la inyección de CO₂. Siguiendo esa premisa, para este trabajo se realizó una predicción del comportamiento de la producción de crudo pesado mediante la simulación de yacimiento sometido a inyecciones de vapor y CO₂, para posteriormente adicionar solventes como aportantes para mejorar la movilidad, utilizando para ello un software de ingeniería. En el presente proyecto de investigación se estableció un modelo sintético con un arreglo de cinco pozos con cuatro ciclos de inyección y posteriormente inyección continua de vapor, a lo que se realizó un análisis de sensibilidad para determinar los parámetros de operación y de yacimiento óptimos sobre las estrategias de inyección de ocho casos diferentes en los cuales se utiliza distintos solventes. Se realizó la comparación y análisis de las diferentes inyecciones de vapor y CO₂ con la adición de solventes, con resultados correspondientes a un periodo de diez años. Los parámetros que se evaluaron fueron: tasa de producción, corte de agua, tasa de inyección, fluidos de inyección acumulados, petróleo y agua producida acumulada, factor de recobro, presión de yacimiento. Finalmente, los resultados de este trabajo de investigación indican que la adición de solventes livianos tiene una mayor eficiencia con el vapor y que los solventes aromáticos la tienen con el CO₂, dando como mejor estrategia de inyección el caso 8.1 con un factor de recobro del 8.97% en los cuatro ciclos y 17.9% para los diez años.

Palabras Claves: Simulación –Solventes – Factor de Recobro – Inyección de vapor – Inyección de CO₂

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

Optimization of production in heavy crude oil fields, by simulation of cyclical injection of steam and CO₂ injection, using engineering software.

Autores: Carranza Quinatoa Gissela Carolina
Merejildo Quimi Gabriel Arturo

Tutor: Ing. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar, MSc.

ABSTRACT

At present, the demand for crude oil worldwide is growing more and more, so it is necessary to use various recovery methods, including the injection of hot fluids, the use of additives, combustion in situ, and more recently, the interest in CO₂ injection has grown. Following this premise, for this work, a prediction of the behavior of heavy crude oil production was made by means of the simulation of the reservoir subjected to steam and CO₂ injections, to subsequently add solvents as contributors to improve mobility, using engineering software. This research project established a synthetic model with a five-well arrangement with four injection cycles and then continuous steam injection and conducted a sensitivity analysis to determine the optimal operating and reservoir parameters on the injection strategies of eight different cases using different solvents. The comparison and analysis of the different steam and CO₂ injections with the addition of solvents was carried out, with results corresponding to a period of ten years. The parameters evaluated are: production rate, water cut, injection rate, accumulated injection fluids, accumulated oil and water produced, recovery factor, reservoir pressure. Finally, the results of this research indicate that the addition of light solvents has a higher efficiency with steam and that the aromatic solvents have a higher efficiency with CO₂, giving as best injection strategy case 8. 1 with a recovery factor of 8. 97% in the four cycles and 17. 9% for the ten years.

Key Words: Simulation - Solvent - Recovery factor - Injection of steam – Injection of CO₂

INTRODUCCIÓN

El siguiente proyecto de investigación tiene como objetivo analizar las estrategias de inyección cíclica de vapor e inyección de CO₂, en un modelo sintético creado en un software de ingeniería y evaluar los parámetros que permitan alcanzar la óptima producción en yacimientos de crudo pesado. Adicional a los casos de estudio, se incluye la estrategia de inyectar hidrocarburos livianos y aromáticos para que actúen como solventes y evaluar los efectos que puedan otorgar a los fluidos principales de inyección.

Con el fin de obtener un mayor factor de recobro se estimula el yacimiento de crudo pesado mediante la inyección de vapor, inyección de CO₂ y solventes como aditivos, disminuyendo así la viscosidad y a la vez mejorando su movilidad. De esta manera los resultados obtenidos de la simulación como tasa de producción, corte de agua y presión de yacimiento son comparados con su producción natural.

El proyecto de investigación está estructurado en capítulos, los cuales se describen a continuación:

El capítulo I, se refiere a las bases de análisis del tema de estudio con los objetivos planteados y los métodos utilizados en la solución del problema.

El capítulo II, menciona los conceptos del crudo pesado y los métodos actuales para su recuperación.

El capítulo III, contiene los conceptos, ecuaciones y fenómenos que ocurren cuando el vapor es inyectado como estimulante para la recuperación de crudo pesado.

El capítulo IV, contiene los conceptos, ecuaciones y fenómenos que ocurren cuando el CO₂ es inyectado como estimulante para la recuperación de crudo pesado.

El capítulo V, indica los métodos para gestionar la información disponible, tanto del crudo como del yacimiento en el simulador comercial utilizado. Además, se plantea las estrategias para optimizar la producción con respecto a la natural.

El capítulo VI, muestra los resultados que otorgaron los casos estratégicos que se mencionaron en el capítulo anterior. Mediante las sensibilidades de los sub casos, se seleccionaron los mejores para su posterior análisis, y determinar la optimización de la producción. Los resultados finales se muestran tabulados para una mejor representación.

Finalmente, se presenta las conclusiones y recomendaciones.

CAPITULO I

El Problema

1.1. Antecedentes

Es de conocimiento general que el petróleo es un recurso no renovable, por lo tanto, lo primero en agotarse son las reservas de crudo liviano, posteriormente mediano y como constantes en permanecer, las reservas de crudo pesado. De manera cualitativa, se menciona que la calidad del crudo es consecuente de la profundidad, entre más profundidad menor es la calidad °API, debido a un proceso de degradación de la materia hidrocarburífera. Aunque el costo de perforación no es despreciable, lo que causa mayor dificultad es llevar este crudo a superficie, trayendo como consecuencia una alta inversión en los costos de producción, esto sin mencionar los posteriores valores de transporte y procesamiento.

En los últimos años, la demanda de energía creció exponencialmente y su base sigue siendo energía fósil, y el desarrollo tecnológico permite al petróleo pesado convertirse en un recurso viable. Este petróleo posee una viscosidad superior a 10 cP con un alto peso específico, densidad menor a 20 °API y en su parte composicional, alto contenido de asfaltenos, azufre, nitrógeno y metales pesados conjuntamente con una alta acidez (Hussein, Joao, & Shawn, 2006).

El petróleo pesado y extra-pesado conforman aproximadamente el 40% del total de reservas mundiales, superando al 30% del petróleo convencional. Más del 35% de esas reservas de crudo pesado se encuentran en Venezuela y Canadá, seguidos por el Medio Oriente, Estados Unidos y Rusia. Los yacimientos de petróleo pesado no son iguales, por lo tanto, los métodos de recuperación difieren entre sí. El total de recursos es de

aproximadamente 9 a 13 trillones de barriles de crudo pesado (Hussein, Joao, & Shawn, 2006).

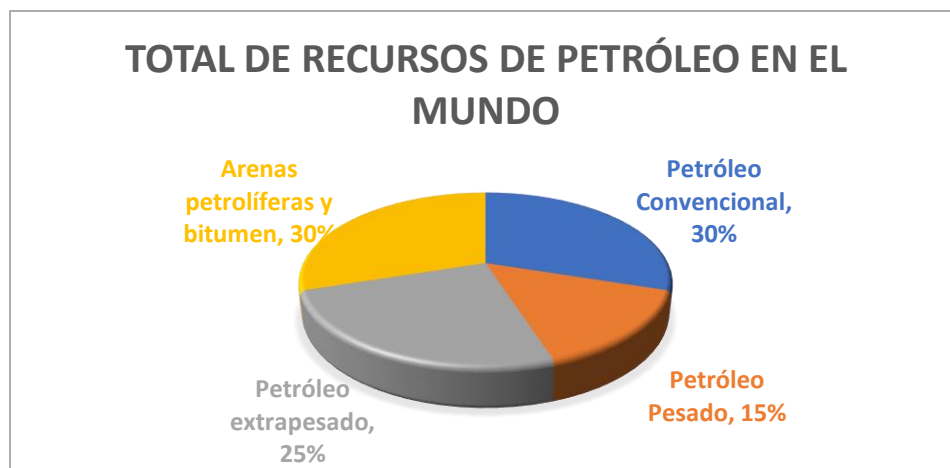


Figura 1. Reservas de Petróleo a nivel mundial
Fuente: Hussein, Joao & Shawn (2006)

La viscosidad del petróleo pesado depende significativamente de la temperatura, de acuerdo a esto se puede dividir en métodos en frío y métodos termales. La estimulación cíclica por vapor de agua corresponde a un proceso termal donde durante el período de impregnación con vapor, el petróleo se calienta para reducir su viscosidad, por otro lado, la inyección de CO₂ que corresponde a un proceso de EOR es para provocar un desplazamiento del petróleo.

El petróleo pesado en Indonesia (Campo Duri) es el ejemplo práctico asociado con la operación de inyección de vapor más grande del mundo en términos de producción. La producción primaria empezó en 1954 por expansión del gas disuelto y su proyección era alcanzar una recuperación final del 7% del POES. En 1975 inició un proyecto piloto de inyección de vapor, el cual recuperó con éxito el 30% del POES. Aquel campo ahora produce 230,000 BBPD y se inyectan 950,000 BWD de vapor. En ciertas zonas el factor de recobro alcanza el 70%, siendo un campo con 4000 pozos productores, 1600 pozos

inyectores y 300 en observación. Este petróleo tiene entre 17 a 21 °API, una viscosidad de 300 cp. la cual puede reducirse hasta 40 veces. (Carl & Robert, 2002, 2003)

La factibilidad de inyección de CO₂ se basa en la reciente demostración de ser una de las técnicas más utilizadas en las instalaciones de recuperación. El mecanismo para la movilidad del petróleo es la disminución de la viscosidad del fluido hasta la solubilidad del gas en el crudo. A pesar de que la compatibilidad de la miscibilidad del CO₂ no es para todos los crudos, puede crear una fase de desplazamiento miscible en el yacimiento a medida que se mezcla con los hidrocarburos.

Uno de los estudios más relevante sobre el uso de CO₂ es el presentado por Shedd, Almehaideb (Article SPE, 2005) denominado “Caracterización microscópica de la roca e influencia del tamaño de la masa sobre la Recuperación del Petróleo por Inundación Miscible de CO₂”, donde se realizaron cinco experimentos; en el primero se realizó usando inundación continua de CO₂, los tres siguientes variaron el tamaño de masa de CO₂, y el último consistía en evaluar el rendimiento de inyección de agua. Los resultados mencionan que la inundación de agua recuperó el 66% del petróleo y la inundación miscible continua de CO₂ un 96%; de igual manera estableció que el incremento del tamaño de masa del CO₂, aumenta la recuperación del petróleo por inundación de este gas crítico.

Un proyecto piloto debe tener una cierta certeza de que pueda tener éxito debido a los costos que lleva poder realizarlos. Esta es la razón por la cual se observa un creciente desarrollo y uso de los simuladores para plantear las diversas escenas posibles y determinar la eficiencia, adversidad y proyección con el tiempo de dicha aplicación. Y es que, en referencia a los simuladores de yacimientos, la parte más difícil era su

caracterización, terminando en algunos casos con modelos bruscos, en la actualidad poseen una mejor resolución y explican de una mejor manera la compleja geología que en ciertos casos se presentan.

La incorporación de datos geológicos complejos permite tener un modelo más realista, que se puede utilizar para comparar sus soluciones con datos históricos de producción, a fin de confirmar o mejorar el modelo. En la actualidad, el fin es simplificar el uso del programa, con generación automática de retículas, importación de data geológica, de fluidos y formación y su posterior representación en gráfica de resultados.

En la era actual, los dos principales simuladores comerciales son: el software ECLIPSE de Schlumberger y el software VIP de Lankmark Graphics. Ambos incluyen modelos para petróleo negro y composicionales con y sin mezcla de gas y petróleo. Otros simuladores son poderosos en específicos puntos: el modelo STARS, de Computer Modelling Group, Ltd., simula procesos térmicos. A partir de la aparición y evolución de los softwares computacionales, los métodos de recuperación mejorada tuvieron una mayor aceptación, por lo cual realizar una simulación de procesos complicados de interacción con el yacimiento es ahora una parte esencial de un proyecto piloto. (Jhon, 2001). Los simuladores ECLIPSE y STARS han sido equipados con potentes herramientas y aplicaciones donde incluyen procesos térmicos (ambos simuladores, pero el STARS es exclusivo para térmicos), procesos de inyección de gases, entre otras.

1.2. Planteamiento del Problema

La inyección alternada o cíclica de vapor es uno de los métodos de recuperación térmica que tiene por meta disminuir la viscosidad y mejorar la movilidad del crudo. Este tipo de inyección es muy aceptado, puesto que su aplicación es simple, sin embargo existe otro método de igual efectividad como es la inyección de CO₂ como método de EOR, ya que al ser aplicado al fluido supercrítico a ciertas condiciones del yacimiento, es capaz de extraer componentes de hidrocarburos miscibles y desplazar el petróleo. (Tadeo, 2011)

Estos métodos, desde un punto de vista operacional son muy efectivos, sin embargo se podría seleccionar su efectividad basándonos en el incremento del factor de recobro. Esto es posible mediante la simulación, lo que permite predecir el comportamiento futuro y mejorar las estrategias de producción. En otras palabras representa el escenario real del yacimiento a partir de modelos numéricos incorporados a los softwares de ingeniería.

Los métodos de recuperación no pueden ser ligeramente aplicados al campo directamente, puesto que se estaría arriesgando la parte económica del mismo, es por esto que actualmente estas decisiones se determinan con un reporte de resultados a partir de una simulación y así evaluar la factibilidad mediante la cuantificación de variables de producción.

Formulación del problema

¿Cómo influye en la optimización de la producción en yacimientos de crudo pesado, la simulación de estrategias de inyección cíclica de vapor e inyección de CO₂ en un modelo sintético mediante un software de ingeniería?

1.3. Justificación

En la actualidad existen diferentes métodos y procesos que hacen posible la producción de petróleo con propiedades y en formaciones complicadas como crudos pesados, extra-pesados y bitumen. Al ser el petróleo la energía fundamental que todavía mueve al mundo, la explotación del mismo es prioridad para muchos países, he ahí la importancia de brindar herramientas y procesos que brinden la mayor recuperación de petróleo posible.

En los últimos años se ha avanzado en las tecnologías de extracción de hidrocarburos lo cual abre nuevas posibilidades para aumentar el factor de recobro. El crudo pesado, debido a sus características, tiene un bajo factor de recuperación cuando se extraen por medio de métodos convencionales. Los métodos para extraer hidrocarburos pesados son sofisticados y caros por lo cual se debe hacer una evaluación de la relación costo –beneficio.

La presente investigación tiene como objetivo analizar las estrategias de inyección cíclica de vapor e inyección de CO₂, en un modelo sintético generado en un software de ingeniería con la meta de optimizar la producción de crudo pesado. Esto permitirá evaluar y preseleccionar el método más eficiente de recuperación mejorada entre la inyección cíclica de vapor y la inyección de CO₂, y cuales podrían obtener un mayor factor de

recobro en el menor tiempo posible, lo que se traduce directamente en mayores ingresos económicos. Además, se incluye la adición de solventes con el fin de mejorar las estrategias de inyección y darle una mejor cobertura a este trabajo de investigación.

Plantear un modelo piloto, en este caso sobre mesa con simuladores, crea un margen de error más estrecho por las diversas iteraciones que se realizan hasta calibrar la mejor opción, esto por supuesto no se puede hacer directamente en el campo pues significaría el colapso de la petrolera. Un proceso térmico o químico implica complejos métodos computacionales, analizarlo en referencia a valores numéricos de específicas variables como factor de recobro, tasa de producción, tiempo acumulado de producción, entre otras es la razón de la simulación.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General.

Analizar las estrategias de inyección cíclica de vapor e inyección de CO₂, en un modelo sintético mediante simulación utilizando un software de ingeniería para optimizar la producción en yacimientos de crudo pesado.

1.4.2. Objetivos Específicos.

- Analizar los parámetros o criterios técnicos para cada método de inyección.
- Recopilar la información necesaria para el desarrollo de la simulación.
- Comparar los métodos de inyección y establecer el más óptimo en la producción.
- Generar un modelo de simulación que permita evaluar y preseleccionar el método más eficiente de recuperación mejorada como lo es la inyección cíclica de vapor y la inyección de CO₂, en conjunto con solventes.
- Desarrollar y validar el modelo de simulación de inyección para aplicar a yacimientos de crudo pesado y evaluar los parámetros que permitan alcanzar la optimización de la producción.

1.5. Hipótesis del trabajo

Es posible optimizar la producción en yacimientos de crudos pesados analizando y mejorando las estrategias de Inyección cíclica de vapor e Inyección de CO₂, en un modelo sintético mediante simulación utilizando un software de ingeniería.

CAPÍTULO II

Crudo Pesado

2.1. Clasificación de los Aceites Crudos

Para clasificar los crudos se debe cumplir con ciertos requerimientos establecidos por el Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute), entre los que destaca la densidad en grados API; de tal manera que existe una relación entre la densidad del crudo y la del agua, a través de la gravedad específica del aceite. (Martínez, 2011)

La ecuación establecida para la determinación de los grados API es la siguiente:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma} - 131.5 \qquad \gamma = \frac{\rho_o}{\rho_w}$$

Tabla 1. Clasificación de los Crudos según su Densidad °API

CLASIFICACION DE CRUDO	DENSIDAD API	GRAVEDAD ESPECIFICA γ
SUPER LIGERO	> 39	<0.83
LIGERO	31.1-39	0.87-0.83
MEDIANO	22.3-31.1	0.92-0.87
PESADO	10-22.3	1-0.92
EXTRAPESADO	<10	>1

Fuente: Clasificación de Crudos por Grados API. Comunidad Petrolera (2009)

2.2. Definición del Crudo Pesado

Para definir un crudo pesado es necesario tomar en cuenta la amplia variedad de los tipos de crudo; por un lado, está la presencia de los aceites ligeros y por el otro, se encuentran los aceites pesados, que corresponden a los de mayor densidad. Para dar una definición precisa de aceite pesado se debe tener en cuenta que las propiedades del aceite en

la naturaleza no son exactas y existe una gran diversidad. Se han usado dos propiedades para distinguir el aceite pesado: la viscosidad y la densidad (Densidad API).

La viscosidad a la temperatura de yacimiento es generalmente la medida más importante para la producción de un yacimiento, ya que determina con qué facilidad fluirá el petróleo. Por otro lado, la densidad del petróleo es importante para evaluar el valor del recurso, estimar el rendimiento y calcular los costos de refinación. Desafortunadamente, no existe una relación directa entre las dos, por ejemplo, un crudo de mediana o baja densidad, con alto contenido de parafinas en un yacimiento con baja temperatura y somero, puede presentar una viscosidad más alta que un crudo pesado, libre de parafinas, en un yacimiento profundo y con alta temperatura. (Carl & Robert, 2002, 2003)

El crudo pesado, generalmente, tiende a poseer altas concentraciones de metales como níquel y vanadio a altas viscosidades lo que exige más esfuerzos y recursos para la extracción. Una vez expuestas las consideraciones anteriores, según Moncada (2015), “El petróleo pesado se define como petróleo con una densidad API entre 10° API y 23.3°API y con una viscosidad superior a 0. 01Pa.s [10cp], y se establece a un crudo extra pesado aquel cuya densidad es inferior a 10°API.”

De igual manera, los crudos pesados pueden contener una elevada concentración de asfáltenos, resinas y parafinas por lo que la disminución de la densidad API del petróleo pesado aumenta el contenido de resinas y asfáltenos. El precio de un crudo pesado tiende a ser menor en el mercado debido a la dificultad de producirlos y de refinarlos en comparación con los petróleos convencionales. Una de las características principales en un crudo pesado es la viscosidad, que a su vez es inversamente proporcional a la temperatura.

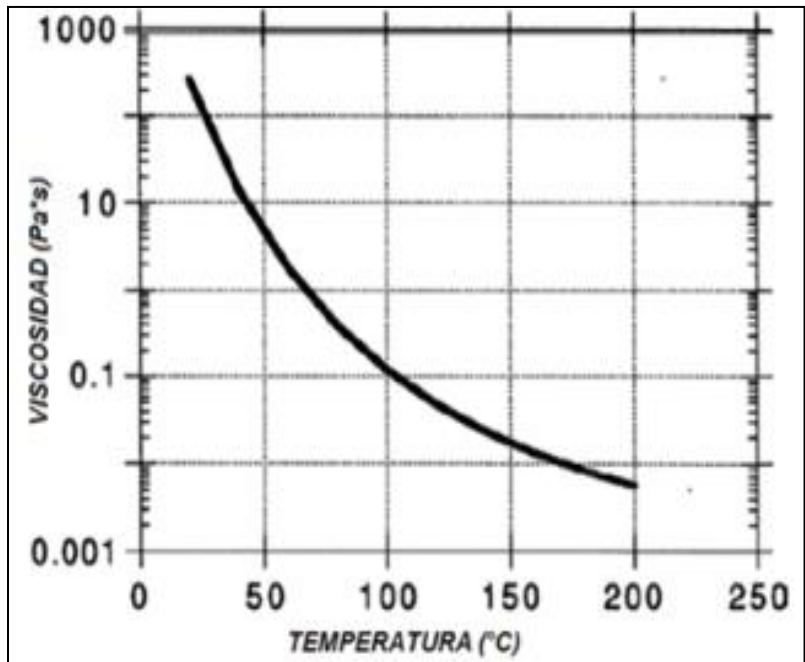


Figura 2. Tendencia de la Viscosidad con la Temperatura en crudos pesados

Fuente: Chopra, Schmitt, Batzle & Laurence (2010)

2.2.1. Propiedades físicas y químicas del petróleo pesado.

- Baja gravedad API.
- Alta viscosidad
- Alto contenido de metales pesados como Níquel y Vanadio.
- Alta relación gas aceite (GOR).
- Alto punto de fluidez: 80°F – 100°F.
- Alto contenido de azufre y nitrógeno.
- Alta Producción de arena

2.3. Importancia de los Crudos Pesados

En la actualidad los crudos pesados constituyen una de las reservas más grandes aun sin explorar, y son considerados como el futuro de la industria petrolera. La demanda histórica de crudos pesados ha sido secundaria en el mercado debido a sus complicaciones, ya que existe un alto grado de complejidad en las etapas de producir y refinar aumentando el costo de los productos finales. Los recursos económicos aumentan de gran manera para producir este tipo de crudos, debido al tiempo relativamente largo, además, se requieren técnicas de recuperación y mejoramiento. A pesar de estos factores la demanda crece, por lo que se requiere de la explotación de crudo pesado para contribuir con la declinación de los aceites medios y ligeros.

Por otro lado, existen factores como la porosidad, la permeabilidad y la presión que determinan cómo se comportará un yacimiento, es importante considerar que la densidad y la viscosidad del petróleo son las propiedades que dominarán la producción. (González, 2014). Al respecto la empresa Schlumberger, a través de sus representantes expresa que: “El interés de las compañías petroleras en comprometer recursos para extraerlo nace debido a que actualmente existen muchos yacimientos de petróleo pesado que ahora pueden ser explotados en forma rentable gracias a la implementación de nuevas tecnologías y a la correcta selección del método de recuperación.”

2.4. Factor de Recuperación

El factor de recuperación es definido como la cantidad de hidrocarburos existente recuperable en el lugar, por lo general este es expresado como un porcentaje. El factor de recobro de petróleo es una función del mecanismo de desplazamiento. Uno de los alcances

proyectados más importante de la recuperación mejorada de petróleo es incrementar el factor de recuperación. El establecimiento del valor del factor de recuperación se hace en función del tiempo que tiene en explotación un yacimiento. Se define al Factor de Recobro como: “Cantidad recuperable de hidrocarburos existentes en el sitio”, se calcula como indica la siguiente ecuación:

$$\text{FR a la fecha de cálculo} = \frac{\text{produccion acumulada de aceite o gas a esa fecha}(N_p, G_p)}{\text{volumen original de aceite o gas en el yacimiento } (N, G)}$$

En la industria también es de uso común calcular el Factor de Recuperación Final o Último Esperado al término de la vida del yacimiento, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$\text{Factor de recuperación final.} = \frac{\text{Producción acumulada final esperada de aceite o gas } (N_p \text{ o } G_p \text{ final})}{\text{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento}}$$

2.5. Métodos de recuperación aplicable y disponible para crudos pesados y extra pesados

Un yacimiento se puede clasificar por su vida productiva en tres etapas y esto depende principalmente a la energía que el yacimiento tenga. Al inicio de la explotación, el yacimiento tiene la energía suficiente para producir por sí solo, sin embargo, dado que la presión de yacimiento con el tiempo sufre agotamiento también muestra pérdida de energía. Para que la explotación del yacimiento pueda llevarse a cabo, a pesar de lo antes mencionado, es necesario proporcionarle energía adicional. Cuando la energía se aplica al pozo se tiene un sistema artificial de producción, en cambio cuando se le proporciona energía al yacimiento se llama recuperación.

Las nuevas tecnologías en métodos de recuperación son de suma importancia y están encaminadas a resolver la problemática de la explotación de crudos pesados, por lo

que adaptarlas y optimizarlas a los retos actuales garantiza el abastecimiento de petróleo, para lo cual se requiere de un estudio general que incorpore diversos factores que describan completamente al yacimiento, se toman en cuenta los principales factores como: características petrofísicas y de fluidos, factor económico y el nivel de desarrollo de la tecnología disponible en el mercado.

En respuesta a la demanda mundial, la industria petrolera está enfocada a incrementar su producción, por lo cual las estimaciones de reservas y nuevas tecnologías abren paso a todos los métodos de recuperación, de tal manera de no dejar atrás sus recursos de petróleo pesado. De acuerdo a lo anteriormente expuesto, los procesos de recuperación se han organizado en tres categorías, estas categorías básicamente son una secuencia cronológica, sin embargo, no es tan general, ya que existen condiciones de producción como el caso de los crudos pesados, que hacen que los métodos extracción no sean aplicados en el orden establecido. (Hernández, 2015)

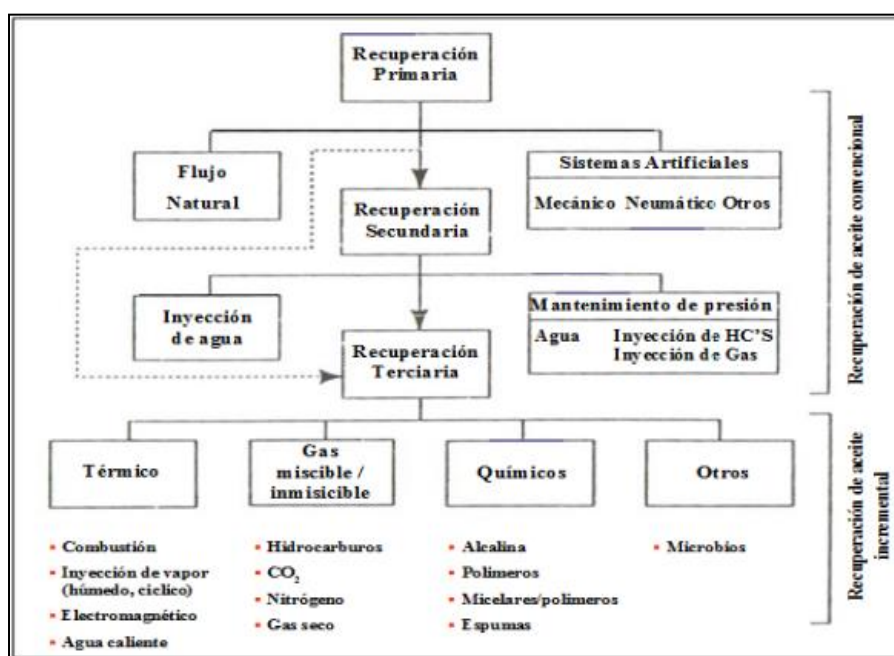


Figura 3. Métodos de Recuperación. Hernández (2015)

2.5.1. Recuperación Primaria.

Este proceso se caracteriza por la variación de la presión en el reservorio, generalmente la presión inicial del reservorio es lo suficientemente alta para producir a superficie en este período, puesto que se drena naturalmente hacia los pozos bajo la influencia del gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y las formaciones del yacimiento. En reservorios profundos la presión es mayor que la presión hidrostática, lo que explica que el petróleo se dirija a la superficie con el solo aporte energético del mismo, pero a medida que se extraen los fluidos la presión empieza a declinar, se puede mantener por un tiempo mediante procedimientos naturales como son los ritmos de producción, la relación gas-aceite, la afluencia del acuífero y la expansión de la capa de gas. De igual manera, la óptima explotación del yacimiento es muy importante, debido a que un mismo yacimiento puede ser producido de una manera diferente y obtener distintos factores de recuperación. (HERNANDEZ, 2015).

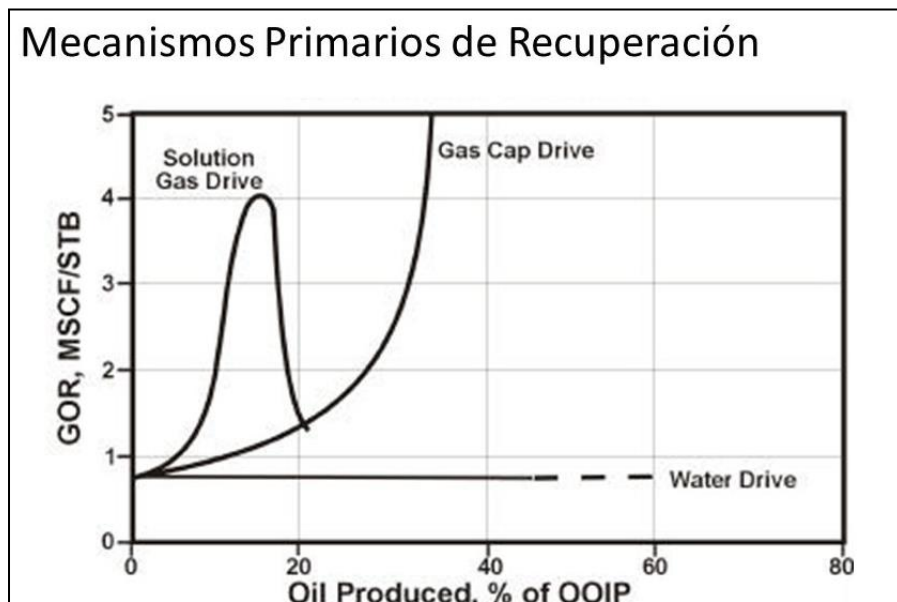


Figura 4. Recuperación Primaria. Hernández (2015)

2.5.2. Recuperación Secundaria.

Los métodos de recuperación secundarios consisten en inyectar dentro del yacimiento fluidos (gas, agua y combinaciones), que produzcan un empuje que permita mantener un gradiente de presión; después de la aplicación de un proceso de recobro secundario se podrían esperar factores de recuperación de entre 30 y 50% del volumen en sitio. En este proceso, la inyección de agua es el método más utilizado. Esta etapa llega a su término cuando el fluido inyectado se produce en cantidades de los pozos productores y la producción deja de ser económicamente rentable.

2.5.3. Recuperación Mejorada (EOR).

La recuperación mejorada o terciaria se refiere a la etapa de recuperación de hidrocarburos con la aplicación de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento, como es la aplicación de tecnología más moderna, este proceso conlleva costos más elevados. La recuperación mejorada permite extraer la mayor cantidad de petróleo que queda en el reservorio. Después de aplicar la recuperación primaria y recuperación secundaria, el yacimiento contiene todavía 60-80% (promedio 72%) del crudo originalmente en sitio, de tal manera que la recuperación terciaria evita pérdidas económicas y el posible abandono del pozo. La recuperación mejorada se puede dividir en métodos térmicos y no térmicos.

Los métodos térmicos son los principales para el desplazamiento de crudos pesados, mientras que los procesos químicos y con gases miscibles son usados en crudos intermedios a ligeros. Se estima que este tipo de métodos proporciona cerca del 70% de la producción mundial proveniente de los métodos de recuperación mejorada. Por otro lado, la inyección

de químicos es más compleja y genera mayor inversión, por lo que el grado de incertidumbre aumenta. (Hernández, 2015)

2.5.3.1. Métodos Térmicos.

Los procesos de recuperación térmica tienen como objetivo desplazar el aceite y mejorar las condiciones de flujo del mismo mediante la transferencia de energía térmica hacia el yacimiento, este proceso es mayormente usado para crudos pesados inyectando agua caliente o energía térmica (vapor) y de tal manera lograr disminuir la viscosidad del petróleo, lo que hace posible una movilidad eficiente del fluido. Entre los principales métodos se tienen los siguientes:

- Inyección de agua caliente
- Inyección de Vapor
- Inyección Cíclica de Vapor
- Inyección de Vapor Asistida por Drene Gravitacional SAGD
- Inyección Continua de Vapor
- Proceso VAPEX (Vapor Extracción)
- Método Thai (Toe-to-Heel Air Heel Air Injection)
- Combustión in-situ

2.5.3.2. Métodos No Térmicos.

Los métodos no térmicos se les atribuyen a los procesos químicos y los miscibles, también incluyen empujes de gas inmisible por dióxido de carbono, gases inertes y otros. Estos métodos tienen el objetivo de reducir la tensión interfacial entre el agua y petróleo. Entre ellos destacan:

- Inyección de Polímeros
- Inyección de Alcalis
- Inyección de Nitrógeno
- Inyección de Gases de Combustión
- Producción en Frío de Crudo de Crudos Pesados con Arenas (CHOPS)
- Inyección de Surfactantes
- Métodos Miscibles
- Inyección de Dióxido de Carbono

Tabla 2. Características de los Métodos de Recuperación de Crudos Pesados.

Producción	Método	μ cP	Fr, %	Ventajas	Desventajas
En Frio	CHOPS	< 20.000	8 - 25	Bajo Costos	Manejo de Arena
	VAPEX	< 20.000	40 - 60	Bajo Consumo Energetico	Costo del Solvente
Térmico	IAV	> 1.000	15 - 20	Pozos existentes	Alto consumo Energético
	ICV	< 3.000	40 - 50	Alto Fr	Alto consumo Energético
	SAGD	> 50.000	50 - 60	Alto Fr	Alto consumo Energético
	THAI	> 50.000	No estimado	Bajo Consumo Energetico	Alta complejidad y Riesgo

Fuente: Recuperación de crudos pesados. Vera (2010)

2.5.4. Inyección de Agua Caliente.

Uno de los principales métodos de recuperación térmica es la inyección de agua caliente, definido como el proceso de desplazamiento al inyectar agua caliente y fría, se da a través de los pozos inyectores donde el agua inyectada debe tener una temperatura mayor a la del yacimiento, pero menor a la temperatura de vaporización del agua a condiciones de yacimiento, lo que ocasiona que pierda calor rápidamente alcanzando así la temperatura del yacimiento.

Esto contribuye principalmente a la reducción de la viscosidad del petróleo y la expansión térmica de los fluidos de la formación. El problema en la inyección de agua caliente es la alta movilidad del agua caliente y la baja movilidad del aceite, causando un barrido muy deficiente. Este método es usado principalmente en yacimientos que ya han estado bajo un proceso de inyección de agua.

Tabla 3. Criterios para Inyección de Agua Caliente.

Petróleo	Litología	Yacimiento
Viscosidad < 200cps Gravedad API > 25 °	Bajo contenido de arcilla	Espesor > 20 pies Profundidad < 10000 pies POES > 1200 BIs/A-P Permeabilidad > 100 md Saturación agua connata < 30% Presión > 2500 lpc

Fuente: Inyección de Agua Caliente. *Ugalyalcala (2016)*

2.5.5. Inyección Continua de Vapor.

Este es un proceso de recobro térmico, el cual consiste en inyectar vapor de agua de manera continua. En este tipo de inyección hay que tener en cuenta las propiedades de roca y fluido del yacimiento, los parámetros operacionales, las heterogeneidades del yacimiento y problemas asociados al pozo que causa el vapor a lo largo de la trayectoria de inyección.

Los aspectos de un yacimiento con inyección de vapor son:

- El calor por conducción y convección aumenta la temperatura de los fluidos y las rocas.
- La viscosidad de los fluidos disminuye.
- Los volúmenes de roca y de fluidos aumentan, por tanto, reducen sus densidades.
- Se vaporiza cierta cantidad de hidrocarburos.
- Las fuerzas interfaciales se reducen.
- Las permeabilidades relativas se modifican.

Este proceso se realiza mediante el uso de pozos inyectoros donde se suministra energía térmica al yacimiento inyectando vapor de agua, el vapor circula a través del espacio poroso donde se vaporizan cierta cantidad de hidrocarburos durante el lapso de tiempo previo a la temperatura de condensación, de esta forma se realiza el desplazamiento del crudo. El frente de vapor avanza ligado al frente de crudo, el vapor que avanza eventualmente se condensa en agua debido a las pérdidas de calor, por lo que se genera un banco de condensado caliente, debido a estas condiciones se puede determinar que existe tres zonas principales por el área de influencia del vapor, estas son: zona de vapor, zona de agua caliente y zona de agua fría.

En relación a la zona de vapor condensado, existe un barrido por agua caliente debido al contacto con la matriz fría y se condensa, así que la temperatura es un promedio entre la temperatura del vapor y la del medio poroso. En esta etapa de condensación la temperatura disminuye y los hidrocarburos vaporizados se condensan de la misma forma que el vapor. En la zona inicial se encuentra a temperatura original de la formación, y el agua fría producto de la condensación del vapor, junto con el crudo barrido por las tres zonas, son bombeados hacia la superficie. En esta zona los mecanismos de desplazamiento se dan por la segregación gravitacional y el desplazamiento por vapor.

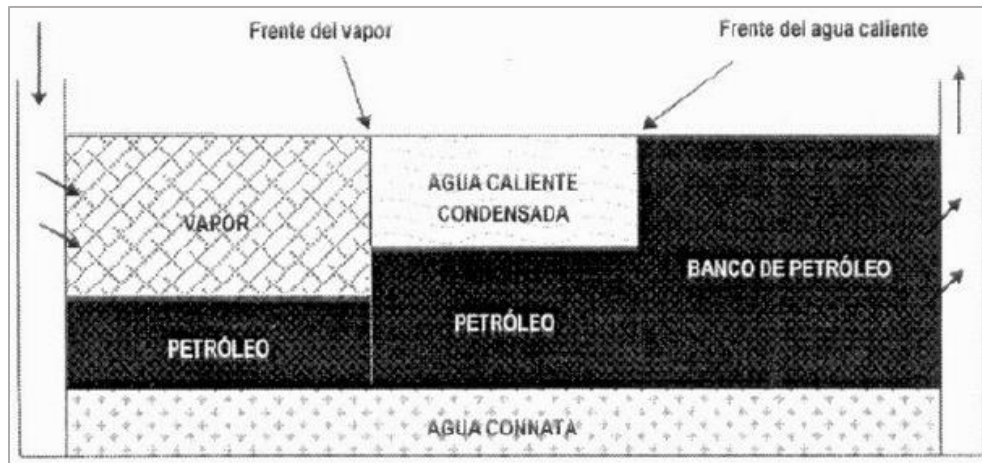


Figura 5. Proceso de Inyección Continua de Vapor. Vera (2010)

2.5.6. Inyección Alternada de Vapor.

Este método, también conocido como inyección cíclica de vapor, actualmente es uno de los métodos más utilizados para la recuperación de crudos pesados debido a su sencilla aplicación, además de la baja inversión inicial y a que sus resultados en cuanto a incremento de producción son mucho más rápidos en comparación a otros. Este método se basa en inyectar vapor en un pozo productor durante un periodo de tiempo que puede ser entre dos y cuatro semanas, durante el cual el pozo es cerrado por aproximadamente una semana; esto se conoce como la fase de remojo donde se da la transferencia de calor hacia los alrededores.

Después de este periodo el pozo es abierto, y la producción de crudo se mantiene a un alto ritmo debido a la reducción de su viscosidad, la temperatura en la zona calentada va disminuyendo con la variación del tiempo ocasionando con esto la declinación de la producción, hasta llegar nuevamente al gasto de producción en frío y de esta manera prepararlo para otro ciclo de inyección de vapor, sin embargo, el petróleo recuperado en cada ciclo será menor.

