

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROCESO DE
INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR MEJORADO CON SOLVENTE APLICADO A
UN CRUDO COLOMBIANO**

KATHERINE ANDREA ARDILA MORALES

RUDDY RODRÍGUEZ PATIÑO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROCESO DE
INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR MEJORADO CON SOLVENTE APLICADO A
UN CRUDO COLOMBIANO**

KATHERINE ANDREA ARDILA MORALES

RUDDY RODRÍGUEZ PATIÑO

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
Ingeniero de Petróleos

Director

M.Sc., M.E SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

Co-Directora

M.Sc. ASTRID XIOMARA RODRÍGUEZ CASTELBLANCO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

DEDICATORIA

A mi Mami por ser la mejor amiga del mundo y dar todo cuanto pudo por formarme en todos los aspectos de la vida. Te amo como no imaginas.

A Fanny, Nona Alicia y Clarita por acompañarme de la manera más paciente y cariñosa, así como por estar al pendiente de que nada me hiciera falta nunca. Las adoro.

A Rudita por ser la mejor compañera y amiga durante toda esta etapa. A Yeye, Aleja y Liz, sin la compañía y el apoyo de las cuatro esto no hubiese sido posible. Las quiero mucho niñas.

A Fer, por convencerme de que soy capaz de hacer cualquier cosa que me proponga, por tantos cuidados, paciencia y momentos especiales. Tú sabes negro...

A todos mis verdaderos amigos y las personas que de una u otra forma pusieron su granito de arena para hacer de esto una realidad.

Katherine Ardila

DEDICATORIA

A Dios, por darme la fortaleza necesaria para asumir cada uno de los retos presentes en mi vida universitaria, por permitirme vivir esta etapa de la mejor manera, rodeada de las mejores personas.

A mis adorados padres, por brindarme todo su amor, apoyo y comprensión, por poner tanto empeño en mi formación tanto personal como profesional, por estar presentes en cada uno de mis logros y ser siempre mi mayor motor y motivo de orgullo. Los amo infinitamente.

A mi hemanito Tato, por estar siempre a mi lado, por hacerme reír, por motivarme en mis momentos de debilidad, por ser mi confidente, por aguantarme en mis noches de insomnio. Te Amo Hermano. A mis hermanos Carlos y Lorena por ser ese gran ejemplo a seguir.

A Silvia, la mejor amiga que alguien se pueda imaginar, gracias por apoyarme en todo, por alegrarme con tus bromas y por atender todas mis quejas y caprichos, te quiero mucho.

A Kathe por ser mi fiel compañía en estos dos años en GRM, por tolerar todas mis chocheras y restringirme los dulces. Love u.

A mis amigos incondicionales Yeye, Aleja, Kathe, Liz, Dani y Fer por cada experiencia vivida con uds, por traerme felicidad y ser mi segunda Familia.

A mis primitos Sulay, Betito y Yoha, por tantos momentos lindos y enseñanzas, son un gran apoyo en mi vida.

A mi ahijadita Valeria y a mis sobrinitos Santi y Sebas por robarme tantas sonrisas.

A toda mi familia, por ser mi gran motivación de salir adelante, por estar pendientes de mí en la distancia.

Ruddy Rodríguez Patiño

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander, la Escuela de Ingeniería de Petróleos y a su Planta Docente por guiarnos a lo largo de este proceso de aprendizaje y acogernos como parte de la comunidad académica.

Al Ingeniero Samuel Fernando Muñoz por incentivarnos a explorar y mostrar nuestro potencial como investigadoras en el campo del Recobro Mejorado, desde su posición de maestro y director.

A la Ingeniera Xiomara Rodríguez por su continuo apoyo y compromiso con la realización de este proyecto, por ser más que nuestra co-directora, una amiga.

Al Ingeniero Fernando Fajardo y a la Ingeniera Sindy Tarazona por estar al pendiente de nuestro trabajo, porque entre risa y risa, hicieron ameno nuestros momentos en GRM.

A todos nuestros compañeros del Grupo de Recobro Mejorado, especialmente a Sebastian, Raúl y Jesús por su apoyo y compañía durante el desarrollo del proyecto.

A todos los que de una u otra forma hicieron parte de nuestro proceso de formación...

NOMENCLAURA

PROPIEDAD	UNIDAD	Descripción
Tiempo	Días	Días
Masa	Lbm	Libra masa
Longitud	Ft	Pies
Caudal	Bbl/día	Barriles por día
Presión	psi – psia	Libras por pulgada cuadrada – Absoluta
Área	Acres	Acres
Volumen de líquido	Bbl – STB	Barriles y barriles estándar
Volumen de Gas	ft ³	Pies Cúbicos
Viscosidad	cP	Centipoises
Densidad	lb/ft ³	Libra por pie cúbico
Energía	BTU	Unidad térmica británica
Temperatura	°F	Grado Fahrenheit
Capacidad Calorífica	BTU/ft ³ *°F	BTU por cada pie cúbico por grado Fahrenheit
Conductividad Térmica	BTU/ft*día*°F	BTU por cada pie por día por grado Fahrenheit
Compresibilidad	psi ⁻¹	Uno sobre psi
Permeabilidad	mD	Milidarcies
Volumen de Vapor de Inyección	Bbl equivalentes	Barriles equivalentes de agua
Relación Vapor-Aceite (SOR)	Bbl equivalentes/Bbl	Barriles equivalentes de agua por barril de aceite
Composición	%	Porcentaje (molar y volumen)
Saturación	*	Fracción Volumétrica
Calidad del Vapor	%	Porcentaje
Entalpía	BTU/lbm	BTU por libra masa
Moneda	USD - \$	Dólar americano
Factor de Recobro	%	Porcentaje

TABLA DE CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCIÓN.....	20
1. INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR MEJORADA CON SOLVENTES.....	22
1.1. INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	22
1.2. MÉTODOS DE INYECCIÓN HÍBRIDA	28
1.3. ANTECEDENTES DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR MEJORADO CON SOLVENTES.....	33
1.4. FUNCIONAMIENTO DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR MEJORADO CON SOLVENTES	39
1.5. PARÁMETROS QUE AFECTAN LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR MEJORADO CON SOLVENTES	45
1.5.1. PARÁMETROS DE YACIMIENTO.....	46
1.5.2. PARÁMETROS OPERACIONALES	53
2. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE FLUIDOS	59
2.1. CARACTERIZACION DEL CRUDO MUERTO	59
2.1.1. AJUSTE DE LA DENSIDAD DEL CRUDO MUERTO	60
2.1.2. AJUSTE DE LA VISCOSIDAD DEL CRUDO MUERTO.....	61
2.1.3. FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL ACEITE MUERTO	62
2.1.4. DENSIDAD DEL ACEITE MUERTO	63
2.1.5. VISCOSIDAD DEL ACEITE MUERTO	64
2.2. CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO CON GAS	65
2.2.1. FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL ACEITE CON GAS	67
2.2.2. DENSIDAD DEL ACEITE CON GAS	68
2.2.3. VISCOSIDAD DEL ACEITE CON GAS	68
2.3. CARACTERIZACIÓN DEL SOLVENTE	70

3.	DESARROLLO DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN CANDIDATO A INYECCION CÍCLICA DE VAPOR	75
3.1.	CONSTRUCCIÓN DEL MODELO BASE CONCEPTUAL.....	75
3.2.	DEFINICIÓN DEL ENMALLADO	77
3.3.	PROPIEDADES DEL YACIMIENTO.....	81
3.4.	CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO Y DE LA ROCA.....	83
3.5.	PROPIEDADES TÉRMICAS DE LA ROCA	87
3.6.	PRODUCCIÓN EN FRIO DEL MODELO.....	88
3.7.	SELECCIÓN DE PARAMETROS OPERACIONALES PARA LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	91
3.8.	OPTIMIZACIÓN DEL CASO BASE EN CMOST	97
4.	IMPLEMENTACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR MEJORADO CON SOLVENTE.....	105
4.1.	ESCENARIO ÓPTIMO DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	105
4.2.	SENSIBILIDAD DEL ESQUEMA DE INYECCIÓN DEL SOLVENTE	111
4.2.1.	SENSIBILIDAD DE LA UBICACIÓN DEL INICIO DE LOS CICLOS MEJORADOS.....	114
4.2.2.	SENSIBILIDAD DE LA CONTINUIDAD	122
4.2.3.	SENSIBILIDAD DEL NÚMERO DE CICLOS	131
4.3.	SENSIBILIDAD DE LA CONCENTRACIÓN DEL SOLVENTE.....	137
5.	EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR MEJORADO CON SOLVENTE	141
5.1.	INVERSIÓN INICIAL DEL PROYECTO.....	145
5.2.	INGRESOS	145
5.3.	EGRESOS.....	146
5.3.1.	COSTO DE GENERACIÓN DEL VAPOR:.....	146
5.3.2.	COSTO DEL SOLVENTE:.....	147
5.3.3.	COSTO DE LEVANTAMIENTO:.....	148
5.4.	EVALUACIÓN FINANCIERA.....	148

6. CONCLUSIONES.....	153
7. RECOMENDACIONES	155
BIBLIOGRAFÍA.....	156
ANEXOS	164

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1: Esquema de la Inyección Cíclica de Vapor	23
Figura 2: Esquema de la Producción de Aceite para la Inyección Cíclica de Vapor	27
Figura 3: Clasificación de las Técnicas Híbridas	30
Figura 4: Esquema de la Técnica VAPEX.....	31
Figura 5: Esquema de la Inyección Durante la técnica LASER	32
Figura 6: Cámara de Vapor con Solvente	36
Figura 7: Aceite Acumulado vs. Tiempo.....	38
Figura 8: Esquema de la Inyección Cíclica de Vapor Mejorado con Solvente	41
Figura 9: Transferencia de Masa en el Borde de la Cámara de Vapor-Solvente	42
Figura 10: Comportamiento de la Relación Aceite Vapor Vs la Relación Arena - Arcilla .	48
Figura 11: Efecto del Daño a la Formación en la Inyección Cíclica de Vapor Mejorado con Solventes.....	49
Figura 12: Comportamiento de la Relación Aceite Vapor Vs la Viscosidad del Aceite	50
Figura 13: Factor Volumétrico de Formación del Aceite Muerto Vs Presión.....	63
Figura 14: Densidad del Aceite Muerto Vs Presión	64
Figura 15: Viscosidad del Aceite Muerto Vs Temperatura.....	65
Figura 16: Factor Volumétrico del Aceite con Presencia de Gas Vs Presión.....	69
Figura 17: Densidad del Aceite con Presencia de Gas Vs Presión	69
Figura 18: Viscosidad del Aceite con Presencia de Gas Vs Temperatura	70
Figura 19: Modelo de 10 Acres	78
Figura 20: Caída de Presión de los Modelos de 4, 10 y 12 Acres	79
Figura 21: Modelo Estático Establecido	80
Figura 22: Permeabilidad Relativa Agua – Aceite	86
Figura 23: Permeabilidad Relativa Gas – Líquido	87
Figura 24: Sensibilidad de la Presión de Fondo Fluyendo – Presión Promedio Vs Tiempo	90
Figura 25: Sensibilidad de la Presión de Fondo Fluyendo – Factor de Recobro Vs Tiempo	90
Figura 26: Sensibilidad de la Presión de Inyección – Factor de Recobro Vs Tiempo	93
Figura 27: Sensibilidad de la Tasa de Inyección – Factor de Recobro Vs Tiempo	95
Figura 28: Sensibilidad de la Tasa de Inyección – Relación Vapor Aceite Vs Tiempo ...	96
Figura 29: Factor de Recobro y Relación Vapor Aceite Vs Tiempo, Caso Base.....	96
Figura 30: Distribución de Casos Óptimos en CMOST	100
Figura 31: Histograma de Frecuencia de los Tiempos de Inyección, Remojo y Producción	101
Figura 32: Histograma de Frecuencia, Número de Ciclos	102
Figura 33: Casos Óptimos para la Inyección Cíclica de Vapor.....	103
Figura 34: Factor de Recobro de los Cinco Mejores Casos	104

Figura 35: Tasa de Inyección de Agua Vs Tiempo – Caso Base Óptimo	108
Figura 36: Tasa de Producción de Aceite y Presión Promedio Vs Tiempo – Caso Base Óptimo.....	109
Figura 37: Factor de Recobro del Aceite Vs Tiempo – Caso Base Óptimo	110
Figura 38: SOR vs Tiempo – Caso base óptimo	111
Figura 39: Factor de Recobro Vs Tiempo – Casos 1 a 8.....	116
Figura 40: Factor de Recobro Ampliado Vs Tiempo, Casos 1 al 8	117
Figura 41: Relación Vapor Aceite Vs Tiempo – Casos 1 a 8.....	119
Figura 42: Relación Vapor Aceite Vs Tiempo – Casos 1 a 8 - Ampliada	120
Figura 43: Relación Vapor Aceite Vs Factor de Recobro – Casos 1 a 8	121
Figura 44: Relación Vapor Aceite Vs Factor de Recobro – Casos 1 a 8 - Ampliada.....	122
Figura 45: Factor de Recobro Vs Tiempo Casos 9 a 15.....	124
Figura 46: Factor de Recobro Ampliado Vs Tiempo, Casos 9 al 15	125
Figura 47: Relación Vapor Aceite– Casos 9 a 15 – Ampliada	126
Figura 48: Factor de Recobro Vs Tiempo – Casos Seguidos e Intercalados.....	129
Figura 49: Factor de Recobro versus Tiempo – Casos Seguidos e Intercalados - Ampliada	130
Figura 50: Relación Vapor Aceite Producido versus Tiempo – Casos Seguidos e Intercalados - Ampliada	131
Figura 51: Factor de Recobro Vs Tiempo – Casos 1, 16 al 20.....	133
Figura 52: Relación Vapor Aceite Vs Tiempo – Casos 1, 16 al 20	135
Figura 53: Relación Vapor Aceite Vs Tiempo – Casos 1, 16 al 20	135
Figura 54: Factor de Recobro Vs Tiempo – Sensibilidad Concentración de Solvente ...	138
Figura 55: Relación Vapor Aceite Vs Tiempo – Sensibilidad Concentración de Solvente	139
Figura 56: Efecto de la Concentración del Solvente en la TIR	150
Figura 57: Efecto de la Concentración de Solvente en el PAYBACK	150

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Composición del Crudo Muerto	60
Tabla 2: Valores Experimentales de la Viscosidad de Crudo Muerto.....	61
Tabla 3: Valores Ajustados de la Viscosidad de Crudo Muerto	62
Tabla 4: Composición del Gas	66
Tabla 5: Propiedades del Hexano	72
Tabla 6: Propiedades del Yacimiento	82
Tabla 7: End Points para las Curvas de Permeabilidad Relativa	85
Tabla 8: Propiedades Térmicas de la Roca y de los Fluidos	88
Tabla 9: Propiedades Termodinámicas del Vapor Saturado.....	94
Tabla 10: Variación de los Parámetros de Optimización	97
Tabla 11: Esquema de Inyección Cíclica de Vapor	107
Tabla 12: Casos para la sensibilidad de la ubicación de los ciclos mejorados.....	114
Tabla 13: Factor del Recobro al termino de los 10 ciclos – Caso 1 a 8	118
Tabla 14: Relación Vapor Aceite Producido al termino de los 10 ciclos – Caso 1 a 8....	121
Tabla 15: Casos para la sensibilidad de la continuidad de los ciclos mejorados	123
Tabla 16: Factor del Recobro al termino de los 10 ciclos – Caso 9 a 15	124
Tabla 17: Relación Vapor Aceite Producido al termino de los 10 ciclos – Caso 9 a 15..	127
Tabla 18: Factor del Recobro al termino de los 10 ciclos – Casos con últimos ciclos mejorados.....	128
Tabla 19: Casos para la sensibilidad del número de ciclos mejorados	132
Tabla 20: Factor del Recobro al termino de los 10 ciclos – Caso 1 y 16 a 19.....	134
Tabla 21: Relación Vapor Aceite Producido al termino de los 10 ciclos – Caso 1 y 16 a 19	136
Tabla 22: Distribución de Volumen de Solvente – Sensibilidad Concentración	137
Tabla 23: Factor de Recobro - Sensibilidad Concentración de Solvente	139
Tabla 24: Precio del Barril de Crudo.....	145
Tabla 25: Variables económicas influyentes en la generación de un millón de BTU.....	147
Tabla 26: Costo de Adquisición del Solvente	148
Tabla 27: Resultados de la Evaluación Financiera de la Adición de Solvente	151

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A: MODELO DE FLUIDOS CON SOLVENTE	164
--	------------

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR MEJORADO CON SOLVENTE APLICADO A UN CRUDO COLOMBIANO

AUTORES: KATHERINE ANDREA ARDILA MORALES, RUDDY RODRÍGUEZ PATIÑO

PALABRAS CLAVE: Crudos pesados, Recuperación Térmica, Inyección de Vapor, Solventes, Optimización

Debido al agotamiento de las reservas de tipo convencional, la industria se ha visto motivada a rediseñar las técnicas de recobro térmico utilizadas para facilitar la explotación de crudos pesados, que recientemente se consideran como un recurso con el potencial de ayudar a suplir la demanda energética mundial.

La inyección cíclica de vapor es considerada como una técnica exitosa y de aplicación sencilla en comparación con otros procesos de recobro térmico. Sin embargo, en ciertas ocasiones no es aplicable debido al costo que implica la generación del vapor. De esta manera, la adición de solventes a la corriente de vapor surge como una alternativa para disminuir su requerimiento energético.

Esta investigación plantea la implementación de una técnica de inyección cíclica de vapor mejorado con solventes en un yacimiento de crudo pesado colombiano y su evaluación técnica usando como criterio el factor de recobro. Para lograrlo, fue necesaria la elaboración de un modelo de fluidos que permitiese la interacción entre el aceite en yacimiento y el solvente seleccionado, partiendo de varios casos de aplicación y pruebas de laboratorio reportados en la literatura.

Para observar el comportamiento de la producción en frío en un pozo, que posteriormente fue sometido a diez ciclos de inyección de vapor y solvente, se utilizó simulación numérica de yacimientos. En este procedimiento se realizaron optimizaciones de parámetros operacionales relacionados tanto con los procesos del vapor como los del solvente.

Así mismo se incluye un análisis de resultados de la aplicación de los ciclos mejorados con solvente, desde un punto de vista técnico y financiero al evaluar el efecto que tiene la reducción en la relación vapor aceite sobre la rentabilidad. De acuerdo a estos análisis la adición de hexano puro a la corriente de vapor no beneficia financieramente el proceso en un yacimiento de crudo pesado colombiano.

*Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro, Codirectora: M.Sc. Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL EVALUATION OF THE IMPLEMENTATION OF A SOLVENT ENHANCED CYCLIC STEAM INJECTION PROCESS APPLIED TO A COLOMBIAN CRUDE OIL

AUTORS: KATHERINE ANDREA ARDILA MORALES, RUDDY RODRÍGUEZ PATIÑO

KEYWORDS: Heavy Oil, Thermal Recover, Steam Injection, Solvents, Optimization

Due to the depletion of conventional type reserves, industry has been motivated to redesign thermal recovery techniques used to facilitate the exploitation of heavy oil, which is recently considered as a resource with the potential to supply a substantial part of demand world energy.

Cyclic steam injection is considered as a successful and simple application technique in comparison with other processes of thermal recovery. However, sometimes it is not applicable due to the cost of steam generation. Thus, the addition of solvents to the steam stream is an alternative to reduce the energy requirement of the cyclic steam injection.

This research proposes the implementation of an improved with solvent cyclic steam injection in a Colombian heavy oil reservoir and its technical evaluation using the recovery factor as criteria. To achieve this, was necessary to develop a fluid model that would allow the interaction between the crude oil in reservoir and the selected solvent based on a number of applications and laboratory tests reported in the literature.

Numerical reservoir simulation was used to observe the behavior of cold production in a well, which was subsequently subjected to ten cycles of steam and solvent co-injection. In this procedure, the optimization of operational parameters related with steam and solvent were made

Furthermore the research include results analysis of the application of improved solvent cycles, ranging from technically and financially to assess the effect of the reduction in steam oil ratio on profitability. According to this analysis, the addition of pure hexane to steam stream does not benefit economically the process into a Colombian heavy oil.

*Work Degree

** Faculty of Physicochemical's Engineering, School of Petroleum Engineering

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro, Codirectora: M.Sc. Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco

INTRODUCCIÓN

La inyección cíclica de vapor se define como un método de recobro térmico aplicado a yacimientos de crudo pesado, cuya presión promedio asegure que existe la suficiente energía para permitir el aumento en la producción de hidrocarburos, de manera que se supere el factor de recobro proporcionado por la producción en frío a causa de una disminución en la viscosidad del crudo.

Esta técnica aporta mejoras significativas en la producción durante los primeros ciclos. Sin embargo, en etapas tardías disminuye la presión del yacimiento y aumenta la relación vapor aceite afectando la eficiencia térmica del proceso. De la misma manera, el requerimiento de una mayor cantidad de vapor, incrementa los costos de los proyectos dificultando su aplicación.

La adición de solventes a los procesos de inyección de vapor se considera como una alternativa para mitigar este problema. Esto se debe a que los procesos con solventes fortalecen el drenaje gravitacional que se presenta en los últimos ciclos de inyección al diluir el crudo que se encuentra en los bordes de la cámara de vapor. A pesar de que el efecto de dilución es lento al reducir la viscosidad en comparación a la transferencia de calor del vapor, su utilización cumple con la función de reducir el requerimiento energético obteniendo factores de recobro similares.

La aplicación de procesos híbridos, es decir de vapor con solvente, en yacimientos colombianos, no se ha estudiado lo suficiente como para determinar su viabilidad técnica, probablemente debido a la dificultad en la reproducción del efecto que aportan las técnicas térmica y química combinadas. Debido a esto, la presente investigación

tuvo por objetivo analizar el comportamiento de la inyección cíclica de vapor mejorado con solvente desde un punto de vista técnico utilizando simulación numérica de yacimientos.

En primer lugar, fue necesario elaborar un modelo con características de roca y fluido pertenecientes a un yacimiento de crudo pesado colombiano, considerado como candidato a un proceso de inyección cíclica de vapor y a su posterior mejoramiento al agregar el solvente. Entre estas características, la más importante es la capacidad del crudo para interactuar con el solvente seleccionado, la cual se obtuvo mediante la creación de un modelo de fluidos que incluyera fracciones de aceite y de solvente.

Al aplicar la inyección de vapor se realizaron sensibilizaciones a los parámetros operacionales más influyentes con el fin de obtener un escenario óptimo para la inclusión del solvente. Este escenario cuenta con diez ciclos de vapor, de los cuales se mejoraron entre 2 y 9 ciclos utilizando 6% en volumen de hexano puro, para determinar la cantidad total de solvente que aportaba los mayores incrementos en el factor de recobro.

Por último se realizó una evaluación financiera que permitiera comparar el caso de mejor aporte al factor de recobro con los casos con una mayor cantidad de ciclos mejorados, lo que permitió concluir que la implementación de una técnica híbrida no solo depende de la producción, sino también de la relación vapor aceite como factor determinante en la rentabilidad.

1. INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR MEJORADA CON SOLVENTES

Históricamente, los yacimientos de crudo pesado alrededor del mundo tenían un factor de recobro de 5% del aceite original en sitio antes de la aparición de los métodos de recuperación térmica.¹ Las tasas de producción declinan a medida que la energía del yacimiento se agota y este se depleta. En algunos pozos las tasas disminuyen por acumulación de parafinas y asfaltenos alrededor del área perforada, y para solucionar este problema se inyectaban baches de fluidos como el kerosene o el vapor a altas temperaturas, cuyo efecto incrementaba la producción inmediatamente. Este proceso de tratamiento al daño en el pozo permitió descubrir los efectos de la inyección cíclica de vapor.

1.1. INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

La inyección cíclica de vapor fue aplicada por primera vez accidentalmente en 1959 en el campo Mene Grande ubicado en Venezuela. El pozo en el que se inyectó vapor, el cual nunca había producido petróleo, tuvo una tasa de 100 a 200 Bbl de aceite por día tras la estimulación. Desde entonces la técnica se ha convertido en la más aplicada cuando se trata de recuperación térmica, pues a diferencia de otras, el incremento en la producción es un resultado que se observa en un periodo corto.

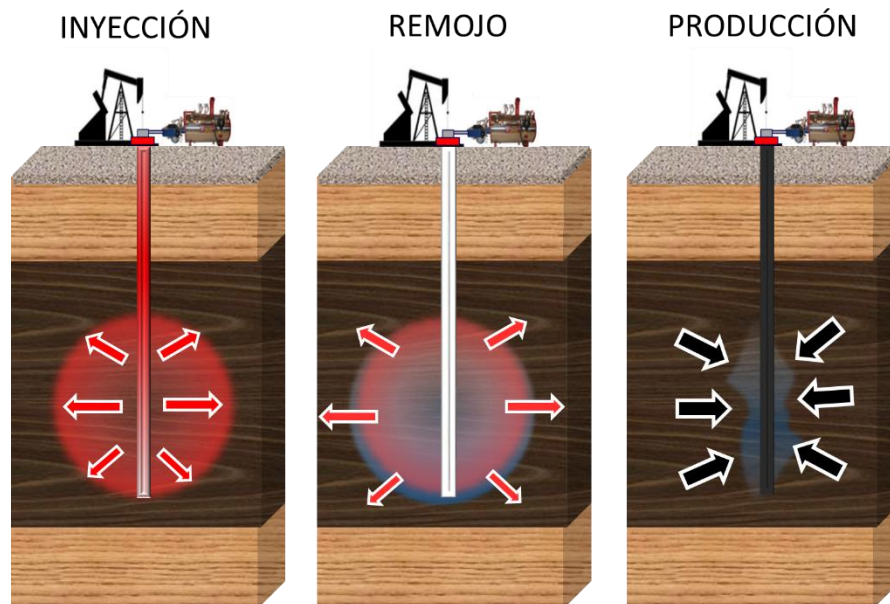
En la aplicación original de esta técnica a yacimientos de crudos muy pesados o bituminosos, se utiliza un solo pozo vertical que actúa como inyector y productor en las diferentes etapas que se observan en la Figura 1. En la primera etapa se

¹ GREEN D.W., WILLHITE G.P., Universidad de Kansas, "Enhanced Oil Recovery", Richardson-Texas, 1998. Página 310

realiza inyección de vapor por un periodo de 2-4 semanas, tras las cuales el pozo se cierra en la etapa de remojo con la finalidad de que el vapor ceda su calor a la formación y especialmente al crudo. Esta etapa de la inyección cíclica de vapor ha tenido gran controversia, debido a que varios autores sugieren que el pozo se debería abrir a producción inmediatamente después de la inyección, mientras otros indican que un periodo corto de remojo es necesario. El beneficio de la existencia de un periodo de remojo depende de las características del yacimiento.