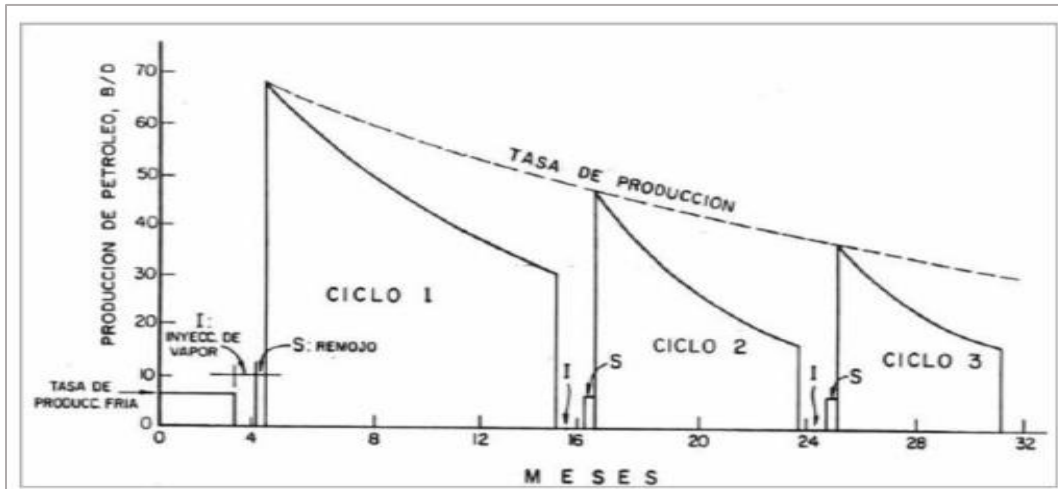


Figura 6. Producción de un Pozo Sometido a varios Ciclos de Inyección de Vapor. Vera (2010)

2.5.7. Drenaje por Gravedad Asistida con Vapor (SAGD).

El método de segregación gravitacional asistida por vapor, conocido como SAGD es un proceso térmico de los más usados en Canadá debido a su eficiencia en producción de crudos pesados. Este proceso se realiza en dos pozos uno inyector y otro productor, paralelos entre sí con el principio de generar una cámara de vapor y bajo un único mecanismo de producción, el drenaje gravitacional, y de esta manera se modifican las propiedades del petróleo. El vapor es inyectado en el yacimiento a través del pozo superior, a medida que el vapor sube y se expande, reduce la viscosidad del crudo. El movimiento del crudo al pozo productor se da debido a la actuación de la fuerza de gravedad, de manera tal que el crudo se desplaza casi paralelo a la interface formada por la cámara de vapor que se extiende de manera continua.



Figura 7. Comportamiento de SAGD para un Yacimiento Homogéneo. Unefa (2013)

2.5.8. Combustión in Situ.

Según Douglas (2002) “La combustión in situ es la inyección de aire u oxígeno puro al yacimiento para crear un frente de combustión”. Este método se basa en alcanzar una combustión de hidrocarburos en los poros del yacimiento, la combustión se mantiene mientras la inyección de aire a la formación no sea suspendida, de esta forma se propaga calor dentro del mismo, generando así una liberación de energía al combinarse el oxígeno con el hidrocarburo y mejorando las condiciones del aceite remanente, de esta manera aumenta la movilidad el crudo hasta el pozo productor. Por lo general para aumentar la eficiencia del barrido el oxígeno es enriquecido, generando así grandes cantidades de CO₂. Se recomienda usar combustión in situ cuando se dispone de abundante recurso de aire, en este proceso la oxidación produce hasta un 14% de CO₂ con respecto al volumen de oxígeno inyectado.

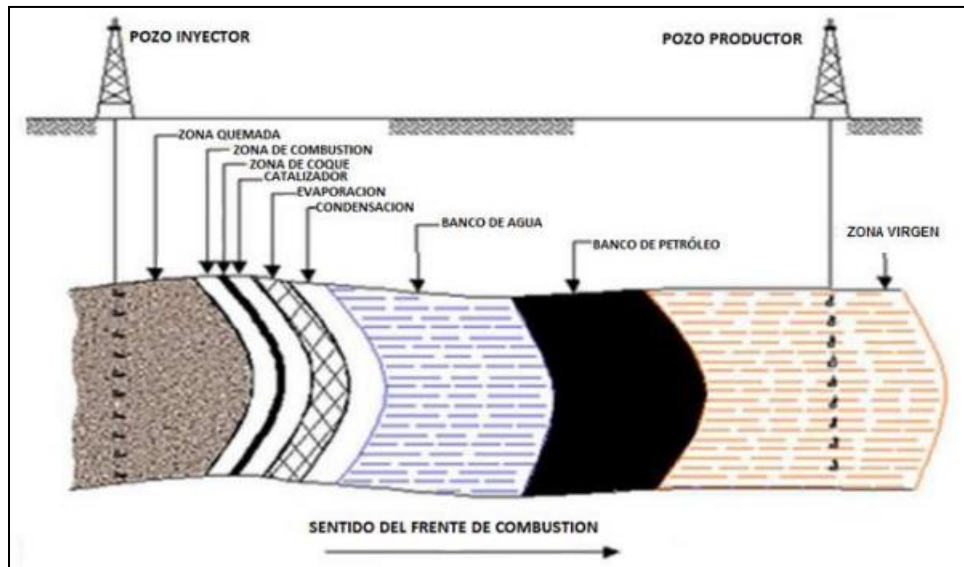
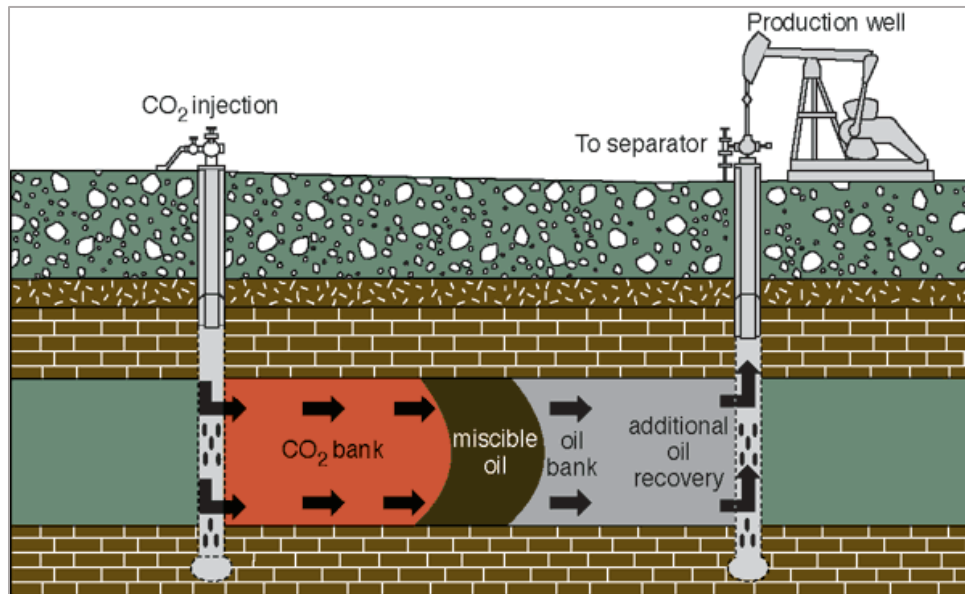


Figura 8. Diagrama del Proceso de Inyección de Aire Pulido (2010)

2.5.9. Inyección de CO₂.

El CO₂ al ser inyectado dentro del yacimiento se convierte soluble en el aceite residual, esto se lo conoce como miscibilidad. Este proceso ocurre a una cierta presión principalmente cuando el CO₂ está comprimido, es decir, cuenta con alta densidad y cuando el petróleo posee hidrocarburos ligeros. El CO₂ y el petróleo dejarán de ser miscibles cuando estén debajo de la presión dada con el aumento de la temperatura y la densidad del CO₂.

En este proceso miscible el CO₂ se desplaza petróleo de los poros, empujándolo hacia el pozo productor. Al disolverse el CO₂, el petróleo disminuye notablemente su viscosidad creando una eficiencia de desplazamiento en el barrido. A pesar de su gran uso, este método cuenta con limitantes debido a que puede producir problemas de corrosión. Esta tendencia se da como consecuencia de la baja viscosidad del CO₂, al canalizar desde el pozo inyector al pozo productor, reduciendo de esta manera la eficiencia del barrido. (Hernandez, 2009)



*Figura 9. Mecanismo de Inyección de CO₂. Department of Energy & Climate Change
DECC. (2010)*

Ventajas del uso de CO₂:

- Eliminación de bloqueos formados por emulsiones.
- Aumento de la permeabilidad de las formaciones carbonatadas.
- Previene el hinchamiento de las arcillas y la precipitación de hidróxidos de aluminio y de hierro.

CAPÍTULO III

Inyección cíclica de vapor

3.1. Propiedades Térmicas de la Roca Y Fluidos

En los procesos de recuperación térmica se debe tener en cuenta las propiedades térmicas de las rocas y los fluidos, y aunque éstas en muchos casos pueden ser constantes, también fluctúan debido a la variación de la temperatura, por lo que se requiere establecer la relación entre ambas para su estimación mediante diversos cálculos establecidos. Las propiedades térmicas de las rocas, tanto para rocas secas como para rocas saturadas con agua, petróleo y/o gas son:

- Calor específico.
- Conductividad térmica.
- Capacidad calorífica.

En relación a las propiedades térmicas más importantes de los fluidos que están presentes en una recuperación térmica, se tiene:

- Viscosidad.
- Densidad.
- Calor específico.
- Conductividad térmica.

3.1.1. Gradiente Geotérmico.

La estimación de la temperatura de formación es fundamental en operaciones como perforación y terminación de pozos, interpretación de registros de temperatura, estudios geofísicos, programas de cementación; por lo cual es importante definir los gradientes geotérmicos, conceptualizándolos como la tasa de incremento de la temperatura por unidad de profundidad existente en la tierra, estimándose de esta manera la temperatura de fondo.

El gradiente geotérmico puede ser obtenido dentro del pozo, éste es directamente proporcional a la temperatura, teniéndose que:

$$G = \frac{dT}{dZ}$$

También puede conocerse el valor del gradiente geotérmico mediante la siguiente ecuación, siempre y cuando se conozca el flujo de calor siendo ésta válida para medios impermeables.

$$G = \frac{Q}{\lambda_r} \quad (\text{Suárez, 2013})$$

Donde:

$$Q = \text{flujo de calor} \frac{\text{mcal}}{\text{cm}^2} \text{ ó } \frac{\text{mw}}{\text{m}^2}$$

$$\lambda_r = \text{conductividad termica de la roca} \frac{\text{mcal}}{\text{cm} - \text{seg} - ^\circ\text{C}} \text{ ó } \frac{\text{W}}{\text{cm} - ^\circ\text{C}}$$

$$G = \text{gradiente geotermico} , \frac{^\circ\text{C}}{\text{m}}$$

3.1.2. Capacidad calorífica de las rocas saturadas.

En los procesos térmicos la capacidad calorífica es de suma importancia, la misma que se puede definir como la relación entre la cantidad de energía calorífica transferida a un cuerpo o sistema en un proceso y la variación de temperatura que obtiene. De esta manera se puede establecer la mayor o menor dificultad cuando el cuerpo o sistema experimenta cambios de temperatura bajo el suministro de calor. Se puede determinar de la siguiente forma:

$$M = \frac{Q}{\Delta T}$$

Donde:

M=capacidad calorífica (cal/°C)

Q=calor absorbido por el sistema (ca)

ΔT =variación de la temperatura (°C)

La capacidad calorífica de rocas saturadas puede tener fluidos como: petróleo, agua y gas,

Esta capacidad calorífica se establece mediante la siguiente ecuación:

$$M = \phi(S_w\rho_w c_w + S_o\rho_o c_o + S_g\rho_g c_g) + (1 - \phi)\rho_r c_r$$

Donde:

M = capacidad calorífica de la roca saturada

S = saturación del fluido (fracción)

ϕ = porosidad (fracción)

c = calor específico $\left[\frac{BTU}{Lb - ^\circ F} \right]$

ρ =Densidad $\left[\frac{lb}{pie^3} \right]$

3.1.3. Conductividad térmica.

La conductividad térmica determina la capacidad con la cual una sustancia permite el flujo de calor a través de ella, es decir, la velocidad con la que se desplaza un frente de temperatura a través del yacimiento.

3.1.3.1. Conductividad Térmica para Líquidos λ .

Para estimar el valor para líquidos se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$\lambda_l = 0.5778 \left(0.0904 + 0.109 \left(1.0 - T/T_b \right) \right)$$

$$\lambda_l = 41.2C \left(\frac{d^{1.33}}{M^{1.33}} \right) \left(\frac{T_B}{L_V} \right)$$

Donde:

$$\lambda_l = \text{conductividad térmica para líquidos} \left[\frac{BTU}{hr - pie - ^\circ F} \right]$$

$$c = \text{calor específico} \left[\frac{BTU}{lb - ^\circ F} \right]$$

$$M = \text{peso molecular} \left[\frac{lb}{mol} \right]$$

$d = \text{gravedad específica}$

$T_B = \text{temperatura de ebullición normal}$

$L_V = \text{calor latente de vapor a } T_B$

Para fracciones de petróleo se tiene la siguiente ecuación:

$$\lambda_o = \frac{0.67(1.0 - 0.0003(T - 32))}{d} \quad (\text{Suárez, 2013})$$

Donde:

$d = \text{gravedad específica}$

$T = \text{Temperatura } ^\circ F$

3.1.3.2. Conductividad térmica de las rocas.

La conductividad térmica de las rocas depende de diferentes elementos, tales como la densidad, la porosidad, la temperatura, la saturación; esta conductividad se establece mediante ecuaciones propuestas por Tikhomirov, en la cual se consideran el efecto de la porosidad de la roca, saturación de líquido y temperatura

$$kh = \frac{6.35^{0.6(2.65*(1-\phi)+sl)}}{(0.556 * T + 255)^{0.55}}$$

Donde:

$$kh = \text{conductividad térmica } \frac{BTU}{hr \cdot pie \cdot ^\circ F}$$

ϕ = porosidad, fracción

T = temperatura, $^\circ k$

sl = saturación total de líquido, fracción.

3.1.4. Calor específico.

Se define como calor específico de una sustancia, a la cantidad de calor necesaria para aumentar en un grado la temperatura de la unidad de masa. En general, mientras mayor sea el calor específico de una sustancia, mayor será la cantidad de calor que debe absorber para que se produzca un determinado aumento de temperatura, el calor específico no es constante, debido que depende de la temperatura además de la diferencia en masas molares.

Se puede estimar de la siguiente forma:

- Calor específico del petróleo:

$$C = \frac{(0.388 + 0.00045T)}{\sqrt{\gamma_0}}$$

Donde:

$$c = \text{calor específico, } \frac{BTU}{Lb - ^\circ F}$$

γ_0 = gravedad específica del petróleo

- Calor específico del agua:

$$C = 1.0504 - 6.05 * 10^{-4}T + 1.79 * 10^{-6}T^2$$

Donde:

T = Temperatura, $^\circ F$ ($T \leq 500^\circ F$)

- Calor específico de la roca:

$$C_r = 0.18 + 0.00006T$$

3.1.5. Viscosidad.

Se define la viscosidad como la resistencia que tiene un fluido al flujo, esta resistencia se debe a la fricción interna generada por las moléculas del fluido que tratan de desplazarse unas sobre otras.

3.1.5.1. Viscosidad del agua y vapor.

La viscosidad del agua y del vapor en función de la temperatura se establece por la ecuación de Gottfried, la cual expresa lo siguiente:

$$\mu_w = \frac{1.776 - T}{26.5T - 89}$$

Donde:

μ_w = Viscosidad del agua, en cp

T=temperatura de saturación, °F

Para estimar la viscosidad del vapor seco y saturado se aplica la ecuación de Kestin y

Richardson, siendo que:

$$\mu_s = 88.02 + 0.32827T + 0.0002135T^2 - \rho(1858 - 5.9T)$$

Vapor húmedo:

$$\mu_{ws} = x\mu_s + (1 - x)\mu_w$$

Donde:

$\mu_s = \text{Viscosidad del vapor, cp}$

$T = \text{temperatura } ^\circ\text{C}$

$\rho = \text{densidad del vapor, } \frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \text{ a la temperatura } T$

$x = \text{calidad del vapor}$

3.1.5.2. Viscosidad del petróleo.

La viscosidad del petróleo varía principalmente debido a los cambios de temperatura, el gas que contenga en solución y la presión; esta propiedad es fundamental en los procesos de recuperación térmica, en estos procesos su principal objetivo es mejorar la movilidad del crudo, se expresa como μ_o , en centipoises, cP, (gr/cm*seg). Se puede establecer esta viscosidad si se dispone de un análisis PVT, de esta manera que las medidas de la viscosidad se reportan a la presión y temperatura del yacimiento y a diferentes presiones. Las Correlaciones empíricas de viscosidad y temperatura se pueden establecer por los siguientes métodos:

➤ Ecuación de Andrade.

Basándose en la relación lineal observada entre la viscosidad y el recíproco de temperatura, Andrade propuso la siguiente ecuación:

$$\mu = ae^{b/T}$$

$$\ln\mu = \ln a + \frac{b}{T}$$

- μ =viscosidad, cP
- T=en grados °R o °K
- a, b=constantes

La ecuación obtenida permite estimar μ en función de T en el rango de temperaturas entre el punto normal de ebullición y el punto de congelamiento del petróleo. (Dominguez, s.f.)

➤ Ecuación de Lewis Squires.

Conocida como técnica de un solo punto, ésta se aplica cuando por lo general sólo se tiene un dato de viscosidad, puede tener un rango de error entre 5-15% o mayor. Este método no debe emplearse para temperaturas muy por encima del punto de ebullición normal. Para ello se especifica:

$$\mu^{-0.2661} = \mu_{(1)}^{-0.2661} + \frac{T - T_{(1)}}{37.073}$$

3.1.6. Calor latente de vaporización.

Se establece como calor latente de vaporización al cambio que sufre una sustancia del estado líquido a estado gaseoso. El calor latente disminuye con la presión, es decir, a mayor presión del sistema, la energía del vapor saturado es menor.

El calor latente se puede determinar mediante la ecuación de Farouq Ali:

$$Lv = 1.318 * P_s^{-0.08774}$$

Donde:

$$Lv = \text{CALOR LATENTE}, \frac{BTU}{LBS} \cdot ^\circ F$$

$$P_s = \text{Presion de saturacion}, \text{Ipca}$$

3.2. Vapor

Por lo regular se llama vapor a un gas que se presenta por debajo de su temperatura crítica, sin embargo, las propiedades del vapor varían con base a la presión y la temperatura a la cual se somete.

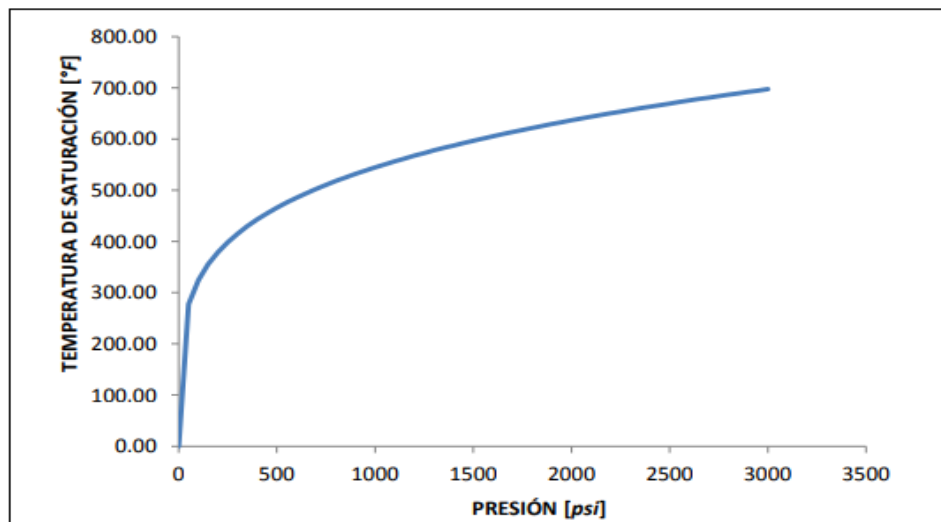


Figura 10. Temperatura de Saturación del Agua. Suárez (2013)

3.2.1. Estados del vapor.

Los estados de vapor se dan por la variación de la presión y la temperatura a la cual está sujeto.

► Vapor saturado húmedo:

Este estado se presenta a presiones y temperaturas en las cuales el vapor y el agua pueden coexistir juntos, es decir contiene humedad proveniente de las partículas de agua no vaporizadas.

► **Vapor saturado seco:**

Es el estado de vapor que no contiene humedad por lo que su entalpía es igual al calor del líquido, más el calor de vaporización. En otras palabras, cuando el rango de vaporización es igual al rango de condensación.

► **Vapor sobrecalentado:**

A medida que el vapor saturado sufre una rápida reducción en la presión o por un aumento en la temperatura, este se convierte en vapor sobrecalentado; el vapor sobrecalentado se da cuando la temperatura es mayor a la temperatura de saturación y cuenta con una menor densidad que el vapor saturado en una misma presión. Por lo general el uso del vapor sobrecalentado es muy ventajoso, en operaciones térmicas si se consideran las pérdidas de calor a lo largo de un pozo.

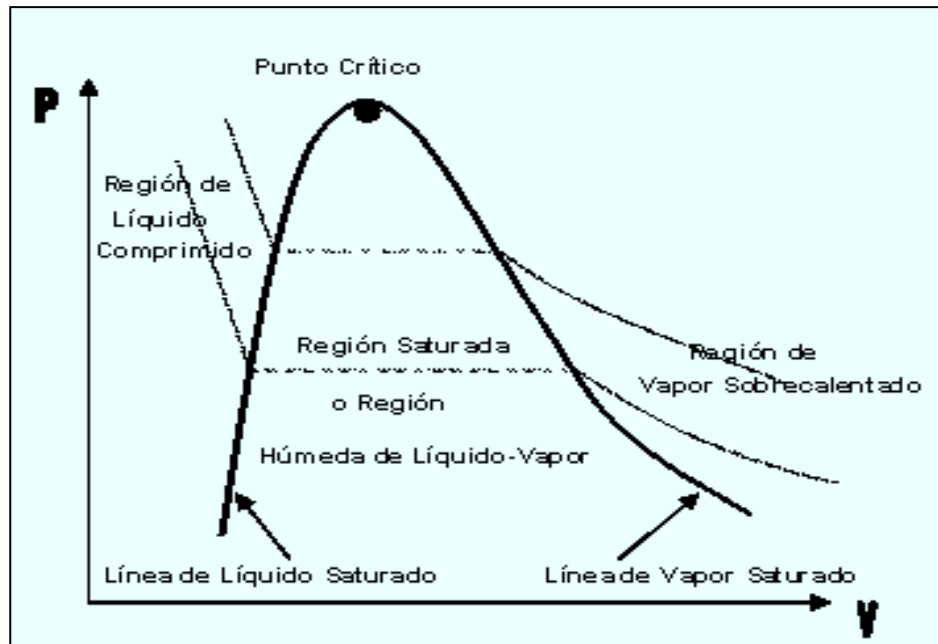


Figura 11. Diagrama PV de una Sustancia Pura. Unet (2005)

3.2.2. Presión de Vapor.

La presión de vapor es aquella presión de la fase gaseosa y líquida que se encuentran en equilibrio dinámico; su valor es independiente de las cantidades de líquido y vapor presentes mientras coexistan. Esta presión solo depende de la naturaleza del líquido y de la temperatura.

El efecto que causa la temperatura es muy importante; casi siempre la presión de vapor en los líquidos crece súbitamente al aumentar la temperatura, debido al aporte de energía, se produce un incremento de velocidad en las moléculas lo suficiente para cambiar al estado gaseoso, entonces la cantidad de moléculas será proporcional a la presión, es decir si mayor la cantidad de moléculas mayor es la presión.

3.2.3. Calidad de vapor y vapor húmedo.

La calidad expresada generalmente (X_v) es la fracción molar del vapor en el estado de mezcla; es decir la razón entre la masa de vapor y la masa total de la mezcla. Dada una temperatura de saturación, el agua puede coexistir en estado líquido y en estado de vapor, esto sucede dependiendo de su entalpía, esta mezcla es la que se denomina vapor húmedo caracterizado principalmente por el vapor existente en la mezcla, el contenido de calor del vapor húmedo depende fuertemente de la calidad. La calidad no es relevante en las regiones de líquido comprimido o vapor sobrecalentado (Lábaro, Lázaro, & Ganados, 2012).

$$x = \frac{m_{vapor}}{m_{total}}$$

Por lo general en procesos de inyección de vapor se utiliza vapor húmedo, debido a que este puede trasladar más calor que el agua caliente; la calidad de vapor promedio

utilizada en un proceso de inyección de vapor va entre 80 y 90%, pero esto varía de acuerdo a las propiedades del agua usada. (González y Villanueva, 2011)

3.2.4. Calidad de vapor en la cabeza del pozo.

Disponiendo de la calidad del vapor a la salida del generador (X_{gen}), el gasto de pérdidas de calor por unidad de longitud (q), el gasto de flujo de vapor (w), y la longitud de la tubería (L) se puede determinar la calidad del vapor en el cabezal del pozo (X_{st} , w_h) mediante el siguiente balance de calor:

Cantidad de calor a la salida del generador = cantidad de calor en el cabezal del pozo + pérdidas de calor en líneas de superficie

3.3. Mecanismos de transferencia de calor.

3.3.1. Conducción.

Conducción es la transferencia de calor en el interior de un cuerpo u otros cuerpos en contacto físico, este calor aplicado a un cuerpo en cierto punto aumenta la energía de las moléculas las cuales entran en vibración chocando entre ellas. La primera Ley de Fourier describe el comportamiento del calor por conducción de la siguiente forma:

$$\frac{Q_c}{A} = -Kh \frac{\partial T}{\partial X}$$

Donde:

$Q_c =$ Gasto de flujo de calor por conducción $\left(\frac{BTU}{hr}\right)$

$A =$ Área a través de la cual ocurre el flujo de calor (pie^2)

$\frac{\partial T}{\partial X} =$ Gradiente de temperatura $\left(\frac{^\circ F}{pie}\right)$

$Kh =$ conductividad termica del material $\left(\frac{BTU}{hr} - pie - ^\circ F\right)$

3.3.2. Convección.

Convección es la transferencia de calor que se realiza entre una superficie en contacto con un líquido o gas, la cual con la variación de temperaturas crea una diferencia de densidades permitiendo el movimiento del fluido, esta transferencia de calor está dada por la siguiente ecuación.

$$\frac{Qc}{A} = hc|Tf - Tx|$$

Donde:

$Qc =$ *to de flujo de calor por convección* $\left[\frac{BTU}{hr} \right]$

$A =$ *Área a través de la cual ocurre el flujo de calor* $[pie^2]$

$hc =$ *coeficiente de transferencia de calor por convección* $\left[\frac{BTU}{hr - pie^2 - ^\circ F} \right]$

$Tf =$ *temperatura del fluido* $[^\circ F]$

$Tx =$ *temperatura de la superficie* $[^\circ F]$

3.3.3. Radiación.

Radiación es el proceso de transmisión de calor que se realiza por ondas o vibraciones electromagnéticas. A diferencia de los otros tipos de transferencia de calor, la radiación no requiere la presencia de un medio interventor. De hecho, este mecanismo es más rápido (a la velocidad de la luz) y no sufre atenuación en un vacío.

3.4. Distribución y Transferencia de Calor entre el Yacimiento y el Pozo Inyector

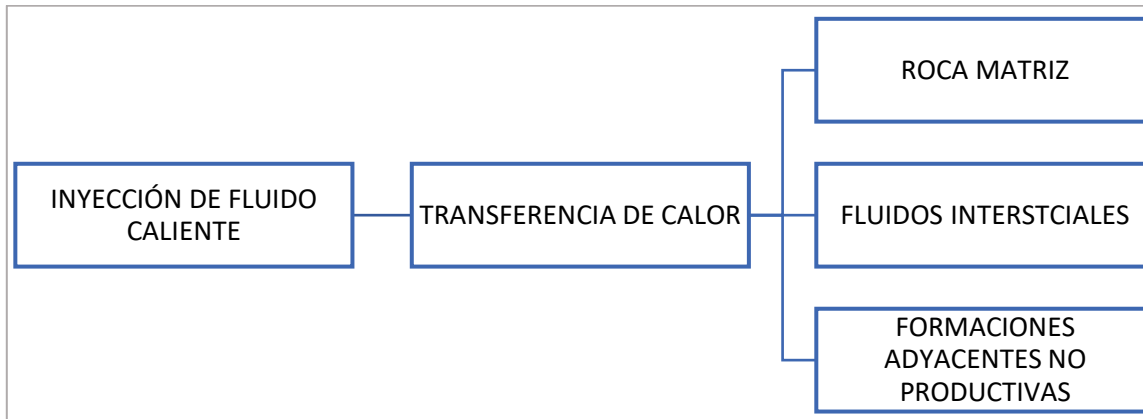


Figura 12. Transferencia de calor al yacimiento. Elaboración propia (2018).

La transferencia de calor en el yacimiento se da mediante el fluido caliente, tal como el agua, donde su principal característica se debe al calor sensible el cual en el medio poroso se crea una distribución y transferencia de temperatura. La temperatura en el punto de inyección es igual a la temperatura del fluido que se mueve y comienza a descender de tal manera que alcanza eventualmente la temperatura del yacimiento. El tamaño de la zona calentada por el fluido aumentará con el tiempo de inyección, la temperatura de la zona calentada siempre estará por debajo de la temperatura del fluido.

Para establecer la distribución de temperatura mediante cálculos se utiliza el Modelo de Lauwerier, el cual consideró “la inyección de agua caliente a un flujo constante en un yacimiento sintético, horizontal, de propiedades uniformes y constantes. Además, supone que la transferencia de calor hacia las formaciones continuas se afecta solamente por conducción vertical, y que la distribución de temperatura en el yacimiento es independiente de la posición vertical, y el flujo de calor interior del yacimiento se realiza únicamente por convección”. (Klever, 2008).

3.4.1. Pérdidas de calor.

En una inyección de agua caliente, un factor primordial es la pérdida de calor en el pozo; esto sucede por la diferencia de temperatura entre la tubería de inyección y el espacio anular en el pozo, por esta razón hay pérdidas de calor antes de llegar a la formación. Existen factores que afectan a esta pérdida de calor como son:

- Tiempo de inyección.
- Tasa de inyección.
- Profundidad del pozo.
- Presión y temperatura de inyección.

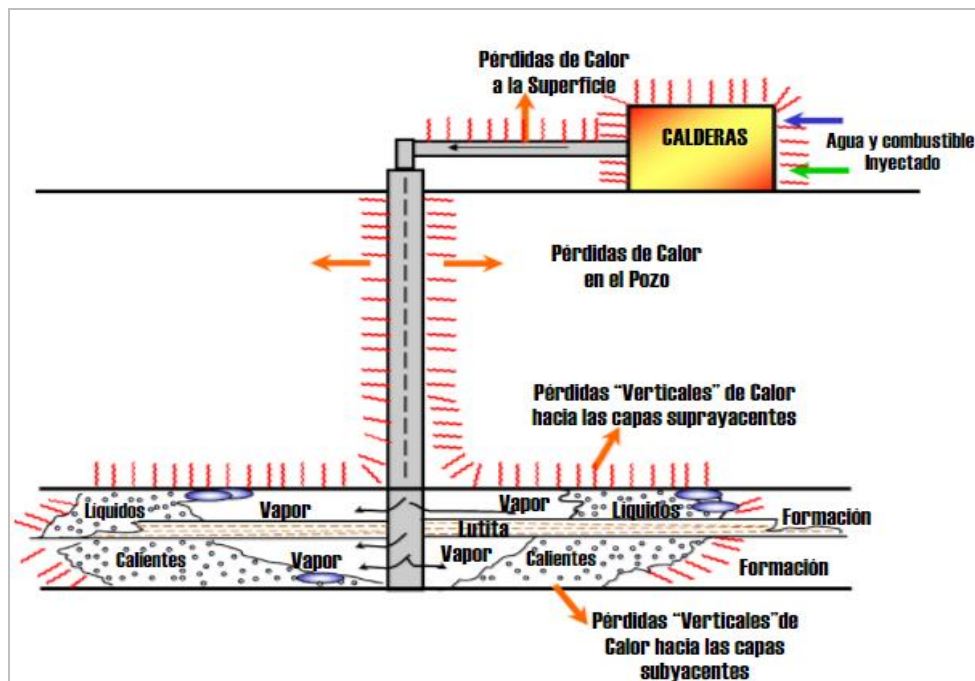


Figura 13. Pérdidas de calor durante la inyección de fluidos calientes. Alvarado (2011)

3.5. Pozos Inyectores

Existen dos tipos principales de inyección: gas y agua. Por lo general en este tipo de pozos surgen problemas principales como altas tasas de producción de agua y gas en los

pozos de inyección, rotura de revestidores, fallas mecánicas, perforaciones, conificación de agua y gas, y fallas del cemento que originan baja eficiencia de barrido y alta producción de los fluidos inyectados.

Debido a lo anteriormente expuesto, que en los pozos inyectoros se usan herramientas mecánicas de fondo para controlar la inyección en las zonas de interés, como pueden ser las empacaduras y las válvulas reguladas. Sin embargo estas tienen la desventaja de un alto costo inicial y a su vez pueden surgir problemas de pesca.

3.5.1. Arreglo de Pozos.

Para iniciar con una inyección es necesaria la selección del modelo adecuado, el objetivo de contar con arreglos de pozos es seleccionar un modelo apropiado que mejore la inyección del fluido, relacionando la mayor cantidad de petróleo posible en el yacimiento.

Para lo cual se toma en cuenta los siguientes factores:

- ▶ Capacidad productiva deseada.
- ▶ Encontrar suficiente rata de inyección de agua para un adecuado rendimiento en la productividad del petróleo.
- ▶ Maximizar el recobro de petróleo con baja producción de agua.
- ▶ Encontrar compatibilidad con los modelos de inyección ya existentes en el yacimiento.

3.5.1.1. Modelo de Cinco Pozos- Inyección Regular.

En este modelo de empuje lineal escalonado se puede estimar la relación de $d/a = 1/2$. Actualmente se utiliza mucho este modelo, debido a que es más eficiente ya que sus pozos son equidistantes, el pozo productor está en el centro y se perforan los cuatro pozos de inyección en los vértices de un cuadrado.

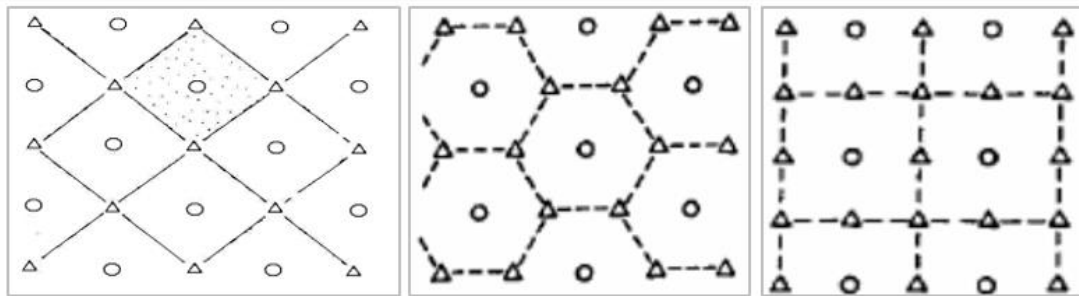


Figura 14. Arreglo normal de cinco, siete y nueve pozos respectivamente. Klever (2008)

3.6. Inyección Cíclica de Vapor.

Este método es conocido por sus etapas de inyección de vapor y proporción de petróleo en un mismo pozo. En el mismo existen las fases de inyección, remojo y producción, por lo que el tiempo en cumplirse estas fases se consideran ciclos, por lo tanto, se denomina inyección cíclica de vapor o huff and puff.

Los factores que contribuyen a la recuperación de crudo mediante este método son:

- Combustión térmica del petróleo
- Efecto de las temperaturas sobre las permeabilidades relativas
- Calentamiento más allá de la zona contactada por el vapor

Para llevar a cabo la inyección cíclica de vapor se siguen las siguientes etapas:

- Etapa de inyección.

En esta etapa se inyecta vapor durante 2 o 3 semanas a través del pozo inyector/productor. Por lo tanto, se genera una tasa de inyección máxima con el objetivo de evitar que la cantidad de calor que se pierde en las paredes del pozo sea elevada y de esa forma lograr que el tiempo que el pozo está sin producir sea menor, y así obtener el máximo radio calentado y la máxima temperatura en la zona calentada. Es muy importante tener en cuenta que la presión de inyección no exceda la presión de fractura que presenta el yacimiento.

- Etapa de Remojo.

En la etapa de remojo el pozo se mantiene cerrado por determinado tiempo, esto depende del yacimiento a ser tratado. Por lo general en yacimientos que presentan bajas presiones el tiempo de remojo es menor con el fin de utilizar el aumento de presión del yacimiento en las cercanías del pozo para desplazar el petróleo hacia los pozos.

- Etapa de Producción.

En la etapa de producción se considera que el yacimiento ya ha sido sometido a la etapa de remojo, por lo cual posee mejores condiciones para ser producido. Al inicio de la producción se puede encontrar elevadas tasas de agua, esto sucede debido a que mucho vapor se condensa en las cercanías del pozo, después de esto se da la producción normal de petróleo.

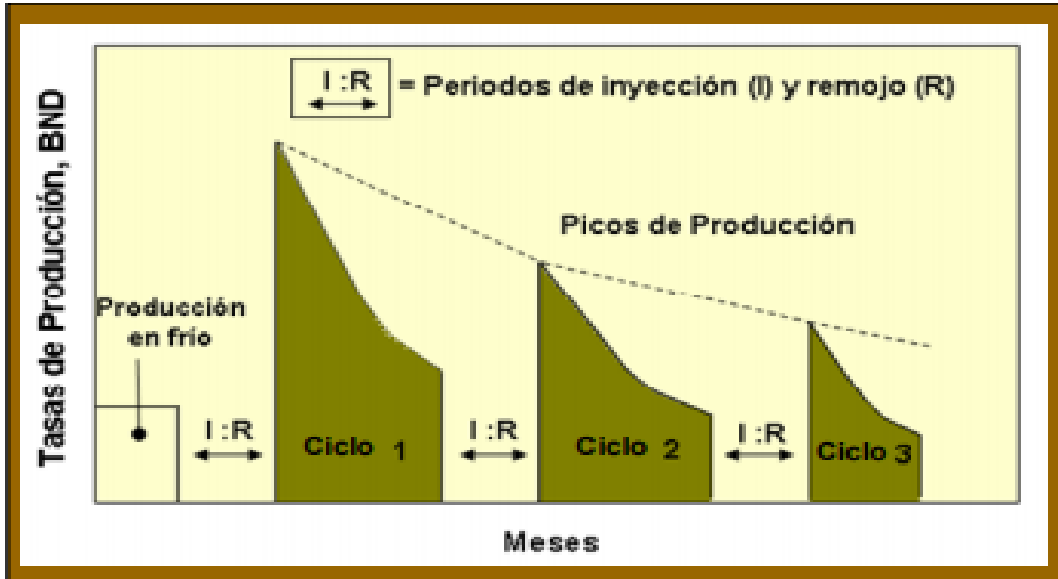


Figura 15. Etapas de inyección cíclica de vapor. Colina (2009)

3.6.1. Criterios de selección para inyección.

No se puede establecer con exactitud criterios para la inyección cíclica de vapor, sin embargo en la mayoría de diseños conocidos están basados en los siguientes:

- Profundidad: es uno de los factores primordiales, debido a que a mayor profundidad, se requiere mayor temperatura y presiones para el generador de vapor. Por lo general se realiza inyección cíclica de vapor en yacimientos a profundidades menores de 2500 pies, y en algunos casos en profundidades de hasta 4500 pies.
- Permeabilidad absoluta: va desde un rango mayor a 100 mD. Esta debe de ser alta para permitir la inyección rápida del vapor y un gasto alto de flujo de petróleo hacia el pozo.
- El petróleo en sitio: debe ser en el orden de 1.200 Bls/acre-pie o más, con la finalidad de que el proyecto resulte económicamente exitoso.
- La gravedad del petróleo es conveniente que esté en el rango de 8 a 15 °API.

CAPÍTULO IV

Inyección de CO₂

4.1. Propiedades generales del CO₂

El dióxido de carbono en condiciones normales de presión y temperatura (14.7 psi; 60°F), se encuentra como un gas incoloro, inodoro e insípido y cinco veces más pesado que el aire. Se le puede encontrar en todas sus formas físicas como gas, líquido y sólido; pero para métodos de recuperación mejorada de crudos es habitualmente utilizado de forma gaseosa. La fuente de obtención del CO₂ es variable y puede ser por oxidación de materiales que contengan carbono en su estructura (madera, carbón, materia orgánica), por fermentación y descomposición de carbonatos por acción de calor.

Industrialmente el dióxido de carbono se puede recuperar de los gases de hornos producto de la calcinación. El CO₂ que se recupera de la calcinación, se debe purificar con una dilución en solución concentrada de carbonato alcalino y posteriormente se calienta con vapor. Finalmente, el gas se recoge y mediante compresión se almacena en cilindros de acero. En un pozo candidato para inyección de CO₂, la presión ha tenido una disminución por las operaciones de producción primaria y tal vez secundaria. Previo a la inyección de CO₂ debe restaurarse aquella presión y la solución tradicional es por inyección de agua hasta alcanzar presiones que logren la miscibilidad del CO₂ con el crudo.

La miscibilidad del CO₂ no suele ocurrir inmediatamente, al ser inyectado primero se genera un frente miscible por los livianos de hidrocarburos en contacto con el CO₂ y en condiciones de presión y temperatura favorables, dicho frente puede disolverse en el crudo permitiendo un mejor desplazamiento en la formación. Una inyección normal de CO₂ se

realiza con un tapón (volumen del gas inyectado) para posteriormente, mediante agua, realizar el desplazamiento del frente miscible para incrementar la eficiencia de barrido.

4.1.1. Densidad.

La densidad en condiciones del punto triple del CO₂ es aproximadamente de 1.512 g/cm³. En estado líquido (0°C ó 32°F, 34.3 atm) la densidad es 0.914 g/cm³ mientras que en estado gaseoso (0°C, 1 atm) es 1.9768 g/cm³. Si aumenta la temperatura disminuye la densidad hasta una crítica de 87.73°F en 0.676 g/cm³. A temperaturas superiores a la crítica la densidad del CO₂ continúa disminuyendo. En la Figura 16 se indica el comportamiento de la densidad del CO₂ a ciertas condiciones de presión y temperatura.

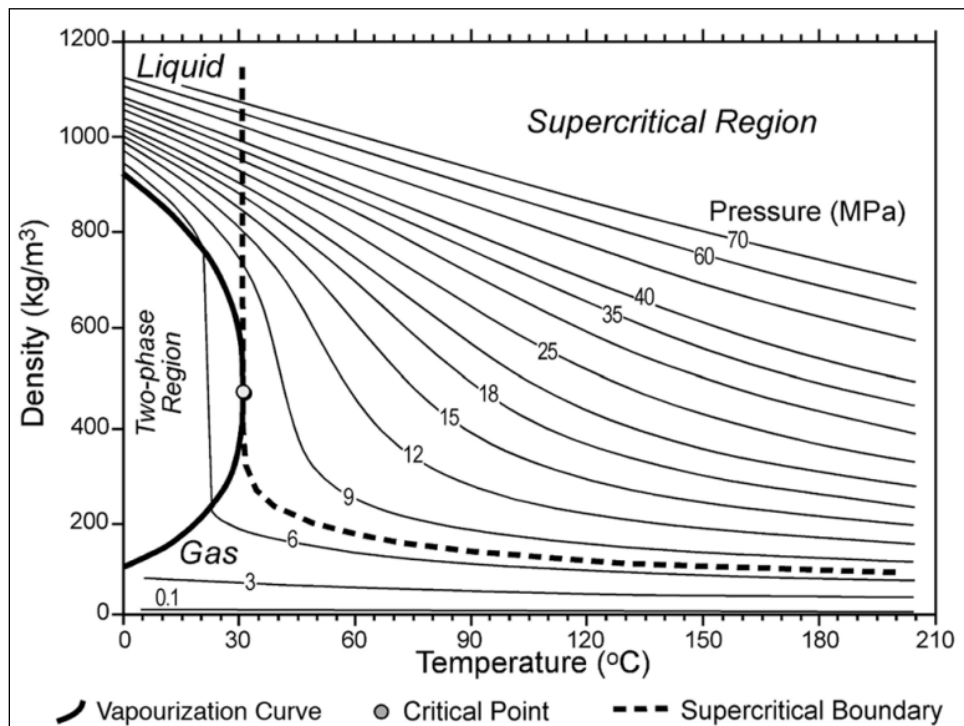


Figura 16. Variation of CO₂ density as a function of temperature and pressure. Bachu (2003)

4.1.2. Viscosidad.

Así como la densidad, la viscosidad del CO₂ se ve directamente afectada por las condiciones de presión y temperatura, es por esto que estos parámetros de control deben estar muy bien especificados para alcanzar el flujo adecuado. Muy aparte de mantener una adecuada viscosidad del CO₂ para lograr el desplazamiento del crudo, es necesaria para realizar los cálculos de caída de presión en las tuberías y a través de medios porosos mediante ecuaciones de flujo y transporte respectivamente. La Figura 17 muestra el comportamiento de la viscosidad, observándose que la presión del yacimiento aumenta si la temperatura se mantiene constante y con esto la viscosidad aumenta. Lo que indica que es favorable mantener la presión y temperatura elevadas para obtener una menor viscosidad del CO₂.

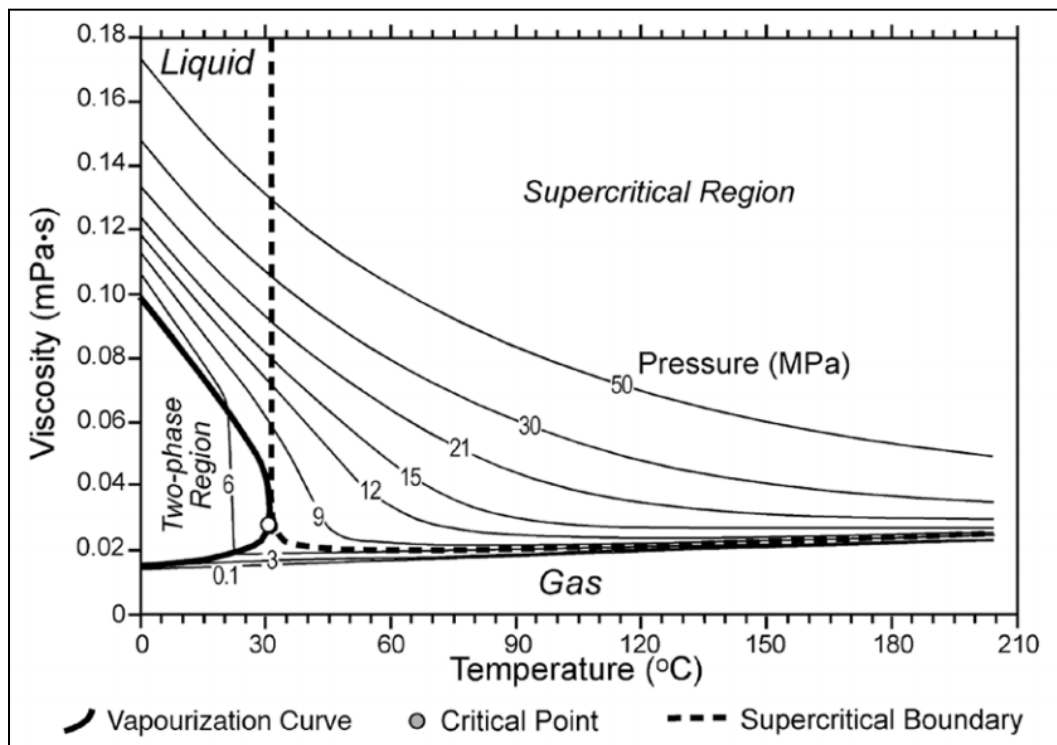


Figura 17. Variation of CO₂ viscosity as a function of temperature and pressure. Bachu (2003)

4.1.3. Factor de compresibilidad del CO₂.

El comportamiento del factor de compresibilidad del CO₂ es indicado en la Figura 18 en un intervalo de presión y temperatura generalmente encontrados para la inyección miscible del CO₂. Se puede observar que el factor de compresibilidad Z encuentra su mejor valor a presiones y temperaturas elevadas.

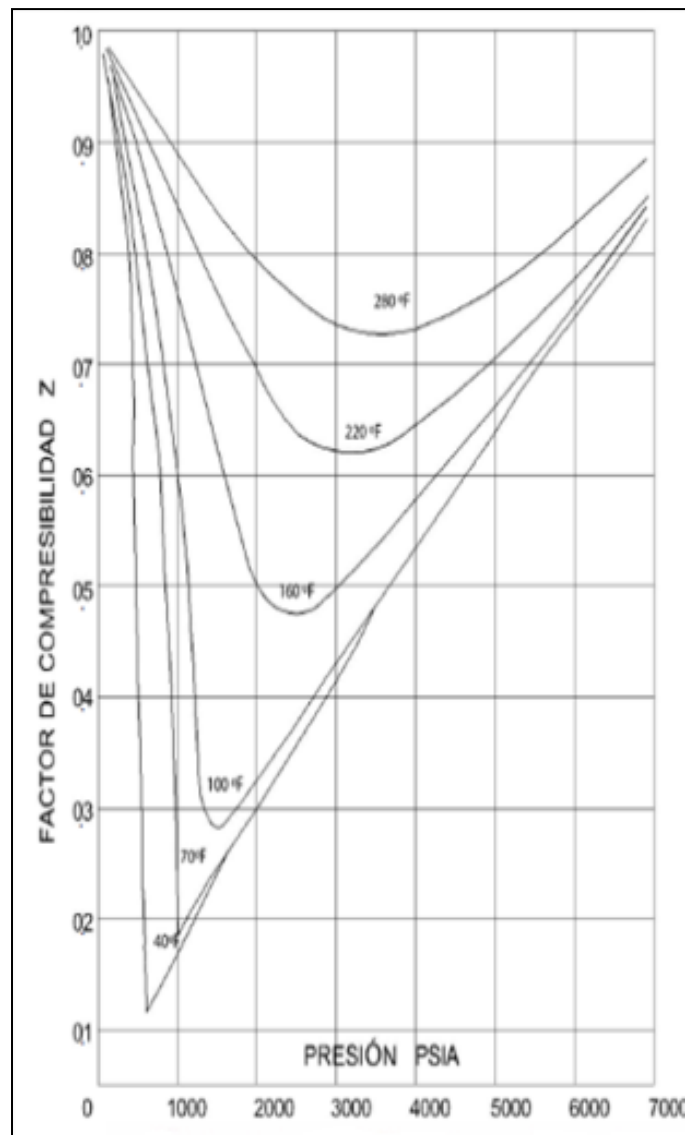


Figura 18. Compressibility factor of CO₂. Bachu (2003)

4.1.4. Solubilidad.

Se refiere a la solubilidad del CO₂ en agua y como ésta varía conforme a los cambios de presión, temperatura y peso molecular. El criterio de variación es que la solubilidad del CO₂ aumenta si la presión, temperatura y salinidad disminuyen. Contrario si la viscosidad aumenta y la presión disminuye, la solubilidad del CO₂ en agua disminuye.

En la Figura 19 se muestra la variación de la solubilidad del CO₂.

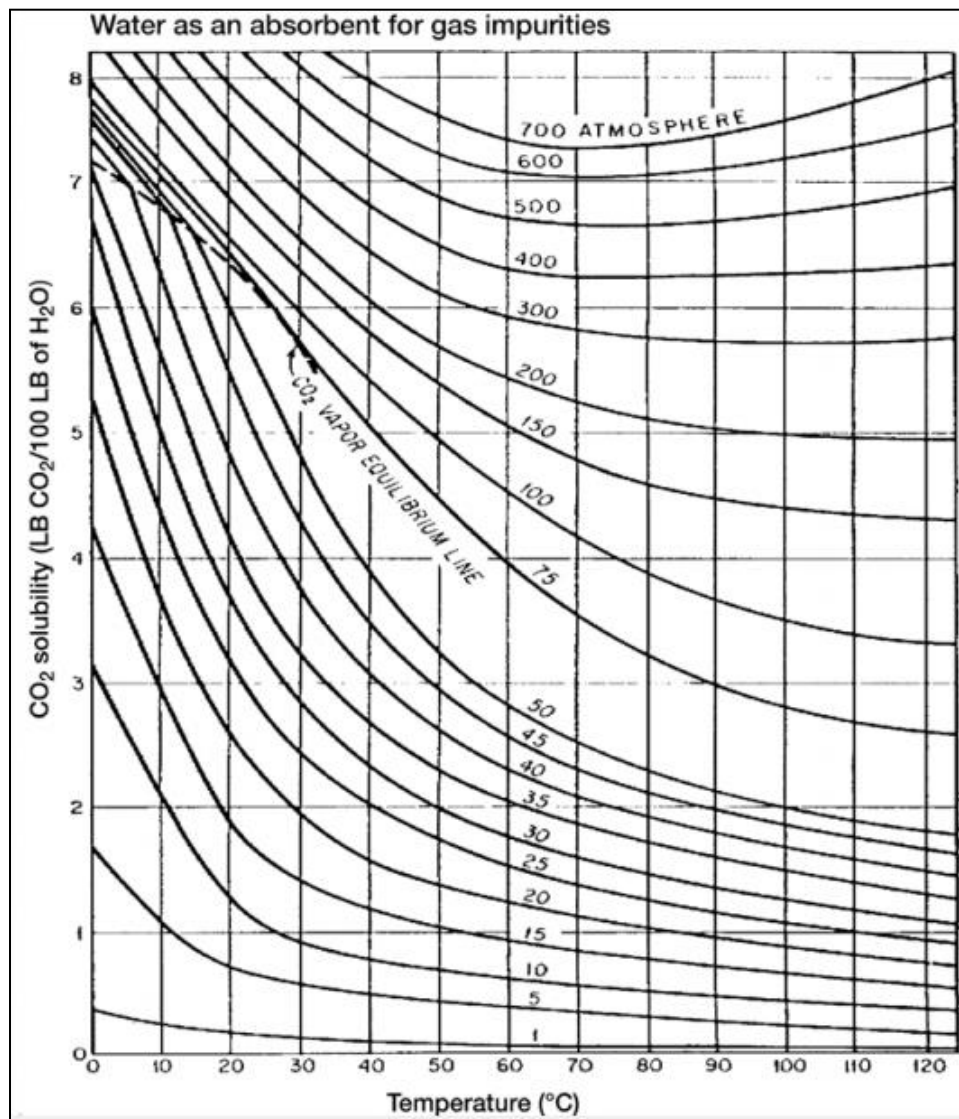


Figura 19. Solubility of CO₂ in water. Kohl and Nielsen (1997)

4.1.5. Diagrama de fases del CO₂.

El estado de agregación del CO₂ como cualquier fluido, varía con la temperatura y presión como indica la Figura 20. El CO₂ es un sólido a baja presión y temperatura. La evaporización del CO₂ ocurre a -78.5°C a 1 atm de presión. Si la presión se incrementa, se puede alcanzar el punto triple, donde la temperatura es -56.6°C y a una presión de 5.28 atm. Otro aspecto de observación, es el punto crítico donde la fase líquida y la fase de vapor del CO₂ coexisten y esto es T_c=31.1 °C, P_c=73 atm. Por debajo de la temperatura crítica el CO₂ puede existir como gas o líquido, y por encima únicamente como gas puro.

Se libera o absorbe calor en cada uno de los cambios de fase en los límites de gas-sólido, sólido-líquido y gas-líquido. Pero, en los cambios de fase en la condición supercrítica-líquida o supercrítica-gas no liberan ni absorben calor. Esta propiedad es útil para el diseño de las instalaciones de compresión del CO₂.

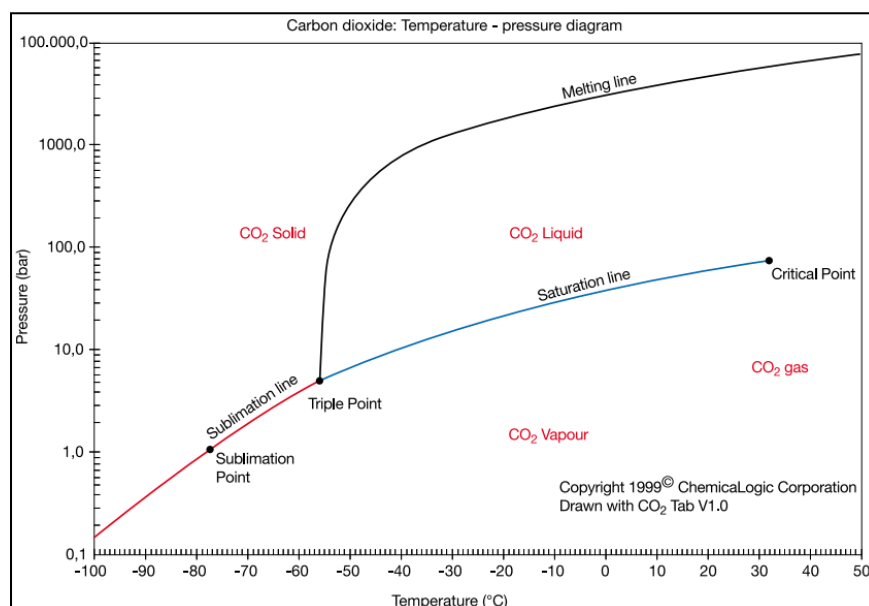


Figura 20. Phase diagram for CO₂. ChemicalLogic Corporation (1999)

4.1.6. Miscibilidad.

La miscibilidad es la capacidad de dos o más sustancias que al mezclarse en cualquier proporción forman una sola fase homogénea. Para los yacimientos es permitir a las sustancias o fluidos mezclarse sin formar interface a cierta presión y temperatura. Esto está ligado directamente con la tensión interfacial, que se define como la energía por unidad de área necesaria para la creación de la interface y la disminución de esta variable disminuye la saturación de petróleo residual. Existen investigaciones de inyección de CO₂ en ambientes miscibles que arrojan resultados muy favorables por la anulación de la tensión interfacial entre el crudo y el gas inyectado, facilitando la recuperación del crudo. La miscibilidad del CO₂ es influenciada por la presión. Por esto es necesario alcanzar la presión mínima de miscibilidad.

4.1.6.1. Miscibilidad al primer contacto.

Es el proceso ideal que se espera en una inyección de CO₂, y es la formación de una sola fase por la mezcla de crudo y CO₂ en todas las proporciones sin existencia de interface. Los solventes usuales para este proceso son: butano, propano y GLP.

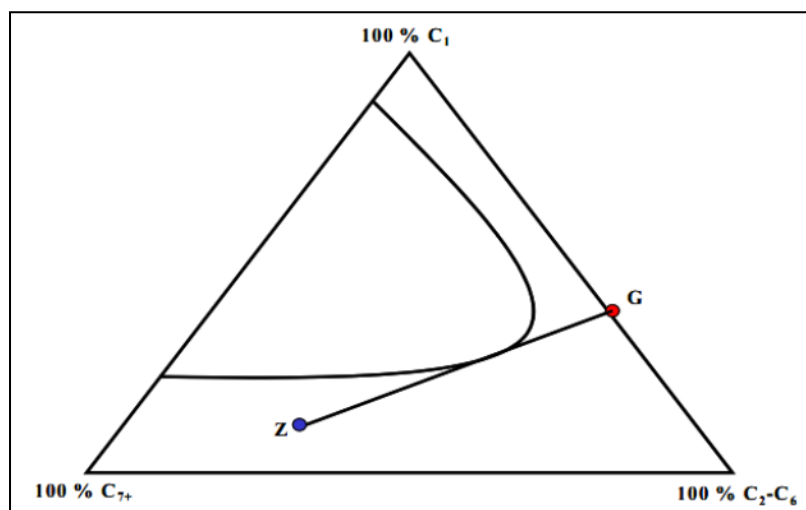


Figura 21. Proceso de Miscibilidad al Primer Contacto. Marín Jesus (2002)

La Figura 21 indica el proceso de miscibilidad al primer contacto. Mientras que G indica la composición del solvente, Z indica la composición del yacimiento y sus fluidos. Como puede observarse, la línea ZG nunca ingresa a la curva de dos fases, eso indica que es solo una fase, logrando la miscibilidad del sistema. Sin embargo, como se puede observar el solvente tiene componentes intermedios entre C_1 y C_2-C_6 . Es un problema que el solvente este constituido de componentes intermedios, esto debido a los costos que representan, por lo tanto, la miscibilidad al primer contacto se queda como un proceso ideal y no es rentable.

4.1.6.2. Miscibilidad por contacto múltiple.

El crudo se pone en contacto con el gas inyectado y ocurre una transferencia de masa entre ellos en algunos puntos del sistema, sin que sea homogéneo el proceso. La miscibilidad por contacto múltiple sucede cuando una parte del gas inyectado vaporiza hidrocarburos ligeros a su contacto, originando un frente miscible.

4.1.7. Presión Mínima de Miscibilidad (PMM).

La presión mínima de miscibilidad es un parámetro fundamental para un proceso miscible de inyección de CO_2 . Esta presión se define como la más baja capaz de recuperar el 95% del petróleo contacto, por el gas inyectado a una cierta temperatura. El comportamiento entre la recuperación y la presión de miscibilidad se presenta en la Figura 22.

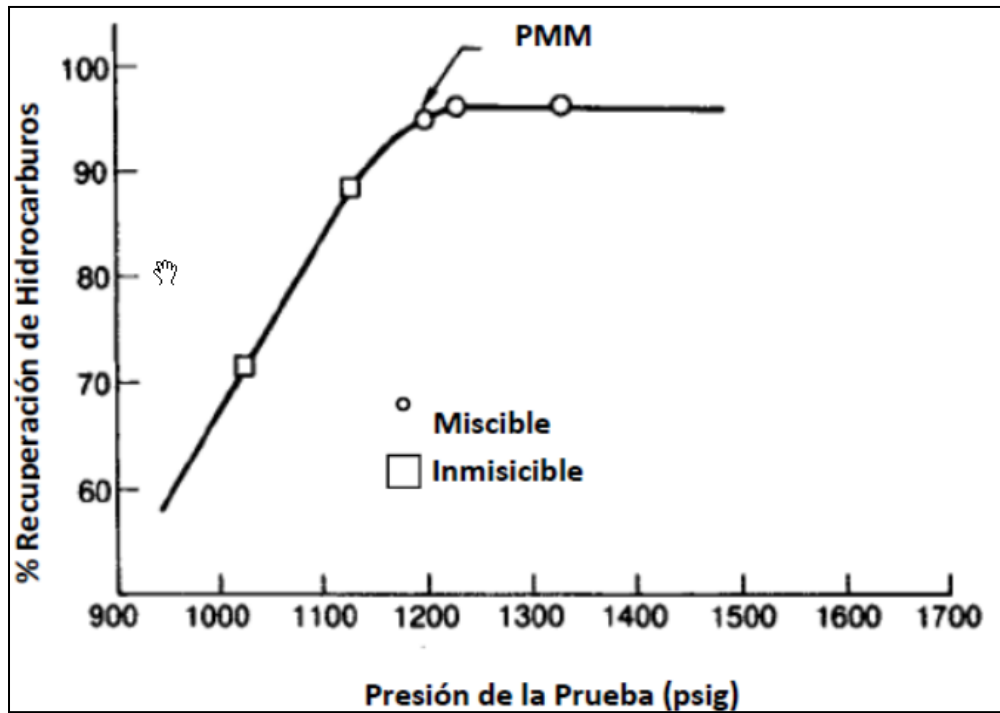


Figura 22. Definición de la Presión Mínima de Miscibilidad. Sebastian H. M. and Wenger R. S.

(1985)

La presión mínima de miscibilidad es alterada por la temperatura del yacimiento, la composición de los fluidos en el yacimiento y la calidad del gas inyectado. Las relaciones entre estos factores son:

- Si la temperatura del yacimiento incrementa, la PMM también incrementa.
- Si el peso molecular de los fluidos del yacimiento es elevado, la PMM aumenta, esto indica que un proceso de inyección de CO₂ miscible es favorable para crudos livianos a medianos. Para contrarrestar esto se utiliza una solvente antes de la inyección del CO₂ para la recuperación de crudo pesado.

4.1.7.1. Cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad.

Los métodos para estimar la PMM pueden ser:

- Experimentales
 - Prueba de burbuja ascendente
 - Prueba del tubo delgado
- Analíticos
 - Correlaciones matemáticas
 - Ecuaciones de estado

A continuación, se expondrá un método analítico para la estimación de PMM.

Se calcula el peso molecular del componente C_5^+ del crudo en el yacimiento, mediante la correlación de Laseter:

$$MW(C_5^+) = \left(\frac{7864.9}{^\circ API} \right)^{\frac{1}{1.0386}}$$

Donde:

$MW(C_5^+)$, es el peso molecular del componente C_5^+

$^\circ API$, es la densidad API del crudo

Con el fin de calcular la PMM se emplea la relación anunciada por Holm y Josendal, a partir del peso molecular del C_5^+ y con la respectiva temperatura del reservorio.

La relación es:

$$PMM = -329.558 + (7.727 * MW(C_5^+) * 1.005^T) - (4.377 * MW(C_5^+))$$

Donde:

PMM, es la presión mínima de miscibilidad

T, es la temperatura del reservorio

También existe la correlación gráfica que sigue el procedimiento anterior, es decir se necesita el peso molecular de $MW(C_5^+)$.

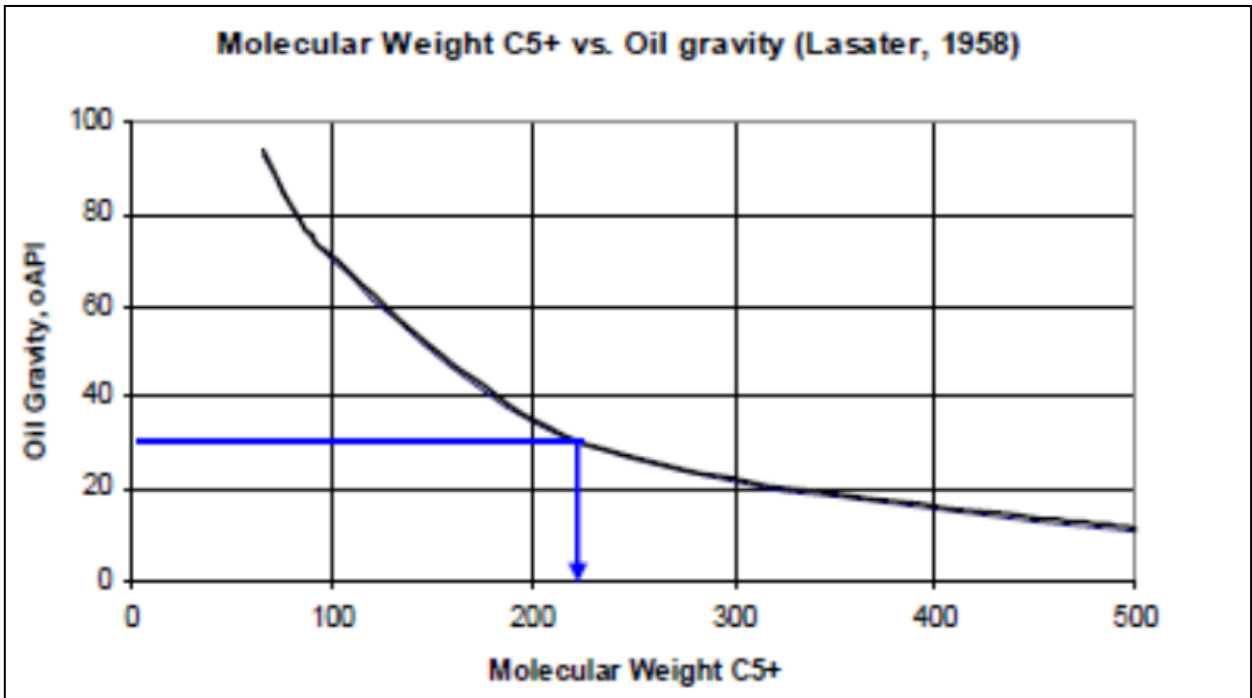


Figura 23. Correlación Lasater (1958)

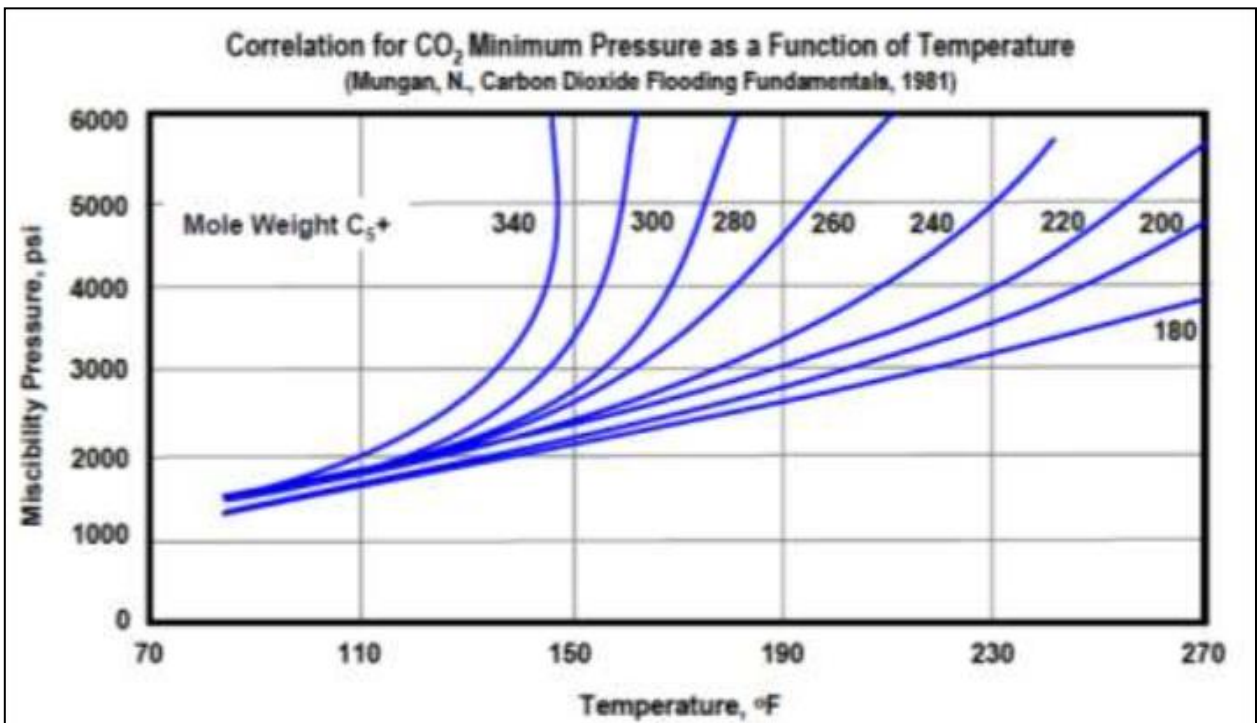


Figura 24. Correlación Mungan (1981)

4.2. Recuperación mejorada mediante inyección de CO₂.

Los procesos de recuperación primaria y secundaria dejan el 50 a 70% del petróleo original, económicamente es irregular y se hace imperiosa la necesidad de encontrar una solución. En los procesos de recuperación secundaria, que se basa en el barrido del banco del petróleo, en las zonas donde tuvo una excelente eficiencia alcanza hasta una saturación de petróleo de 20 a 35 %, pero el barrido no alcanza toda la longitud del reservorio por lo tanto se considera una zona no afectada. Además, se debe considerar que aún existe petróleo en los poros y alrededor como película en los granos de la roca. El petróleo atrapado aún en el reservorio puede ser movilizado por inyección de CO₂ por la interacción física y química de este gas. Las condiciones favorables que se pueden crear son:

- El efecto de fuerzas capilares inhibe el caudal del petróleo por los poros, esto es por las altas tensiones de interfaces.
- Sea el proceso miscible o inmisible, el fin es incrementar el factor de recobro y reducir la saturación de petróleo residual.
- Al aumentar el número capilar, la saturación de petróleo residual disminuye.
- El volumen del petróleo se expande y puede sufrir una reducción de la viscosidad.

4.2.1. Eficiencia de Desplazamiento.

Cuando la inyección de CO₂ es miscible, ocurre una difusión y dispersión que constantemente trata de diluir las composiciones durante la operación, lo que trata de lograr es la miscibilidad. Pero existen fracciones pesadas que no pueden terminar en la miscibilidad y se precipitan. Además, ciertas composiciones son diluidas en la región de dos fases y saturación de petróleo residual queda detrás del frente de CO₂.

Se sabe que la saturación residual de petróleo es directamente afectada por la geometría de los poros de la arena, por la conectividad entre ellos lo cual genera una alta resistencia al flujo. Donde ocurre más este efecto adverso es las rocas con carbonatos, y la saturación residual de petróleo es más influenciada por la difusión del gas inyectado que por el desplazamiento frontal.

4.2.2. Eficiencia de Barrido.

Las propiedades de los fluidos contenidos en el reservorio tales como la relación de viscosidad petróleo - CO₂, el efecto gravitacional entre los fluidos y la distribución espacial de las permeabilidades son las que condicionan la eficiencia volumétrica de barrido. La baja viscosidad del CO₂ resulta en una desventaja para el desplazamiento con este gas. Si el reservorio contiene petróleo con alta viscosidad, la inyección de CO₂ miscible no ayudará en nada la recuperación, la diferencia de viscosidades limita a fluir, al menos que se le agregue un disolvente previo a la inyección del gas. Realizar una inyección de CO₂ inmisible es una alternativa para recuperar crudo pesado. La segregación gravitacional es un problema para la eficiencia de barrido, se presenta aún más cuando el reservorio se ha sometido a desplazamiento por agua y se pretende inyectar CO₂. Debe evaluarse las permeabilidades vertical y horizontal para determinar el alcance de la segregación gravitacional.

4.2.3. Desplazamiento Miscible.

De acuerdo al concepto de miscibilidad, el crudo y el CO₂ se mezclan en todas proporciones para formar una sola fase líquida, esto por supuesto se logra con el contacto con CO₂ líquido. Como resultado de esa interacción, el petróleo se expande reduciendo su

viscosidad y rompiendo la interface con la disminución de la tensión superficial, con esto la habilidad de fluir mejora notablemente.

Como se ha mencionado anteriormente, la miscibilidad al primer contacto no ocurre en procesos como estos, el CO₂ no es inmediatamente miscible con el petróleo. Existen cambios de composición gradualmente (miscibilidad de contacto múltiple) con la dinámica del reservorio. Esos cambios de composición ocurren cuando el crudo se enriquece con componentes intermedios vaporizados producto de la inyección del CO₂, formando el frente miscible.

Para lograr la miscibilidad, la presión juega un papel importante; se requiere una presión mínima de miscibilidad (MMP) para que el CO₂ se mezcle totalmente con el petróleo. La MMP depende de la composición del crudo, de la pureza del CO₂ y se menciona que a esta presión la densidad del CO₂ es similar a la del petróleo. Por lo tanto, un proceso de inyección de CO₂ miscible puede solamente ocurrir si se inyecta a una presión superior a la MMP. Como se puede notar el conocimiento de la presión mínima de miscibilidad es fundamental en un proceso miscible y esta puede presentar un valor bajo si se da las siguientes condiciones:

- Si se trata de un petróleo con componentes entre C5 al C30, para alcanzar la miscibilidad se requiere de una densidad del CO₂ entre 0.4 a 0.75 g/cm³
- Una baja temperatura del reservorio para aumentar la densidad del CO₂
- Una alta pureza del CO₂, para evitar que otros contaminantes aumenten la PMM

Teóricamente la mayoría de petróleos al contacto con CO₂ pueden ser recuperados, pero en realidad solo del 5 al 30% del volumen original pueden ser recobrables. Algunos de los factores que limitan el recobro son:

- Si el flujo del CO₂ es mayor que el petróleo, ocurre la digitación (flujo inestable)
- La diferencia de densidades significativas entre el CO₂ y el petróleo hace que se presente aún más el efecto de segregación gravitacional.
- El CO₂ moviliza más agua si es que el reservorio se sometió con anterioridad a inundación con agua.

Dependiendo de las circunstancias del entorno, el desplazamiento miscible con CO₂ puede ser aplicado unos pocos años antes o inmediatamente después de una recuperación secundaria, aprovechando la disposición del modelo de los pozos. Una operación de este tipo puede recuperar el máximo petróleo después de uno a cinco años de comenzado el proyecto de inyección, lo que significa una retribución relativamente rápida.

Para un proyecto de inyección de CO₂ se pueden utilizar las mismas facilidades de superficie de inundación de agua (recuperación secundaria), a estas solo se le adiciona:

- Facilidades para la recepción y acondicionamiento incluyendo para la disponibilidad de inhibidores para el CO₂.
- Facilidades de separación de CO₂.
- Facilidades de compresión y líneas de reciclaje de CO₂.
- Equipo para modificar los pozos inyectores y productores.

4.2.4. Desplazamiento Inmiscible.

El efecto físico del CO₂ inmiscible es similar a la inyección de agua, levantar y mantener la presión del reservorio. Para que no sea miscible significa que el CO₂ no alcanza la PMM, y es aplicable cuando se refiera a reservorios de baja presión o con contenido de petróleo pesado. Sin embargo, no se cumple estrictamente la condición de inmiscibilidad, el CO₂ parcialmente se disuelve en el petróleo, provocando un leve hinchamiento del mismo. Con esto y otros proyectos reales se demuestra que la adición de CO₂ en reservorios de crudo pesado reduce su viscosidad.

El desplazamiento inmiscible no tiene una buena aceptación principalmente por sus costos. Se requiere volúmenes importantes de CO₂ y nuevos pozos para ser inyectado, adicional como no ocurre la miscibilidad se necesita más tiempo para registrar producción. Como se puede observar, la obtención del CO₂ es la principal desventaja, pero durante la última década se registra importantes estudios de captura y almacenamiento del gas CO₂, si el potenciamiento de estos proyectos continúa el costo comercial puede reducir, concluyendo lo atractivo que representa un desplazamiento inmiscible.

Como se expuso, si la presión del reservorio es baja y la composición del petróleo es de características pesado, el mecanismo de desplazamiento con CO₂ es miscible y los efectos involucrados son:

- Hinchamiento de la fase petróleo (saturado con CO₂).
- Reducción de la viscosidad del petróleo expandido.
- Recuperación de los compuestos livianos dentro de la fase del CO₂.

- Mantenimiento de la presión contenida en el reservorio.

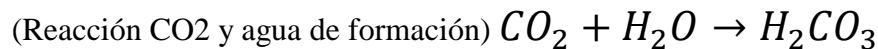
Estas características hacen posible la movilización y producción del petróleo. Sin embargo, un desplazamiento inmisible es menos eficiente que un desplazamiento miscible.

4.2.5. Efectos de la Inyección de CO₂.

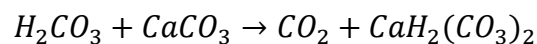
El CO₂ se disocia en el petróleo y agua de formación. El petróleo toma gran volumen del gas, pero gradualmente, mientras que el agua lo hace más rápido, pero en menor proporción de volumen. Esta es la razón por la cual se deja cerrado el pozo por un tiempo para que ocurra el denominado “remojo”, el cual suele ser 1 a 4 semanas. Como se conoce, durante ese período la tensión superficial se acercará a cero con la expansión del petróleo.

La interacción que ocurre con el CO₂ inyectado es la siguiente:

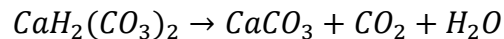
1. Mejora la permeabilidad y restaura la energía del yacimiento.



El ácido carbónico reacciona con la roca que contiene el petróleo, suele ser una roca carbonatada (mejora la permeabilidad por la dilución del ácido).



El $\text{CaH}_2(\text{CO}_3)_2$ (*bicarbonato de calcio*) se caracteriza por su efecto energizador y es muy alterable con la temperatura.



2. Aumenta la movilidad del petróleo.

Las propiedades de miscibilidad y solubilidad del gas son relativas a su composición, temperatura y presión. Estas propiedades reducen la viscosidad y las fuerzas de interface.

4.3. Esquema de inyección de CO₂

4.3.1. Inyección continua de CO₂.

El objetivo es que la relación de gas producido con respecto al petróleo llegue a un punto en que no es viable económicamente inyectando CO₂ continuamente. Este método de recuperación es ideal pero poco probable por los costos que representa inyectar el gas constantemente. La única manera sería si se contara con una fuente barata de obtención del CO₂ o utilizarlo reciclado.

4.3.2. Inyección alternada de CO₂ y agua (WAG)

Este método surgió como medida de apoyo a los costos altos por utilizar como gas de inyección el CO₂. El agua ayuda a controlar y mejorar la movilidad y para mejorar el frente de desplazamiento, es decir mejora la capacidad de barrido. El comportamiento de las saturaciones es sumamente complejo, existe una interacción alternada de fluidos y es por esto que se debe tener una buena caracterización de las permeabilidades de las fases (agua-aceite-gas).

La relación de inyección comúnmente para este tipo de sistema de baches es 0.5 a 4. El mecanismo hace interactuar tres fluidos por lo tanto existen procesos de drene e imbibición, esto previene la segregación gravitacional y la zona de flujo se maximiza.

Como se mencionó, los baches de agua proporcionan una mejor movilidad, aumentando la eficiencia de barrido, pues restringen la entrada temprana del CO₂ a los pozos productores.

4.3.3. Inyección simultánea de CO₂ y agua.

Continuando con la evaluación de costos limitantes del CO₂ surgió la solución por Statoil, el proyecto piloto denominado “Simultaneous Water – Gas Injection (SWAG)”, desarrollado en el Mar del Norte (Awan A, 2006). El proceso es inyectar agua en la parte superior de la formación y el CO₂ en la zona de petróleo a ser desplazado para que exista una movilización entre dos actuantes. Uno de los problemas que se presenta es mantener el régimen como flujo de burbuja, y esto se logra únicamente al acercarse a la presión de burbuja.

CAPÍTULO V

Desarrollo de la simulación

5.1. Simulación numérica de la inyección cíclica de vapor e inyección de CO₂.

Para este estudio, se realizó la caracterización de un modelo sintético. El proceso de inyección cíclica de vapor e inyección de CO₂ se llevó por separado para un mismo modelo de yacimiento. Para la data de diseño del modelo sintético, fue necesario investigar artículos referentes a yacimientos de crudo pesado sometidos a procesos EOR, y que puedan reproducirse en la aplicación del simulador de ingeniería. Para esto, se revisaron los estudios de Abraham (2016) sobre “Efecto de pozos térmicos sobre la inyección continua de vapor en yacimientos homogéneos”, y de Sierra, Muñoz, & Soto (2006) “Simulación de un piloto de inyección continua de vapor usando pozos horizontales”

5.2. Modelo caso base sintético

5.2.1. Inicialización del simulador.

Corresponde a iniciar la aplicación Builder, que es la herramienta pre-procesadora y alimentadora para un simulador comercial. Para este estudio se selecciona Stars, el sistema de unidades y la fecha de inicialización del modelo (puede ser cualquiera para este estudio, es irrelevante al no poseer histórico de producción).