Se han publicado estudios de campo que confirman que el periodo de remojo corto es beneficioso en casos específicos, sin embargo no es recomendable que este se extienda pues existe el riesgo de enfriamiento del crudo.²

Figura 1: Esquema de la Inyección Cíclica de Vapor



² ADAMS, R.H., and KAHN, A.M.: "Cyclic Steam Injection Project Performance Analysis and Some Results of a Continuous Steam Displacement Pilot", J. Pet. Tech (Enero 1969)

Al analizar la polémica se examinan los dos casos extremos: cerrar el pozo durante un periodo considerable de tiempo o abrirlo a producción una vez finalice la inyección.

En el primer caso, al cerrar el pozo se da la condensación del vapor, permitiendo que el calor latente sea transferido a la roca y los fluidos, de tal manera que así se tengan pérdidas de calor, este será empleado efectivamente para calentar la formación. Sin embargo, en este caso la presión de la zona declinará rápidamente al cabo de unos días, y por tanto la energía de expansión del vapor no estará disponible para actuar como mecanismo de empuje del crudo. Si el yacimiento no posee cierta energía en forma de presión, la gravedad sería la única manera de extraer el petróleo calentado.

Por otra parte, si el pozo es abierto a producción una vez finalizada la inyección, gran parte de la energía del vapor estará disponible para la producción del crudo. Sin embargo un considerable porcentaje de vapor inyectado será producido con el petróleo y como consecuencia, la eficacia del uso del vapor será baja, es decir, la transferencia del flujo de calor a la matriz de roca y a los fluidos será pobre.³

Por lo tanto, un periodo de remojo se considera como deseable siempre y cuando este no exceda cierto límite de tiempo de agotamiento de la energía suministrada por el vapor. Es recomendable monitorear la presión, pues este es el mayor indicador del momento en que se debe abrir el pozo a producción.

³ FAROUQ ALI, S.M.: "Oil Recovery by Steam Injection". Producers Publishing Company, INC. Bradford, Pennsylvania, 1970

A mayor movilidad del crudo, los tiempos de remojo tienden a ser menores, considerando como apropiados de 2 a 4 días para una aplicación en un crudo colombiano. Sin embargo se debe tener en cuenta que este comportamiento varía de yacimiento a yacimiento en función de factores como la viscosidad, profundidad, presión de yacimiento y espesor de la formación.

Luego de que el vapor ha cedido su calor, el pozo se abre de nuevo a producción, de manera que las tasas incrementan drásticamente debido a la reducción en la viscosidad del crudo que aporta la transferencia de calor y el efecto de re-presurización en las vecindades del pozo.

El principal mecanismo de recuperación de crudo en un proceso de inyección de vapor varía en función del yacimiento.⁴ Generalmente se consideran dos casos: Yacimientos con presión moderada que producen a bajas tasas debido a la alta viscosidad del crudo. En este caso la inyección origina una zona calentada de baja viscosidad la cual resulta en un aumento de la producción de petróleo bajo la presión diferencial existente. Por su parte, yacimientos con energía muy baja (poca presión) que suelen ser crudos muy pesados o arenas bituminosas, en los cuales la producción se da principalmente por drenaje por gravedad.

Para los dos casos, el beneficio que aporta la inyección de vapor es la disminución en la razón de movilidad agua-petróleo, debido a la reducción de la viscosidad por el aumento en la temperatura. Una vez que la movilidad mejora, los mecanismos que permiten el empuje del crudo hacia los pozos son los siguientes:

⁴ BANZER, C. Recuperación Térmica de Petróleo. Universidad del Zulia

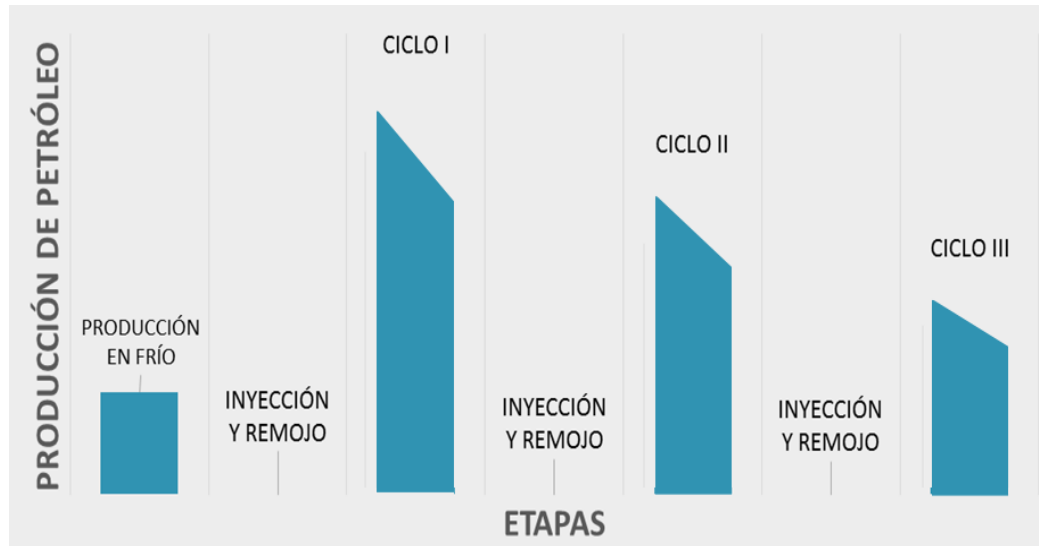
- Presión del yacimiento (en caso de que exista)
- Drenaje por gravedad
- Compactación de la roca del yacimiento
- Expansión del vapor no condensado
- Expansión térmica del petróleo
- Efecto de la temperatura sobre las permeabilidades relativas
- Emulsiones

Una vez inyectado, el pozo producirá a una tasa mayor por cierto periodo, generalmente hasta alcanzar valores de la tasa de producción en frío de acuerdo a su declinación primaria. Como es de esperarse, el ciclo de producción en caliente es función de la respuesta del yacimiento al proceso de inyección de vapor.

La respuesta a la producción después del primer ciclo suele ser de 8 a 10 veces mayor que la producción en frío. La duración de los ciclos sucesivos tiene un menor efecto como se observa en la Figura 2. La razón por la cual el primer ciclo muestra mejor respuesta por parte del yacimiento es explicada por dos efectos principales debidos a la inyección de vapor: la reducción de la viscosidad y la reducción del daño en la cara de pozo. Un tercer efecto es el gradiente de presión causado por la inyección de vapor, el cual tiende a ser el mismo para los ciclos sucesivos mientras que la reducción en la viscosidad y el efecto de limpieza del pozo disminuye.⁵

⁵ CARCOANA A.: " Applied Enhanced Oil Recovery"

Figura 2: Esquema de la Producción de Aceite para la Inyección Cíclica de Vapor



Con el paso del tiempo de producción, la temperatura de la zona calentada disminuye a medida que se extraen los fluidos calientes y que aumentan las pérdidas por conducción hacia las zonas adyacentes a la arena estimulada. Las tasas de aceite declinan como producto de este enfriamiento y de la alta viscosidad en los fluidos remanentes. Cuando la tasa cae hasta cierto límite económico, se inicia el siguiente ciclo de estimulación, teniendo en cuenta que a medida que transcurren los ciclos el porcentaje de aceite recuperado será menor.

Normalmente, las relaciones de agua-aceite son bastante altas cuando el pozo es devuelto a producción, sin embargo, estas disminuyen antes de alcanzar el pico máximo de la tasa de aceite. En cuanto a la tasa de aceite, luego de un tiempo de tener abierto el pozo productor, se alcanzan valores cercanos a los de la producción en frío.

El objetivo principal de un proceso de estimulación de vapor es transportar la energía térmica a la formación y permitir al vapor intercambiar calor con los fluidos

de yacimiento. En este proceso la matriz rocosa actúa como un intercambiador, que no solo reduce la viscosidad del aceite que fluye a través del volumen de roca calentado, sino que también estimula el desprendimiento de gas nativo, proporcionando fuertes mecanismos de empuje por gas en solución adicionales.⁶

La inyección cíclica de vapor gana popularidad debido a la relativa sencillez de su aplicación, de la baja inversión inicial y el pronto retorno de la misma. Así mismo se concibe como un precursor a la inyección continua en yacimientos en los cuales se tiene un bajo espaciamiento e interferencia entre pozos. Sin embargo esta última implica mayores costos, especialmente en la generación del vapor, y se aplica cuando los yacimientos están agotados. Por tanto, es más rentable extender la vida útil de la inyección cíclica, siempre y cuando la energía de yacimiento sea suficiente para seguir llevando a cabo el proceso.

1.2. MÉTODOS DE INYECCIÓN HÍBRIDA

El mayor inconveniente en la explotación de crudos pesados corresponde a la baja movilidad que estos presentan a condiciones de yacimiento, debida principalmente a su alta viscosidad. Con la finalidad de aumentar la movilidad del crudo y facilitar su drenaje, se han aplicado técnicas de efecto térmico, como la inyección de vapor o de aire, y técnicas con efecto químico como la inyección de diluyentes.

La técnica más aplicada y con mayor porcentaje de éxito en la reducción de la viscosidad es la inyección de vapor, ya sea de manera cíclica, continua o asistida por drenaje gravitacional. Sin embargo, su aplicación en campo implica altos

⁶ ROLAND P. LEAUTE, KATHY E. CORRY, B. KARL PUSTANYK, Exxonmobil, Patente US6708759 B2, Marzo 23 de 2004

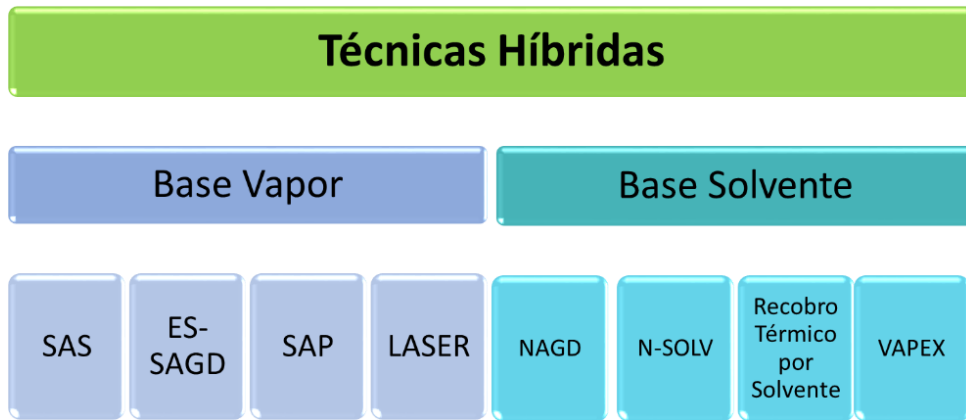
costos de generación de vapor, además de otros problemas como la producción de gases de efecto invernadero y el tratamiento de agua, como procesos inherentes al acondicionamiento del fluido para ser inyectado.

Cuando el costo de generación de vapor es muy alto, en comparación a la ganancia que se obtiene por el crudo producido como consecuencia de la inyección, se dice que se tienen valores de SOR (Steam-Oil Ratio) o relación vapor aceite que superan el límite económico. Debido a esto, al considerar la inyección de vapor como método para explotar crudos pesados, se debe tener en cuenta la relación costo-beneficio del proceso, es decir, obtener los mayores factores de recobro a los menores valores de SOR posibles.

Por otra parte, los solventes son más utilizados en el transporte de crudo que como técnica de recobro mejorado. Sin embargo, la dilución de un crudo en superficie para tratarlo hasta poder bombearlo requiere la adición de hasta un 30% en volumen de diluyente, lo cual también implica altos costos.

Con el objetivo de reducir el SOR, surgen los métodos de inyección híbrida, es decir de vapor con solvente, como una técnica emergente que busca disminuir la viscosidad del crudo reduciendo parcialmente algunos de los problemas relacionados con la inyección de vapor. Estos pueden ser de base solvente o de base vapor dependiendo del fluido que mayor aporte realice a la reducción de la viscosidad. Los más conocidos se observan en la Figura 3.