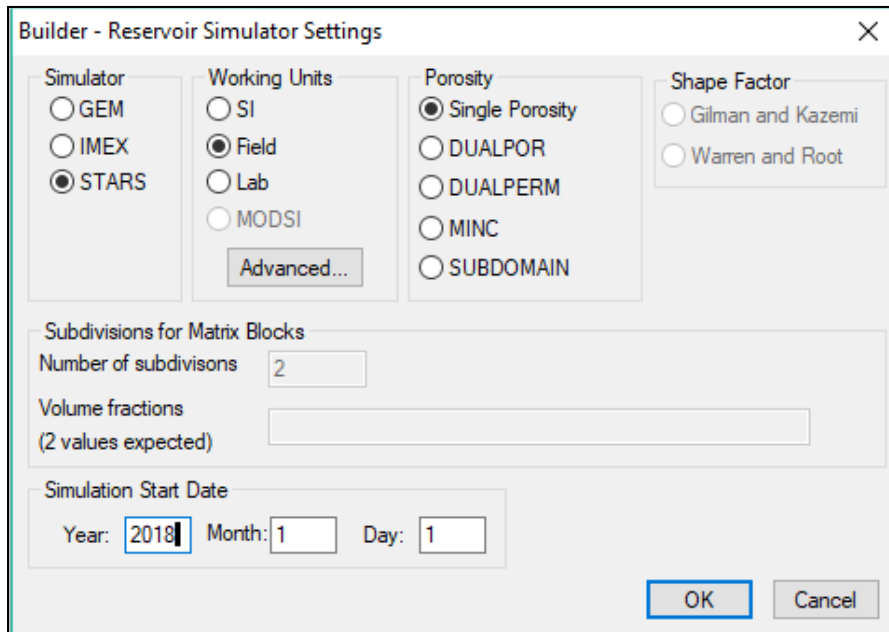


Figura 25. Ventana de inicialización del simulador. Interfaz del simulador comercial (2015)

5.2.2. Dimensiones del yacimiento.

Siguiendo la representación de un arreglo de 5 pozos, el área de estudio es 10 acres (435600 pies²) encontrando el tope de la formación a 1500 pies y de espesor 175 pies. La configuración del mallado es 33 33 8 siendo las unidades en el espacio (i, j, k) respectivamente. Cada celda (i, j) es de 20 pies y para cada celda k un espesor de 21.875 pies.

Esta información corresponde a la etapa de elaboración del modelo estático del yacimiento junto con el suministro de la data petrofísica. En el árbol de secciones para los atributos del modelo, en la sección “Reservoir” con la opción Create Grid, se selecciona Ortogonal Corner Point Figura 26. Con la información anterior es posible construir el mallado del yacimiento, en el cual se tiene que ingresar atributos como las propiedades de la roca y fluidos, condiciones iniciales de la zona, y las condiciones operacionales para el proceso que se quiera simular.

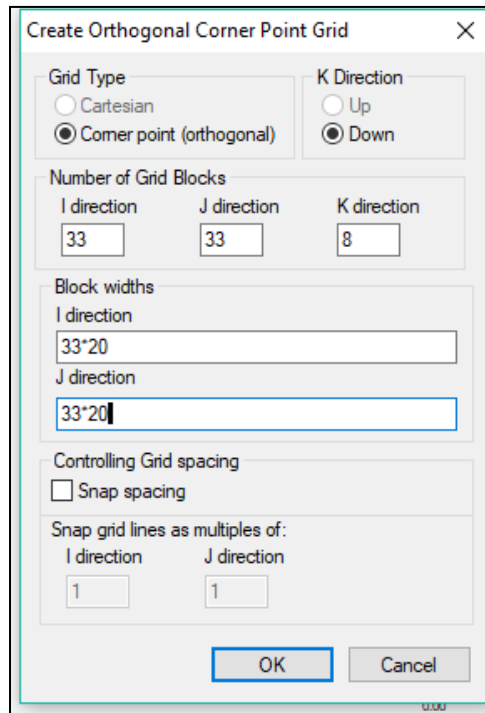


Figura 26. Ventana para diseño de mallado

5.2.3. Propiedades de la Roca

Las propiedades de la roca se detallan en la Tabla 4.

Tabla 4. Propiedades de la Roca

Porosidad	0.3
Permeabilidad Horizontal	500 mD
Permeabilidad Vertical	250 mD
Temperatura Inicial	116 °F
Presión del Yacimiento	750 psi
Compresibilidad	5e-4 1/psi
Conductividad Térmica	24 BTU/(pies-día-°F)
Capacidad Calorífica	35 BTU/(pie ³ -°F)

Fuente: Efectos de Pozos térmicos sobre la inyección continua de vapor en yacimientos homogéneos. Montes Abraham (2016)

En el simulador es necesario ingresar los valores anteriores como se muestra en la Figura 27. Seleccionando Array Properties de la sección “Reservoir”.

	Grid Top	Grid Thickness	Porosity	Permeability I	Permeability J	Permeability K
UNITS:	ft	ft		md	md	md
SPECIFIED:	X	X	X	X	X	X
HAS VALUES:	X	X	X	X	X	X
Whole Grid		21.875	0.3	500	Equals I (equal)	Equals I * 0.5
Layer 1	1500					
Layer 2						
Layer 3						
Layer 4						
Layer 5						
Layer 6						
Layer 7						
Layer 8						

Figura 27. Ventana para Propiedades de Celdas

5.2.4. Creación del modelo de crudo pesado.

Para simular un método EOR en un crudo pesado, no es necesario que el crudo sea detalladamente descrito, basta con su peso molecular, compresibilidad, expansión térmica, gravedad API, y el comportamiento de la viscosidad con respecto a la temperatura. Sin embargo, es necesaria una caracterización detallada del crudo, para el estudio de comportamientos miscibles e inmiscibles por inyección de gases y otras aplicaciones no convencionales.

La caracterización del crudo pesado es importante porque reproduce con mayor precisión el fluido, la información necesaria para esto es:

- Composición del crudo (fracción molar)
- Temperatura de reservorio y presión de saturación.

- Por mínimo los resultados de una prueba de laboratorio, entre las cuales pueden ser:
 - Expansión a composición constante.
 - Liberación diferencial.
 - Agotamiento de presión a volumen constante.
 - Prueba de separador.
 - Prueba de hinchamiento.
 - Compresibilidad a una fase.

La creación del modelo de crudo pesado se realiza mediante la aplicación Winprop, es decir el fluido se diseña aparte del simulador, para posteriormente ser importados a ellos respectivamente. Con esto se define que el mismo fluido de crudo creado debe ser utilizado para ambos procesos EOR, puesto que inicialmente se había planteado la utilización de información básica del crudo pesado para la simulación de la inyección cíclica de vapor en el trabajo presentado por Sierra, Muñoz, & Soto (2006).

En el menú se debe abrir la aplicación y al desplegarse, lo primero que solicita es un comentario en la Sección Titles/EOS/Units en “Comment Line”, este atributo no es realmente importante, pero, sin embargo, se colocó “Modelo de Crudo Pesado (13 Componentes) y dejar en unidades de campo (Figura 28.).

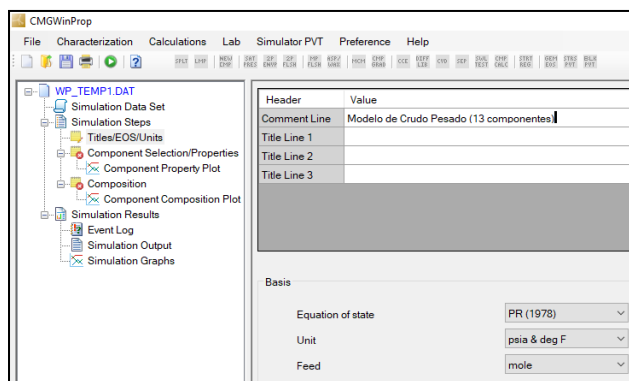


Figura 28. Interfaz para creación de fluidos composicionales. Aplicación simulador de fluidos (2015)

5.2.4.1. Caracterización de la fase ligera y de la fase pesada.

La información para la caracterización del fluido se obtuvo de un artículo de ajuste para petróleo pesado y de acuerdo a la literatura encontrada en el trabajo “Co-Inyección de Vapor y CO₂ en Yacimientos Homogéneos” de Fuentes (2016), donde se trata mismo crudo (con data más completa) que se empleó en el estudio de Abraham (2016) y Sierra, Muñoz & Soto (2006).

Tabla 5. Composición del crudo pesado 14° API

Componente	Fracción molar
CO ₂	1.095
C ₁	16.575
C ₂	0.185
C ₃	0.235
iC ₄	0.200
nC ₄	0.260
iC ₅	0.230
nC ₅	0.260
C ₆	0.855
H ₂ O	0.065

Fuente: Tutorial “Ajuste de la ecuación de Robison para crudos pesados en CMG (2010)

En la Sección “Component Selection/Properties” se ingresa la temperatura del reservorio (Tabla 4) y se accede a la opción “Ins Lib” (Insert Library Components) donde se seleccionan los componentes que conforman el crudo pesado en estudio (Tabla 5). Seleccionar “Ok” y “Apply Changes”, esto genera automáticamente datos característicos de cada componente.

Component	Int. Coef.	Viscosity	Aqueous Phase	Model Option			
Comments							
Default Reservoir Temperature (deg F)				116			
No. of components: 10							Constant Volume Shift
Ins Lib	No.	Component	HC	Pc (atm)	Tc (K)	Acentric fact.	Mol. weight
Ins Own	1	CO2	3	72.8	304.2	0.225	44.01
	2	CH4	1	45.4	190.6	0.008	16.043
	3	C2H6	1	48.2	305.4	0.098	30.07
Copy	4	C3H8	1	41.9	369.8	0.152	44.097
Paste	5	IC4	1	36	408.1	0.176	58.124
	6	NC4	1	37.5	425.2	0.193	58.124
Delete	7	IC5	1	33.4	460.4	0.227	72.151
	8	NC5	1	33.3	469.6	0.251	72.151
	9	FC6	1	32.46	507.5	0.27504	86
	10	H2O	2	217.6	647.3	0.344	18.015

Figura 29. Interfaz de creación del crudo pesado composicional. Aplicación simulador de fluidos. Elaboración propia (2018).

En la Sección “Composition” se debe ingresar las fracciones molares (Figura 30) y se selecciona el ícono de guardar, donde se asigna un nombre al archivo, que en este caso es “Modelo de Fluido Crudo Pesado (13 componentes)”. En esta etapa sólo se ha ingresado la información correspondiente a la fase ligera.

Component	Primary	Secondary
CO2	1.095	0.0
CH4	16.575	0.0
C2H6	0.185	0.0
C3H8	0.235	0.0
IC4	0.2	0.0
NC4	0.26	0.0
IC5	0.23	0.0
NC5	0.26	0.0
FC6	0.855	0.0
H2O	0.065	0.0
Sum	19.96	0

Figura 30. Interfaz de ingreso de la fracción molar del crudo pesado. Aplicación simulador de fluidos. Elaboración propia (2018).

El petróleo está conformado por múltiples componentes lo que origina la división en fase ligera y pesada, la fase ligera son los pseudo-componentes altamente volátiles y sus fracciones molares son fácilmente determinadas en laboratorio. Los componentes a partir del C7+ son los que otorgan esa característica de “pesado” al crudo y la determinación de los pseudo-componentes es compleja de obtener en laboratorio puesto que a la temperatura de ebullición se mezclan con la fase ligera. La solución a este problema es el uso de correlaciones como la correlación Twu (basado en la perturbación de parafinas en referencia a un compuesto). La caracterización de la fracción pesada se lo conoce como “Plus Fraction Splitting” (División de la Fracción Adicional Pesada) y la información necesaria para realizar este estudio se detalla en la Tabla 6.

Tabla 6. Caracterización de la fracción pesada.

Fracción Adicional		
General	Tipo de Función Distributiva	Exponencial
	Número de pseudo componentes	No Lumping
	Primer número de carbono en la fracción adicional	7
	Correlación de Propiedades críticas	Twu
Distribución	Fracción molar de la fracción adicional a predecir	0.00855
Muestra 1.	Peso molecular de la fracción pesada (MW+)	544.905
	Gravedad específica de la fracción pesada (SG+)	1.0075
	Fracción molar de la fracción pesada (Z+)	0.8005
	Número de fracciones a dividir	24

Fuente: Ajustando la Ecuación de Estado (EOS) de Peng Robinson para Cotejar un PVT de Petróleo Pesado Usando WinProp. Colombia 2010

Para continuar con el proceso de alimentación de información, se debe mantener en la Sección “Component” y mediante el cursor dirigirse a “Characterization” y seleccionar “Plus Fraction Splitting”. Esto genera una ventana “General” donde se ingresa o verifica que estén las cuatro primeras filas de datos de la Tabla 6. En la ficha “Distribution” sólo ingresar la fracción molar que precede la fracción pesada (0.00855). Dirigirse a la ficha “Sample” e ingresar los datos de las últimas cuatro filas de la tabla mencionada anteriormente y guardar. (Figura 31).

The screenshot shows a software window with four tabs: 'General', 'Distribution', 'Sample 1', and 'Mud Info.'. The 'General' tab is active, displaying the 'Plus Fraction Property' section. It contains six input fields arranged in two columns. The left column has 'MW:' with a text box containing '544.905', 'SG:' with a text box containing '1.0075', and 'Mole Frac:' with a text box containing '0.8005'. The right column has 'Sample Name:' with a text box containing 'Sample 1', 'Slope:' with an empty text box, and 'No. of SCN Fractions:' with a spinner box set to '24'.

Figura 31. Ingreso de las propiedades de la fracción pesada. Aplicación simulador de fluidos. Elaboración propia (2018).

Se procede a simular con la información hasta ahora introducida y para verificar que se aplicó los cambios, como se adicionó 24 componentes y se tenía previamente 6 componentes de la fracción ligera, en la salida de resultados debe aparecer hasta el C30. Después de verificar dichos cambios, se puede agregar esta información al modelo del fluido dirigiéndose a File a “Update Component Properties” y luego borrar la sección “Plus Fraction Splitting”.

5.2.4.2. Ajuste de la presión de saturación.

El siguiente paso es cotejar la presión de saturación mediante regresión (para llegar al ajuste). Posicionarse en la sección “Component”, dirigirse a “Characterization” y seleccionar “Star Regression” y se creará esta sección. Crear la sección “Saturation Pressure” en el interior de la regresión con el menú “Calculations” e ingresar una Presión de Saturación de 500 psia a la Temperatura del reservorio (Figura 32).

Property	Measurements	Weight
Saturation pressure (psia)	500	1
Liquid mass density (kg/m3)		1
Vapor mass density (kg/m3)		1
Liquid compressibility factor Z		1
Vapor compressibility factor Z		1
Liquid viscosity (cp)		1
Vapor viscosity (cp)		1

Figura 32. Ingreso de la presión y temperatura de saturación. Aplicación simulador de fluidos. Elaboración propia (2018).

Posteriormente, en la Sección “Regression Parameters” aplicar regresión a la P_c atm (Presión Crítica) del C30, puesto que las variables se concentran en este componente. Ir a la sección “Component Selection/Properties” y en la casilla que está por default “Constant Volume Shift” cambiar por “Temperature Dependent Volume Shift Correlation”. En la misma ventana abierta, ir a “Int. Coef.”, e ingresar a “HC-HC Groups/Apply value to multiple non HC-HC pairs...”, seleccionar “HC-HC” y dar un valor de cero a “Exponent Value” y aplicar cambios (Figura 33).

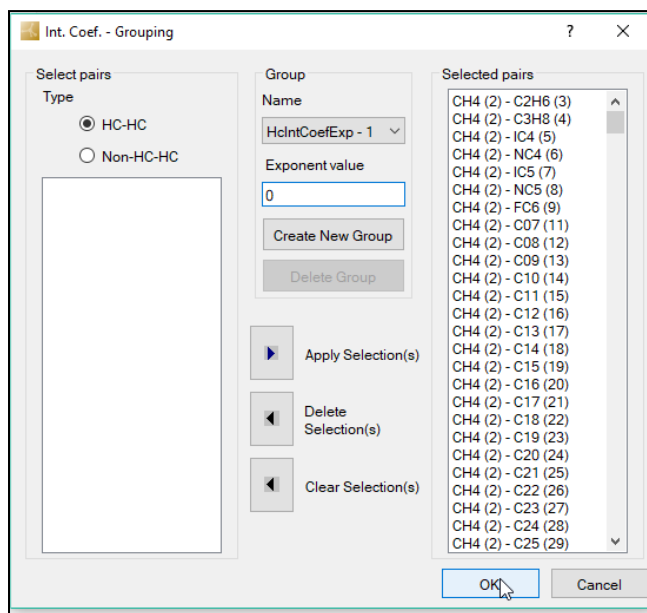


Figura 33. Ajuste de las propiedades de los componentes del crudo. Elaboración propia (2018).

Con los cambios anteriores se está calculando la Presión de Saturación, se procede a correr el modelo y se verifica en los resultados “Simulation Output” el valor de “Saturation Pressure” después de la regresión y esta debe ser 500 psia o muy cercana a este valor (Figura 34). Si no es así, se tantea un valor de Presión de Saturación Estimada para ingresar, hasta que la salida de la simulación indique, después de la regresión lo anteriormente mencionado. Con la verificación de la presión de saturación, se puede subir

estos cambios al modelo con “Update Component Properties” y después borrar la sección de “Regression” pero mantener “Saturation Pressure”

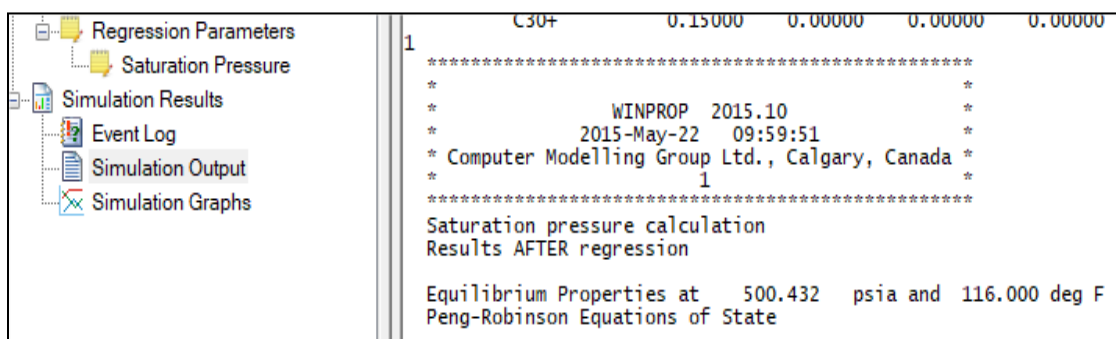


Figura 34. Ajuste de la presión de saturación del crudo. Elaboración propia (2018).

5.2.4.3. Agrupamiento del Modelo a Trece Componentes.

Con el fin de simplificar el esfuerzo computacional, la complejidad del modelo composicional del crudo, y utilizando como guía el artículo que se menciona al inicio para la creación del modelo de Fluido, se decide agrupar de los 34 elementos que conforman este modelo en sólo 13. La agrupación se planteó de la siguiente manera:

- CO2
- H2O
- C1, C2, C3, iC4, nC4, iC5, nC5, C6
- C7 a C15
- C16 a C29
- C30

Posicionarse en la sección “Saturation Pressure”, dirigirse a “Characterization” y seleccionar “Component Lumping” y se creará esta sección. En la ventana abierta seleccionar “Define lumping schema in grid below” y agregar el valor de 13 a “Number of

lumped Components”. A cada componente se debe asignar a que grupo pertenece en “Scheme” como se muestra en la Figura 35.

The image displays two side-by-side screenshots of a software interface for component lumping. Both panels show the same settings: 'Group up to component' is set to 'C30+', 'Output level' is '1', and 'Lumping Method' is 'Define lumping scheme in grid below' with 'Number of lumped components' set to 13.

Left Panel Table:

No.	Component	1st composition	2nd composition	Scheme
1	CO2	0.010944514	0.0	1
2	CH4	0.16566696	0.0	3
3	C2H6	0.0018490731	0.0	4
4	C3H8	0.0023488226	0.0	5
5	IC4	0.001998998	0.0	6
6	NC4	0.0025986974	0.0	7
7	IC5	0.0022988477	0.0	8
8	NC5	0.0025986974	0.0	9
9	FC6	0.0085457164	0.0	10
10	H2O	0.00064967435	0.0	2
11	C07	0.024288141	0.0	11
12	C08	0.02355121	0.0	11
13	C09	0.022836637	0.0	11
14	C10	0.022143746	0.0	11
15	C11	0.021471878	0.0	11
16	C12	0.020820395	0.0	11
17	C13	0.020188679	0.0	11

Right Panel Table:

No.	Component	1st composition	2nd composition	Scheme
18	C14	0.01957613	0.0	11
19	C15	0.018982167	0.0	11
20	C16	0.018406225	0.0	12
21	C17	0.017847757	0.0	12
22	C18	0.017306235	0.0	12
23	C19	0.016781143	0.0	12
24	C20	0.016271982	0.0	12
25	C21	0.015778271	0.0	12
26	C22	0.015299539	0.0	12
27	C23	0.014835332	0.0	12
28	C24	0.01438521	0.0	12
29	C25	0.013948746	0.0	12
30	C26	0.013525524	0.0	12
31	C27	0.013115143	0.0	12
32	C28	0.012717214	0.0	12
33	C29	0.012331358	0.0	12
34	C30+	0.39409134	0.0	13

Figura 35. Agrupación de los componentes del crudo. Aplicación simulador de fluidos. Elaboración propia (2018).

El agrupamiento de componentes se acepta si no presenta cambios importantes en la presión de saturación. Por esto, se copia la sección de “Saturation Pressure” debajo de “Component Lumping” y se procede a correr el modelo. Luego en “Simulation Output” se verifica la presión de saturación (500.419 psia) Figura 36. Si no existe diferencias importantes se decide que el agrupamiento es aceptable, se sube estos cambios al modelo con “Update Component Properties” y se borra el agrupamiento del Lumping. Por supuesto, se debe ir a la sección “Composition” para verificar que el agrupamiento se realizó.

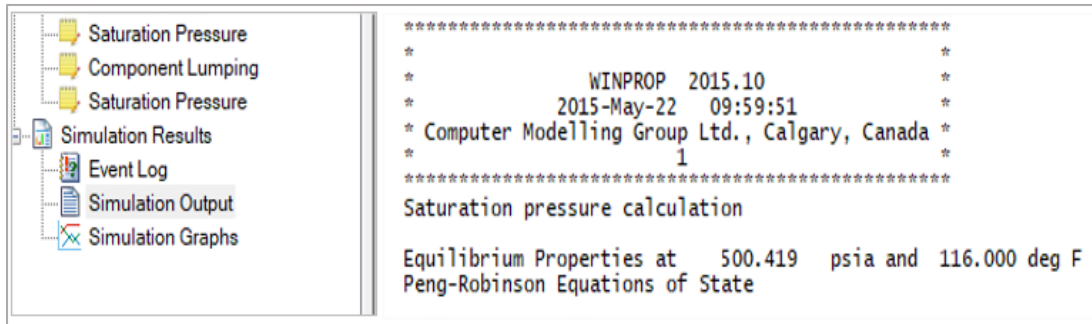


Figura 36. Validación de la presión de saturación después del agrupamiento. Aplicación simulador de fluidos. Elaboración propia (2018).

5.2.4.4. Ingreso y ajuste de la Prueba de Liberación Diferencial.

Un modelo de fluido es generado por ecuaciones de estado, las cuales deben ser ajustadas con la mayor cantidad de información que se tenga disponible, para determinar propiedades físicas y termodinámicas resultado del comportamiento a diferentes condiciones de presión y temperatura. Esta información es posible generarla en laboratorio, y es así que se tiene la Prueba de Liberación Diferencial o conocida en inglés como “Differential Liberation Test” que reúne propiedades de viscosidad de petróleo, factores volumétricos y relaciones de fluidos como GOR, entre otras.

Tabla 7. Prueba de liberación diferencial.

Presión (psia)	Oil FVF (rb/stb)	GOR (scf/stb)	Viscosidad (cP)
500	1.040534144	56.7	3000
1000		56.7	3700
700		56.7	
600		56.7	
400	1.036800742	46.11860485	
300	1.033372746	36.3226068	
200	1.029771442	25.94306384	
100	1.025871646	14.59373205	
15	1.020918507	0	6500

Fuente: Ajustando la Ecuación de Estado (EOS) de Peng Robinson para Cotejar un PVT de Petróleo Pesado Usando WinProp. Colombia 2010

Posicionarse en la sección “Saturation Pressure”, dirigirse a “Characterization” y seleccionar “Star Regression”, crear la subsección “Differential Liberation” en el interior de la Regresión e ingresar los valores de la Tabla 7 con una gravedad de aceite residual a condiciones estándar de 1.00855.

El procedimiento de ajuste mediante regresión es el siguiente:

5.2.4.4.1. Ajuste de la gravedad específica del petróleo pesado.

Seleccionar “Component Selection/Properties” y en la casilla “Temperature Dependent Volume Shift Correlation” cambiar por “Linear Temperature Dependent Volume Shift”. En la misma ventana en la casilla “First Set” se añade un segundo set de ecuaciones y aplicar cambios. Ir a “Regression Parameters” y en “Component Set” seleccionar “Second Set” y aplicar regresión a “Volume Shift” al componente C30. En la subsección “Differential Liberation” asignar un peso (Weight) de cero a Oil FVF, GOR, y Oil Viscosity para excluirlas, y asignar un peso de uno a la gravedad específica (SG) tal como se muestra en la Figura 37. Luego de correr se sube los cambios al modelo.

Temperature (deg F) Scale ROV and GOR to oil shrinkage and cum. gas released relative to bubble point

Improve saturation pressure estimate

No. of pres. levels (the row No. 0 is reserved for sat. pres): 8

No.	Pressure (psia)	Oil FVF (rb/stb)	GOR (scf/stb)	Oil SG	Gas Z Factor	Gas FVF (rcf/scf)	Gas SG (Air = 1)	Oil Viscosity (cp)
Weight		0	0	1	1	1	1	0
0	500	1.040534144	56.7					3000
1	1000		56.7					3700
2	700		56.7					
3	600		56.7					
4	400	1.036800742	46.11860485					
5	300	1.033372746	36.3226068					
6	200	1.029771442	25.94306384					
7	100	1.025871646	14.59373205					
8	15	1.020918507	0					6500

Weight:

Residual oil specific gravity at std conditions:

API gravity at std conditions:

Figura 37. Ingreso de la prueba de liberación diferencial en el simulador. Elaboración propia (2018).

5.2.4.4.2. Ajuste de Bo y GOR del petróleo pesado.

En la sección “Regression Parameters” deshabilitar la regresión de Volume Shift del segundo set de ecuaciones y habilitarla para la primera. Asignar un peso de cero a SG y Oil viscosity, y un peso de uno a Bo y GOR. Luego de correr se sube los cambios al modelo.

Temperature (deg F) Scale ROV and GOR to oil shrinkage and cum. gas released relative to bubble point

Improve saturation pressure estimate

No. of pres. levels (the row No. 0 is reserved for sat. pres): 8

No.	Pressure (psia)	Oil FVF (rb/stb)	GOR (scf/stb)	Oil SG	Gas Z Factor	Gas FVF (rcf/scf)	Gas SG (Air = 1)	Oil Viscosity (cp)
	Weight	1	1	1	1	1	1	0
0	500	1.040534144	56.7					3000
1	1000	-1	56.7					3700
2	700	-1	56.7					
3	600	-1	56.7					
4	400	1.036800742	46.11860485					
5	300	1.033372746	36.3226068					
6	200	1.029771442	25.94306384					
7	100	1.025871646	14.59373205					
8	15	1.020918507	0					6500

Figura 38. Ajuste del factor volumétrico y GOR en el simulador. Elaboración propia (2018).

Se coloca un valor de -1 en los vacíos de Oil FVF por la ausencia de valores y para que interpole.

5.2.4.4.3. Ajuste de Oil Viscosity del petróleo pesado.

Considerar el comportamiento de la viscosidad con respecto a la temperatura es un factor clave en la recuperación por métodos térmicos, tal como se muestra en la Tabla 8 y Figura 39.

Tabla 8. Viscosidad de Crudo pesado

Temperatura °F	Viscosidad cP
75	5780
100	1380
150	187
200	47
250	17.4
300	8.5
350	5.2
500	2.5

Efectos de Pozos Térmicos sobre la Inyección Continua de Vapor en Yacimientos

Homogéneos. Fuente: Montes Abraham (2016)

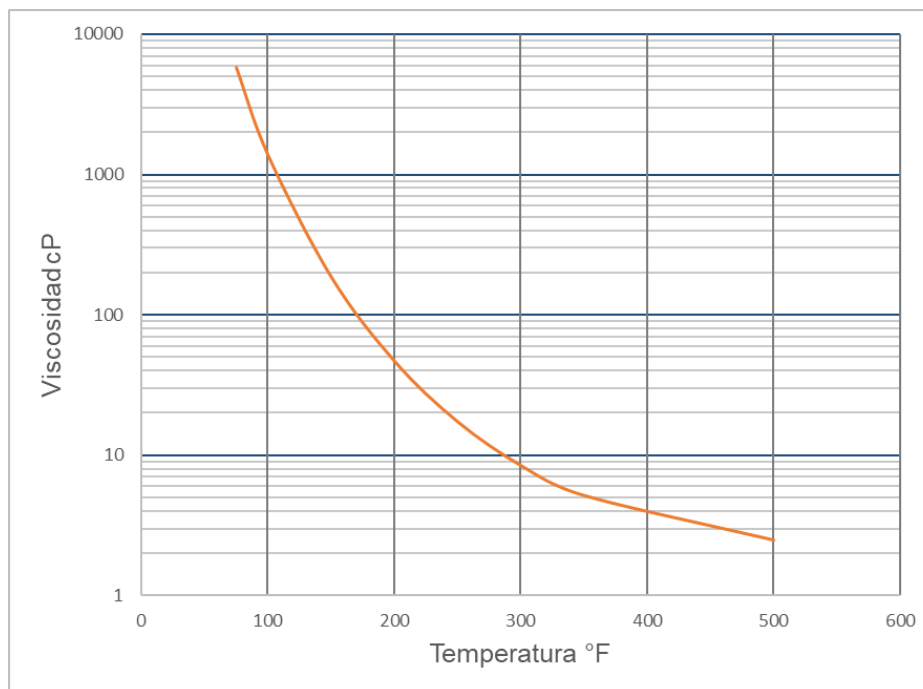


Figura 39. Viscosidad del Crudo Pesado en Función de la Temperatura. Fuente: Montes Abraham (2016)

En la sección “Regression Parameters” deshabilitar la regresión de Volume Shift del primer set de ecuaciones, y dirigirse a la ficha “Viscosity Parameters” y habilitar todos los parámetros de correlación. Ir a “Differential Liberation” y asignar un peso de uno a Oil Viscosity y un peso de cero a los otros tres atributos. Luego de correr se observa en la Figura 40 que no se obtuvo un buen ajuste.

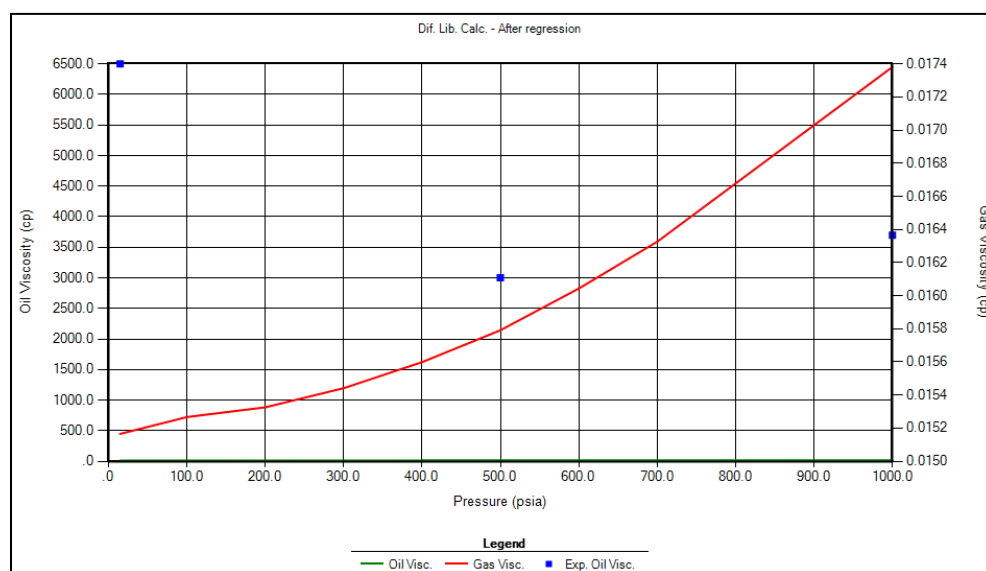


Figura 40. Grafica de Viscosidad arrojada por el simulador. Elaboración propia (2018).

Para solucionar lo anterior se procede a ir a “Component Selection/Properties”, en la ficha “Viscosity” seleccionar el modelo de “Pedersen” y volver a correr. Como se muestra en la Figura 41 se obtiene un buen ajuste en la gráfica. Finalmente subir los cambios al modelo y eliminar solamente la sección de regresión y dejar la prueba de liberación diferencial.

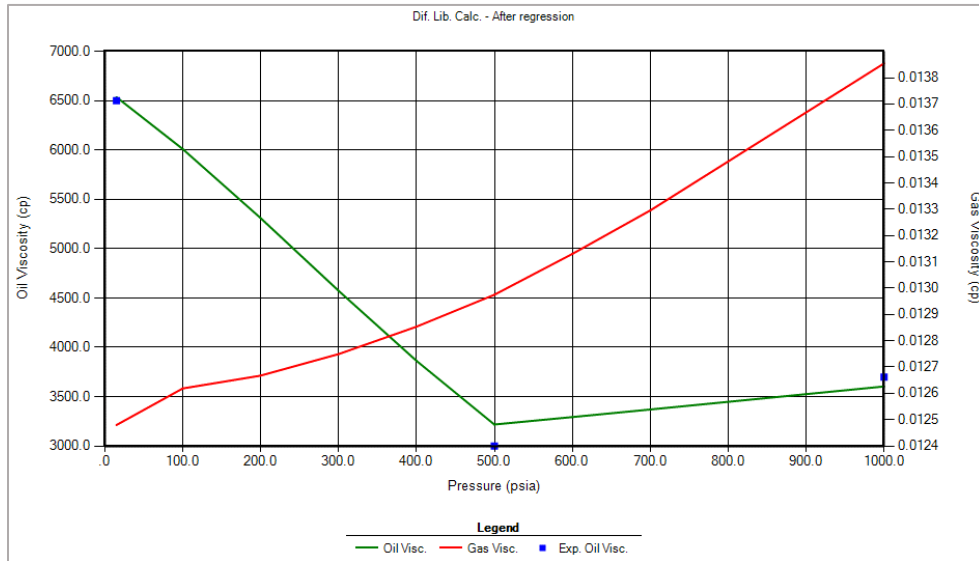


Figura 41. Ajuste de Viscosidad del crudo pesado en el simulador. Elaboración propia (2018).

Para la importación se utiliza el modelo Stars PVT Data, el cual es generado seleccionando esta característica en las opciones del menú de la aplicación. Se corre el modelo y en la aplicación Builder en la sección “Component” se importa “WinProp Model” y se busca el archivo con terminación (.str). Por último, en “Simulation Output” se busca la composición molar del petróleo. Figura 42.

```

*****
*
*          WINPROP  2015.10
*          2015-May-22  09:59:51
* Computer Modelling Group Ltd., Calgary, Canada
*          1
*****
Differential liberation calculation

Summary of Differential Vaporization at 116.0 deg F
Initial feed is 1.000E+00 lbmol of fluid

component      feed,%
-----
CO2             1.094
H2O             0.065
CH4            16.567
C2H6           0.185
C3H8           0.235
IC4            0.200
NC4            0.260
IC5            0.230
NC5            0.260
FC6            0.855
C07toC15      19.386
C16toC29      21.255
C30+          39.409

```

Figura 42. Caracterización del crudo pesado, resultado de la simulacion. Elaboración propia (2018).

Esta información se ingresa en la sección “Reservoir” subsección “Array Properties” como indica la Figura 43.

	Oil Mole Fraction(C07toC15)	Oil Mole Fraction(C16toC29)	Oil Mole Fraction(C2H6)	Oil Mole Fraction(C30+)	Oil Mole Fraction(C3H8)	Oil Mole Fraction(CH4)
UNITS:						
SPECIFI...	X	X	X	X	X	X
HAS VA...	X	X	X	X	X	X
Whole ...	0.1938	0.21255	0.00185	0.39409	0.00235	0.16567
Layer 1						
Layer 2						

Figura 43. Ingreso de las fracciones molares, resultado de la simulación. Elaboración propia (2018).

Esta descripción en la composición del crudo pesado crea el comportamiento de la viscosidad conforme al cambio de temperatura (Figura 44.)

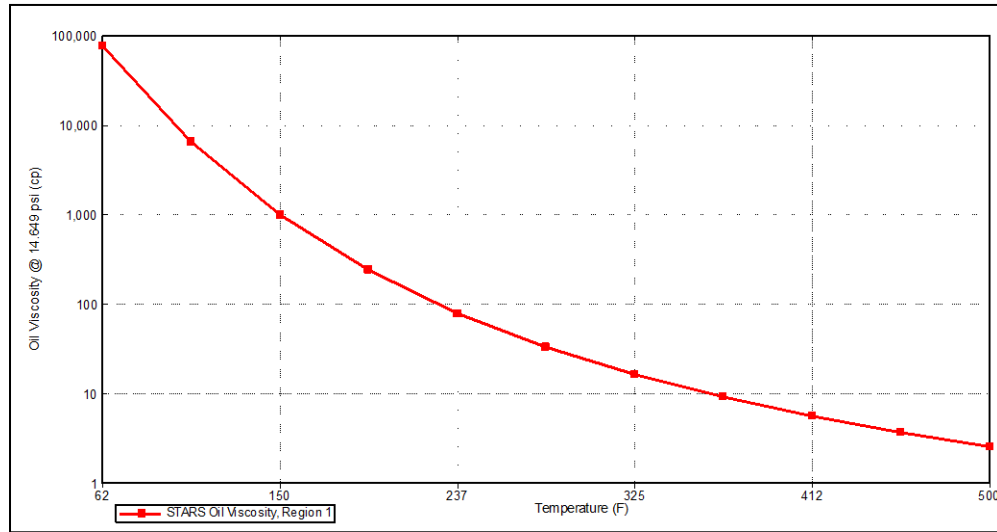


Figura 44. Viscosidad del crudo pesado en función de la temperatura °F. Elaboración propia (2018).

A continuación, se muestran las propiedades del petróleo y agua (valores normales).

Tabla 9. *Propiedades del Crudo Pesado y Agua*

Propiedad	Petróleo	Agua
Densidad	60.6798 lb/pie ³	62.438 lb/pie ³
Compresibilidad	5e-6 1/psi	3.15e-6 1/psi
Coefficiente de expansión térmica	3.8e-4 1/°F	-2.0704e-3 1/°F
Peso molecular	600 lb/lb-mol	18.02 lb/lb-mol

Efectos de Pozos Térmicos sobre la Inyección Continua de Vapor en Yacimientos

Homogéneos. Fuente: Montes Abraham (2016)

5.2.5. Modelo de permeabilidades relativas

Modelar el movimiento de los fluidos que transitan el yacimiento conforme a sus saturaciones respectivas, es un punto también a considerar en los atributos que se cargan al simulador. La forma de realizar esto es mediante la construcción de las curvas de permeabilidades relativas, y para ello se utilizó el modelo propuesto en un artículo del SPE que nos facilita calcular estas propiedades.

El modelo para permeabilidades relativas en un sistema agua-petróleo es:

$$k_{rw} = k_{rwro} \left(\frac{S_w - S_{wir}}{1 - S_{orw} - S_{wir}} \right)^{2.5}$$

$$k_{row} = k_{rwro} \left(\frac{1 - S_{orw} - S_w}{1 - S_{orw} - S_{iw}} \right)^2$$

El modelo para permeabilidades relativas en un sistema gas-petróleo es:

$$k_{rog} = k_{roiw} \left(\frac{1 - S_{iw} - S_{org} - S_g}{1 - S_{iw} - S_{org}} \right)^2$$

$$k_{rg} = k_{rgro} \left(\frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{iw} - S_{gc}} \right)^{1.5}$$

Junto a estas ecuaciones modelo, ignorando los efectos de presión capilar y los datos necesarios requeridos por la interfaz de la aplicación, se pueden obtener las curvas de permeabilidades antes mencionadas, tal como se muestra en la Tabla 10

Tabla 10. *Data para Curvas de Permeabilidades Relativas*¹

Swcn - Endpoint Saturation: connate water	0.45
Swcrit - Endpoint Saturation: critical water	0.45
Soirw - Endpoint Saturation: irreducible oil for water-oil table	0.15
Sorw - Endpoint Saturation: residual oil for water-oil table	0.15
Soirg - Endpoint Saturation: irreducible oil for gas-liquid table	0
Sorg - Endpoint Saturation: residual oil for gas-liquid table	0.1
Sgcon - Endpoint Saturation: connate gas	0.06
Sgcrit - Endpoint Saturation: critical gas	0.06
Krocw - Kro at connate water	0.4
Krwiwo - Krw at irreducible oil	0.1
Krgcl - Krg at connate liquid	0.2

Efectos de Pozos Térmicos sobre la Inyección Continua de Vapor en Yacimientos Homogéneos.

Fuente: Montes Abraham (2016)

En el simulador, se ingresa a la sección “Rock-Fluid”, la cual despliega una serie de alternativas y se selecciona “Create/Edit Rock Types”; se genera una ventana y se dirige a la opción “Tools” y se elige “Generate Tables Using Correlations”. En la ventana generada, se debe de ingresar los valores de la Tabla 10. Tal como se muestra en la Figura 45 al aceptar los valores se construye la curva de permeabilidades relativas (Figura 46.)

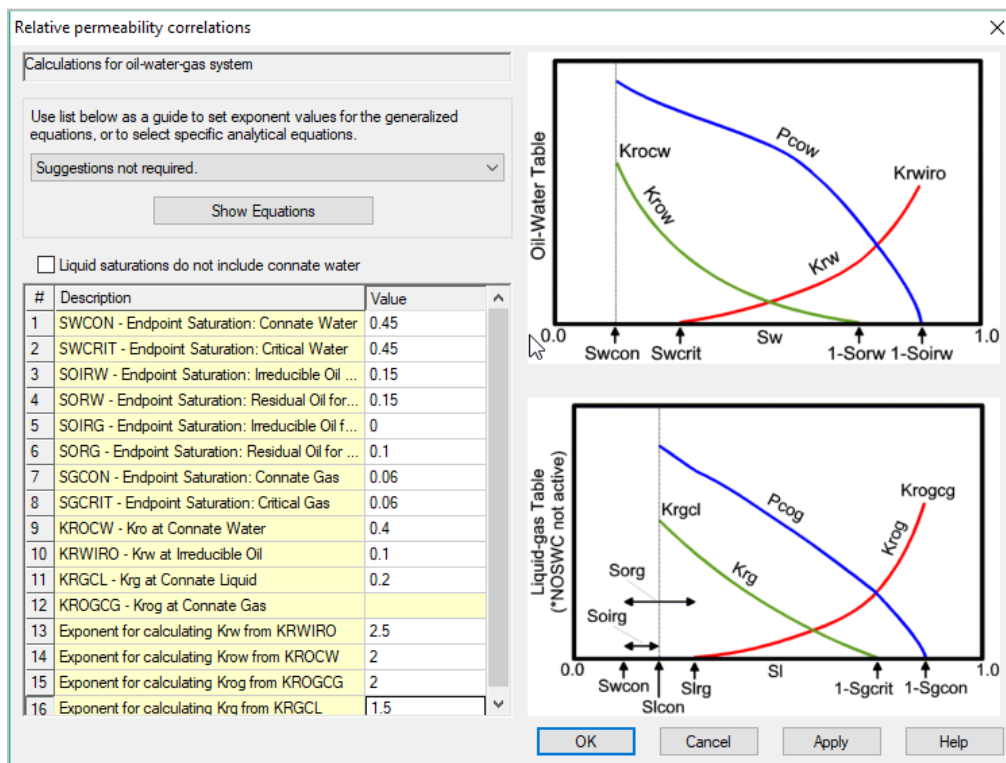


Figura 45. Ventana para Generar Curva de Permeabilidades Relativas. Aplicación Simulador comercial térmico. Elaboración propia (2018).

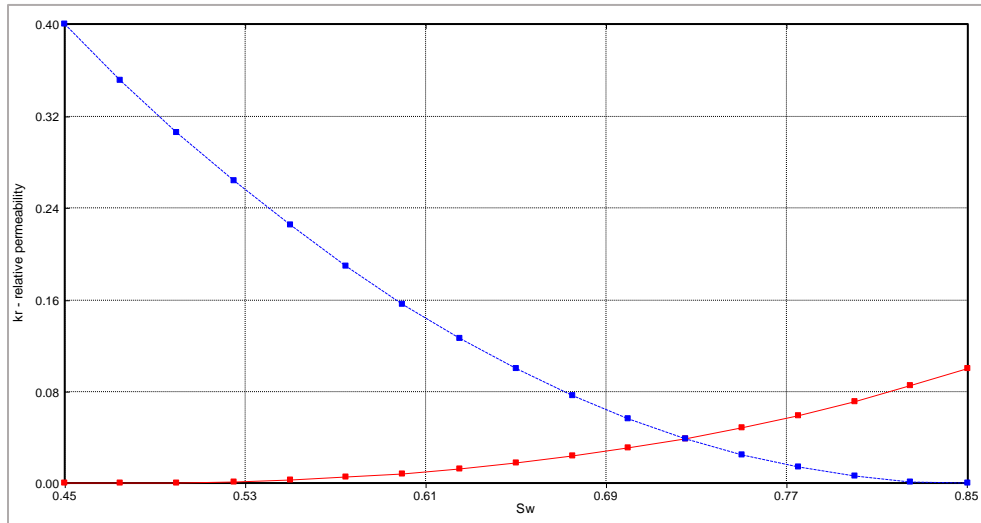


Figura 46. Permeabilidad Relativa Agua – Crudo. Aplicación Simulador comercial térmico. Elaboración propia (2018).

5.2.5.1. Propiedades Térmicas.

En la sección “Reservoir” existe el módulo “Thermal Rocktypes” donde se ingresan los valores de la Tabla 4., tales como Conductividad Térmica, Compresibilidad de la Roca y Capacidad Calorífica.

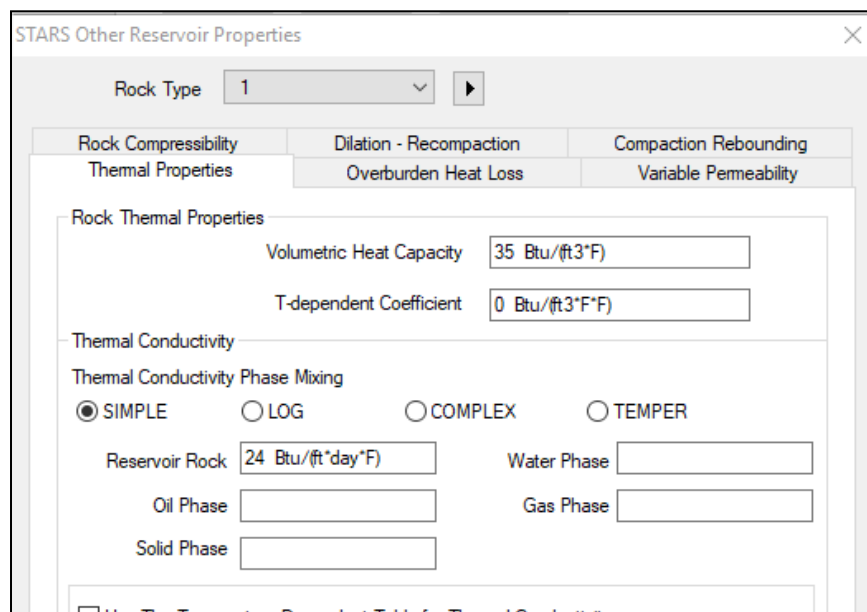


Figura 47. Ventana de Propiedades Térmicas. Aplicación Simulador comercial térmico. Elaboración propia (2018).

5.2.6. Condiciones Iniciales del Yacimiento.

Se refiere a presión de referencia y profundidad de referencia y otras tales como profundidad contacto agua – petróleo, entre otras. La profundidad referencial es tomada desde la superficie hasta el centro del mallado (verticalmente) como lo indica la Figura 48. Mediante esta gráfica se puede establecer una sencilla ecuación para determinar esta profundidad de referencia.

$$Reference\ Depth = Tope + \frac{Espesor}{2}$$

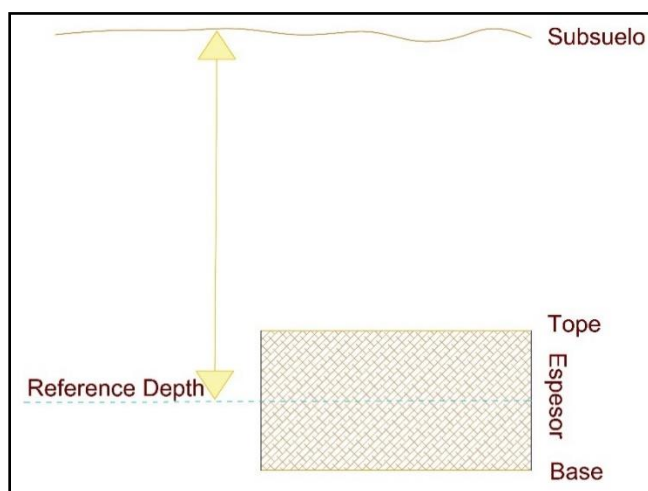


Figura 48. Como Determinar la Profundidad de Referencia. Aplicación Simulador térmico. Elaboración propia (2018).

Una vez determinado lo anterior, es posible obtener la Presión Referencial que, en muchos casos es igual a la Presión del Yacimiento (Tabla 4. - 750 psi) no obstante si no se tiene ese atributo es posible fijarlo con la siguiente ecuación.

$$Reference\ Pressure = 0.433 * Reference\ Depth$$

Para ingresar estos valores en el simulador se ingresa en la sección “Initial Conditions”, específicamente donde se requiere (Figura 49.)

STARS Initial Conditions

Vertical Equilibrium Calculation Methods

Depth-Average Capillary-Gravity Method (VERTICAL DEPTH_AVE)

Add a phase pressure correction. (EQUIL)

Do not add a phase pressure correction. (NOEQUIL)

Do Not Perform Vertical Equilibrium Calculations (VERTICAL OFF)

Datum Depth for Pressure

Datum Depth for Output Pressure (DATUMDEPTH) Depth:

Use Initial Equilibrium pressure distribution to calculate corrected datum pressures. (INITIAL)

Use the grid block density to calculate corrected datum pressures. (REFENSITY GRIDBLOCK)

Use an input reference density to calculate corrected datum pressures (REFENSITY density) Density:

Initialization Region

Region 1: Initialization Region Specifications

Initialization Set Number 1 is not defined. Grid depth range: 1500 to 1675 ft

Reference Pressure (REFPRES): Water/Gas Transition Zone (TRANZONE):

Location For Reference Pressure

Reference Depth (REFDEPTH)

Reference Block (REFBLOCK)

(UBA Format i.e. i1j1k1/i2j2k2...)

Initial Reservoir Saturation

Water-Oil Contact Depth (DWOC)

Gas-Oil Contact Depth (DGOOC)

Figura 49. Ventana Initial Conditions. Aplicación Simulador térmico. Elaboración propia (2018).

5.3. Condiciones operacionales de los pozos.

Inicialmente la estrategia de producción fue construir cuatro pozos productores y un inyector en el centro del mallado², pero analizando la metodología de la inyección cíclica que no es más que utilizar el mismo pozo productor como inyector, cerrarlo y volverlo abrir después del tiempo de remojo, no es conveniente construir un inyector solo con el fin de inyectar, teniendo la posibilidad de utilizarlo con ambas funciones.

Finalmente, la estrategia a seguir es; construir 5 pozos Productores (cuatro horizontales equidistantes y uno vertical central) que inicialmente cumplan con la función de inyectar vapor, cerrarlos y volverlos abrir como productor. Sin embargo, una vez definido el tipo de pozo en el simulador (Productor o Inyector), no permite que cumpla dos

² Simulación de un Piloto de Inyección Continua de Vapor usando Pozos Horizontales. Sierra Mercado y Samuel Muñoz (2006)

funciones de acuerdo al tipo, es decir, si se definió en la interfaz que el pozo sea productor, no podrá cumplir la función de inyector posteriormente. Para esto se exploró el Conjunto de Datos de Bancos de Prueba del Simulador Stars, y se encontró el archivo sttst06.dat³, el cual indica que se puede construir un pozo inyector en la misma ubicación (celda) del productor y monitorear los ciclos de cierre y apertura respectivamente.

5.3.1. Definición de parámetros de pozos para la inyección cíclica de vapor.

Mediante el despliegue de la sección “Well & Recurrent” se puede optar por “Well New” para crear los pozos productores e inyectores, asignándoles nombre y el tipo al que corresponde. Debido al proceso que se quiere simular involucra cambios en la movilidad de los fluidos, el inyector se debe definir como “Injector MobWeight” y depende del usuario si la resolución del modelo de movilidades sea Explícito o Implícito, para este estudio se tomó el atributo “Injector MobWeight Explicit” siguiendo como base el estudio de Colina Marcano (2009). A los pozos creados se les puede suministrar parámetros como presión de fondo fluyente y la tasa de petróleo para los productores; y la presión de inyección, temperatura, fracciones molares de los fluidos inyectados y la calidad para los pozos inyectores.

³ Anexo B: Conjunto de Datos. Guía para el Usuario STARS (Simulador de Procesos Avanzados y Aplicaciones Térmicas para Yacimientos). CMG (2010)

Tabla 11. Condiciones Operacionales de Pozos

Pozo Productor		Pozo Inyector	
Presión mínima de fondo fluyente	17 psi	Máxima Presión de Inyección	500 psi
Máxima tasa de producción de líquidos en superficie	1000 bbl/día	Máxima tasa de inyección	2000 bbl/día
		Temperatura del vapor	450 °F
		Calidad de vapor	0.7

Fuente: Simulación de un Piloto de Inyección Continua de Vapor usando Pozos Horizontales.

Sierra Mercado y Samuel Muñoz (2006)

En la construcción de las trayectorias de los pozos se tomó el estudio de Sierra, Muñoz, & Soto (2006) empleando la configuración 2C (Figura 50.) que presentó mejores resultados para la estimulación con vapor. La longitud de la sección horizontal de los pozos juega un papel importante, es por esta razón que la configuración 2C con 180 pies de sección horizontal fue la más óptima en aquel estudio.

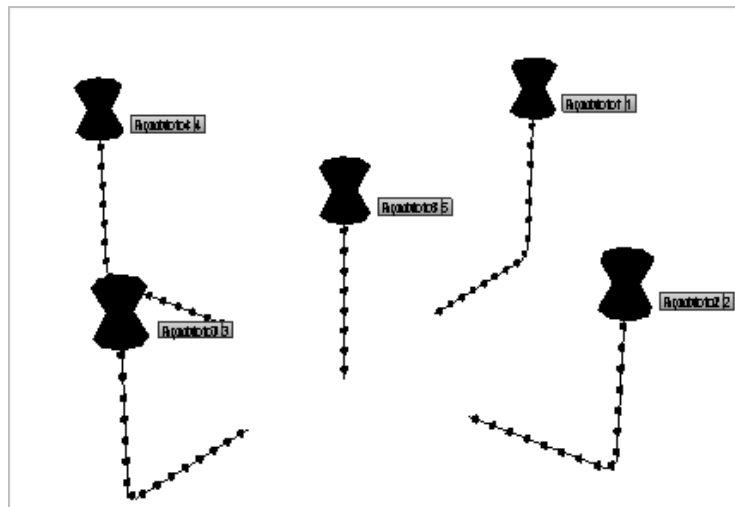


Figura 50. Configuración para Inyección Cíclica de Vapor. Aplicación Simulador térmico.

Elaboración propia (2018).

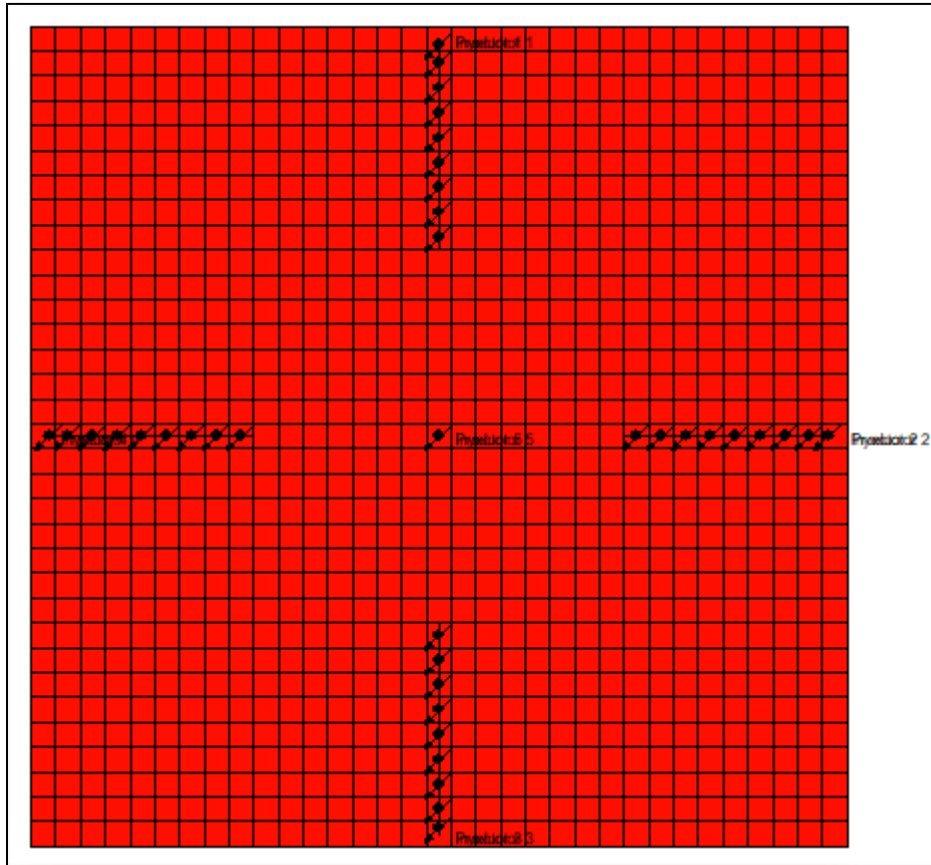


Figura 51. Configuración para Inyección Cíclica de Vapor visto en planta. Aplicación Simulador térmico. Elaboración propia (2018).

5.3.1.1. Sensibilidades para el Ciclo de Inyección y Tiempo de Remojo.

Para este tipo de proceso de recuperación, se puede encontrar con periodos de 1 a 3 semanas de inyección de vapor, y de 1 semana a 10 días de remojo y entre 3 a 5 ciclos de operación. Mediante el simulador comercial, se podrá reducir estas sensibilidades con la siguiente estrategia:

- Evaluar el porcentaje de agua y tasa de petróleo que presentan los pozos al producir naturalmente.
- Evaluar el porcentaje de agua y tasa de petróleo que presentaba los pozos al producir con inyección continua de vapor.

Con esto, se puede definir el primer periodo de inyección y de remojo, que también se aplica a los próximos ciclos de inyección. Para determinar las fechas en que se proceden los posteriores ciclos de inyección, se evalúa mediante la primera simulación con el primer ciclo y donde presente declinación de producción se establecerá la segunda y así sucesivamente las fechas para operar los ciclos.

5.3.1.2. Optimización de parámetros para la inyección cíclica de vapor. Efecto de la presión y Tasa de inyección.

La presión de inyección es una variable clave para lograr el mejor desplazamiento y aumentar la producción. La presión de 500 psi se menciona en la Tabla 11, pero por ser un proceso cíclico donde existe un periodo corto de inyección, se realizó una sensibilidad a varias presiones. El valor óptimo de presión de inyección es 2000 psi de acuerdo a las gráficas de Tasa de Producción y Petróleo Acumulado, como lo indican las Figura 52. La tasa de inyección se sometió a sensibilidades, y se demuestra en la Figura 54 que a valores mayores a 2000 bbl/día no registra un cambio importante.

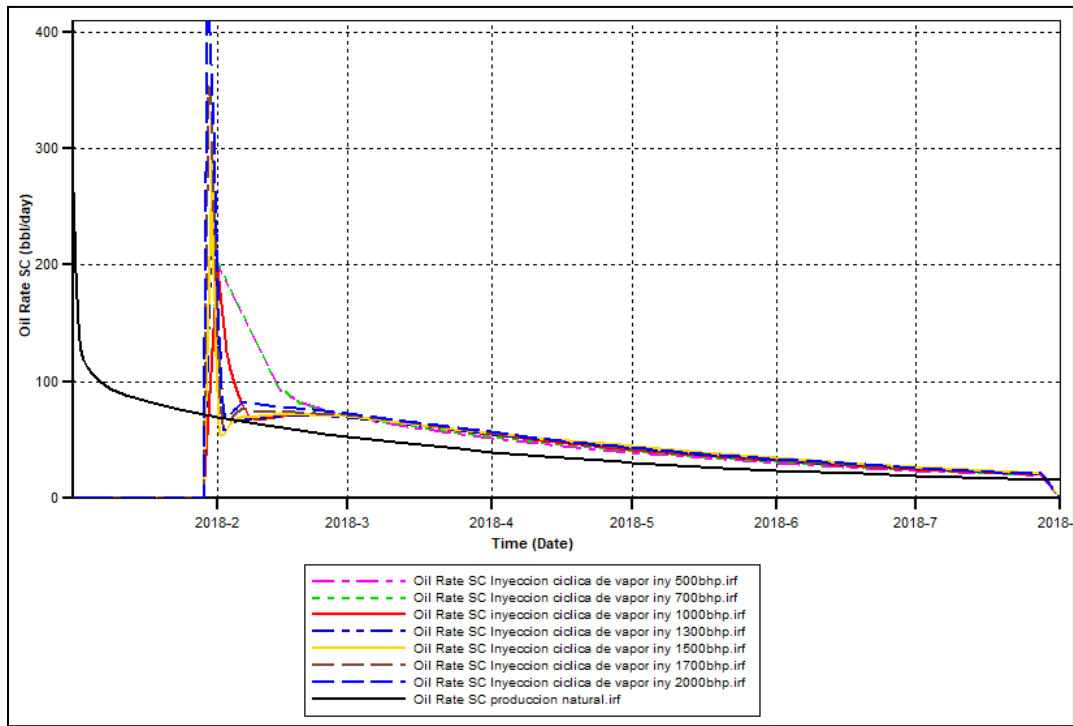


Figura 52. Sensibilidad de la óptima presión en la inyección cíclica de vapor con respecto a la producción de petróleo. Elaboración propia (2018).

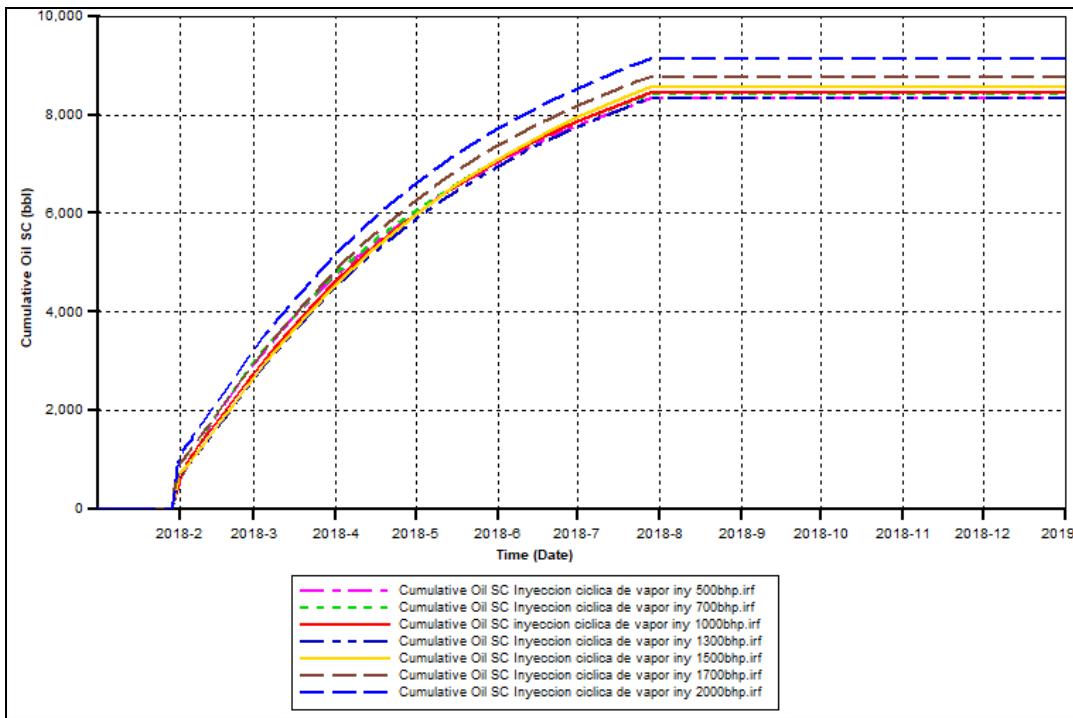


Figura 53. Sensibilidad de la presión en la inyección cíclica de vapor con respecto a la acumulada del petróleo. Elaboración propia (2018).

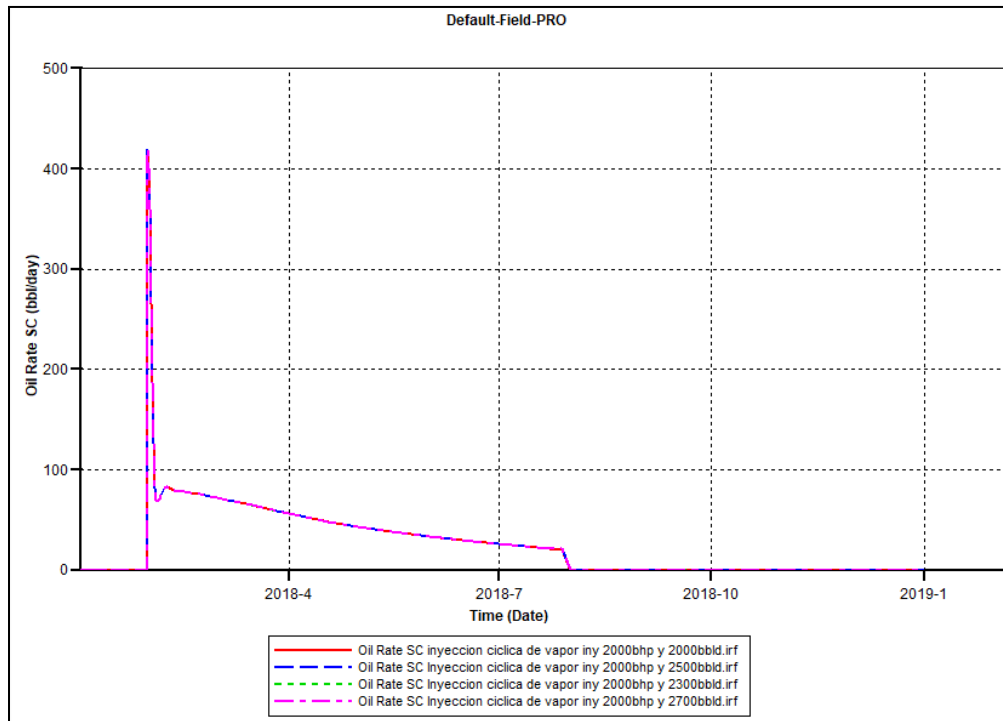


Figura 54. Sensibilidad de la tasa óptima de inyección cíclica de vapor. Elaboración propia (2018).

Efecto de la Temperatura y Calidad de Vapor.

Lograr la reducción de viscosidad del petróleo pesado es un factor importante y se produce como resultado del efecto de la temperatura del fluido de inyección. La Figura 55 indica que a la temperatura de 460°F es la óptima para este caso de estudio.

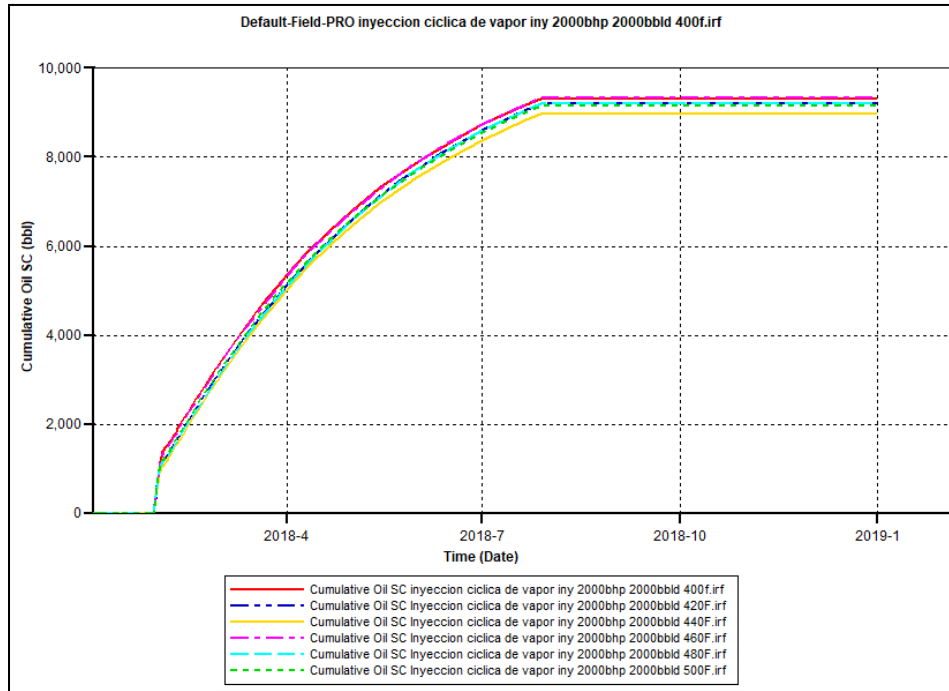


Figura 55. Sensibilidad de la temperatura en la inyección Cíclica de vapor. Elaboración propia (2018).

Así mismo, se realizó sensibilidades para la calidad de vapor inyectado (Figura 56.)

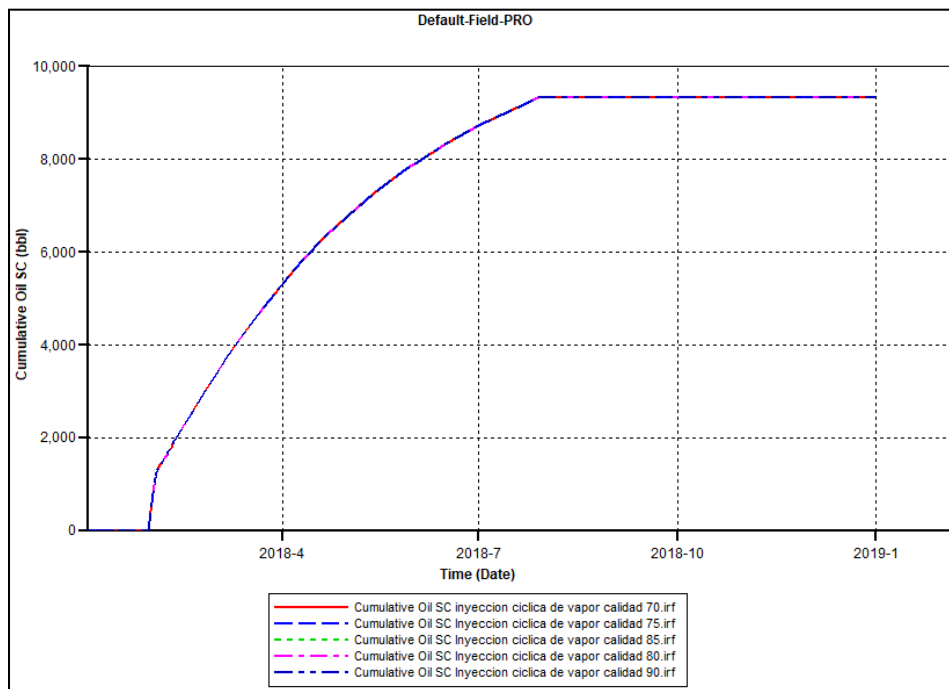


Figura 56. Sensibilidad a diferentes calidades de vapor inyectadas. Elaboración propia (2018).

Caso 1. Inyección Cíclica de Vapor

Tabla 12. Óptimos Parámetros para Inyección de vapor, resultado de las sensibilidades.

Pozo Productor		Pozo Inyector	
Presión mínima de fondo fluyente (bhp)	17 psi	Máxima Presión de Inyección (bhp)	2000 psi
Máxima tasa de producción de líquidos en superficie	1000 bbl/día	Máxima tasa de inyección (stw)	2000 bbl/día
		Temperatura del vapor	460 °F
		Calidad de vapor	0.7
		Número de ciclos	4
Tiempo de Producción	180 días	Semanas de Inyección	3
		Tiempo de remojo	1 semana

Fuente: Elaboración propia (2018).

Nota: El tiempo de producción se pudo determinar con los resultados de las sensibilidades donde se observa que justo después del mes número 7 (Julio), no registra un cambio representativo.

5.3.2. Definición de parámetros de pozos para la inyección de CO₂.

Para este proceso se tomó los parámetros iniciales mostrados en la Tabla 11 con el cambio del parámetro STW (surface water rate) a STF (surface total phase rate) por ser un gas. La calidad de vapor no es atributo para este método de recobro. Las sensibilidades para los ciclos de Inyección y tiempos de remojo son las mismas consideraciones de la Inyección Cíclica de Vapor.

5.3.2.1. Optimización de parámetros para la inyección de CO₂. Efecto de la presión y Tasa de inyección.

La presión de 500 psi se menciona en la Tabla 11, pero por ser un proceso cíclico donde es un periodo corto de inyección se realizó sensibilidades a varias presiones. El valor óptimo de presión de inyección es 1500 psi de acuerdo a las gráficas de Tasa de Producción y Petróleo Acumulado, como lo indica la Figura 57.

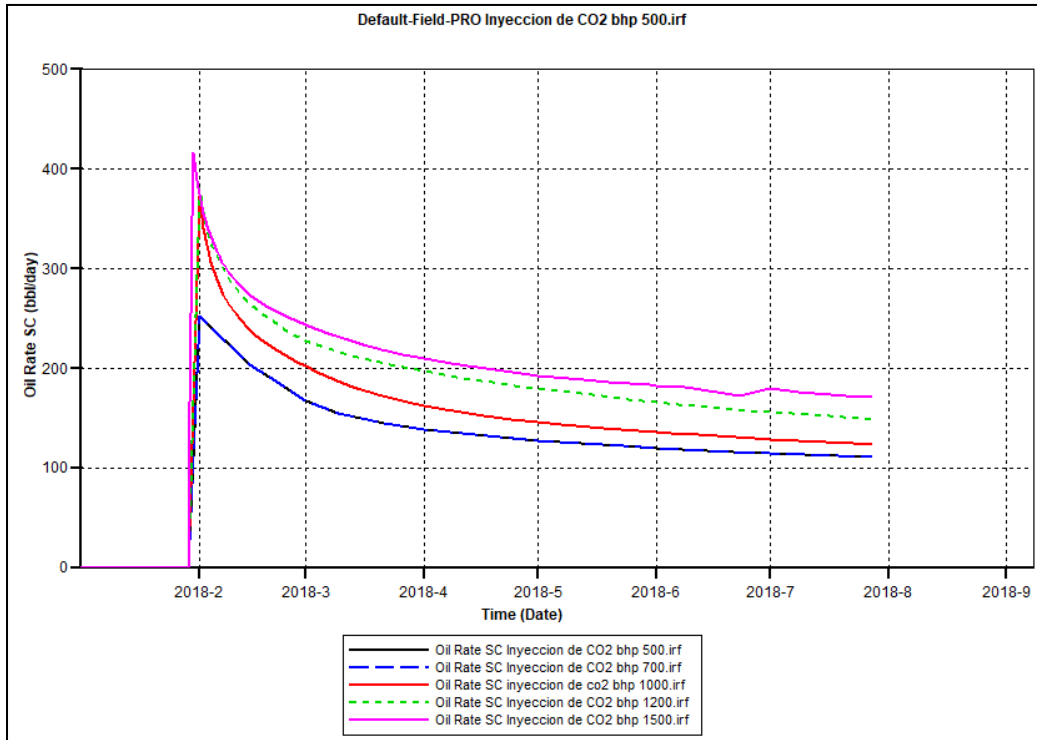


Figura 57. Sensibilidad de la presión con respecto a la tasa de Producción para la inyección cíclica de CO2. Elaboración propia (2018).

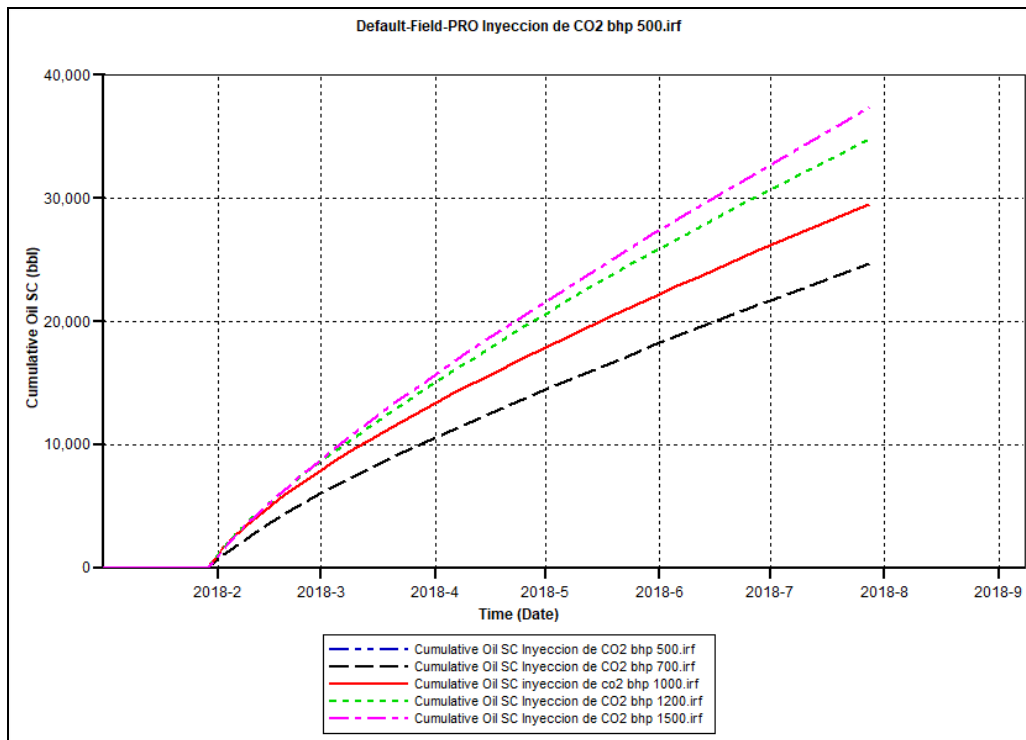


Figura 58. Sensibilidad de la presión con respecto a la acumulada del petróleo en la inyección cíclica de CO2. Elaboración propia (2018).

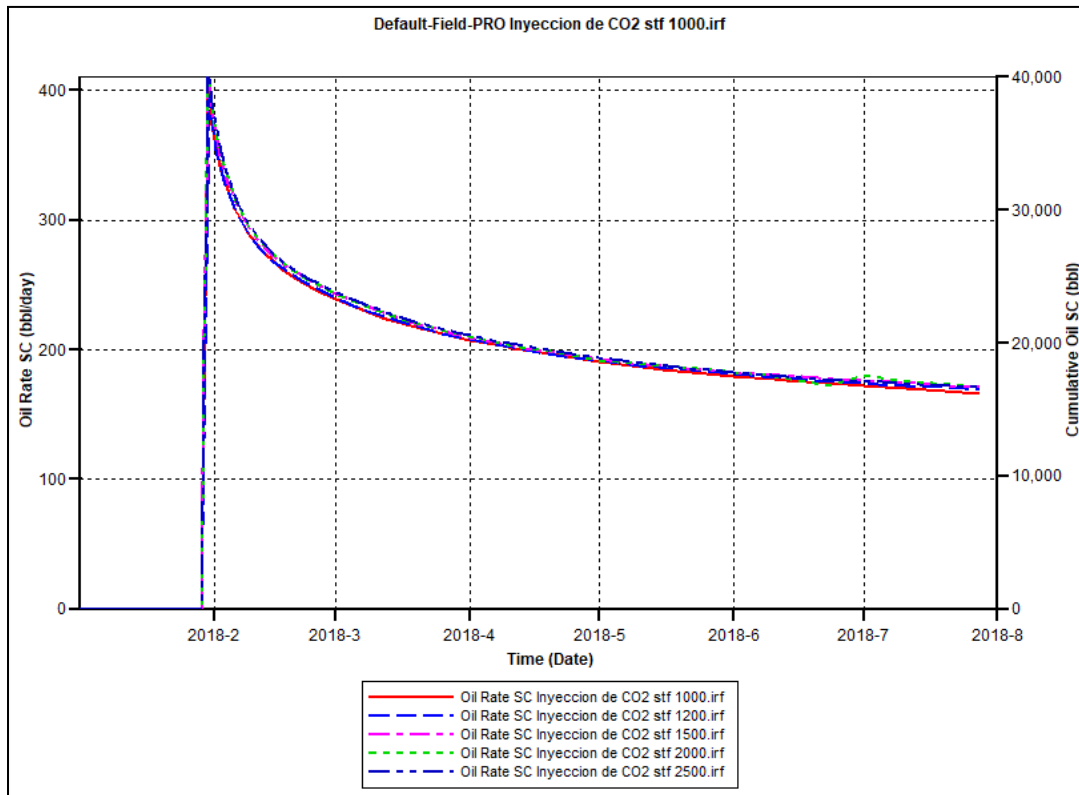


Figura 59. Sensibilidad de la tasa de inyección de CO2. Elaboración propia (2018).