Figura 3: Clasificación de las Técnicas Híbridas



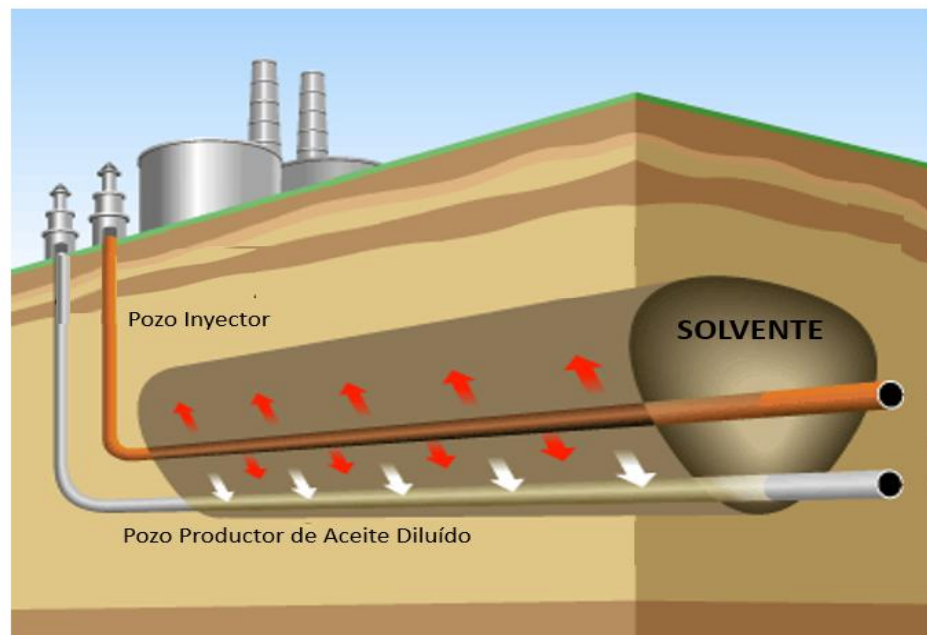
De manera breve, los dos principales tipos de técnicas híbridas se describen a continuación.

- **Mecanismos de base solvente:** Son considerados como procesos de acción lenta frente a los térmicos, es decir, el proceso de reducir la viscosidad requiere un mayor tiempo, por lo cual las tasas de producción y el factor de recobro serán menores si se comparan con la inyección de vapor para un mismo periodo.

Entre los mecanismos de base solvente el más conocido es VAPEX o Vapour Extraction (Figura 4), cuya aplicación consiste en la inyección de propano, butano o su mezcla con un gas no condensable a la temperatura original de yacimiento mediante un pozo horizontal. Este proceso fue presentado por Butler y Mokrys (1991), es altamente eficiente utilizando menos del 5% de energía que el SAGD pero su principal desventaja es el costo del solvente y el tiempo que tarda en drenar el crudo.

Otras técnicas utilizan otro tipo de solventes, como la nafta en NAGD, o gas propano en N-SOLV. También se puede considerar como un proceso de base solvente aquel que utiliza una menor proporción de vapor para acondicionar el solvente en la corriente de inyección.

Figura 4: Esquema de la Técnica VAPEX



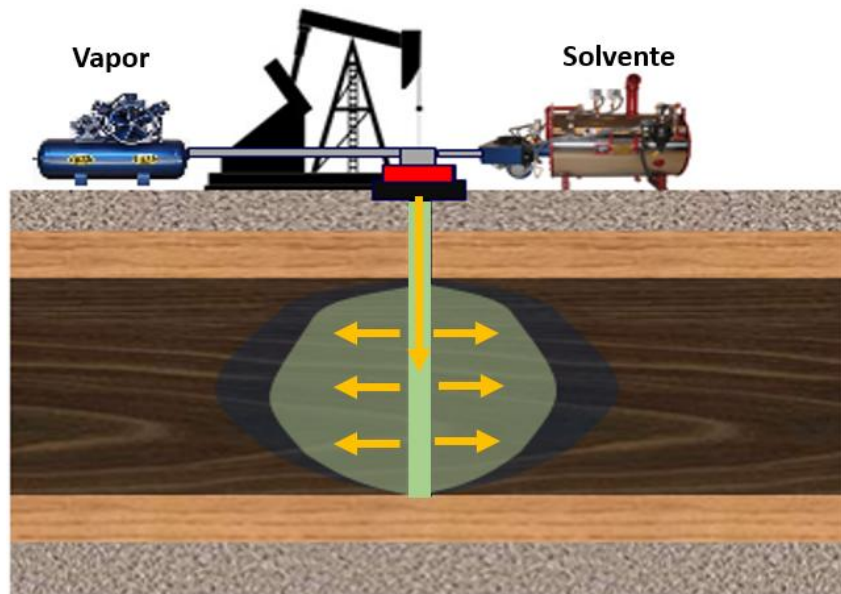
Fuente: Oil Sands Development Utilizing the SAGD Process

- **Mecanismos de base vapor:** Inducen una producción acelerada en comparación a los de base solvente, es decir, requieren menores tiempos para alcanzar la reducción de viscosidad esperada. La mayoría de las técnicas se aplican como modificación del proceso de SAGD, es decir mediante pozos horizontales y realizando inyección de baches de solvente que se adicionan a la corriente continua de vapor. La diferencia entre estas

técnicas suele ser el tipo de solvente utilizado o los parámetros operacionales seleccionados.

Entre las técnicas que no utilizan pozos horizontales se encuentra LASER (Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery) la cual consiste en un mejoramiento a la inyección cíclica de vapor, especialmente aplicada a los últimos ciclos con el fin de extender su vida útil y disminuir el SOR en los ciclos posteriores. Un esquema de la etapa de inyección se observa en la Figura 5.

Figura 5: Esquema de la Inyección Durante la técnica LASER



La inyección cíclica de vapor considerada en esta investigación se asemeja a la técnica LASER, con la diferencia de que en este caso los parámetros

operacionales y el solvente se adaptaron al crudo de un yacimiento colombiano.

Las altas tasas de producción, la disminución en la relación vapor-aceite (SOR), el aumento de la productividad del pozo y el aumento de la recuperación de petróleo final son los resultados esperados en este proceso que combina la inyección cíclica de vapor con la inyección de un solvente seleccionado. Además de esto, el solvente también provee una mayor estabilidad de la cámara que se forma al inyectar el vapor, favoreciendo el drenaje por gravedad de los fluidos calientes y diluidos.

1.3. ANTECEDENTES DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR MEJORADO CON SOLVENTES

El desarrollo de técnicas de inyección híbridas de base solvente se basa en investigaciones relativamente recientes teniendo en cuenta que el uso de diluyentes en la industria es una práctica arraigada y común cuando se explotan crudos pesados.

Dado el creciente interés por la explotación de este tipo de crudos en los últimos años, los procesos de inyección de vapor necesitan de la inclusión de nuevas tecnologías que permitan el aprovechamiento de la energía que se suministra al yacimiento. La adición de solventes hidrocarburos a la corriente de vapor surge como una de estas tecnologías y sus diferentes formas de aplicación se han venido estudiando alrededor del mundo desde los años 80. A continuación se presentan algunas de las investigaciones más relevantes en el desarrollo específicamente de la técnica de inyección cíclica de vapor mejorado con solvente:

- En 1984, Texaco describe un método en el que los solventes utilizados son hidrocarburos de butano a octano sobrecalentado para la recuperación de petróleo viscoso. Su aplicación de laboratorio se llevó a cabo en arenas bituminosas de Utah, pero la prueba nunca se llevó a campo.⁷
- En 1985, Cook describe el efecto de combinar un método térmico con el proceso químico aportado por el gas. Sin embargo, su método utiliza un proceso de combustión *in situ* para transmitir calor a la formación y dióxido de carbono como solvente. Es decir, no utiliza inyección directa del solvente, sino evalúa el efecto de una combustión *in situ* con grandes cantidades de productos gaseosos⁸.
- En 1985, Islip y Shuh describen en la Patente de EE.UU. N^o 4.513.819 un proceso asistido por solvente que se inyecta a intervalos⁹. Basándose en simulaciones numéricas de modelos radiales de dos dimensiones que proponen un proceso de inyección continua de vapor con ciertos ciclos de solvente. El proceso que representaban requiere que exista una zona de comunicación térmica situada en la parte inferior de la formación, así mismo los pozos de producción se deben completar cerca de la parte superior de la formación. La relación de solvente-vapor está entre 2 y 10 por ciento en volumen para mejorar la inyección continua.

⁷ ALLEN JOSEPH C., GILLESPIE ROBERT E., BURNETT DAVID B., Texaco Inc., Patente US4450913 A, Mayo 29 de 1984.

⁸ COOK EVIN L., Mobil Oil Corporation, Patente US4498537 A, Febrero 12 de 1985.

⁹ ISLIP PHILIP N., SHU WINSTON R., Mobil Oil Corporation, Patente US4513819 A, Abril 30 de 1985.

La principal diferencia con la inyección cíclica de vapor mejorado es que en esta última el solvente no es forzado a fluir hasta contactar otro pozo. Como se describe en sus simulaciones, el proceso de Islip y de Shuh requiere la presencia de acuífero en el fondo para asegurar la comunicación eficaz en la parte inferior de la formación.

- En 1978 Redford se refiere a un método de recuperación de aceite viscoso empleando vapor e hidrocarburos. El método consiste en inyectar vapor con solvente continuamente ajustando las presiones de inyección para controlar las tasas de producción¹⁰. Debido a que el solvente se inyecta de manera continua, los volúmenes utilizados son menores que en las anteriores técnicas.
- En 1979 Hall et al. se refieren a un método inyección continua de vapor y solvente empleando pozos de infill, así como pozos de inyección y producción. El método emplea vapor e hidrocarburos, pero presenta problemas con la canalización de vapor y el efecto de overriding¹¹.
- Posteriormente, en 1987, Vogel describe en la Patente de EE.UU. N ° 4.697.642 un proceso térmico desplazamiento miscible por gravedad. En este proceso una mezcla de vapor y solvente en fase gaseosa se inyecta en la parte superior de la formación. Los vapores de solvente a medida que se condensan se disuelven con los hidrocarburos viscosos para reducir su viscosidad, permitiendo de ese modo que los hidrocarburos nativos drenen

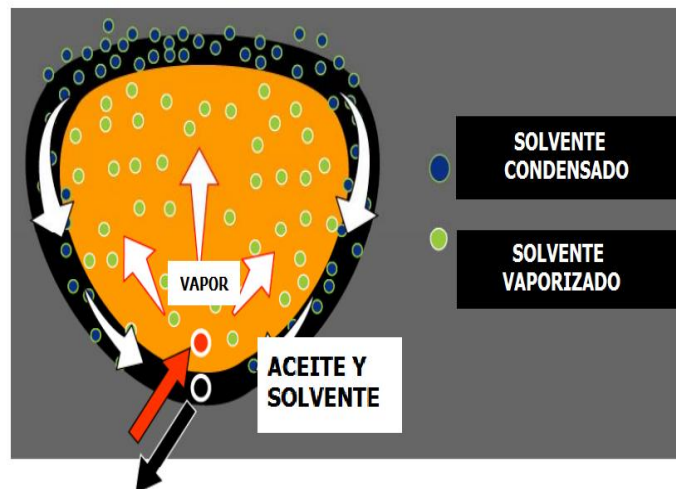
¹⁰ REDFORD DAVID A., Texaco Exploration Canada Ltd., Patente US4127170 A, Noviembre 28 de 1978.

¹¹ HALL WILBUR L., BROWN ALFRED, KORSTAD RALPH J., Texaco Inc., Patente US4166503 A, Septiembre 4 de 1979.

bajo la fuerza de gravedad en un pozo adyacente completado en la parte inferior del yacimiento¹².

La técnica de Vogel se opera esencialmente como un proceso de drenaje gravitacional asistido por vapor. Un esquema del corte transversal de la cámara de vapor con solvente se muestra en la Figura 6.

Figura 6: Cámara de Vapor con Solvente



Fuente: Tomado de <http://www.spe.org/dl/docs/2011/Law.pdf>

Un problema potencial con su enfoque es el rápido avance del solvente inyectado en los pozos de producción adyacentes, ya que si este solvente no se condensa, se produce directamente y este continuo bypass dificulta el control del tiempo de residencia y la efectividad de los aditivos para contactar y disolver el aceite que reside entre los dos pozos.

¹² VOGEL, JOHN V., Tenneco Oil Company, Patente US4697642 A, Octubre 6 de 1987.

- Una década más tarde, en 1997, Richardson et al. describen en la Patente de EE.UU. N ° 5.685.371 otro método de recuperación térmica asistido por solvente. Los autores señalan que la acción de los aditivos de bajo peso molecular en una inyección continua de vapor es marginal. Es decir, solventes de hidrocarburos livianos no ejercen un efecto notable en la disminución de la viscosidad del crudo¹³.

Ellos sugieren que esto se debe probablemente al hecho de que la mayor parte de los aditivos de bajo peso molecular se mueven rápidamente a través de la formación y se producen con la fase de vapor. Esta irrupción de hidrocarburos ligeros será especialmente grave en las operaciones de inyección continua de vapor donde se desarrolla canalización preferencial hacia los pozos.

Richardson propone utilizar hidrocarburos más pesados, ya que estos se condensan en el tránsito entre los pozos. Por lo tanto, se recomienda el uso de hidrocarburos que tienen un punto de ebullición más alto que el agua (por ejemplo, C7 +).

- En el 2004 Leaute et al proponen la técnica LASER como la mejor descripción de un proceso de inyección cíclica de vapor mejorado con solvente¹⁴.