La tasa de inyección se sometió a sensibilidades, pero se demuestra en la Figura 59 que a valores mayores a 2000 bbl/día no registra un cambio importante.

Caso 2. Inyección Cíclica de CO2

Tabla 13. Óptimos Parámetros para la Inyección de CO2, resultado de las sensibilidades.

Pozo Productor		Pozo Inyector	
Presión mínima de fondo fluyente (bhp)	17 psi	Máxima Presión de Inyección (bhp)	1500 psi
Máxima tasa de producción de líquidos en superficie	1000 bbl/día	Máxima tasa de inyección (stf)	2000 bbl/día
		Fracción molar másica CO2	0.6
		Fracción molar másica Agua	0.4

Fuente: Elaboración propia (2018).

Nota: Los valores de tiempo de producción, número de ciclos, semanas de inyección y tiempo de remojo se toma los valores de Inyección cíclica de vapor, esto con el fin de evaluar a igualdad de condiciones con respecto al tiempo.

5.4. Estrategias adicionales para la optimización de producción de crudo pesado.

El objetivo en una recuperación de crudo pesado es mejorar la movilidad del fluido. Actualmente los estudios se centran en dos comportamientos hacia este tipo de crudo, existe la afectación por estimulaciones térmicas y las estimulaciones de carácter químico (inyección de fluidos solventes). Numerosos estudios publicados de laboratorio mencionan que el petróleo pesado libera componentes al interactuar con solventes, en específico con aromáticos.

Económicamente no es factible considerar los solventes como componente principal para la inyección, pero si como un adicional en pequeñas fracciones molares. Es por esto que en este trabajo se adicionan solventes incluyendo al CO₂ como tal, para analizar si ocurre una mejoría o no al utilizar este tipo de aditivos para los métodos iniciales que se mencionan en este estudio (Inyección cíclica de Vapor e Inyección de CO₂). Los parámetros de presión, tasa de inyección y otros componentes serán tomados de los resultados óptimos de las sensibilidades que se realizaron. A continuación, se exponen las diferentes configuraciones de inyección de fracciones molares.

Caso 3. Inyección de Vapor + CO₂ (Co-Inyección)

Tabla 14. Fracciones molares de inyección para el Caso 3

iteración	Fracción molar másica Agua	Fracción molar másica CO₂
1	0.60	0.40
2	0.70	0.30
3	0.80	0.20
4	0.90	0.10

Fuente: Elaboración propia (2018).

Caso 4. Inyección de Vapor + Mezcla de Solventes1

Tabla 15. Fracciones molares de inyección para el Caso 4

iteración	Fracción m.m. Agua	Fracción m.m. C1	Fracción m.m. C2	Fracción m.m. C3	Fracción m.m. iC4	Fracción m.m. iC5
1	0.60	0.05	0.05	0.10	0.10	0.10
2	0.80	0.00	0.05	0.05	0.05	0.05

Fuente: Elaboración propia (2018).

Caso 5. Inyección de Vapor + Mezcla de Solventes 2

Tabla 16. Fracciones molares de inyección para el Caso 5

iteración	Fracción m.m. Agua	Fracción m.m. tolueno	Fracción m.m. benceno	Fracción m.m. Ciclobenceno
1	0.60	0.10	0.15	0.15
2	0.80	0.00	0.10	0.10

Fuente: Elaboración propia (2018).

Caso 6. Inyección de CO2 a Diferentes Fracciones molares

Tabla 17. Fracciones molares de inyección para el Caso 6

iteración	Fracción molar másica CO2	Fracción molar másica Agua
1	0.60	0.40
2	0.70	0.30
3	0.80	0.20
4	0.90	0.10

Fuente: Elaboración propia (2018).

Caso 7. Inyección de CO₂ + Mezcla de Solventes 1

Tabla 18. Fracciones molares de inyección para el Caso 7

iteración	Fracción m.m. CO ₂	Fracción mm. Agua	Fracción m.m. C1	Fracción m.m. C2	Fracción m.m. C3	Fracción m.m. iC4	Fracción m.m. iC5
1	0.40	0.20	0.05	0.05	0.10	0.10	0.10
2	0.60	0.20	0.00	0.05	0.05	0.05	0.05

Fuente: Elaboración propia (2018).

Caso 8. Inyección de CO₂ + Mezcla de Solventes 2

Tabla 19. Fracciones molares de inyección para el Caso 8

iteración	Fracción m.m. CO ₂	Fracción mm. Agua	Fracción m.m. tolueno	Fracción m.m. benceno	Fracción m.m. Ciclobenceno
1	0.40	0.20	0.10	0.15	0.15
2	0.60	0.20	0.00	0.10	0.10

Fuente: Elaboración propia (2018).

Los nombres y propiedades de los solventes (tolueno, benceno y otro aromático) se cargaron en la interfaz del simulador, se realiza un nuevo archivo para crear el crudo pesado junto con los solventes, pero especificando que componente es parte del crudo y cual es componente-solvente para inyección. Finalmente, el archivo generado de la simulación es cargado en el simulador (se sigue los mismos pasos mencionados para la creación del crudo).

CAPÍTULO VI

Análisis de Resultados

Este trabajo consistió en crear un modelo sintético de reservorio mediante el simulador numérico Stars, utilizando información recopilada y validada a través de los módulos de la misma aplicación. Para la caracterización del fluido de crudo pesado se utilizó la aplicación Winprop perteneciente al mismo paquete del simulador, esto con la finalidad de obtener los coeficientes de equilibrio gas-líquido y líquido-líquido; y además de generar la información PVT.

En el contexto de lo antes expuesto, a continuación se realizó una evaluación de las diferentes estrategias de inyección de vapor e inyección de CO₂ como proceso cíclico para la recuperación de crudo pesado, determinando las causas a la que se debe cada uno de los comportamientos que se presenten. De igual manera, se evaluó como actúa como pre tratamiento para la recuperación del crudo pesado antes de aplicar la inyección continua de vapor, considerando que es el mejor método de recobro desde la perspectiva económica para aplicar como proceso de periodo prolongado.

En todos los casos del estudio se establecieron cuatro ciclos de inyección previa a la inyección continua de vapor. Cada ciclo correspondió a tres semanas de inyección de fluido sea este vapor, CO₂ o las diversas estrategias, y una semana de remojo. El período de producción correspondiente a 180 días, basándose en el trabajo “Evaluación de un proceso de estimulación con CO₂ miscible utilizando simulación numérica” de Guerrero Pabón & Zamora Abad (2011).

Tabla 20. Programa de inyección durante los diez años del estudio

	Ciclo #1		Ciclo #2		Ciclo #3		Ciclo #4		Inyección Continua de Vapor*	
	Inyectores	Productores	Inyectores	Productores	Inyectores	Productores	Inyectores	Productores	Inyector005	Productores
Apertura	01-01-2018	29-01-2018	28-07-2018	25-08-2018	21-02-2019	21-03-2019	17-09-2019	15-10-2019	12-04-2020	19-04-2020
Cierre	22-01-2018	28-07-2018	18-08-2018	21-02-2019	14-03-2019	17-09-2019	10-10-2019	12-04-2020	01-01-2028	01-01-2028

*En la inyección continua de vapor solo el Inyector005 está abierto por localizarse en el centro del mallado, y todos los productores excepto el Productor005 están abiertos.

Fuente: Elaboración propia (2018).

La representación del cronograma de inyección se muestra en la Figura 60.

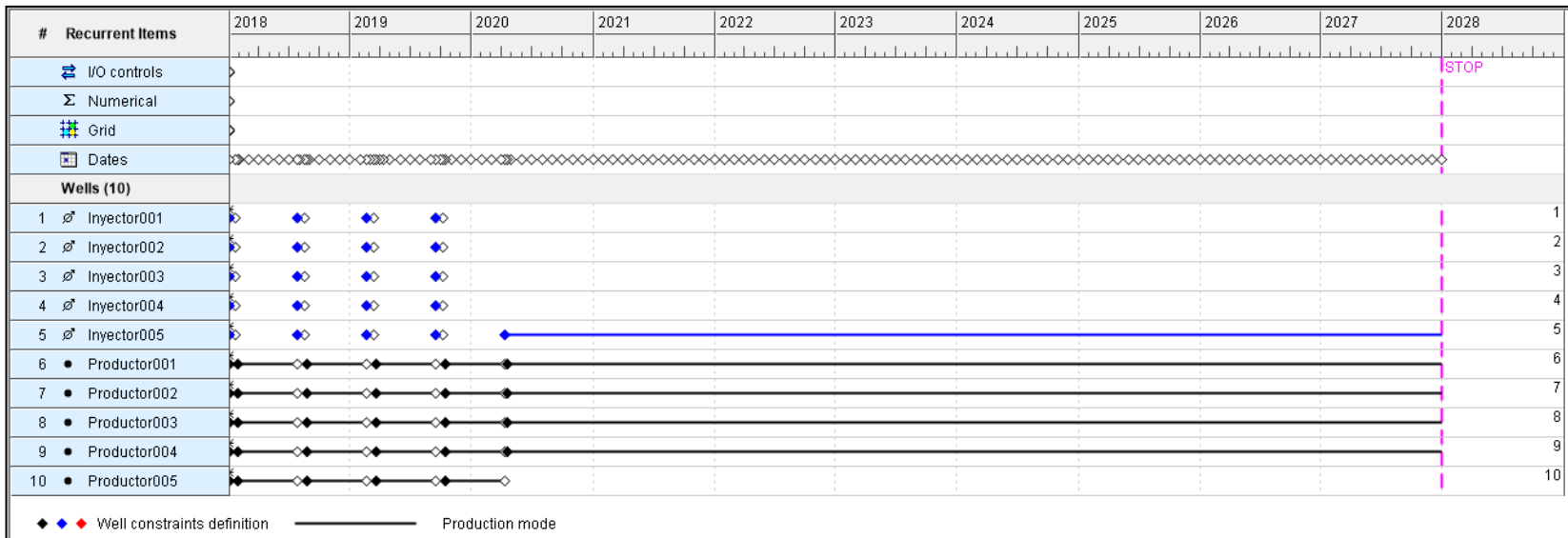


Figura 60. Representación de los ciclos de inyección en el simulador. Aplicación Simulador térmico. Elaboración propia (2018).

- ◆ Apertura de Inyector
- ◆ Apertura de Productor
- ◆ Cierre de Inyector y/o Productor

El análisis de los resultados se basa en dos líneas, la primera es definir la óptima respuesta de los sub casos de cada estrategia de producción, es decir definir desde el caso 3 al caso 8 el mejor escenario posible de cada uno. Esto con el fin de determinar y analizar los efectos que pudieron conllevar al comportamiento en la producción y yacimiento. La otra línea de análisis es evaluar todos los casos desde el caso 1 al caso 8 en una sola interpretación junto con la producción natural sin estimulaciones, ésto permitirá sobre todo diferenciar el alcance y respuesta que tuvo el yacimiento a estimulaciones con vapor y/o solventes, y poder así cuantificar todos los cambios posibles.

6.1. Análisis de Estrategias de Producción del Caso 3 al Caso 8

6.1.1. Sensibilidad Caso 3 - Inyección Vapor + CO₂ (Co-Inyección).

Para este caso se empleó el CO₂ como solvente para aportar energía al vapor inyectado en cada ciclo. Como el vapor es el principal fluido de inyección (mayor al 50% de la fracción molar) se realizaron cuatro iteraciones variando la fracción molar del agua y del CO₂ como se indicó en la Tabla 14, esto con el objetivo de sensibilizar la selección óptima de fracción molar de los fluidos inyectados. Además, es necesario mencionar que los parámetros operacionales de los inyectores fueron bhp de 1500 psi y STF de 2000 bbl/día.

Como se muestra en la Figura 61, la tasa de producción decrece al aumentar la fracción molar del agua como vapor y al reducir la fracción del CO₂. La diferencia que más destaca entre el vapor y el CO₂ es que el primero es condensable y el otro no. El vapor al condensarse disminuye su temperatura perdiendo su eficiencia de recuperación, mientras que el CO₂ no es condensable y sigue transfiriendo calor y esto es directamente

proporcional al volumen inyectado, es decir entre mayor volumen inyectado mayor será el calor transferido a la formación y fluidos.

El CO₂ viaja más rápido que el vapor, por lo tanto, se posiciona al frente del vapor generando una temperatura no uniforme y con esto se logra la rápida reducción de viscosidad y como consecuencia una favorable respuesta en la producción. Luego los fluidos en la formación son contactados por el vapor, el cual tiene un mejor desempeño con la previa acción del CO₂.

Considerando la explicación anterior, el CO₂ es el que genera un efecto más favorable y mejor aún si se incrementa la fracción molar de este componente en el fluido inyectado. Es por esto que para el caso 3, la óptima mezcla es 60% de Vapor y 40% de CO₂ en fracción molar inyectada (ambos fluidos a una temperatura de 460°F y calidad de vapor de 0.7).

El caso 3.1. (curva roja) a diferencia de los otros sub-casos, para los ciclos manifiesta una leve mayor tasa de producción, pero luego se equilibra con el sub-caso 3.2. (70% vapor y 30% CO₂, curva verde). Incluso ambos sub-casos dan una mejor respuesta para la post inyección continua de vapor, esto hace necesario analizar otros parámetros como el corte de agua y factor de recobro.

La Figura 61 indica que el corte de agua para el sub caso 3.1 es menor a los otros casos, lo cual es favorable, incluso en el cuarto ciclo hay una mayor referencia para análisis, existiendo una gran diferencia (cerca del 30% entre el caso 3.1 al caso 3.4.). Se registra otro comportamiento aún más importante, el corte de agua en producción en todos los ciclos disminuye, hecho favorable para inyecciones cíclicas y que no ocurre en

inyecciones continuas. El factor de recobro para los cuatro ciclos se muestra en la Figura 62, donde se confirma que el sub-caso 3.1 es el óptimo, a pesar de que la diferencia es en décimas (cerca de 0.2) con respecto al sub caso 3.2. Con esto se define la selección del caso 3.1 para el análisis final.

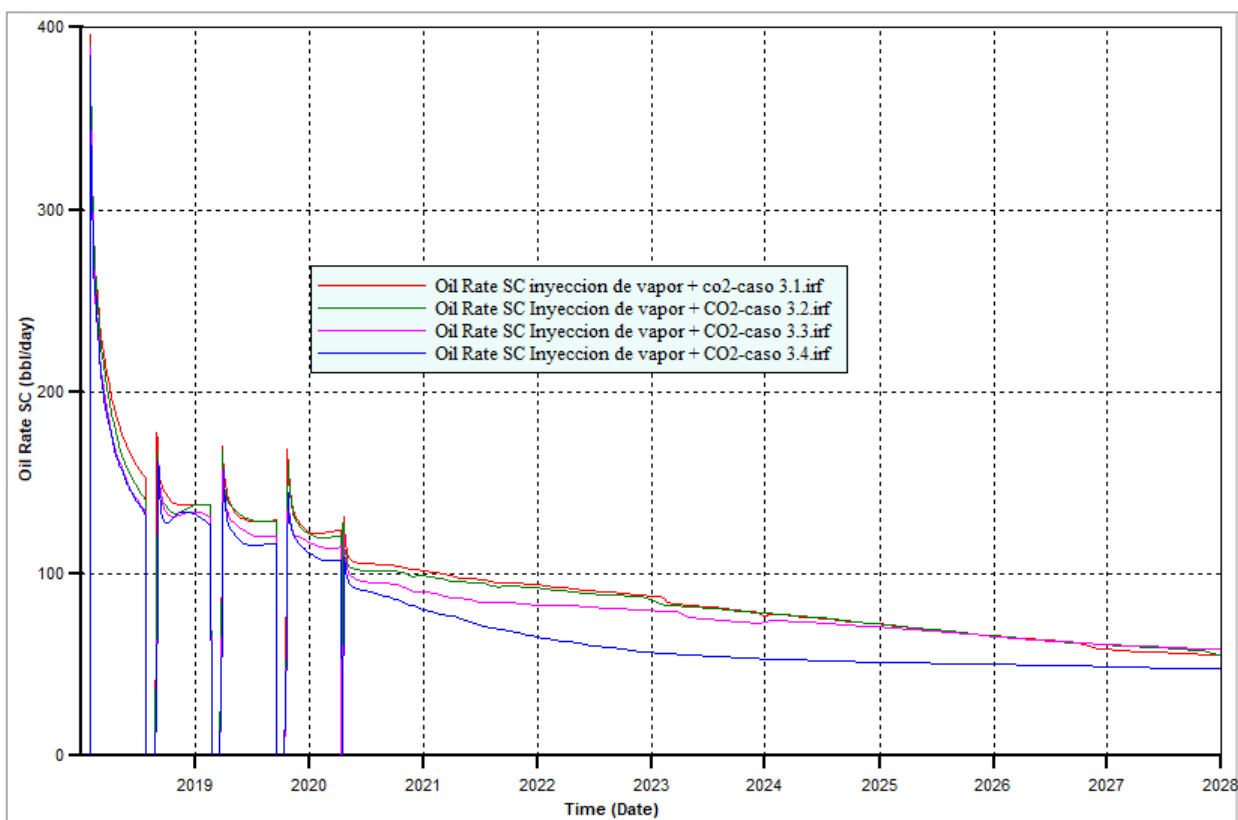


Figura 61. Sensibilidad con respecto a la tasa de producción de petróleo del Caso 3 Inyección de vapor + CO2. Elaboración propia (2018).

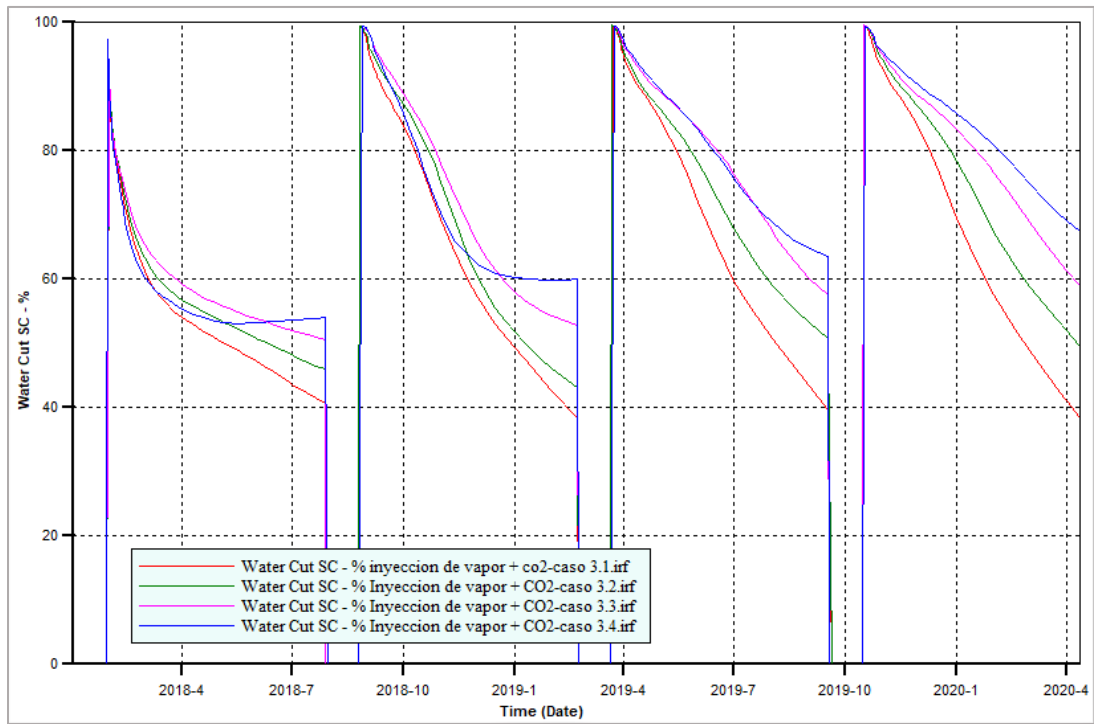


Figura 62. Sensibilidad con respecto al corte de agua del Caso 3 Inyección de vapor + CO2. Elaboración propia (2018).

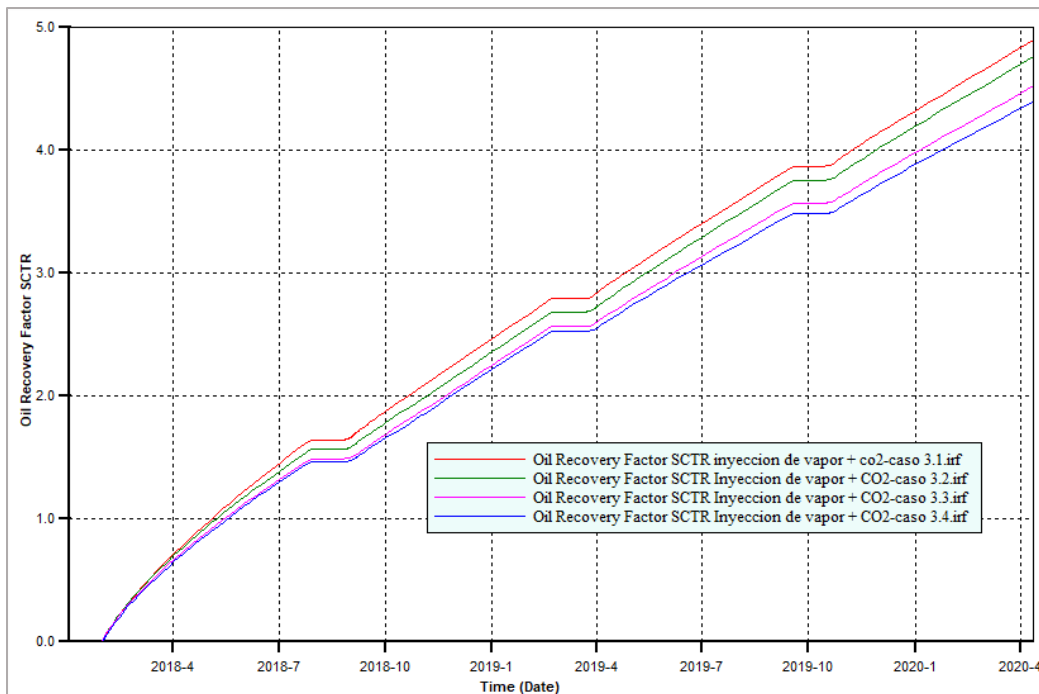


Figura 63. Sensibilidad con respecto al factor de recobro del Caso 3 Inyección de vapor + CO2. Elaboración propia (2018).

6.1.2. Sensibilidad Caso 4 - Inyección Vapor + Mezcla de Solventes 1.

La función de cualquier solvente para una recuperación de petróleo pesado es mezclarse con el crudo existente en la formación, aumentar la movilidad y reducir su viscosidad. Existen variados solventes, pero para efecto de esta investigación solo se consideraron dos tipos de solventes con componentes livianos y pesados (aromáticos).

La mezcla de solventes 1 consta de componentes livianos de hidrocarburos que son llevados a la misma temperatura del vapor (460°F) para que contacten con la formación.

El sub-caso 4.1 está constituido en 60% vapor de agua y 40% de fracción molar en componentes livianos con una presencia de C3 a C5 mayor que el sub-caso 4.2, que posee además un 80% de fracción molar en vapor. Se destaca que los parámetros operacionales de los inyectores fueron bhp de 2000 psi y STF de 2000 bbl/día.

La tasa de producción en la Figura 64, registra picos más altos para el caso 4.1 en los dos últimos ciclos y una similitud para los dos primeros, esto se debe a las fechas iniciales de apertura de los productores, porque luego la curva de producción para el caso 4.2 se mantiene encima del caso anterior en un periodo prolongado a diferencia de los picos. Aun así, no se toma al caso 4.2 como el óptimo porque al observar el efecto que tuvo para la inyección continua de vapor, es totalmente similar.

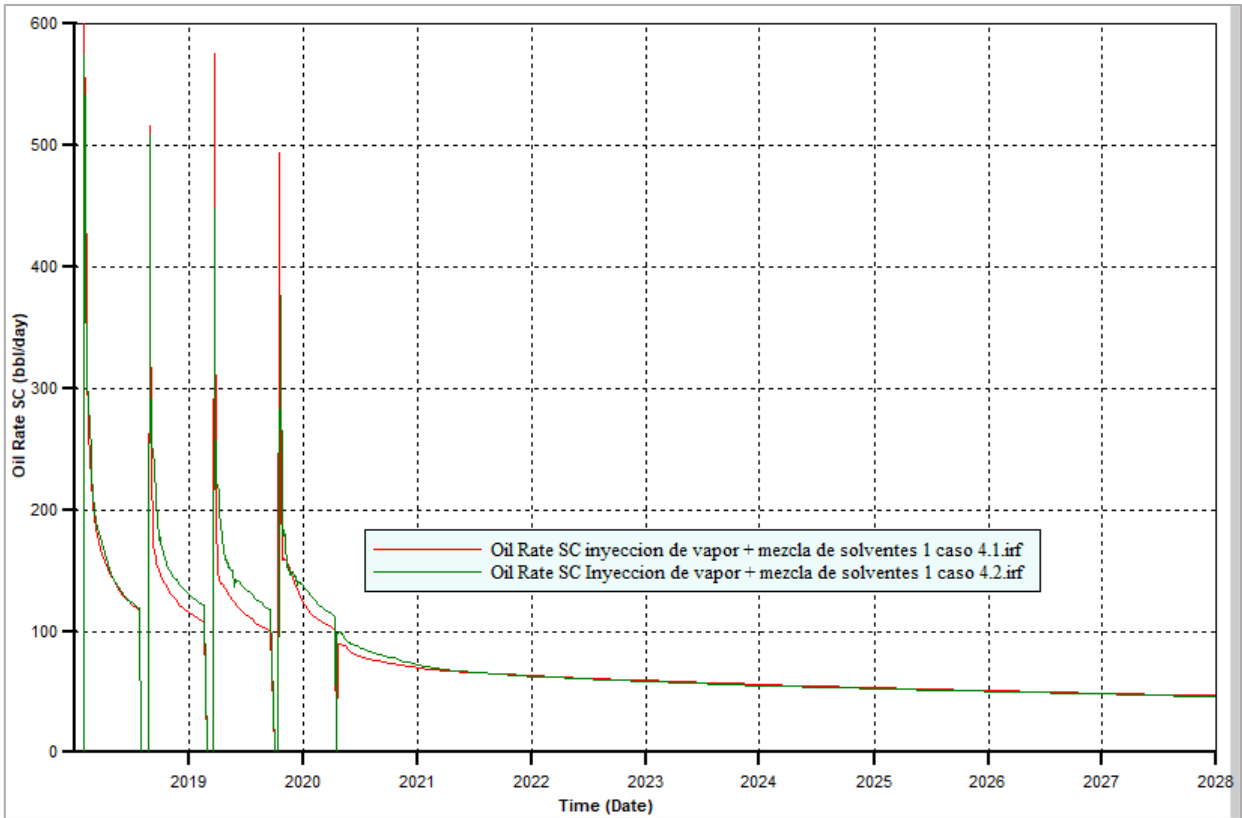


Figura 64. Sensibilidad con respecto a la tasa de producción de petróleo del Caso 4 Inyección de vapor + Mezcla de solventes 1. Elaboración propia (2018).

En la curva de corte de agua (Figura 65) se indica que el caso 4.2 registró mayor corte de agua a pesar de que al final de cada ciclo igualaba al caso 4.1. Sin embargo, ambos casos no alcanzan un valor crítico (valores cerca del 95%), por lo cual puede ser manejable. Finalmente, la Figura 66 que refleja al factor de recobro, hace posible seleccionar al caso 4.2 como el óptimo por la ligera diferencia que registra.

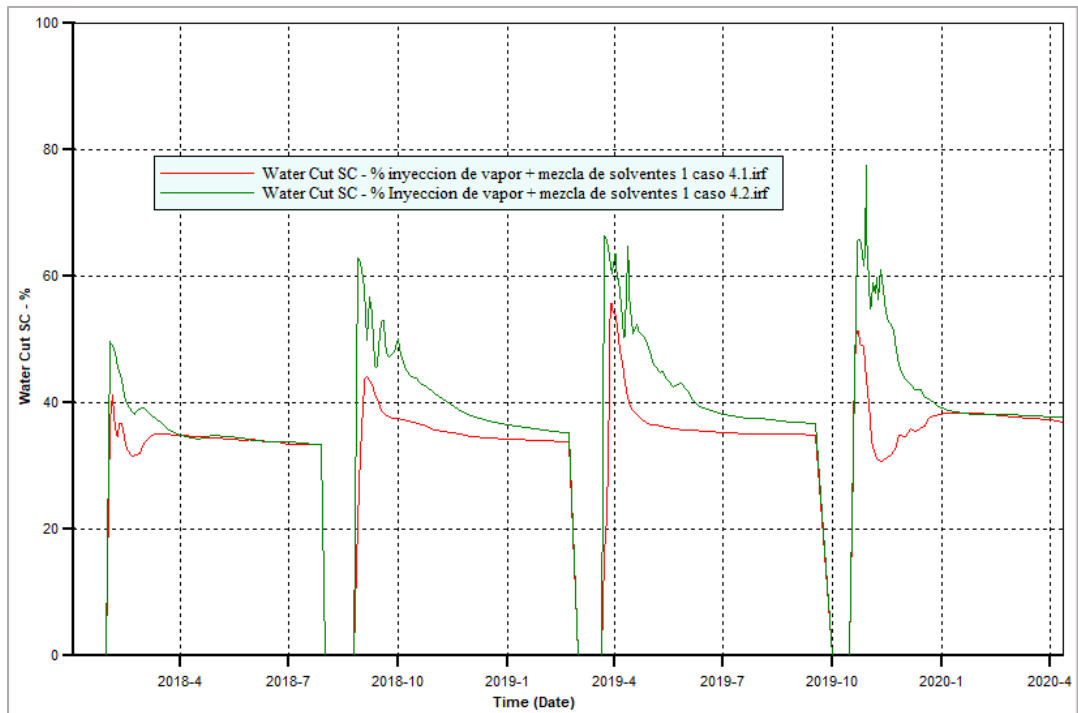


Figura 65. Sensibilidad con respecto al corte de agua del Caso 4 Inyección de vapor + Mezcla de solventes 1. Elaboración propia (2018).

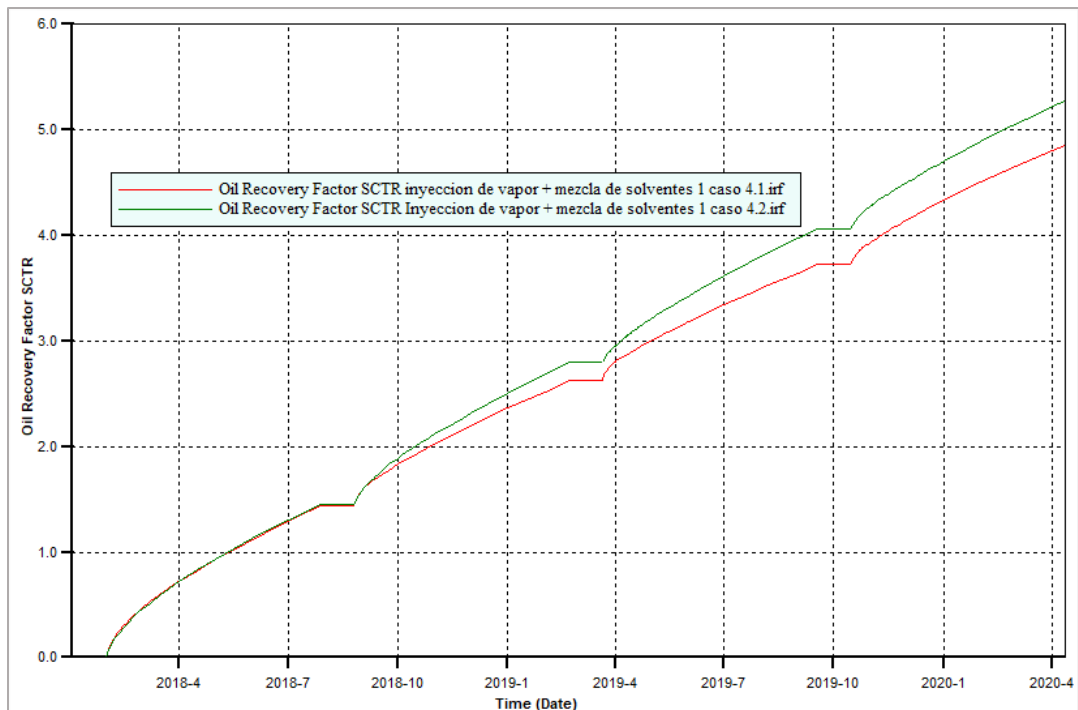


Figura 66. Sensibilidad con respecto al factor de recobro de petróleo del Caso 4 Inyección de vapor + Mezcla de solventes 1. Elaboración propia (2018).

6.1.3. Sensibilidad Caso 5 - Inyección Vapor + Mezcla de Solventes 2.

Para esta mezcla de solventes, se utilizó tres compuestos aromáticos que son tolueno, benceno y ciclo benceno. El sub caso 5.1 con fracciones molares de 60% vapor de agua y 40% en aromáticos; y el sub caso 5.2 con 80% en vapor y 20% (benceno y ciclo benceno). Los parámetros operacionales de los inyectores fueron bhp de 1500 psi y STF de 2000 bbl/día. De acuerdo con la Figura 67, la tasa de producción no varía significativamente, tan solo presenta variabilidad en el ciclo 4. Las gráficas de corte de agua (Figura 68) y el factor de recobro (Figura 69), comparten la misma situación que la gráfica de tasa de producción. Por lo observado, en ambas concentraciones es poco significativa la diferencia y, guiados por un argumento superficial de costos, es preferible optar por el sub-caso 5.2, el cual emplea menos aromáticos.

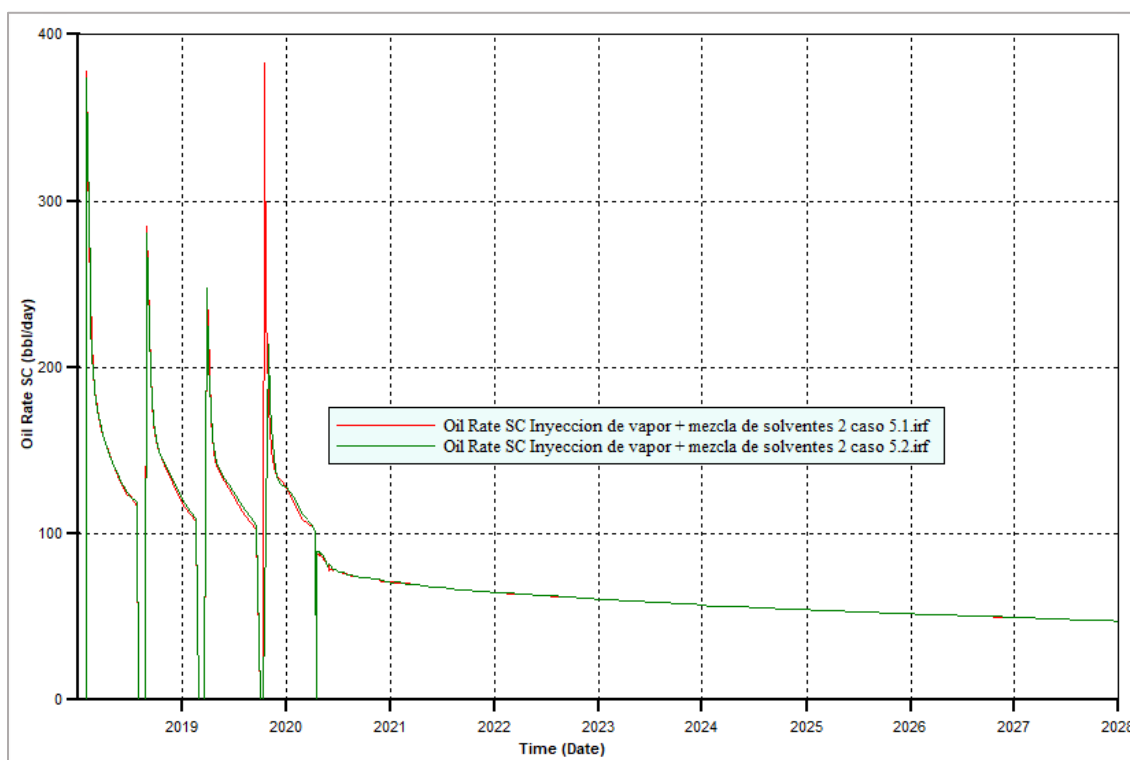


Figura 67. Sensibilidad con respecto a la tasa de producción de petróleo Caso 5 Inyección de vapor + Mezcla de solventes 2. Elaboración propia (2018).

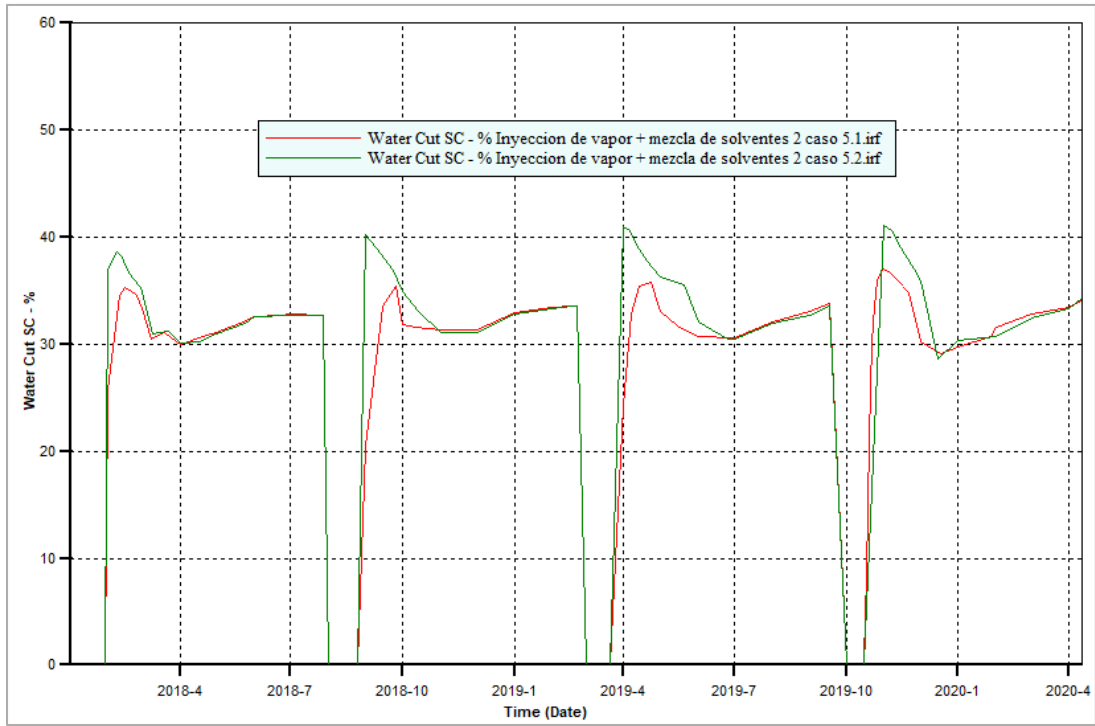


Figura 68. Sensibilidad con respecto al corte de agua Caso 5 Inyección de vapor + Mezcla de solventes 2. Elaboración propia (2018).

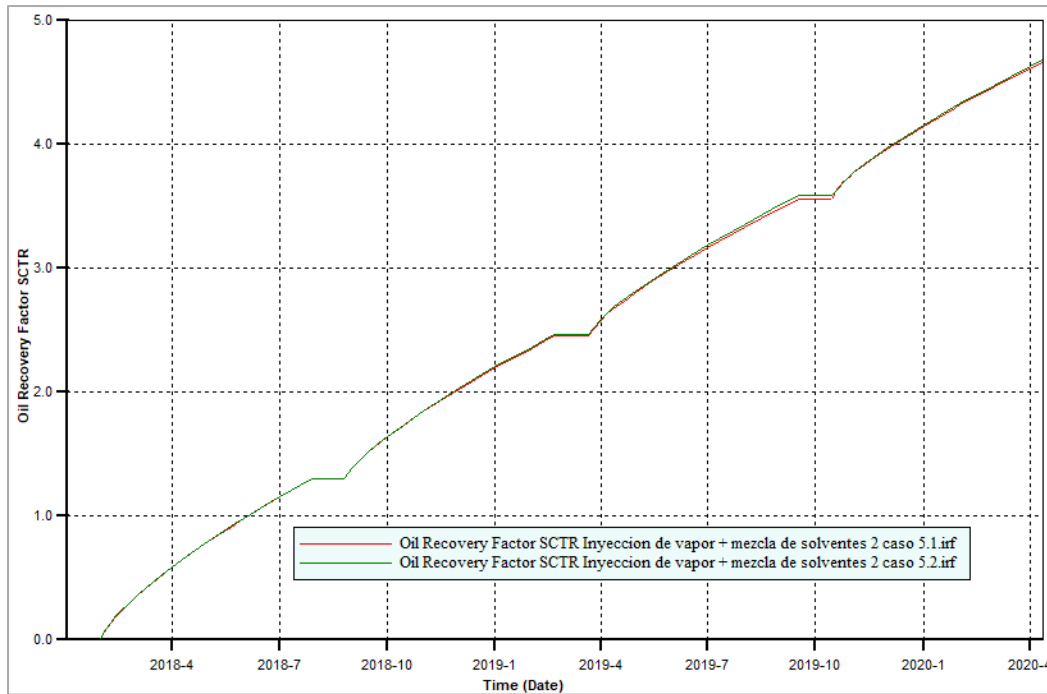


Figura 69. Sensibilidad con respecto al factor de recobro de petróleo Caso 5 Inyección de vapor + Mezcla de solventes 2. Elaboración propia (2018).