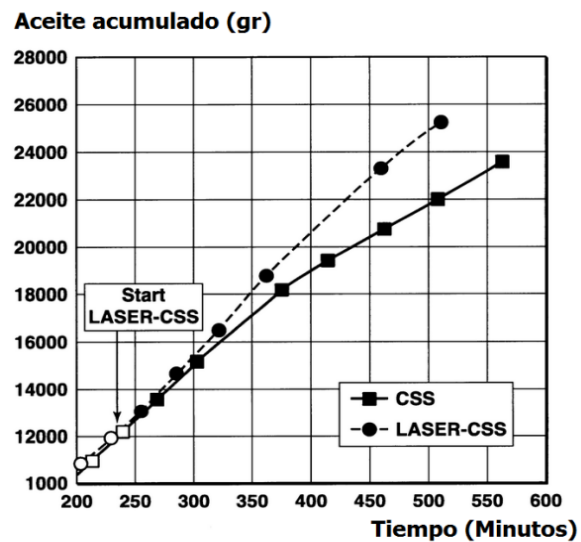
¹³ RICHARDSON WILLIAM C., MIMS DONALD S., KIMBER KEVIN D., DEEMER ARTHUR R., Texaco Inc., Patente US5685371 A, Noviembre 11 de 1997.

¹⁴ ROLAND P. LEAUTE, KATHY E. CORRY, B. KARL PUSTANYK, Exxonmobil, Patente US6708759 B2, Marzo 23 de 2004

Se realizaron pruebas en un modelo físico tridimensional después de haber llevado a cabo varios ciclos de vapor de a manera convencional. La adición de diluyente en el vapor mejora en gran medida la eficiencia y la productividad en comparación con los ciclos de vapor en crudos extra-pesados.

Las pruebas de laboratorio realizadas hasta el momento muestran resultados cualitativos como soporte de la técnica, pues es un proceso complejo escalar a un prototipo de campo. Aún es necesario estudiar el desempeño cuantitativo de LASER para realizar cualquier piloto de campo pues la técnica solo ha sido aplicada para el crudo en la que fue probada. En la Figura 7 se observan los resultados obtenidos en el modelo experimental, y se evidencia que el aumento del aceite acumulado a través del tiempo es más significativo con el uso del solvente.

Figura 7: Aceite Acumulado vs. Tiempo



Fuente: ROLAND P. LEAUTE, KATHY E. CORRY, B. KARL PUSTANYK, Exxonmobil, Patente US6708759 B2, Marzo 23 de 2004

1.4. FUNCIONAMIENTO DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR MEJORADO CON SOLVENTES

En la actualidad la técnica de inyección cíclica de vapor es uno de los pocos procesos *in situ* que ha demostrado su éxito a escala comercial en crudos pesados. Por lo tanto, existe una fuerte necesidad de desarrollar los métodos que puedan aumentar la productividad de los pozos de inyectores y productores con el fin de disminuir los costos asociados a la generación del vapor y tratamiento del agua inherentes al proceso, ya que el factor económico es la limitante general de la producción en los ciclos maduros de esta técnica.

El cambio de función de los pozos que requieren las operaciones de inyección continua de vapor, no se considera una opción viable en muchas aplicaciones. Debido a esto, surge la alternativa de mejorar algunos ciclos adicionando solvente, lo cual tiene por objeto específicamente el aumento del rendimiento energético en las operaciones de la inyección cíclica, al considerarla como un proceso híbrido de base vapor sin tener que modificar la configuración y/o la funcionalidad de los pozos existentes en el campo. La mejora del proceso de la inyección cíclica de vapor permitirá extender su vida útil y aumentar la recuperación final de petróleo.

El concepto de la utilización de hidrocarburos ligeros como aditivos de vapor no es reciente, como lo demuestran varias patentes concedidas en los años setenta y principios de los ochenta. Se han propuesto varios métodos para utilizar solventes de hidrocarburos en combinación con vapor de agua para mejorar la recuperación

de petróleo pesado en una amplia gama de condiciones de yacimiento y configuraciones de pozo.¹⁵

El método considerado en el presente estudio que modifica la inyección cíclica consiste en inyectar un bache de hidrocarburo junto al vapor en uno o varios ciclos del proceso, con la finalidad de favorecer la movilidad del aceite alrededor del pozo inyector - productor.

El esquema más común en esta técnica contempla la posibilidad de utilizar un mismo pozo para inyectar y producir. Sin embargo, también se puede aplicar con un par de pozos, uno inyector y otro productor. Al utilizar el primer esquema se lleva a cabo las tres fases de la inyección cíclica de vapor en el único pozo como lo muestra la Figura 8.

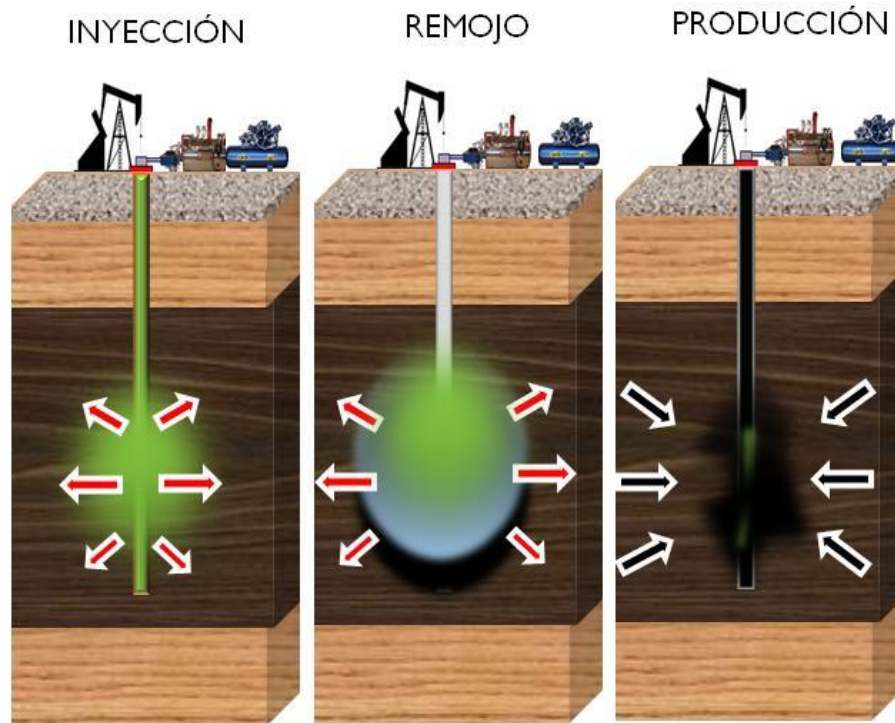
Durante los últimos días del tiempo de remojo y en la etapa de producción de la inyección cíclica, la presión y temperatura de la formación declinan. Este fenómeno provoca la separación y flasheo del solvente que se mezcla con el crudo en la etapa de inyección y al inicio del remojo. Sin embargo, un porcentaje del solvente permanece en solución en la fase líquida del crudo. Este porcentaje depende de una gran cantidad de factores, entre los que se resaltan la compatibilidad con el crudo, el tipo de solvente utilizado y su concentración.

Estos factores son determinados en pruebas de laboratorio realizadas al aceite en contacto con diferentes tipos y concentraciones de solvente, en las que se

¹⁵ Exxon Production Research Company, Patente US4280559 A, Julio 18 de 1981

selecciona la combinación que muestre los mejores resultados en la reducción de la viscosidad a las condiciones termodinámicas esperadas.

Figura 8: Esquema de la Inyección Cíclica de Vapor Mejorado con Solvente

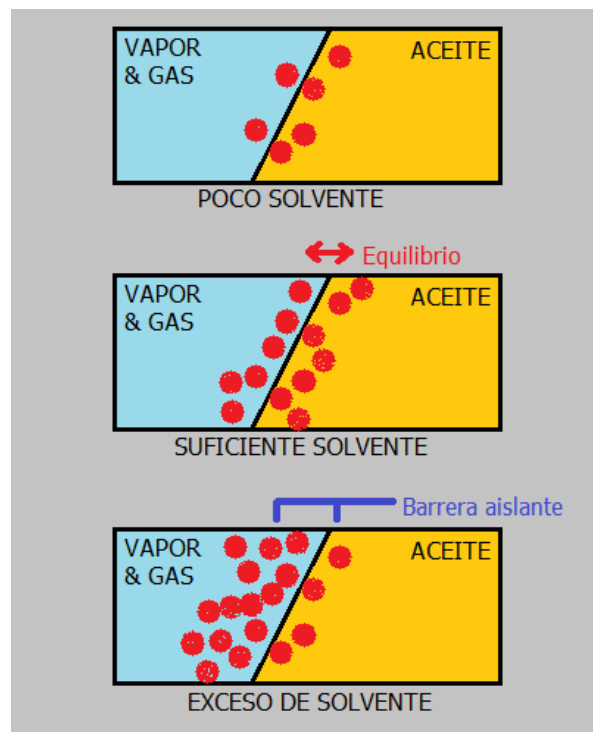


Aquella combinación o esquema que muestre los mejores resultados debe asegurar condiciones de equilibrio de fases en el borde de la cámara de vapor, de tal manera que se proporcione un medio estable que permita la dilución de la totalidad (o la mayor parte) del solvente. Un esquema de las condiciones de equilibrio se observa en la Figura 9.

Después de seleccionar el tipo de solvente de mayor compatibilidad con el crudo, las condiciones de equilibrio al borde de la cámara dependen de el volumen de solvente que se inyecta, es decir que la concentración del solvente en la corriente de co-inyección debe ser la necesaria para lograr dichas condiciones.

En caso de suministrar insuficiente solvente no será posible observar ningún efecto de mejora en la inyección cíclica. Por otro lado, un exceso de solvente provoca que parte de este no se condense y, al mantenerse en estado gaseoso, actuará como una barrera aislante que impedirá la transferencia de calor del vapor al crudo.

Figura 9: Transferencia de Masa en el Borde de la Cámara de Vapor-Solvente



También puede suceder (dependiendo del tipo de solvente) que un aumento en la concentración cause una condensación temprana, con la cual el solvente se produce directamente sin ejercer efecto alguno.

Para asegurar la eficiencia de esta técnica es necesario determinar los volúmenes de inyección justos, de manera que no se entregue a la formación un exceso de solvente o de vapor.

Debido al estado sub-saturado del crudo, al utilizar bajas concentraciones de solvente en el vapor, la fracción de este que se libera con la disminución de presión y temperatura, o que no se condensa en el borde de la cámara debe ser menor.

De acuerdo a los resultados obtenidos en la aplicación del proceso a escala de laboratorio y de campo, no es recomendable agregar el solvente en el primer ciclo de inyección de vapor pues el yacimiento no tiene condiciones de temperatura que permitan la interacción con el crudo. Por el contrario, cuando se inyecta un bache de hidrocarburo del tamaño necesario y en el tiempo apropiado tiende a mejorar la eficiencia de la inyección cíclica de vapor en los ciclos tardíos.

Las etapas maduras de la inyección cíclica de vapor se caracterizan por presentar pozos con cámaras de vapor cada vez más conectadas, impidiendo el mantenimiento de la presión en la fase de inyección y aumentando el requerimiento de vapor generado, lo que conlleva a aumentar la relación vapor-aceite reduciendo la rentabilidad del proceso. Este último problema se ve contrarrestado por la adición del solvente.

Esta técnica sugiere al menos un ciclo de estimulación con vapor previo al uso del solvente, y en general la aplicación de varios ciclos posteriores a su uso permite recuperar el solvente de una manera más eficaz favoreciendo su reciclo.

En cuanto al tipo de solvente, la técnica LASER-CSS utilizó un diluyente comercial empleado para facilitar el transporte del crudo producido. Este diluyente tiene un punto de ebullición menor a la temperatura de inyección del vapor y mayor que la temperatura del yacimiento.

La inyección de vapor mejorada con solvente se concibe con un solvente de hidrocarburo que contenga una baja concentración de hidrocarburos parafínicos de bajo peso molecular, que tenga un intervalo de punto de ebullición menor a la temperatura de inyección de vapor y mayor que la temperatura del yacimiento.

El punto de ebullición por tanto, excluye el uso de butano e hidrocarburos más ligeros; que típicamente tienen un punto de burbuja menor a la temperatura del yacimiento (13 °C en la formación de Cold Lake Clearwater donde se desarrollan las mayores operaciones comerciales CSS).

En el proceso de inyección cíclica, el vapor que es inyectado en la formación se condensa en algún punto lejano del pozo calentando el crudo de yacimiento para facilitar su producción. En el proceso LASER, una pequeña fracción de diluyente (6% en volumen) es adicionado al vapor en cabeza de pozo. Luego de ser vaporizado, el solvente es transportado con el vapor al yacimiento hasta que ocurre su condensación en zonas frías y de mayor presión en la periferia.

Los estudios de simulación numérica soportan la hipótesis de que el solvente inyectado puede ser transportado hasta el límite de contacto entre el vapor y crudo. Sin embargo, el principal obstáculo en la aplicación de la tecnología LASER consiste en recuperar, junto con el crudo, el solvente que se inyecta en cada ciclo.

Debido a la pequeña cantidad de solvente que se inyecta con el vapor, el crudo caliente que es contactado por el solvente permanecerá sub-saturado en la zona de mezcla. La profundidad de la zona de mezcla entre el crudo y solvente depende de la eficiencia de los fenómenos de transferencia de masa que se presentan en el rango de temperaturas del crudo calentado.

Estas complejas interacciones hacen que se dificulte el estudio de la cinética de este proceso termo-químico. Sin embargo, la simulación numérica es una de las formas en que es posible representar y estudiar el efecto de estas interacciones.

1.5. PARÁMETROS QUE AFECTAN LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR MEJORADO CON SOLVENTES

La inyección cíclica de vapor mejorada con solvente, como se evidenció anteriormente, es una técnica de recuperación de petróleo de alta complejidad que requiere de estudios de calidad considerable. Desde un punto de vista técnico se requieren dos factores para el éxito de este proceso: Una reducción en la viscosidad del crudo pesado por procesos térmicos y químicos, además de un mecanismo de empuje propio del yacimiento. Establecer los parámetros tanto operacionales como de yacimiento, que tienen mayor influencia en el desarrollo de

la técnica, juega un papel importante, pues a partir de estos se pueden realizar predicciones realmente aproximadas, que permitan determinar su viabilidad.

Los parámetros de yacimiento y operacionales más influyentes en la inyección cíclica de vapor mejorada con solventes se encuentran a continuación, presentando una breve descripción de cada uno de ellos.

1.5.1. PARÁMETROS DE YACIMIENTO

Profundidad de la Formación: Esta propiedad es un limitante en la aplicación de procesos de recuperación con vapor, pues el aumento de la trayectoria que debe seguir la corriente inyectada provoca pérdidas de calor por convección y radiación, lo que conlleva a un posible cambio de fase en el fluido y por ende afecta su calidad. Por esta razón se recomienda realizar procesos de inyección de vapor a profundidades menores a 3000 pies.

Espesor de la formación: Es considerado un parámetro de gran importancia, pues dependiendo del tamaño de la arena estimulada se pueden producir valores altos o bajos de pérdidas de calor hacia formaciones subyacentes y suprayacentes, especialmente si se trata de arcillas con una capacidad calorífica y un coeficiente de difusividad mayor al de las arenas. Así, si la formación es muy delgada las pérdidas de calor serán significativas debido a que existe una mayor área de contacto de la zona de vapor con las formaciones vecinas.

Relación Arena – Arcilla: Par analizar el efecto de este parámetro de yacimiento sobre la relación aceite incremental vapor inyectado (OSR) se mantiene constante el número de arenas y se varía el espesor bruto de cada una.

La caída en el OSR a medida que la relación arena – arcilla decrece (aumentando el espesor bruto de la zona productora) es el resultado del incremento de las pérdidas de calor hacia las arcillas intermedias. Es decir a medida que aumenta el espesor de arcilla, menor será la cantidad de aceite recuperado (Figura 10), esto se debe a que las pérdidas de calor causadas por las arcillas, provocan una disminución en la eficiencia del vapor y por consiguiente restringen las tasas de producción.¹⁶

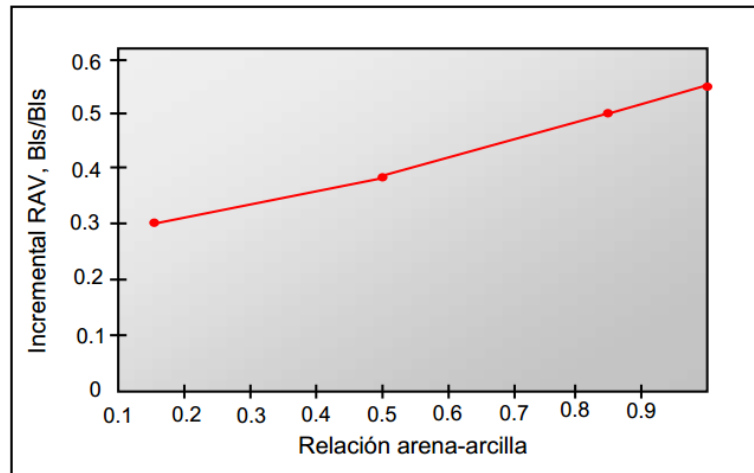
Presión de Yacimiento: Es importante tener en cuenta que un yacimiento depletado no mostrará una buena respuesta a la estimulación, ya que no posee la energía suficiente para producir el aceite. Una rápida caída de presión puede limitar la aplicación del proceso únicamente a los primeros ciclos.

En los procesos de inyección cíclica de vapor es conveniente tener una alta presión de yacimiento por debajo de los 1500 psi, para permitir la inyección del vapor sin tener altas caídas de presión. En los yacimientos depletados la producción se debe a mecanismos de empuje como drenaje por gravedad o compactación. Los yacimientos de gran espesor que producen por drenaje gravitacional pueden dar una buena respuesta a la inyección durante varios ciclos a pesar de la caída de presión acelerada. Este fenómeno se presenta debido a

¹⁶ GONZALES, D., "Análisis e interpretación de yacimiento sometidos a inyección cíclica de vapor mediante analogías," Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2005.

que en estos yacimientos el peso de la columna de fluidos es bastante considerable.¹⁷

Figura 10: Comportamiento de la Relación Aceite Vapor Vs la Relación Arena - Arcilla

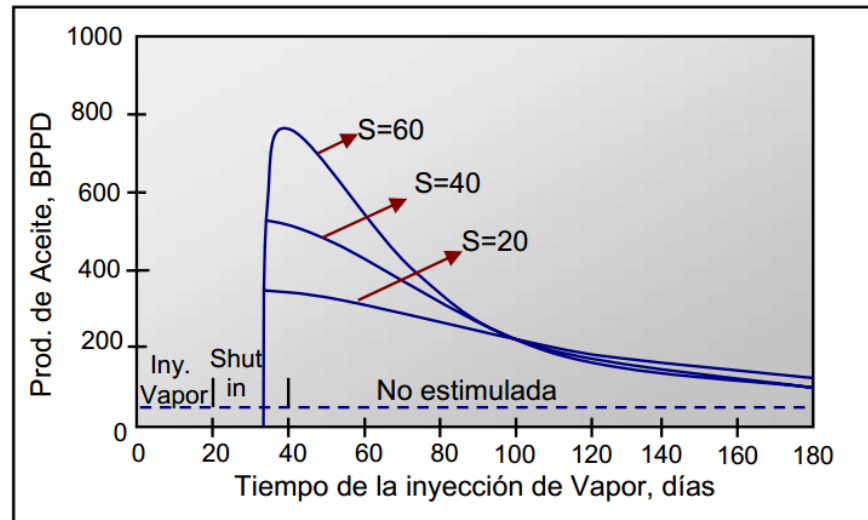


Fuente: Tomada y Modificada de BOBERG T. C., "Thermal Methods of Oil Recovery". Exxon Monograph, John Wiley & Sons, Inc, 1988

Daño a la Formación: La existencia de daño en el pozo afecta las tasas de producción cuando se lleva a cabo un proceso de inyección de vapor (Figura 11), esto se debe a que el daño puede ser consecuencia de la disminución de la permeabilidad en la cara del pozo, impidiendo el flujo de aceite hacia este. Cuando el daño es muy alto y es removido, se tiene un aumento en la relación aceite producido por unidad de volumen de vapor inyectado.

¹⁷ URIBE, C., "Evaluación técnico financiera de un Proceso de Inyección Cíclica de Vapor Usando Pozos Horizontales," Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2012, Pág. 38.

Figura 11: Efecto del Daño a la Formación en la Inyección Cíclica de Vapor Mejorado con Solventes

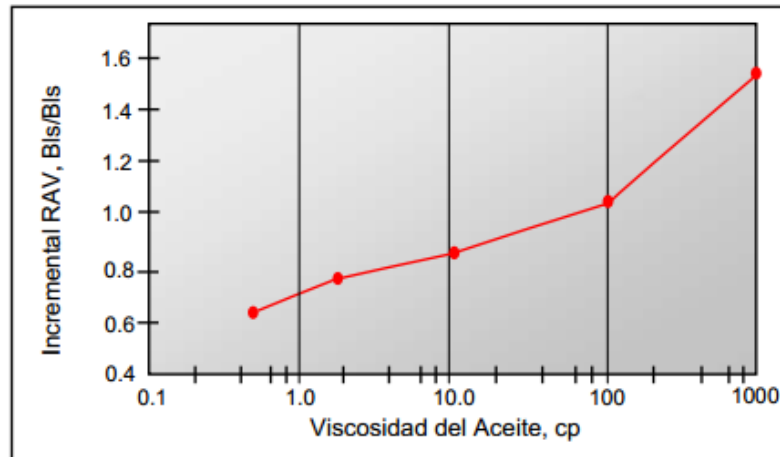


Fuente: Tomada y Modificada de BOBERG T. C., "Thermal Methods of Oil Recovery". Exxon Monograph, John Wiley & Sons, Inc, 1988

Viscosidad del aceite: A medida que el vapor entra en la formación productora la transferencia de calor reduce la viscosidad del aceite, permitiendo que aumente su movilidad y fluya de manera más fácil hacia el pozo productor. Para un incremento de temperatura dado, la reducción de la viscosidad en un aceite ligero es menos pronunciada que la de un aceite con alta viscosidad original.¹⁸ Por esta razón el aumento en la productividad tras una inyección de vapor será menor para crudos de bajas viscosidades como se observa en la Figura 12.

¹⁸ FAROUQ, A., "Practical Heavy Oil Recovery," HOR – Heavy Oil Recovery Technologies, Octubre 2006.

Figura 12: Comportamiento de la Relación Aceite Vapor Vs la Viscosidad del Aceite



Fuente: Tomada y Modificada de BOBERG T. C., "Thermal Methods of Oil Recovery". Exxon Monograph, John Wiley & Sons, Inc, 1988

Saturación de Aceite: Los yacimientos candidatos a la aplicación de procesos de inyección cíclica deben contar con porosidades mayores al 20% y saturación de aceite mayor al 55%. Esto debido a que la saturación de agua debe ser menor a la de aceite, pues a medida que el volumen de agua en yacimiento aumenta, esta se convierte en ladrona de energía al tener mayor calor específico que el crudo.

Así mismo, es importante garantizar que la saturación de aceite sea alta para movilizar y recuperar la mayor cantidad de crudo posible garantizando la viabilidad del proyecto.

Relación Agua-Aceite (WOR): No es conveniente tener una alta relación de agua-aceite al aplicar procesos de inyección de vapor, debido a que si existe un

gran volumen de agua fluyendo a través de la zona calentada, esta se enfriará rápidamente pues el agua actúa como ladrón de calor.

De la misma manera, si la presión de fondo fluyente es tan baja como para provocar la evaporación del agua, la existencia de este vapor enfriará la zona calentada debido al calor latente que requiere el proceso de evaporación.

Relación Gas-Aceite (GOR): Se debe tener en cuenta que una alta relación gas-aceite puede ser perjudicial, puesto que la presión parcial del vapor disminuye a medida que se produce gas, y como consecuencia el agua en yacimiento se evapora aumentando las pérdidas de calor.

Tasa de Producción en Frío: La tasa de producción o el índice de productividad antes de la estimulación es un factor importante en la evaluación de un proyecto de inyección de vapor, esto se debe a que es proporcional al OSR en ciertas condiciones, es decir, a mayor tasa de producción en frío mayor cantidad de aceite incremental por unidad de volumen de vapor inyectado.

Sin embargo, cuando la tasa de producción en frío es mayor a 200 Bls/día, los fluidos producidos remueven una gran cantidad de calor ocasionando que la relación sea inversamente proporcional debido al enfriamiento acelerado del yacimiento. Se considera que la tasa de producción en frío debe ser alta pero menor a los 600 Bls/día.

Variación Direccional de la Permeabilidad: Son cambios en esta propiedad tanto en dirección vertical como horizontal a medida que varía la ubicación dentro de la arena productora, propiciando la creación de canales preferenciales de flujo

a través de los cuales pasa la mayoría del vapor inyectado, dando como resultado pobres eficiencias de barrido tanto areales como verticales. La conificación ocasionada por esta heterogeneidad evita el crecimiento del radio de calentamiento a lo largo del espesor de la arena.

Continuidad Lateral del Yacimiento: La falta de continuidad lateral de yacimiento puede ser ocasionada por la variación en la permeabilidad, la geología estructural de yacimiento o por la presencia de barreras de no flujo como las fallas. Este factor puede originar problemas de comunicación entre el vapor y el crudo impidiendo el calentamiento de este.

Propiedades Térmicas de la Roca: Para comprender la transferencia de energía del vapor al crudo es necesario considerar las propiedades del medio en que se alojan estos fluidos, es decir de la roca y su respectiva capacidad calórica volumétrica, conductividad y difusividad térmica. Estas propiedades afectan directamente el desarrollo del proceso al determinar la cantidad de calor transferido y almacenado en formaciones productoras y roca sello.

La capacidad calórica determina la cantidad de calor que puede almacenar un volumen de roca determinado al experimentar un cambio en su temperatura.

La conductividad térmica se puede definir como la facilidad con que una roca transmite calor. Es una propiedad difícil de medir pues depende de la densidad, temperatura, tipo de fluidos que saturan la roca, saturación y movimiento de los fluidos dentro de la roca entre otros. Este parámetro tiende a aumentar con la densidad de la roca y a disminuir con la temperatura.