6.1.4. Sensibilidad Caso 6 - Inyección de CO₂ a varias Fracciones Molares.

Esta sensibilidad es realizada con base al Caso 2, en el cual se había analizado la presión y tasa de inyección con una combinación en fracción molar de 60% CO₂ y 40% agua a temperatura de reservorio, pero no un análisis de comportamiento a varias fracciones molares entre estos dos componentes. Los parámetros operacionales de los inyectores fueron bhp de 1500 psi y STF de 2000 bbl/día.

La fracción molar en todos los sub casos es mayor a 50%, al considerarse como el componente principal de inyección. Sin embargo, ningún caso hasta ahora se ha permitido una fracción molar de 100% para el CO₂, esto debido a la dificultad de disponer de CO₂ puro, y de haberlo, es muy costoso conseguir esa pureza. El CO₂ es el primero en contactar a la formación y fluidos, y dependiendo de su capacidad de miscibilidad permitirá mayor o menor producción. La función del agua en el flujo inyectante es posicionarse como frente de empuje, por atrás del CO₂; sería similar al proceso WAG (Inyección alternada de agua y gas) pero que solo consta de una etapa por ser una inyección cíclica.

La tasa de producción en la Figura 70 y el factor de recobro en la Figura 72, presentan cambios insignificantes y no ayudan a la selección de un caso. De acuerdo al corte de agua en la Figura 71 se indica que los casos 6.3 y 6.4 son los que obtienen menos agua de producción en referencia al petróleo. Esto es suficiente para determinar que el caso 6.3 es el óptimo debido a que el caso 6.4, aunque tienen un similar corte de agua, es el que posee mayor fracción molar con un 90%.

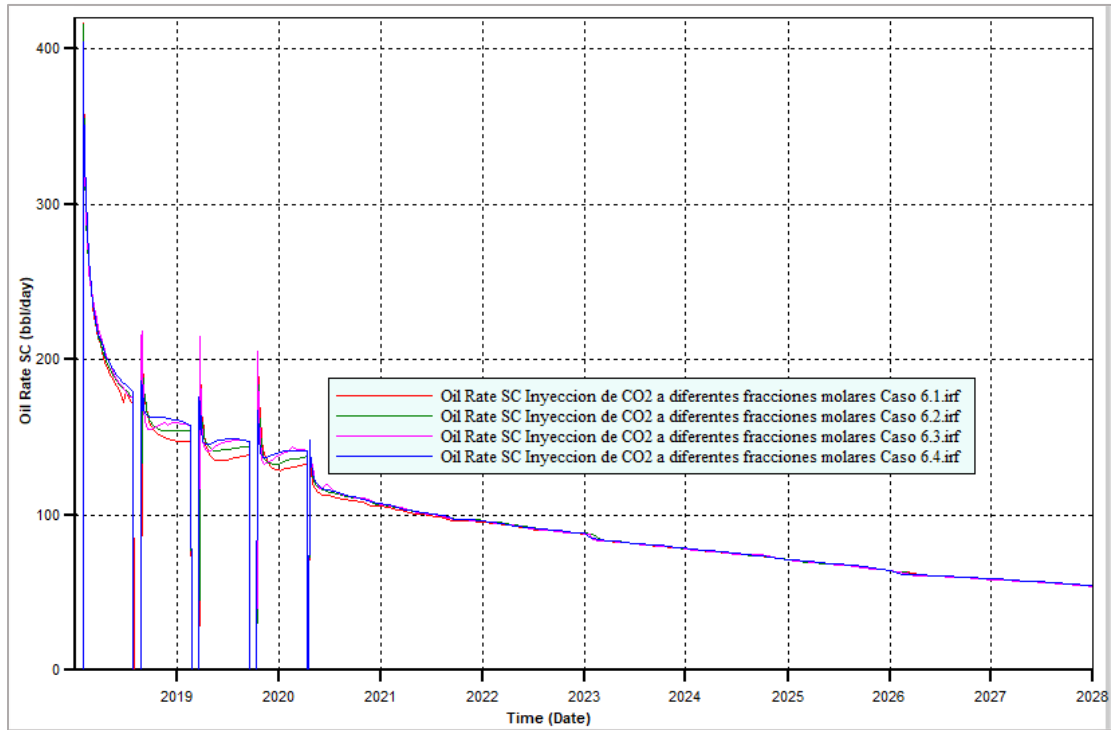


Figura 70. Sensibilidad con respecto a la tasa de producción de petróleo Caso 6 Inyección de CO2 a diferentes fracciones molares. Elaboración propia (2018).

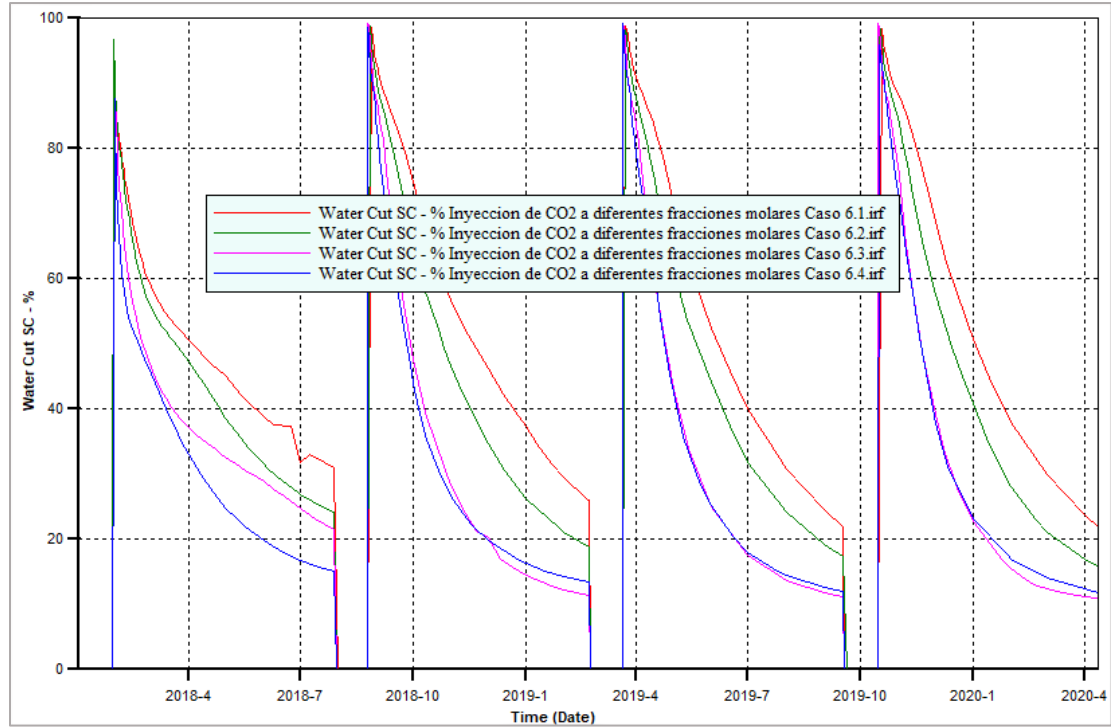


Figura 71.. Sensibilidad con respecto al corte de agua Caso 6 Inyección de CO2 a diferentes fracciones molares. Elaboración propia (2018).

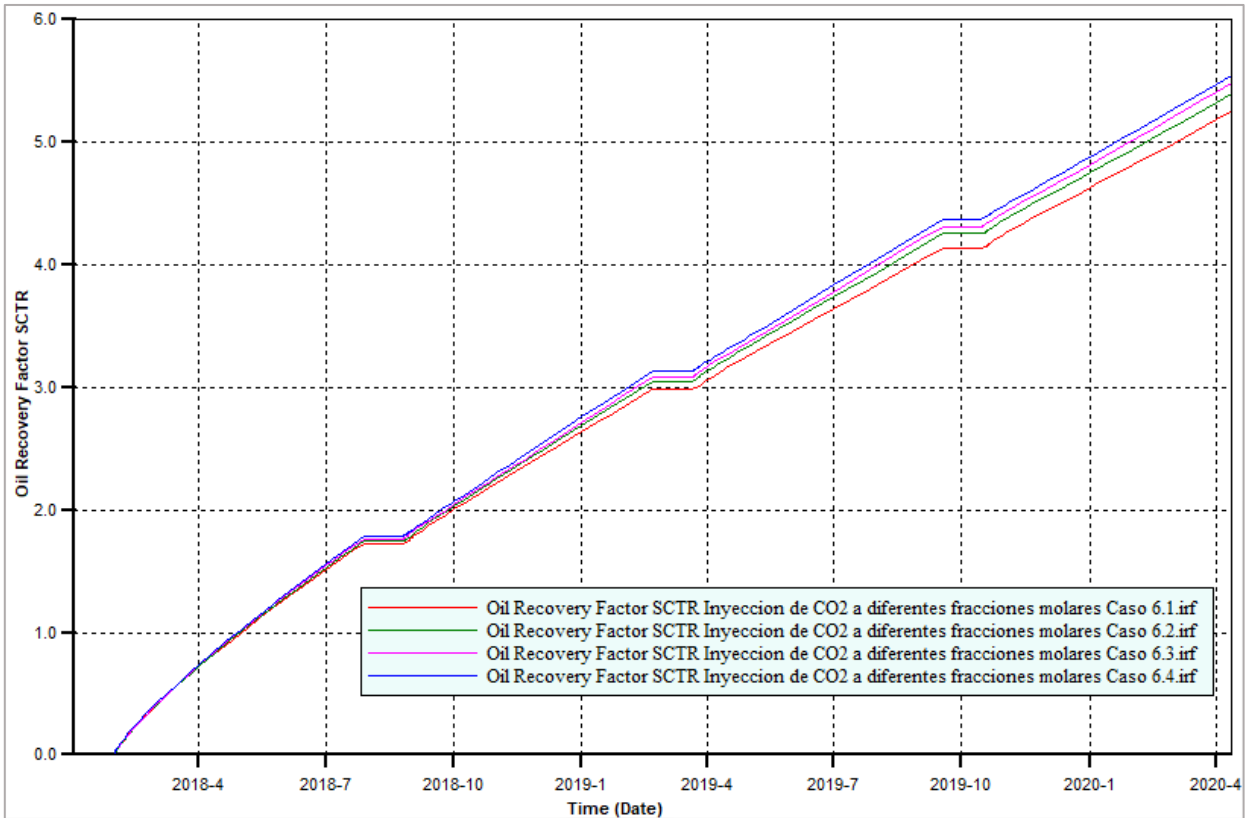


Figura 72. Sensibilidad con respecto al factor de recobro de petróleo Caso 6 Inyección de CO₂ a diferentes fracciones molares. Elaboración propia (2018).

6.1.5. Sensibilidad Caso 7 - Inyección de CO₂ + Mezcla de Solventes 1.

El comportamiento en producción del caso 7 es similar al caso 5, donde las curvas no presentan alguna diferencia sustancial. Donde se infiere que, a una diferente proporción molar para la mezcla de solventes 1, no repercute en una mejoría en la recuperación de petróleo. El caso 7.1 con 40% de CO₂, 20% en agua y 40% en solventes ligeros (C1, C2, C3, iC4, iC5); mientras que el caso 7.2 con 60% CO₂, 20% agua y 20% en solventes ligeros (sin metano). Además, es necesario mencionar que los parámetros operacionales de los inyectores fueron bhp de 1300 psi y STF de 2000 bbl/día.

Como se puede observar la fracción molar en el agua no se varió en ninguno de estos casos, puesto que el fin era registrar los resultados entre las proporciones de CO₂ y

solvente. Cualquiera de los casos es aplicable para ser seleccionado, por lo tanto el caso 7.2 es seleccionado por presentar un ligero menor corte de agua y utilizar menos solvente en la inyección.

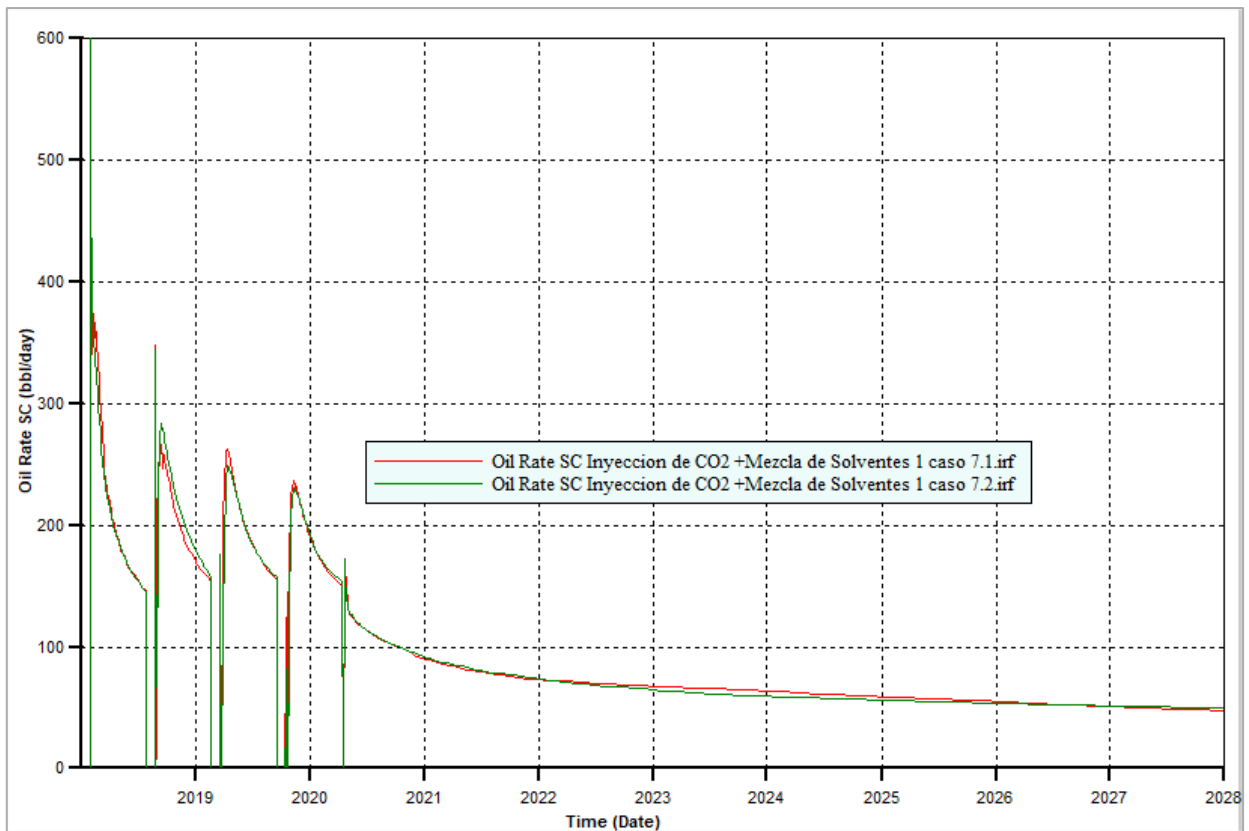


Figura 73. Sensibilidad con respecto a la tasa de producción de petróleo Caso 7 Inyección de CO2 + Mezcla de solventes 1. Elaboración propia (2018).

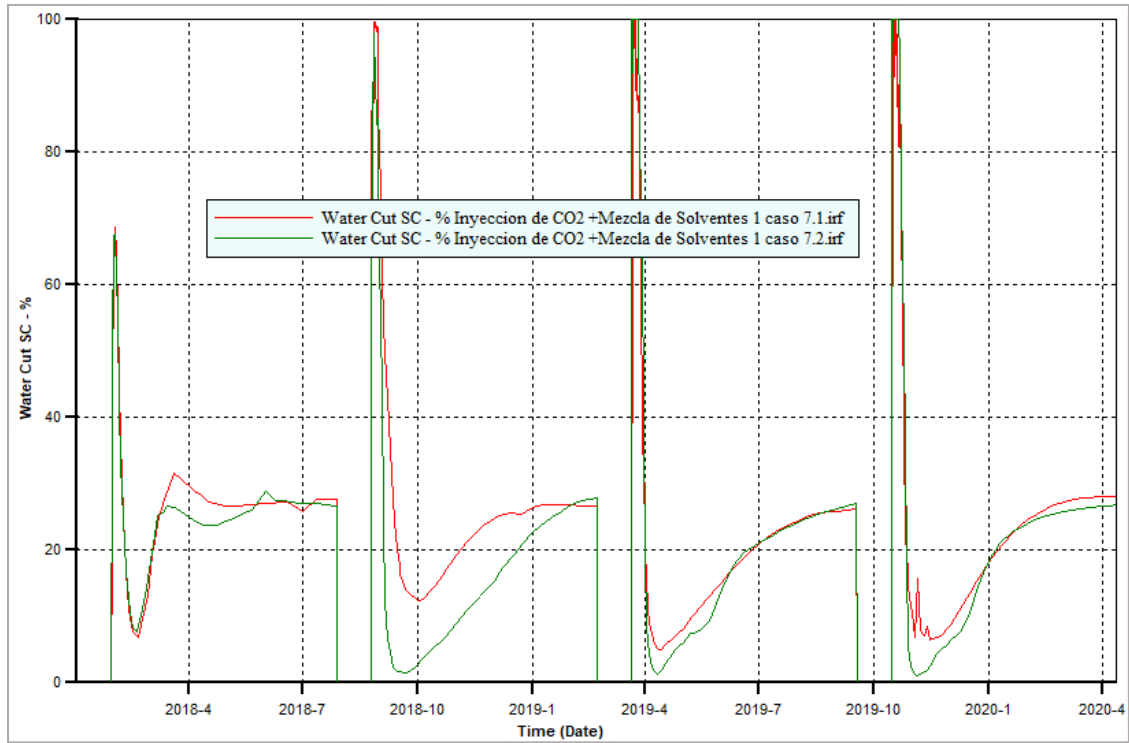


Figura 74. Sensibilidad con respecto al corte de agua Caso 7 Inyección de CO2 + Mezcla de solventes 1. Elaboración propia (2018).

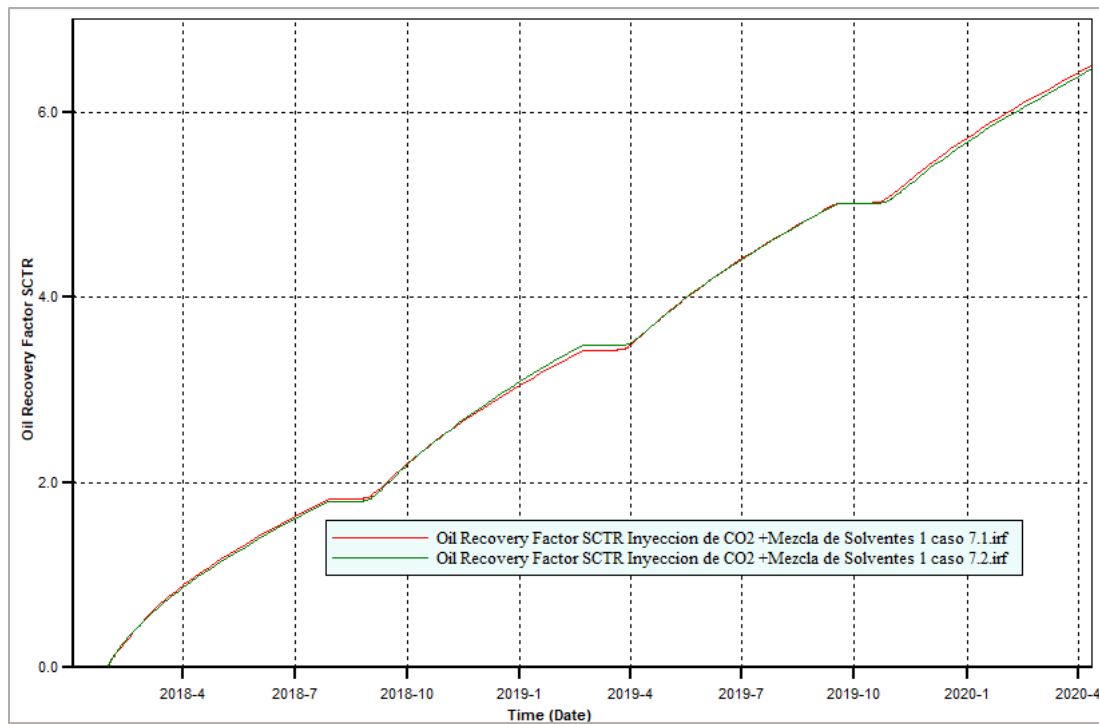


Figura 75. Sensibilidad con respecto al factor de recobro de petróleo Caso 7 Inyección de CO2 + Mezcla de solventes 1. Elaboración propia (2018).

6.1.6. Sensibilidad Caso 8 - Inyección de CO₂ + Mezcla de Solventes 2.

En este caso particular la mezcla de solventes 2, refiriéndose a una mezcla de aromáticos, presentó cambios importantes a diferentes proporciones molares. El caso 8.1 con 40% de CO₂, 20% de agua y 40% en solventes; y el caso 8.2 con 60% en CO₂, 20% en agua y 20% en solventes. Los parámetros operacionales de los inyectores fueron bhp de 1300 psi y STF de 2000 bbl/día.

La tasa de producción en la Figura 76, muestra que el caso 8.1 es el que presenta mejores resultados en los ciclos con picos muy diferenciados, aunque solo es por cortos periodos. Sin embargo, ambos brindan lo mismo para la recuperación por inyección continua de vapor después de los ciclos. La curva de corte de agua (Figura 77) presenta diferencias muy estrechas, y aun así ambas son favorables. Finalmente, la Figura 78 de factor de recobro, muestra que el caso 8.1 es muy favorable, aunque utiliza un 40% en fracción de solventes para dar resultados positivos, se selecciona el caso 8.1 como el óptimo, para un análisis posterior.

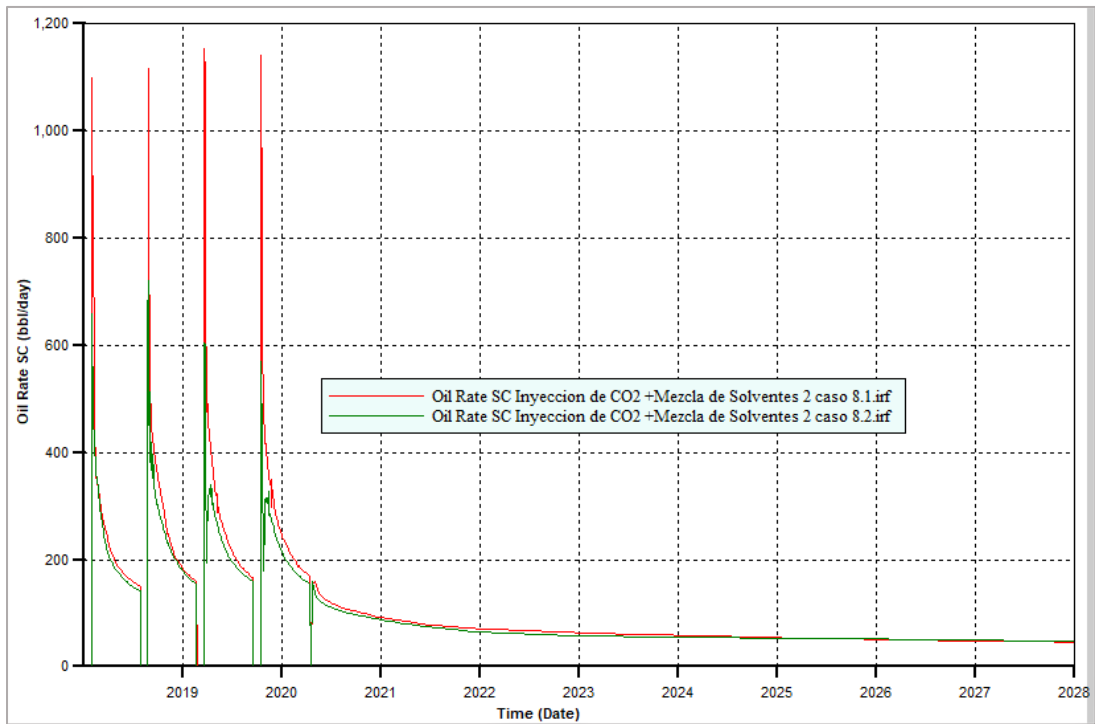


Figura 76. Sensibilidad con respecto a la tasa de producción de petróleo Caso 8 Inyección de CO2 + Mezcla de solventes 2. Elaboración propia (2018).

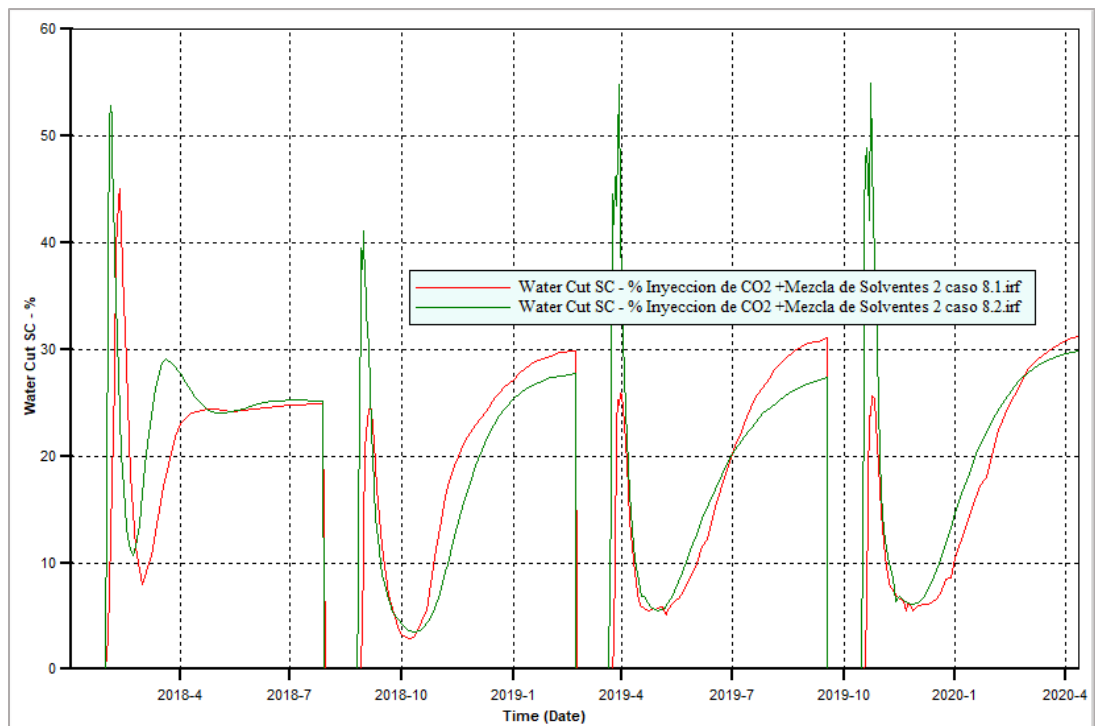


Figura 77. Sensibilidad con respecto al corte de agua Caso 8 Inyección de CO2 + Mezcla de solventes 2. Elaboración propia (2018).

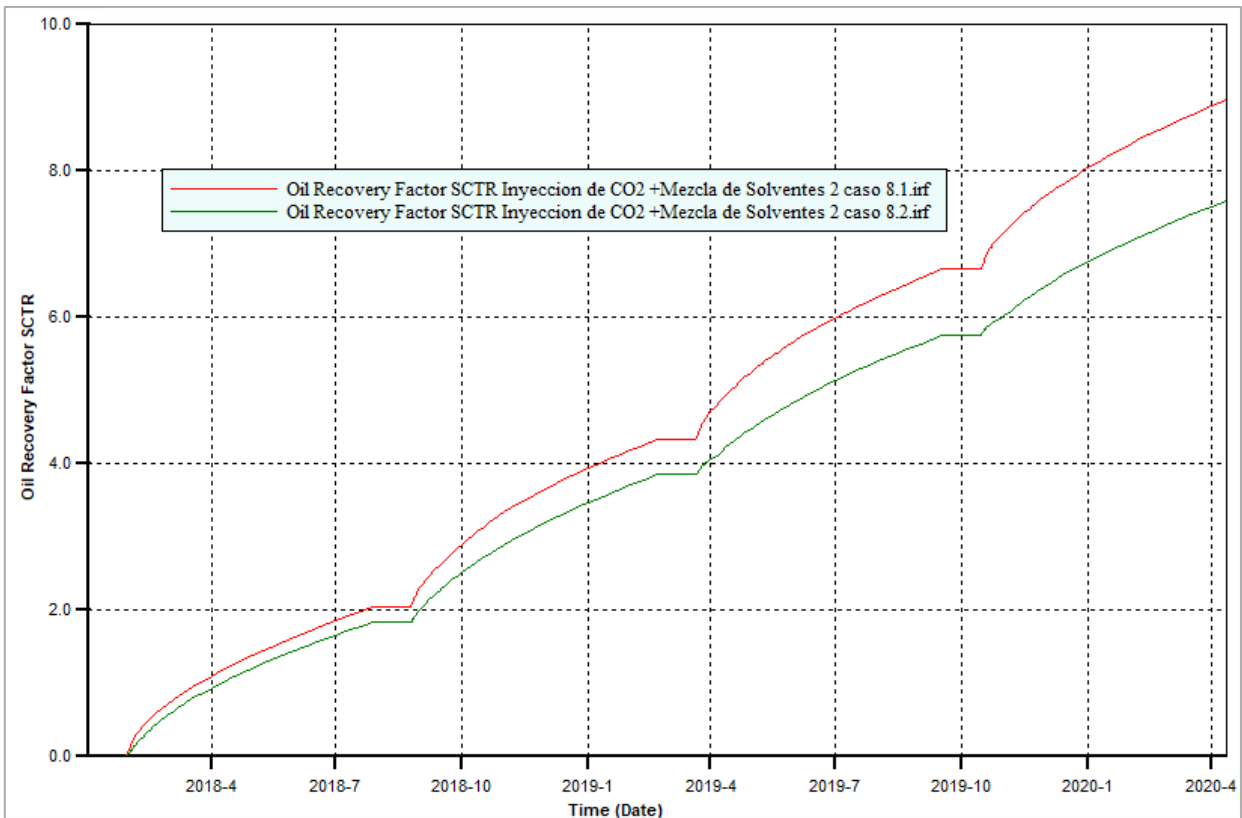


Figura 78. Sensibilidad con respecto al factor de recobro de petróleo Caso 8 Inyección de CO₂ + Mezcla de solventes 2. Elaboración propia (2018).

Para realizar el análisis con diferentes proporciones molares, se dispuso mantener igualdad en todos los casos y así permitir el desarrollo de este trabajo de estudio. De esta manera, se puede mencionar que la proporción molar de los solventes del caso 4 son iguales al caso 7, así mismo el caso 5 al caso 8; esto con el fin de determinar el efecto de los solventes sobre la recuperación del petróleo en igualdad de condiciones.

6.2. Análisis de los casos sensibilizados sobre el yacimiento.

Para el desarrollo de esta sección del trabajo de investigación, se analizan los resultados más representativos de los sub-casos seleccionados en el análisis anterior sobre el yacimiento. Esto incluye no sólo centrarse en los cuatro ciclos de inyección presentados en la sección 5.1, si no tomar en cuenta la respuesta que puede arrojar la inyección continua de vapor como una pre-estimulación.

En estos resultados se incluye la producción natural del yacimiento, junto al caso 1 y casos 3,4,5,6,7,8 (los que fueron seleccionados como óptimos por presentar mejor recuperación de petróleo). El caso 2 se excluye del análisis porque es el mismo que el caso 6, el cual fue sensibilizado a varias fracciones molares. Los resultados corresponden a los 10 años que se plantea en este trabajo y los parámetros que se evalúan son:

- Tasa de producción.
- Corte de agua.
- Tasa de inyección.
- Fluidos de inyección acumulados.
- Petróleo y agua producida acumulada.
- Factor de recobro.
- Presión de yacimiento.

6.2.1. Tasa de Producción.

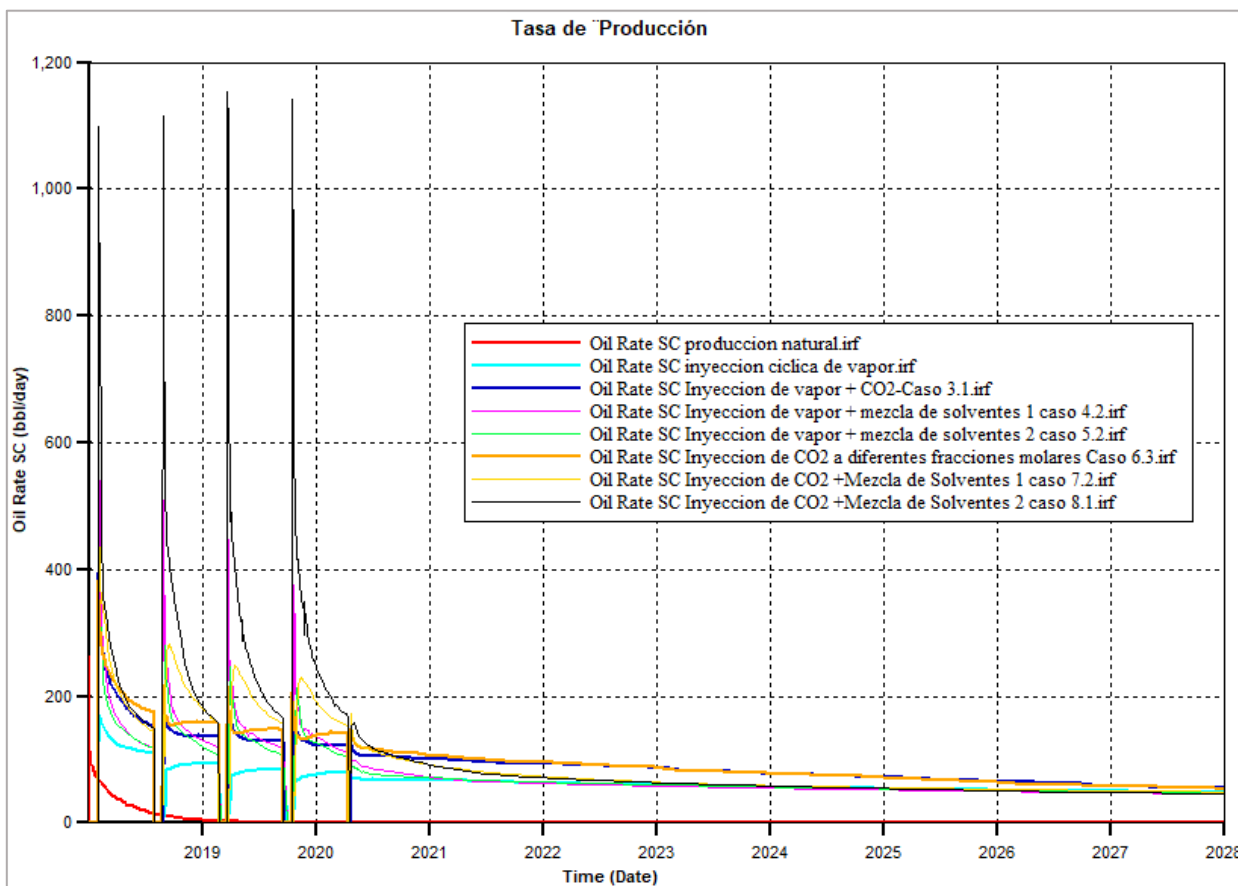


Figura 79. Comportamiento de la Tasa de Producción de los mejores casos seleccionados. Elaboración propia (2018).

Con respecto a la producción natural, se puede observar que a partir de las inyecciones realizadas la tasa de producción siempre fue mayor. En las mezclas de solventes se utilizó fracciones ligeras y aromáticos por lo cual se puede establecer que el caso 4.2 tiene mejores tasas de producción en comparación al caso 5.2, por lo tanto en la inyección de vapor tendrá mejores resultados la inyección con fracciones ligeras que con aromáticos. Por otro lado, en el caso 8.1 se genera una tasa de producción mucho más alta en cuanto a todos los casos, por lo cual se puede mencionar que en la inyección de CO₂ más aromáticos presentó una mayor tasa de producción. La inyección de vapor y la

inyección de CO2 con mezcla de solventes son los que generan mayor tasa de producción en cuanto a los ciclos, sin embargo, a partir de la inyección continua el caso 6.3 se observó mayor tasa de producción en comparación a los otros casos en este periodo.

6.2.2. Corte de Agua

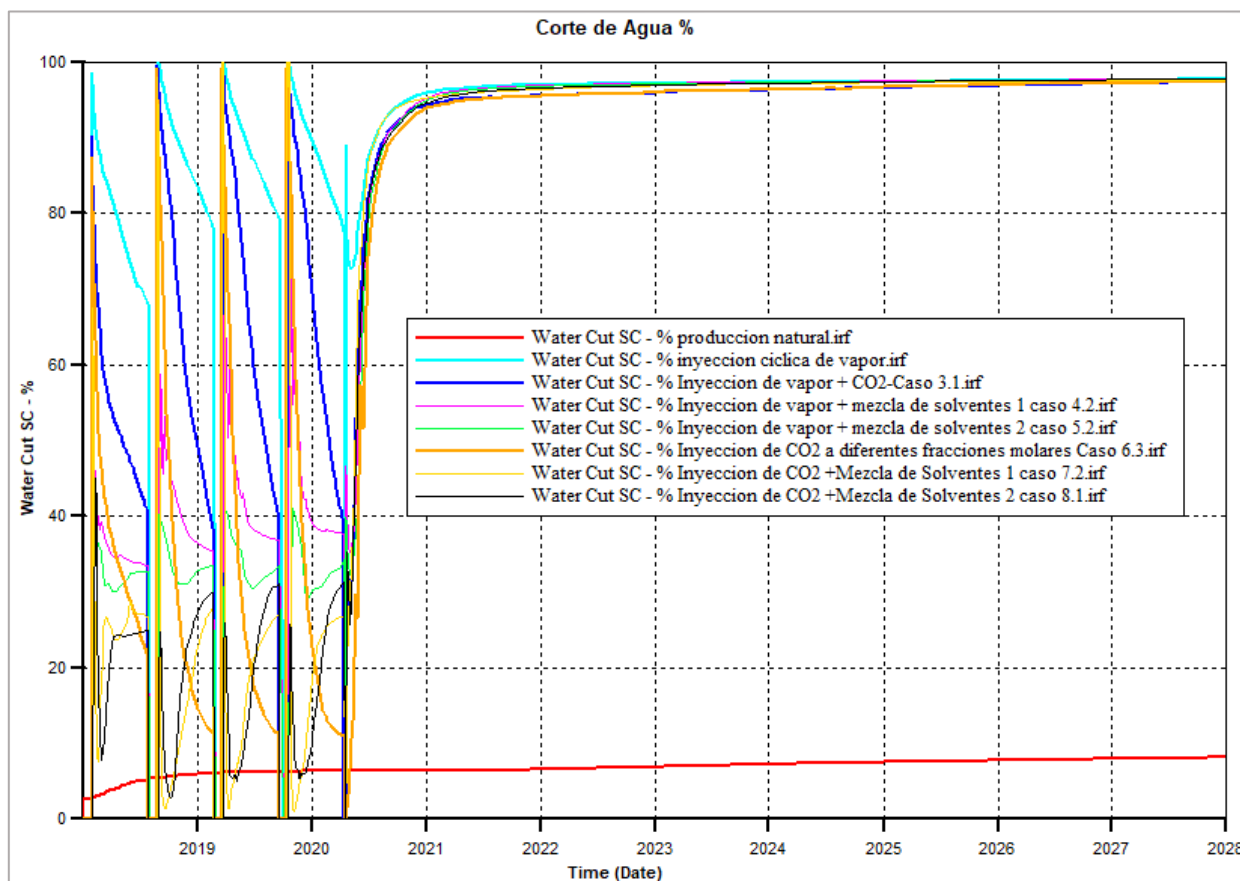


Figura 80. Comportamiento del corte de agua de los mejores casos seleccionados. Elaboración propia (2018).

El corte de agua representa la cantidad de volumen de agua que se obtiene por cada volumen de petróleo, generalmente representado en porcentajes en base a barriles. En referencia al Caso 1, Caso 3.1, Caso 6.3, Caso 7.2, se observa que son los que registran mayor corte de agua en los cuatro ciclos de inyección. Esto explica que el Caso 1 (inyección cíclica de vapor) por tener una fracción molar mayor a 50% en vapor de agua, es

de esperarse que presente un corte de agua elevado. En el Caso 3.1, donde el CO₂ actúa como solvente otorgándole energía extra a la inyección cíclica de vapor, registra un elevado corte de agua, pero a diferencia del Caso 1, esta vez declina rápidamente. Puede mencionarse que la presencia de CO₂ como solvente hace declinar la producción de agua y mejora el control de esta.