La difusividad térmica indica la velocidad con la que se transfiere el calor a través de un medio (la roca y los fluidos que la saturan). Matemáticamente es la relación entre la conductividad y la capacidad calórica volumétrica, es decir entre la capacidad de conducir calor y de almacenarlo, por lo cual un coeficiente de difusividad alto es indicado para conducir calor y un coeficiente bajo para almacenar calor.

Estas propiedades varían ampliamente de una litología a otra, por lo que cada yacimiento se comporta de manera diferente al implementar procesos que involucran transferencia de calor.

1.5.2. PARÁMETROS OPERACIONALES

Tasa de Inyección: En general se desean altas tasas de inyección de vapor para minimizar las pérdidas de calor en la cara del pozo y el tiempo que este permanece fuera de producción. Los objetivos de una óptima tasa de inyección son:

- Minimizar el tiempo de cierre del pozo
- Maximizar el radio de calentamiento
- Minimizar las pérdidas de calor

Volumen de Vapor Inyectado: Este es la principal variable que se puede modificar durante un proceso de estimulación con vapor. El aumento en el volumen de vapor inyectado incrementa la relación aceite incremental-vapor inyectado (disminuye el SOR) hasta un punto óptimo y luego de este la relación

declina. Sin embargo, para pozos en donde ocurre conificación o existe daño, el valor máximo de la relación aceite incremental-vapor inyectado se presenta a una tasa relativamente baja obteniendo resultados aceptables.

Presión de Inyección de Vapor: Esta se relaciona directamente con la tasa de inyección; es importante considerar que para el proceso de estimulación lo ideal es trabajar con tasas altas, lo cual implica una presión de inyección de igual magnitud; sin embargo, si la presión a la cual se inyecta el vapor es mayor a la presión de fractura del yacimiento se puede causar daño a la formación generando pérdidas de calor y una disminución considerable en el factor de recobro. En la recuperación de crudos pesados se utilizan presiones de inyección moderadas, con el fin de evitar fracturas en la formación y efectos de sobrepresión que ocasionen baja inyectividad.

Tiempo de Remojo: Debe ser el suficiente para que el solvente logre condensarse y se establezca la presión. Sin embargo el extender este periodo no representa beneficios notables y se pierden días de producción.

El tiempo de remojo aconsejado está entre uno y cuatro días a menos que los datos de campo indiquen un beneficio al incrementar el mismo.

Calidad del Vapor: Por lo general el vapor empleado en este tipo de operaciones es húmedo y se encuentra entre el 80% y 90% de calidad a la salida del generador. En este tipo de procesos no se recomienda utilizar vapor sobrecalentado pues su uso no justifica los costos incrementales, además puede provocar daño en tuberías por corrosión, generación de escamas y debilitamiento del material.

Presión de Fondo Fluyente: Es conveniente maximizar la caída de presión, sin embargo la presión de fondo fluyente se debe mantener por encima de la presión de vapor del agua a la temperatura en el fondo de pozo para evitar el flasheo del agua que actúa como ladrón de calor en la etapa de producción.

OSR: Para determinar los factores que afectan el proceso de inyección cíclica se debe tener presente el comportamiento de la relación aceite incremental vapor inyectado (RAV) frente a cada parámetro.

El OSR es la variable más importante en este proceso pues está relacionada con el análisis económico de la operación. Esta indica cuantos barriles de vapor expresados en barriles equivalente de agua fría (CWE, Cold Water Equivalent) deben ser inyectados para recuperar un barril de crudo en superficie y puede expresarse de forma instantánea o acumulada, siendo uno de los aspectos más importantes a considerar cuando la aplicación de la técnica alcanza el límite económico (punto en el que el costo neto de generación de vapor es igual a la ganancia neta).

Número de Ciclos: Una vez se realiza el diseño de la estimulación y se establece la duración de los periodos de inyección, remojo y producción, se debe realizar un estudio acerca del número de ciclos que deben ser aplicados en el yacimiento, teniendo en cuenta el calentamiento de la formación, la reducción en la viscosidad del aceite y el OSR.

A medida que se implementan ciclos de estimulación la tasa de producción de aceite decrece mientras el volumen de agua incrementa. Esta disminución en la

cantidad de aceite producido después de cada ciclo y la cantidad de vapor inyectado son las variables de las cuales depende el número de ciclos empleados en el proceso, cuyo parámetro de control es el OSR teniendo en cuenta el límite económico, que para el caso de la inyección cíclica de vapor es 0,5 barriles de aceite por barril de vapor.

Si se pretende realizar un proceso de inyección continua posterior a la estimulación, se debe controlar el volumen de agua inyectado y producido, pues es importante realizar los ciclos de tal manera que aumenten la movilidad del crudo sin afectar la inyección continua con una alta saturación de agua ocasionada por la estimulación previa.

Distancia entre Pozos: Aun cuando en el proceso de inyección cíclica de vapor se utiliza un mismo pozo para inyectar y producir, la estimulación de un pozo puede tener un efecto positivo en la respuesta a la producción de otro pozo que no está siendo estimulado. Cuando se aplica el proceso en campo, no se estimulan todos los pozos al mismo tiempo, sin embargo, dependiendo del espaciamiento se puede aprovechar este efecto en un pozo no estimulado.

La distancia entre pozos es función de la viscosidad del fluido, radio de la zona calentada y características geológicas del yacimiento. Para fluidos viscosos, como es el caso de los crudos pesados, es recomendable utilizar un espaciamiento entre 8-10 acres; sin embargo estos valores pueden variar dependiendo de los otros factores.

La recuperación de crudos pesados usando la inyección de vapor en conjunto con solventes hidrocarburos, está determinada por el tipo y la concentración de solventes.

Tipo de Solvente: A través de estudios encontrados en la literatura, se ha podido establecer que el factor de recobro aumenta proporcionalmente con el número de carbonos presentes en el solvente.

Los hidrocarburos de alto peso molecular favorecen la recuperación de aceite. Sin embargo esta respuesta positiva se ve mitigada por el incremento de la cantidad de solvente que no puede ser recuperado en la etapa de producción. Este fenómeno se debe a que los solventes hidrocarburos pesados se consideran como fluidos fácilmente condensables y, a pesar de diluirse muy bien en el crudo, no manejan una presión de vapor suficiente para proveer energía de expansión al fluido, por lo que forman parte de la saturación remanente.

Por otra parte, los solventes de bajo peso molecular no son tan compatibles con el crudo, por lo que el proceso de dilución no es tan eficiente. Además de esto, es más probable que formen una capa aislante que dificulta la transferencia de calor debido a su tendencia a permanecer en estado gaseoso.

La opción más apropiada es inyectar solventes de peso molecular intermedio. Para el caso de la co-inyección de vapor con una mezcla de heptano y hexano (hidrocarburos medios), el factor de recobro es similar a la inyección del hexano puro. Esto se debe a que la diferencia entre los puntos de vaporización del hexano y heptano es muy pequeña. Por su parte los factores de recobro para la co-

inyección de vapor con propano son más bajos que los de inyección de vapor convencional.

Concentración: La concentración óptima de solvente debe ser la necesaria para que este cause un efecto de reducción de la viscosidad sobre el crudo sin afectar la transferencia de calor, pues a concentraciones altas (9 -12%), se da la acumulación de una cantidad considerable de solvente en la zona de mezcla, provocando una reducción en el efecto térmico proporcionado por vapor. Así mismo para bajas concentraciones (3%) el efecto químico de la adición de solventes en el drenaje gravitacional y empuje por gas en solución no es significativo. Sin embargo este comportamiento no ha sido estudiado en crudos pesados con movilidad, por lo que es posible que para su aplicación se requiera una menor cantidad de solvente.

2. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE FLUIDOS

La simulación numérica de métodos térmicos de recobro mejorado, requiere de la correcta caracterización del fluido presente en el yacimiento, con el fin de realizar predicciones adecuadas del proceso. Esto es posible mediante la creación de un modelo de fluidos que represente matemáticamente el comportamiento de fase de dicho fluido.

El modelamiento del fluido de estudio se elaboró por medio de la herramienta WINPROP de la compañía CMG, a partir de datos obtenidos de pruebas de laboratorio aplicadas a un crudo pesado colombiano. La información disponible e ingresada aportó datos del comportamiento reológico del crudo y de la composición del aceite y gas a condiciones estándar, los cuales fueron sometidos al correspondiente ajuste.

2.1. CARACTERIZACION DEL CRUDO MUERTO

El crudo seleccionado para el estudio corresponde a un petróleo pesado de 12.7 °API cuya composición a condiciones mínimas de presión (14.65 psi) se tabula a continuación:

La caracterización del crudo se realizó en base a la ecuación de estado de Peng Robinson (1978), ya que esta describe de mejor manera el comportamiento PVT de los hidrocarburos.

Tabla 1: Composición del Crudo Muerto

COMPONENTE	%	COMPONENTE	%
C8	0,0586	C20	2,4447
C9	0,1317	C21	2,4676
C10	0,3960	C22	2,5333
C11	0,6248	C23	2,1875
C12	1,0496	C24	2,3526
C13	1,4629	C25	2,1383
C14	1,7036	C26	2,1021
C15	2,0213	C27	2,2211
C16	2,0723	C28	2,0250
C17	2,2516	C29	2,2451
C18	2,2029	C30+	60,9955
C19	2,3118		

Fuente: Laboratorio de Química de Producción – ECOPELROL

La composición ingresada se agrupó en un solo componente que tuviese las propiedades promedio del crudo, y de esta manera realizar el ajuste de los valores de densidad y viscosidad calculados por el simulador a partir de los datos experimentales.

2.1.1. AJUSTE DE LA DENSIDAD DEL CRUDO MUERTO

Conociendo la densidad experimental a 60 °F (61,1981 lb/ft³ - 980 kg/m³), se realizó el cálculo de esta propiedad mediante una forma de prueba flash para dos fases. La densidad calculada por el simulador es de 52,1301 lb/ft³ (834,40 kg/m³), valor que difiere del dato experimental en un porcentaje mayor al 5%, por tanto fue

necesario efectuar una regresión de ajuste, utilizando como parámetro de regresión el cambio en el volumen. Finalmente se obtuvo una densidad corregida de 61,2306 lb/ ft³ (980,07 kg/m³).

2.1.2. AJUSTE DE LA VISCOSIDAD DEL CRUDO MUERTO

La viscosidad del crudo muerto fue calculada mediante la ecuación modificada de Pedersen (1987) pues esta suele reproducir mejor el comportamiento de la viscosidad en crudos pesados.

Los valores de viscosidad experimentales (Tabla 2) fueron ingresados en cuatro formas de pruebas flash para dos fases, con el fin de obtener las cifras de viscosidad calculadas y someterlas a su correspondiente ajuste, modificando los límites de las constantes de la ecuación de Pedersen, siendo estos los parámetros de regresión. Los valores ajustados de viscosidad se encuentran tabulados en la Tabla 3

Tabla 2: Valores Experimentales de la Viscosidad de Crudo Muerto

Temperatura (°F)	Viscosidad (cp)
105,98	3884
168,98	272
233,06	47,1
300,2	13,5

Fuente: Laboratorio Recobro Mejorado ICP-ECOPETROL

Tabla 3: Valores Ajustados de la Viscosidad de Crudo Muerto

Temperatura (°F)	Viscosidad (cp)
105,98	3754,5
168,98	285,73
233,06	47,809
300,2	12,985

Fuente: Winprop, CMG

Teniendo las variables ajustadas, es posible crear un PVT para STARS que describa el comportamiento del crudo muerto e importarlo a la herramienta BUILDER de CMG, con el fin de identificar las tendencias de propiedades como el factor volumétrico de formación, la densidad y la viscosidad del crudo muerto en función de la presión y la temperatura. La temperatura de referencia para la creación de PVT es de 60°F y la presión de saturación es de 1000 psia, aunque esta aún no ha sido ajustada.