El Caso 6.3 tiene la misma explicación que el anterior caso, incluso al ser el agua parte de la fracción molar de inyección, la presencia de CO₂ logra un control aún mejor presentando una declinación en picada en comparación al Caso 3.1. En el Caso 7.2, la mezcla de solventes livianos produjo en un elevado corte de agua, pero inmediatamente hubo una reducción en picada aún más pronunciada que el caso 6.3.

Todos los casos mencionados con alto corte de agua, explican el hecho de los ciclos de inyección, debido a que al momento de la apertura de producción de un pozo que ha sido inyectado con fluidos y que parte de su fase posea agua, lo primero que puede ocurrir es una alta presencia de agua en la tasa de producción. Y este hecho es observable en la Figura 80, porque justo a la apertura de los productores se registra picos elevados e inmediatamente declinan a excepción del caso 1. Esto explica que en el caso 1, por ser solo inyección de vapor, gran parte del vapor de agua se condensa rápidamente en el yacimiento además de que el vapor de agua es 100% en fracción molar inyectado.

El caso 4.2, Caso 5.2 y Caso 8.1, son los que registran menor corte de agua y explican que la presencia de solventes junto al vapor de agua reduce significativamente la presencia de agua de producción. Para el caso 8.1, la mezcla de solventes aromáticos aporta una mejor respuesta que cualquier otro caso en el control del agua de producción. Para el comportamiento del periodo abril 2020 hasta enero 2028, donde se presenta la inyección

continua de vapor, el caso 6.3, brinda inicialmente un menor corte de agua en comparación a todos los otros casos, sin embargo, en el final del periodo de simulación todos terminan similarmente en el mismo corte de agua.

6.2.3. Tasa de Inyección.

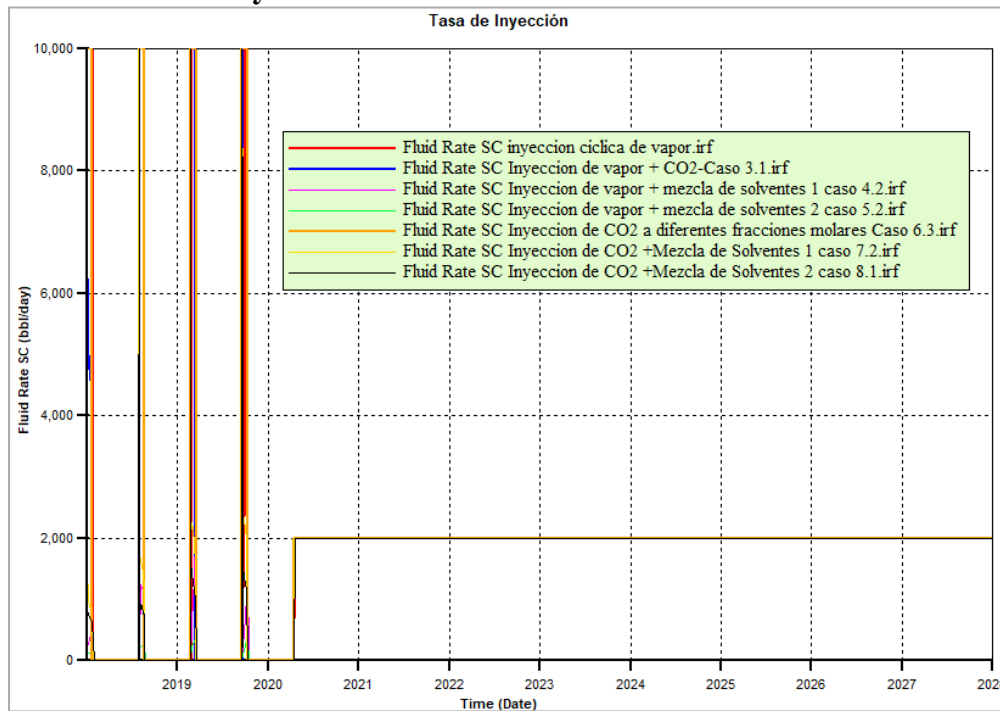


Figura 81. Tasa de inyección de fluidos de los mejores casos seleccionados. Elaboración propia (2018).

La Figura 81, muestra la tasa de inyección que fue sometido el yacimiento. Cuatro picos representan los cuatro ciclos y una curva constante la inyección continua de vapor. Los cuatro picos de inyección explican la buena respuesta en la producción en todos los casos respecto a la producción natural. Es decir, una alta tasa de inyección por los cinco pozos inyectores es la responsable de una producción de petróleo mucho mayor en comparación a la producción natural

6.2.4. Petróleo y Agua Producida acumulado.

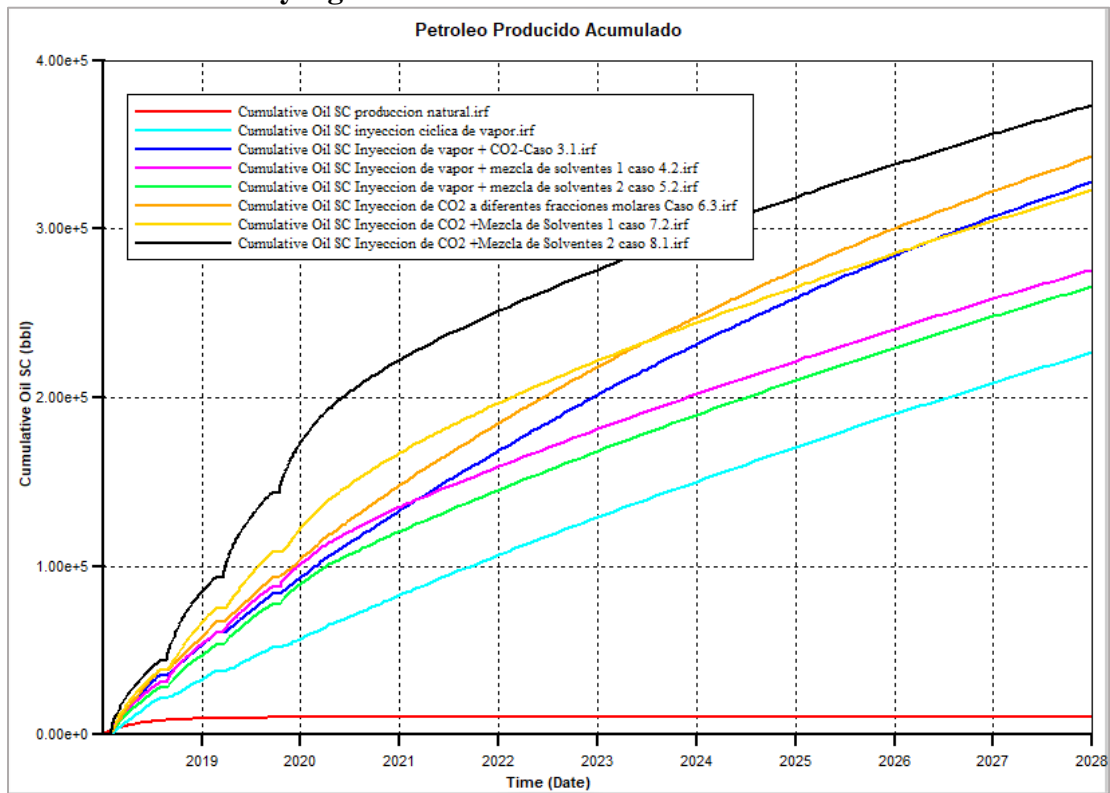


Figura 82. Comportamiento del Petróleo acumulado de los mejores casos seleccionados. Elaboración propia (2018).

En cuanto al petróleo acumulado se puede apreciar tres casos significativos, el caso 8.1 presenta mayor cantidad de recuperación durante el tiempo deseado, con respecto al caso 7.2 de igual manera se obtiene buenos resultados, aunque esto sucede durante un solo periodo y en los últimos años empieza a declinar. El caso 6.3 a pesar que en los primeros años se presenta por debajo del caso 7.2, en los últimos años presenta un incremento mayor a éste, lo que indica que tuvo un mejor desempeño como un proceso de pre estimulación.

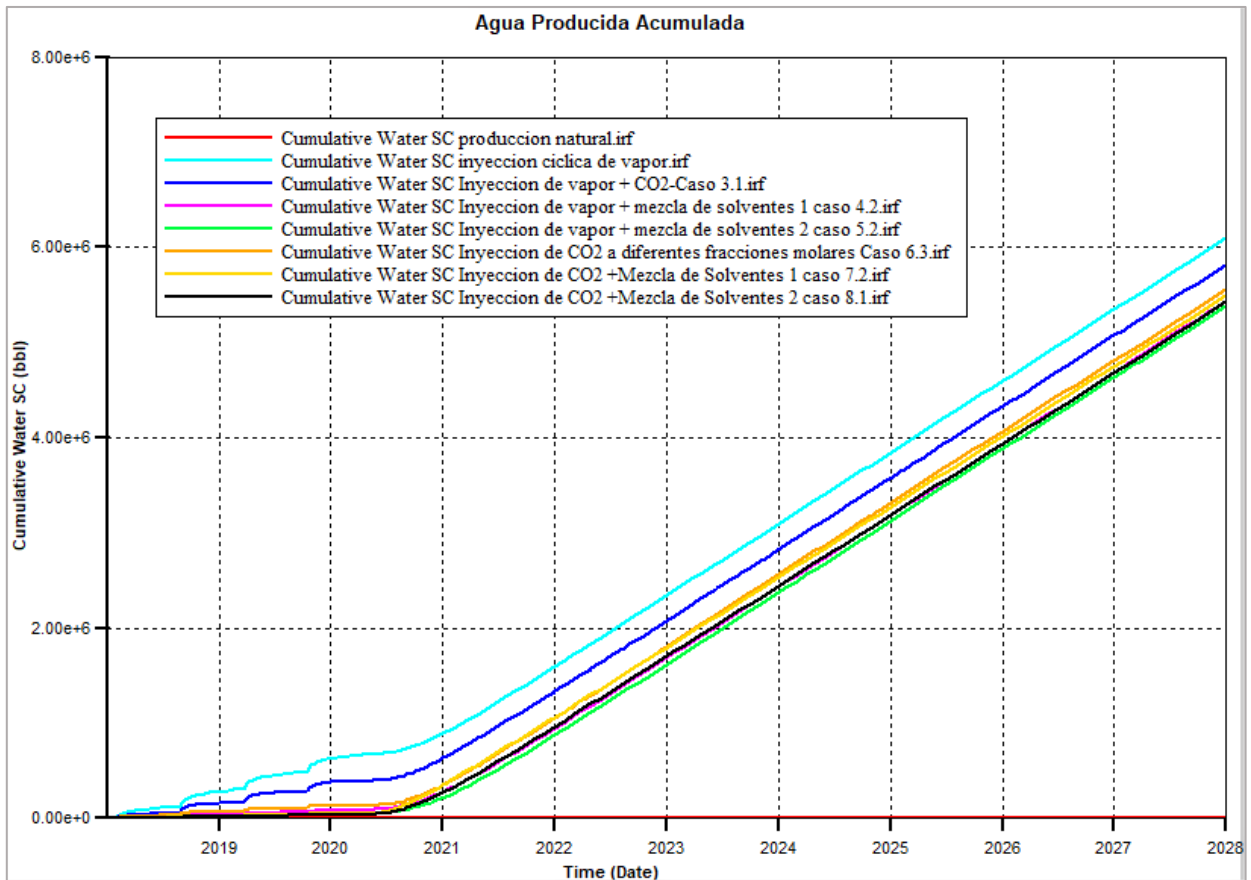


Figura 83. Comportamiento del agua de producción acumulada de los mejores casos seleccionados. Elaboración propia. (2018).

En la producción de agua acumulada, el Caso 1 presenta mayor producción de agua. El Caso 3.1 se posiciona segundo como mayor productor de agua, y los casos restantes presentan diferencias pequeñas, lo cual indica que esos casos son aceptables para tomarlos como estrategias finales. El caso 5.2 es el que presenta menor producción de agua acumulada.

6.2.5. Fluidos de Inyección acumulados.

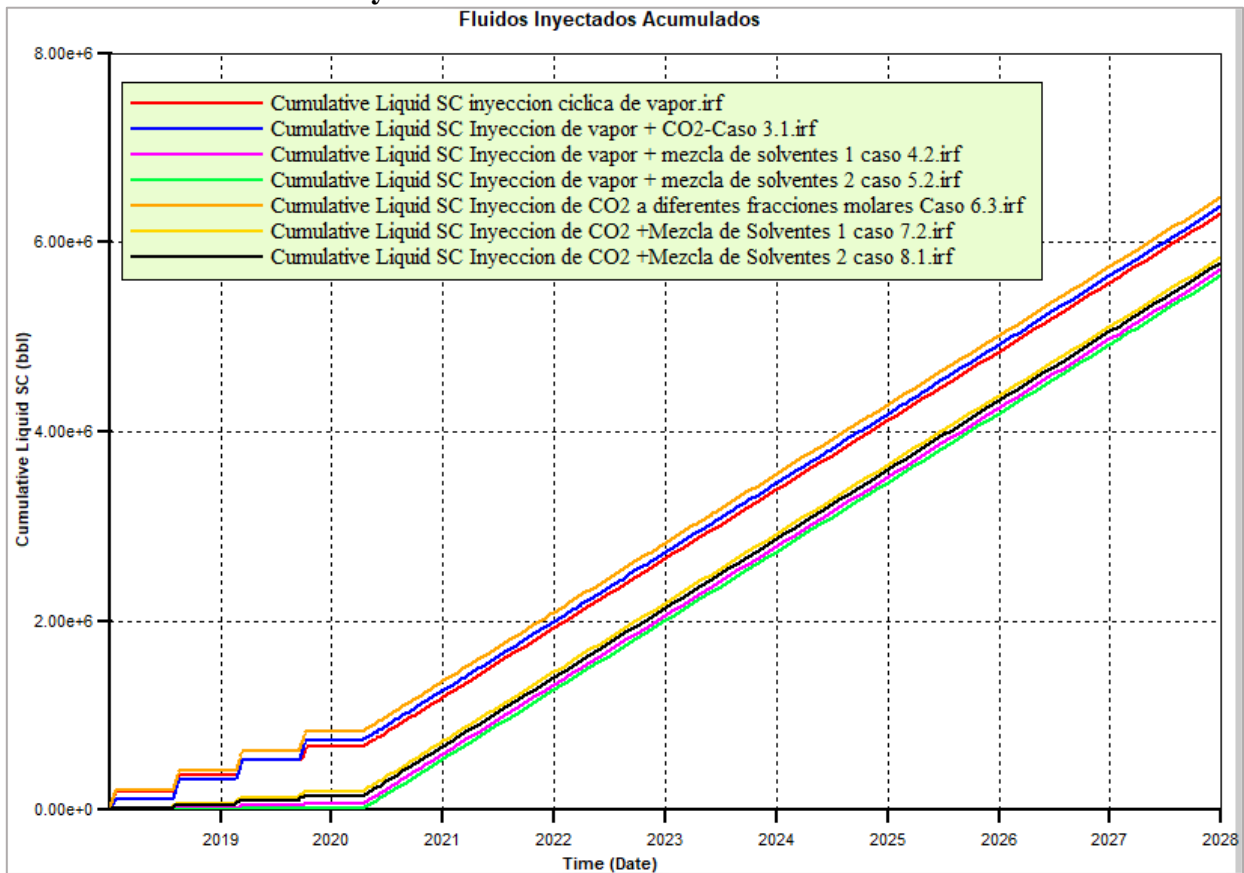


Figura 84. Fluidos Inyectados Acumulados de los mejores casos seleccionados.
Elaboración propia (2018).

En la Figura 84 se indica que el Caso 1, Caso 3.1, y Caso 6.3, son los que necesitaron una mayor cantidad de fluido de inyección en comparación con los otros casos, sin embargo, entre ellos únicamente el Caso 6.3 registra una mejor recuperación de petróleo. La diferencia entre los otros casos es porque se debió utilizar un menor Bhp, esto significa que al utilizar mezclas de solventes se debe controlar la presión de fondo, en este estudio se tuvo que reducir de 2000 psi a 1500 psi, y en ciertos casos incluso menos (las presiones que se utilizaron están descritas en la sección de análisis anterior) porque si la presión no se reducía, presentaba ruptura de formación y problemas en las iteraciones de simulación.

6.2.6. Factor de Recobro

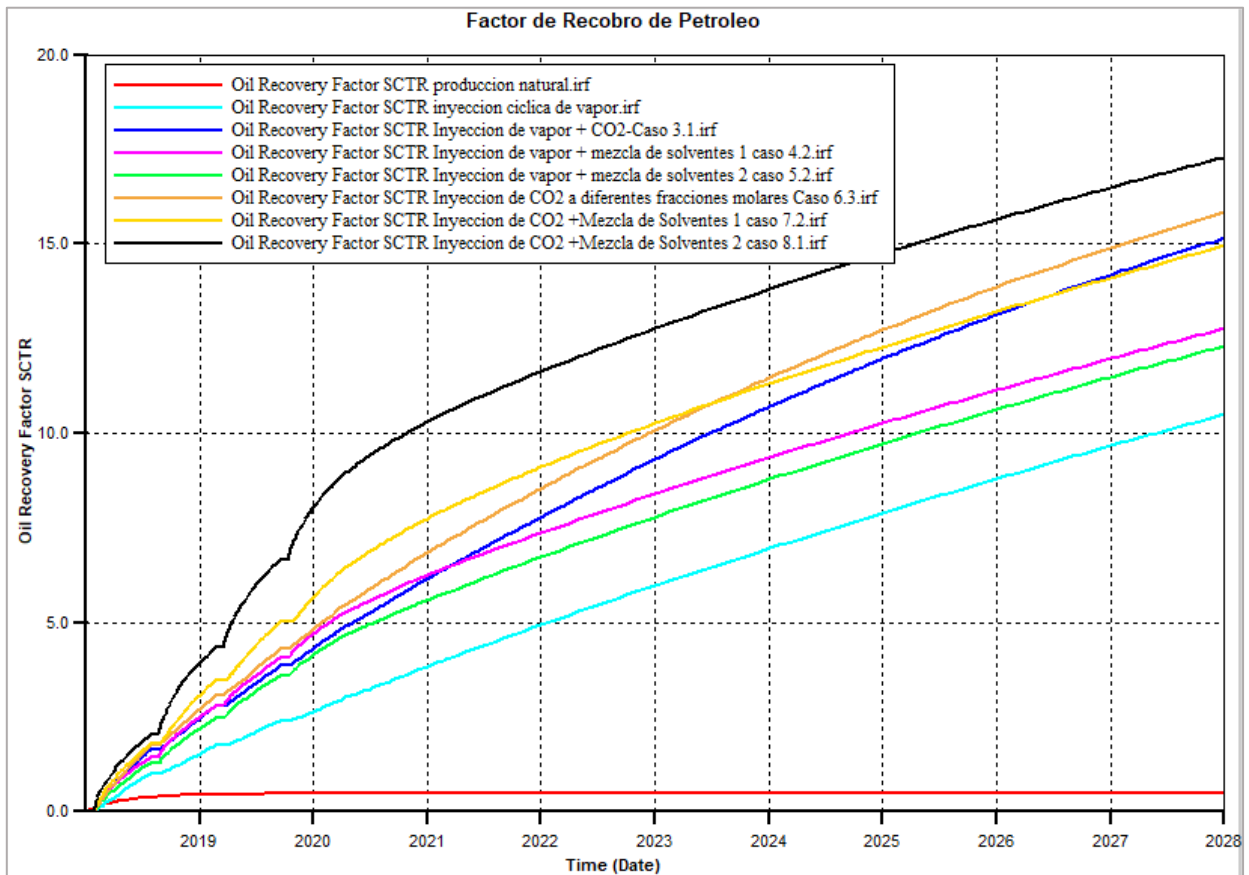


Figura 85. Comportamiento del factor de recobro de petróleo de los mejores casos seleccionados. Elaboración propia (2018).

El factor de recobro es el porcentaje de petróleo en sitio que se puede recuperar de un yacimiento. Se puede observar que para el caso 8.1 el efecto de los solventes es muy significativo, obteniendo un factor de recobro mayor al valor del 15%, lo cual para este caso es el más adecuado. Seguido por el caso 7.2 que de igual manera presenta un factor de recobro óptimo en los ciclos de inyección, sin embargo, en los últimos años declina lo que significa que no aporta una buena respuesta a la inyección continua de vapor. A diferencia del caso 6.3 el cual presenta en los últimos años un aumento del factor de recobro llegando hasta el 15%.

6.2.7. Presión del Yacimiento

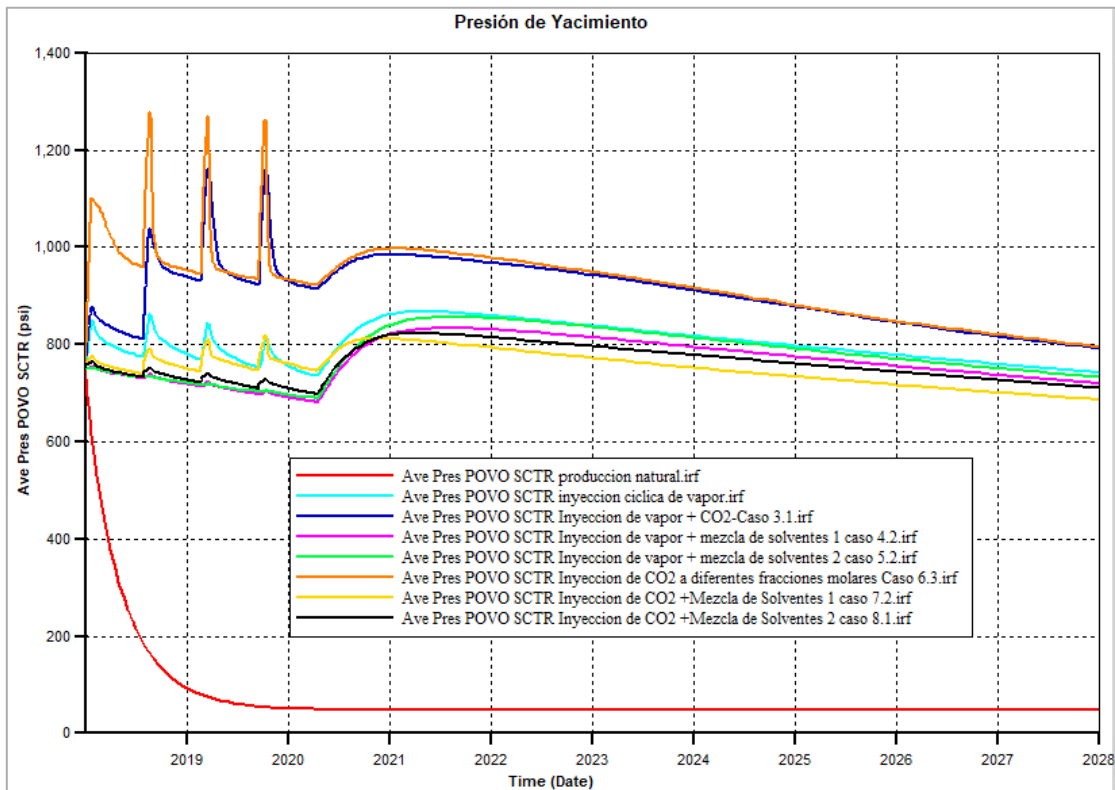


Figura 86. Comportamiento de la presión en el yacimiento por la estimulación de los mejores casos seleccionados. Elaboración propia (2018).

Se observa que a partir de las diferentes inyecciones no existe caída significativa de presión, lo cual hace que sea factible la aplicación de este tipo de procesos. Se puede determinar que para el caso 6.3 hay un incremento mayor de presión, seguido del caso 3.1, pero esto no se traduce en un mayor factor de recobro a excepción del caso 6.3, solo confirma que los solventes actuaron más en lograr la movilidad necesaria para la producción de crudo pesado.

6.3. Cuantificación de Resultados

Con referencia a la producción natural, ciertos parámetros de los casos estudiados pueden ser cuantificados para analizar los cambios en la recuperación de petróleo y de cierta manera representar el comportamiento de estos casos con respecto a los otros.

Tabla 21. Resultados de producción del primer ciclo.

CICLO 1		Producción Natural	CASO 1	CASO 3.1	CASO 4.2	CASO 5.2	CASO 6.3	CASO 7.2	CASO 8.1
Petróleo Producido Acumulado (bbl)		8475.83 *(-80.87%)	22193.53 *(-49.92%)	35604.80 *(-19.66%)	31340.17 *(-29.28%)	28143.92 *(-36.49%)	38206.88 *(-13.79%)	38767.84 *(-12.52%)	44317.83
Agua Producida Acumulada (bbl)		316.61	118036.39	56221.67	19281.12	14022.76	33234.99	15619.18	13425.20
Fluidos Inyectados Acumulados (bbl)		-----	196357.141	112868.24	8416.52	2788.58	210000.1	26348.33	23954.12
Factor de Recobro (%)		0.39	1.027	1.645	1.451	1.303	1.765	1.794	2.051
**Presión de Yacimiento (psi)		589.63 184.08	846.16 775.47	875.83 810.63	754.40 730.92	751.44 732.83	1099.21 959.06	776.54 739.02	764.19 733.74

Fuente: Elaboración propia (2018).

*Porcentaje de diferencia con respecto al mejor caso (Caso 8.1)

**Corresponde al empezar y terminar el periodo de Producción.

Tabla 22. Resultados de producción del segundo ciclo.

CICLO 2		Producción Natural	CASO 1	CASO 3.1	CASO 4.2	CASO 5.2	CASO 6.3	CASO 7.2	CASO 8.1
Petróleo Producido Acumulado (bbl)		9985.94 *(-89.34%)	37964.24 *(-59.47%)	60463.75 *(-35.45%)	60427.69 *(-35.49%)	53350.25 *(-43.04%)	66842.24 *(-28.64%)	75267.98 *(-19.64%)	93668.62
Agua Producida Acumulada (bbl)		409.17	303912	163810.34	43473.83	27098.00	70234.89	27171.46	23503.63
Fluidos Inyectados Acumulados (bbl)		-----	377487.56	322865.81	30440.25	8193.79	419996.66	77521.32	60869.34
Factor de Recobro (%)		0.46	1.757	2.793	2.797	2.469	3.088	3.484	4.335
**Presión de Yacimiento (psi)		159.88 79.72	860.80 769.90	1035.19 931.08	739.30 714.12	733.83 717.80	1278.09 946.60	790.44 743.64	750.83 721.60

Fuente: Elaboración propia (2018).

Tabla 23. Resultados de producción del tercer ciclo.

CICLO 3	Producción Natural	CASO 1	CASO 3.1	CASO 4.2	CASO 5.2	CASO 6.3	CASO 7.2	CASO 8.1
Petróleo Producido Acumulado (bbl)	10332.41 *(-92.82%)	52130.41 *(-63.78%)	83822.49 *(-41.76%)	87773.19 *(-39.02%)	77643.72 *(-46.06%)	93396.22 *(-35.11%)	108342.59 *(-24.73%)	143933.05
Agua Producida Acumulada (bbl)	432.19	491623.75	279597.44	68047.69	40064.94	104985.40	40619.98	33524.65
Fluidos Inyectados Acumulados (bbl)	-----	535300.31	532853.25	54162.07	14736.22	629992.62	139956.73	105361.60
Factor de Recobro (%)	0.48	2.413	3.872	4.063	3.594	4.315	5.014	6.662
**Presión de Yacimiento (psi)	74.36 55.68	843.31 753.69	1161.10 924.37	722.08 697.78	718.88 703.76	1268.51 934.74	810.28 746.28	740.29 709.40

Fuente: Elaboración propia (2018).

Tabla 24. Resultados de producción del cuarto ciclo.

CICLO 4	Producción Natural	CASO 1	CASO 3.1	CASO 4.2	CASO 5.2	CASO 6.3	CASO 7.2	CASO 8.1
Petróleo Producido Acumulado (bbl)	10414.15 *(-94.63%)	65301.24 *(-66.31%)	106133.39 *(-45.24%)	114005.53 *(-41.18%)	101148.21 *(-47.82%)	118719.30 *(-38.75%)	139613.20 *(-27.97%)	193829.89
Agua Producida Acumulada (bbl)	437.74	668290.44	395303.47	93055.60	52508.67	139777.22	54564.94	43277.44
Fluidos Inyectados Acumulados (bbl)	-----	675114	742846.12	76758.76	21666.36	839986.44	205393.19	151095.55
Factor de Recobro (%)	0.48	3.023	4.903	5.277	4.682	5.485	6.462	8.971
**Presión de Yacimiento (psi)	54.41 50.00	817.65 736.07	1156.95 913.65	704.69 681.72	704.79 690.21	1261.07 922.06	818.00 745.49	728.11 697.61

Fuente: Elaboración propia (2018).

Tabla 25. Resultados de producción del periodo de inyección continua.

Periodo de Inyección Continua de Vapor	Producción Natural	CASO 1	CASO 3.1	CASO 4.2	CASO 5.2	CASO 6.3	CASO 7.2	CASO 8.1
Petróleo Producido Acumulado (bbl)	10439.46 *(-97.20%)	226916.29 *(-39.28%)	328062.5 *(-12.22%)	275920 *(-26.16%)	265999.03 *(-18.83%)	343126.72 *(-8.19%)	323308.91 *(-13.49%)	373753.31
Agua Producida Acumulada (bbl)	439.48	6096663	5816809	5438821.5	5387264	5555724.5	5493990.5	5429719
Fluidos Inyectados Acumulados (bbl)	-----	6311162.5	6382847	5712212.5	5656605	6479987.5	5845393	5791095.5
Factor de Recobro (%)	0.483	10.503 ***7.48	15.156 ***10.253	12.772 ***7.495	12.312 ***7.63	15.852 ***10.367	14.964 ***8.502	17.298 ***8.327
**Presión de Yacimiento (psi)	49.93 48.24	738.84 742.46	917.38 792.87	684.50 719.79	692.13 732.74	925.86 795.52	749.14 686.74	702.57 710.724

Fuente: Elaboración propia (2018).

***Porcentaje de incremento de factor de recobro entre el último ciclo y el periodo de inyección continua.

Conclusiones

- La aplicación de un proceso de inyección cíclica en todos los casos estudiados presentó una favorable recuperación de petróleo pesado con respecto a la producción natural. Esto se puede evidenciar con el aumento de energía que presentó en la gráfica de presión en el yacimiento.
- En todos los casos se operó con un STW (Surface water rate) o STF (Surface total phase rate) de 2000 bbl/día y la presión de fondo (Bhp) se sensibilizó a valores entre 1200 psi a 1500 psi en la mayoría de los casos, puesto que, si superaban o alcanzaban un valor de 2000 psi, presentaba problemas de alta presión rompiendo la formación y la simulación terminaba abruptamente.
- En el caso 1 para inyección cíclica de vapor, fue determinante la sensibilidad de la presión de fondo (2000 psi) y temperatura (460 °F) sobre la calidad de vapor. Es decir, a esas condiciones para este estudio no fue necesario llevar a calidades de vapor superiores a 0.70, porque no presentó diferencia entre las producciones registradas a esas calidades.
- En la comparación de todos los casos estudiados, el proceso de estimulación mediante inyección cíclica de vapor como único componente de inyección fue menos efectivo que cualquier otro estudio, sin embargo, al adicionar solventes a diferentes fracciones molares se obtiene buenos resultados en toda la etapa de inyección.
- El tiempo de inyección se estableció en cuatro ciclos de inyección previos a la inyección continua de vapor, cada ciclo corresponde a tres semanas de inyección de fluido y una semana de remojo, lo cual presentó mejores resultados que un proceso

cíclico de dos semanas de inyección y no puede contemplarse un periodo de parada de pozo por más de un mes.

- La interacción del CO₂ como solvente junto al vapor para el caso 3.1 hasta el cuarto ciclo obtuvo un 4.9 % de factor de recobro, en comparación a la inyección cíclica de vapor (caso 1) con 3 %. Esto indica que el CO₂ mejoró la eficiencia del proceso logrando una reducción de la viscosidad más favorable que únicamente inyectando vapor.
- La mezcla de livianos y aromáticos actuando como solventes mejoran el recobro de petróleo con respecto a utilizar al CO₂ como solvente (caso 3.1) y a la inyección cíclica de vapor (caso 1). Al aumentar el recobro, indica que disminuyó la viscosidad del crudo, logró miscibilidad y aumentó la movilidad de mismo.
- La mezcla de solventes con componentes livianos tiene una mejor respuesta junto al vapor en el caso 4.2 hasta el cuarto ciclo con un factor de recobro 5.3% a diferencia de utilizar aromáticos que registra un 4.7%. Pero el caso con aromáticos tiene una menor producción de agua acumulada de 52000 bbl con respecto a 93000 bbl del otro caso.
- La mezcla de solventes con componentes aromáticos tiene una mejor respuesta junto al CO₂ en el caso 8.1 hasta el cuarto ciclo con un factor de recobro 8.9% a diferencia de utilizar livianos que registra un 6.5%. Incluso en el caso con aromáticos tiene una menor producción de agua acumulada de 43000 bbl con respecto a 54000 bbl del otro caso.
- El caso 6.3 donde se inyecta CO₂ y agua a temperatura de reservorio, registra un aceptable recobro considerando que no utiliza solventes, esto demuestra que el

crudo pesado en estudio es miscible a este gas. Su aporte como un pre proceso de estimulación a la inyección continua de vapor es aún mejor como se muestra en la Figura 85, de factor de recobro. La alta producción de agua es lo que caracteriza este caso llegando a 140000 bbl al cuarto ciclo.

- El caso que presentó mejores resultados debido a una mayor acumulada de petróleo es el caso 8.1. En los cuatro ciclos de inyección, la producción natural es un 94.63%, menor en comparación a lo que registra la inyección de CO₂ con aromáticos con cerca de 194000 bbl. Esta proporcionalidad se mantiene hasta los diez años de estudio, donde los ciclos actuaron como una pre-estimulación, llegando a ser la producción de petróleo como proceso natural un 97% menos que la del caso 8.1.
- Con respecto a la respuesta de los ciclos como una pre-estimulación para la inyección continua de vapor, el caso 3.1 logró una mejor adaptación a esas circunstancias. Registró un incremento de 10.253% en el factor de recobro y el caso 8.1 es el que le sigue con 8.32%.

Recomendaciones

- Disponer de una prueba de hinchamiento por los solventes utilizados sobre una muestra de núcleo saturada con crudo pesado, esto con el objetivo de caracterizar e incluir esta información al modelo del fluido para la simulación.
- Realizar estos casos de estudio con un modelo de reservorio más detallado con respecto al dimensionamiento, es decir un mayor refinado en el mallado, para una evaluación más óptima.
- Considerar la posibilidad de incorporar heterogeneidad al reservorio con permeabilidades y porosidades diferentes, usualmente encontradas en este tipo de yacimientos de crudo pesado.
- Evaluar la factibilidad económica de todos los casos estudiados con el fin de descartar aquellos que no sean convenientes de llevar a cabo.
- Antes de descartar cualquier proceso de estimulación que se utilizó en este trabajo se recomienda observar el comportamiento de la viscosidad, siendo preferible utilizar una prueba de laboratorio con el solvente empleado y cargarla al simulador.
- Este tipo de trabajos se sugiere llevarlos a ejecución tipo escala en laboratorio, para así lograr resultados de acuerdo a la realidad y sobre todo enfocar a los estudiantes a investigaciones verdaderamente científicas.

Bibliografía.

1. Alvarado, D. A. y Banzér S. C. (2011). Recuperación Térmica de Petróleo. Caracas.
2. Bachu, S. (2003). Sequestration of CO₂ in geological media in response to Climate change: Capacity of Deep saline aquifers to sequester CO₂ in solution. Energy Conversion and Management.
3. Carl C., Robert K., Oilfield Review Invierno 2002 - 2003 in Spanish. Yacimientos de petróleo pesado.
4. ChemicalLogic Corporation. (1999). Phase diagram of carbón dioxide (CO₂).
5. Chopra. Schmitt. Batzle and Laurence. (2010). Heavy oils reservoirs characterization and production monitoring.
6. Colina, M. F. (2009). Evaluación del Proceso de Inyección Alterna de Vapor con Solventes en Pozos Horizontales en el Yacimiento Jobo 01, Campo Jobo 02, a través de la Simulación Numérica. Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui. Barcelona, España.
7. Computer Modelling Group, Ltda. (2010). Ajustando la Ecuación de Estado (EOS) de Peng Robinson para Cotejar un PVT de Petróleo Pesado Usando WinProp. Colombia
8. Computer Modelling Group, Ltda. (2010). Simulador de Procesos Avanzados y Aplicaciones Térmicas para Yacimientos. Guía para el Usuario STARS.
9. De la Rosa Hernández, A. A. (2015). Consorcio de Investigación y Desarrollo Tecnológico Aplicados a la Explotación de Crudos Pesados y Extrapesados. Universidad Nacional Autónoma de México.
10. Department of Energy & Climate Change (DECC). (2010). Optimization of CO₂ Storage in CO₂ Enhanced Oil Recovery Projects.
11. Douglas A. Castillo, C. B. (2002). Recuperación térmica de petróleo.
12. Fuentes I. Daniel. (2016). Co-Inyección de Vapor y CO₂ en Yacimientos Homogéneos. Instituto Politécnico Nacional. México.
13. González, P. I. y Villanueva, M. J. (2011). Método Predictivo para el Proceso de Recuperación de Aceite Pesado por Inyección de Vapor “Huff and Puff”. Universidad Nacional Autónoma de México.

14. Guerrero, P. A. y Zamora A. H. (2011). Evaluación de un Proceso de Estimulación con CO₂ Miscible Utilizando Simulación Numérica. Universidad Industrial de Santander. Colombia.
15. Hernández Belkis. (2009). Inyección de CO₂, después de Procesos Térmicos en Yacimientos de Crudos Pesados y Extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco. Universidad de Zulia, Venezuela.
16. Hussein A., Joao F., Shawn T., Oilfield Review Autumn 2006 in Spanish. La importancia del petróleo Pesado.
17. Jhon O. A., Jamal B. Oilfield Review Verano 2001. Mejoramiento de los yacimientos virtuales.
18. Klever O. Maiquiza P. (2008). Estudio de Recuperación Mejorada de Petróleo por Inyección de Agua Caliente en un Yacimiento de Crudos Pesados de un Campo del Oriente Ecuatoriano. Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.
19. Kohl, A. L. and R. B. Nielsen. (1997). Gas Purification. Gulf Publishing Company, Houston, USA.
20. Lamo A., Labari I., Lázaro M. y Granados, J. (2011). Termodinámica: Título de un vapor de Agua.
21. Marín G. Jesús E. (2002). Metodología para estimar presión mínima de miscibilidad mediante una ecuación de estado. Universidad Metropolitana, Caracas Venezuela.
22. Martínez V. Juan C. (2011). Producción en Frío de Crudos Pesados con Arenas (CHOPS). Universidad Nacional de México.
23. Méndez Q. Johnny A. (2009). Evaluación de la Recuperación de Petróleo por Inyección de CO₂ en el Yacimiento Bachaquero 01. Universidad del Zulia, Venezuela.
24. Metz, B. and Ogunlade, D. (2005). Carbon Dioxide Capture and Storage. Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press.
25. Moncada D. Davian A. (2015). Petróleos Pesados. Artículo de blog WordPress: Bombeo y Crudos Pesados.
26. Montes, I. A. (2016). Efectos de Pozos Térmicos sobre la Inyección Continua de Vapor en Yacimientos Homogéneos. Instituto Politécnico Nacional. Ciudad de México.
27. Mungan, N. (1981). Correlation for CO₂ Minimum Pressure as a Function of Temperature. Carbon Dioxide Flooding Fundamentals.

28. Pulido M. A. (2010). Métodos Alternos de Recuperación Mejorada. - Inyección de Aire. Universidad Nacional Autónoma de México.
29. Sebastian H. M. and Wenger R. S. (1985). Correlation of Minimum Miscibility Pressure for Impure CO₂ Streams. Article SPE 12648 PA.
30. Shedid S.A., Almehaideb R.A. (2005). Microscopic Rock Characterization and Influence of Slug size on Oil Recovery by CO₂ Miscible Flooding in Carbonate Oil Reservoir. Article SPE 97635.
31. Sierra M. D., Muñoz N. S. y Soto T. C. (2006). Simulación de un Piloto de Inyección Continua de Vapor usando Pozos Horizontales. Colombia.
32. Steve Olenick, F.A. Schroeder, H.K. Haines, and T.G. Monger-McClure, Marathon Oil Co. (1992). Cyclic CO₂ Injection for Heavy-Oil Recovery in Halfmoon Field: Laboratory Evaluation and Pilot Performance. Article SPE 24645.
33. Suarez D. Mario G. (2013). Criterios de Optimización de los Procesos de Inyección de Vapor. Universidad Nacional Autónoma de México.
34. Tadeo J. Jorge A. (2011). Tecnologías aplicables para la explotación de crudos pesados y extra pesados. Instituto Politécnico Nacional. Ciudad de México.
35. Uglyalcala. (2016.) Procesos de Desplazamiento (ICV, IAC, CES) para Yacimientos Pesados. Artículo de blog WordPress: information and truth.
36. Vera S. José A. (2011). Factibilidad de la aplicación de procesos térmicos en el yacimiento Lagsup Campo. Universidad del Zulia. Venezuela.