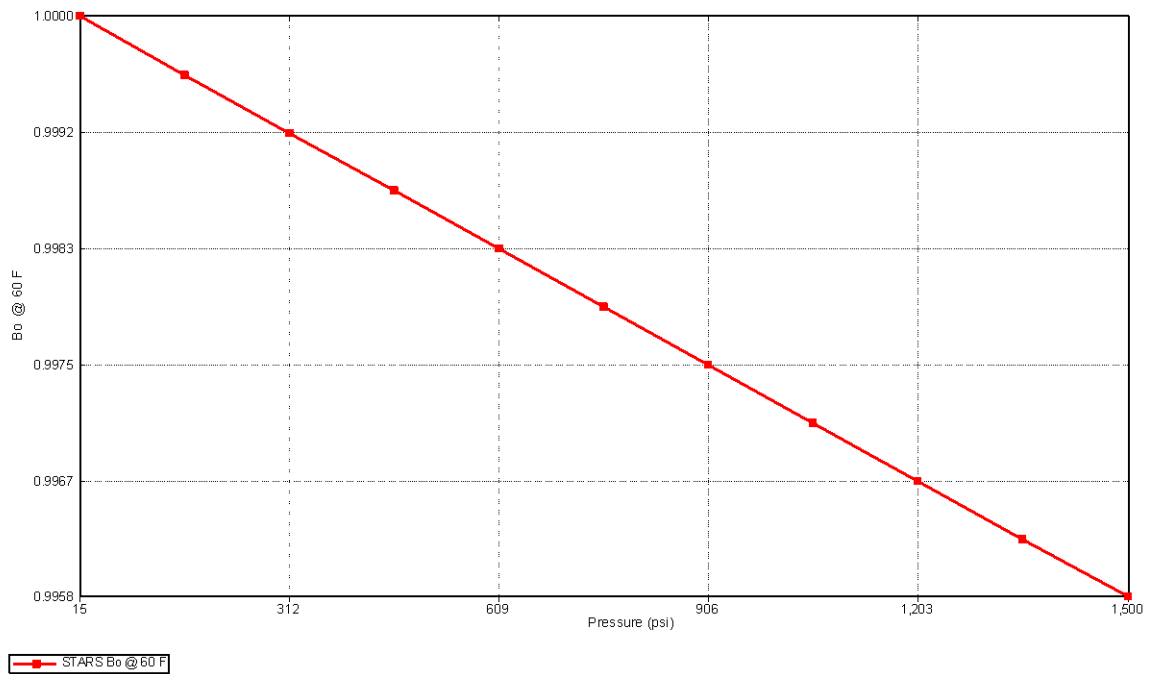
2.1.3. FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL ACEITE MUERTO

La tendencia del factor volumétrico de formación del aceite muerto en función de la presión tiene un comportamiento acertado (Figura 13), pues este siempre aumenta a medida que se da una disminución de la presión a valores superiores al punto de burbuja, es decir, bajo estas condiciones el volumen de petróleo aumenta debido al incremento de la cantidad de gas en solución, a este fenómeno se le conoce como expansión del líquido.

2.1.4. DENSIDAD DEL ACEITE MUERTO

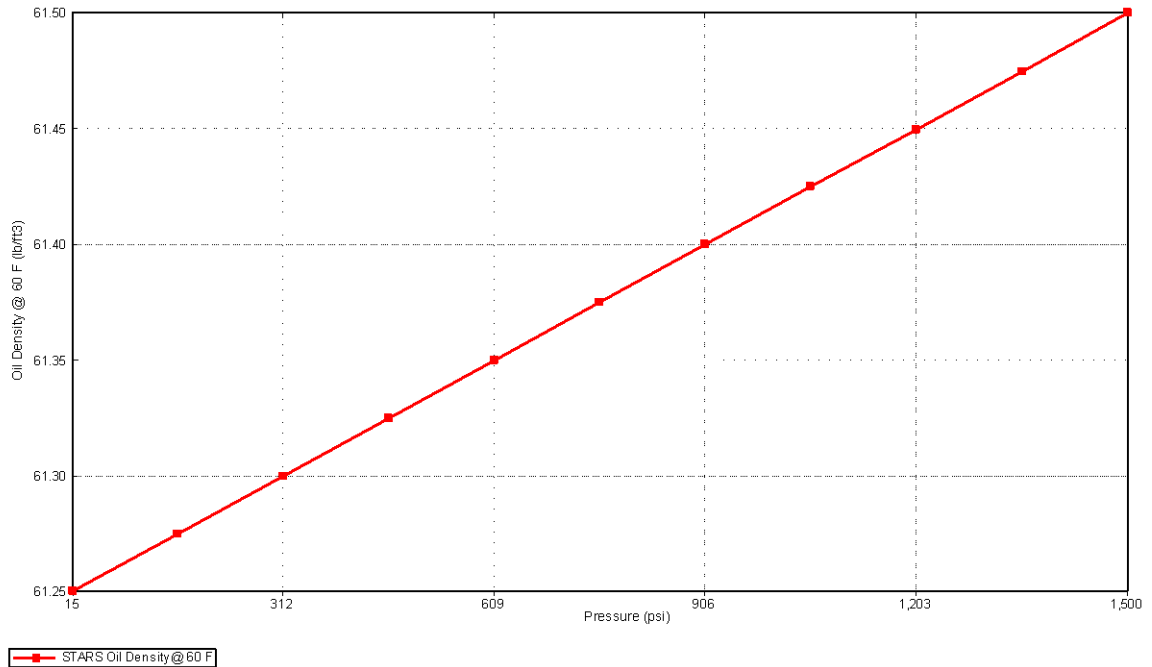
La grafica de la densidad en función de la presión muestra una relación directamente proporcional (Figura 14), es decir la densidad disminuye con la presión, siendo este un comportamiento normal al tratarse de un crudo muerto en el que se da un aumento del gas en solución en la medida en que hay una caída de presión, provocando que el crudo reduzca su densidad.

Figura 13: Factor Volumétrico de Formación del Aceite Muerto Vs Presión



Fuente: Builder, CMG

Figura 14: Densidad del Aceite Muerto Vs Presión

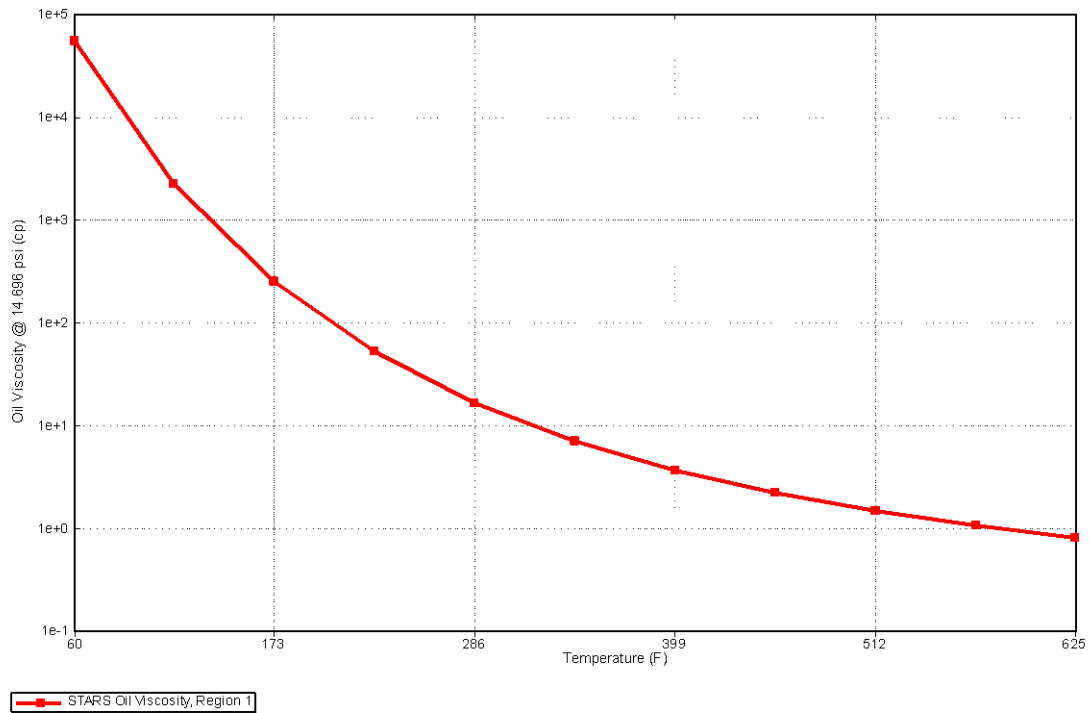


Fuente: Builder, CMG

2.1.5. VISCOSIDAD DEL ACEITE MUERTO

El ajuste de la viscosidad en función del tiempo presenta un comportamiento típico de un crudo pesado muerto (Figura 15), pues a medida que aumenta la temperatura, se ve una reducción en la viscosidad. Además se puede evidenciar que a altas temperaturas la caída de la viscosidad es más suave.

Figura 15: Viscosidad del Aceite Muerto Vs Temperatura



Fuente: Builder, CMG

2.2. CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO CON GAS

Una vez ajustadas las propiedades del crudo a condiciones inferiores a la presión de saturación, se procedió a ingresar la composición del gas obtenida por pruebas experimentales realizadas a muestras de gas en separador del campo en estudio (Tabla 4).

La composición del gas ingresada fue agrupada con el fin de efectuar el nuevo ajuste de las propiedades del crudo como la densidad y la presión de saturación.

Tabla 4: Composición del Gas

COMPONENTE	%
C1	0,85465211
C2	0,098004486
C3	0,03496175
i-C4	0,005377823
n -C4	0,005434837
i-C5	0,000845996
n -C5	0,000460211
C6	0,000180458
C7	5,28043E-05
C8	1,47623E-05
C9	1,86389E-06
C10	1,44438E-07
Benceno	8,05012E-06
Tolueno	4,70502E-06

Fuente: Datos de Laboratorio de Química de Producción – ECOPETROL

Al agrupar los componentes del gas, se obtienen dos elementos en la fracción molar primaria, correspondientes al crudo, dándoles un porcentaje de 93% para el crudo muerto y 7% para el gas. Estos porcentajes fueron obtenidos realizando un promedio de las fracciones molares de tres mezclas del crudo muerto sometidas a recombinación con gas.

El valor de la densidad experimental del crudo con gas fue de 911,40 kg/m³ (56,93 lb/ft³) estimado a partir de la densidad del crudo muerto y del metano, pues este es el compuesto que se encuentra en mayor proporción en el gas. Para el ajuste

de esta propiedad se utilizó como parámetro de regresión el cambio en volumen y los datos fueron insertados en una forma de prueba flash para dos fases.

En la misma regresión, se incluyó el cálculo de la presión de saturación utilizando la presión crítica y la temperatura crítica de los dos componentes existentes como parámetros de ajuste, teniendo un valor experimental de la presión de saturación de 1000 psi a temperatura de yacimiento (108°F). En esta sección fue necesario ajustar los límites de estos parámetros para obtener errores aceptables.

Finalmente el valor de la presión de saturación ajustado en la herramienta WINPROP de la compañía CMG tomo un valor de 992.77 psi y la densidad del crudo con gas fue de 925.92 kg/m³ (57.803 lb/ft³).

Con base en estos datos corregidos, se generó el PVT para STARS ingresando además de los datos básicos, la sección de equilibrio de fases pues ya se cuenta con presencia de gas en el crudo.

El modelo creado fue importado a BUILDER con el fin observar su comportamiento, en este se puede evidenciar que hay un error de traducción entre los dos simuladores y la presión de saturación queda establecida como 1223 psi.

2.2.1. FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN DEL ACEITE CON GAS

El comportamiento del factor volumétrico de formación del Aceite con gas (Figura 16) disminuye en la medida en que se da una reducción en la presión, para

valores menores a la presión de burbuja, en los que el gas disuelto en el crudo comienza a liberarse provocando aumentos en el volumen de gas y una consecuente decadencia en el volumen de líquido. Por tanto el modelamiento realizado al fluido de estudio es satisfactorio.

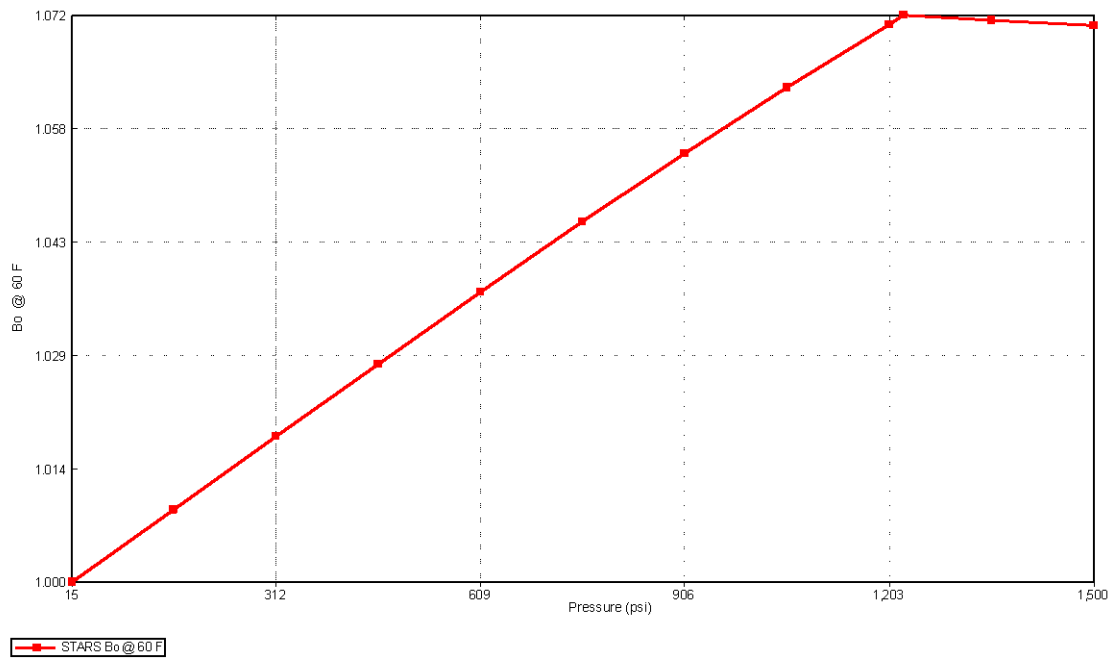
2.2.2. DENSIDAD DEL ACEITE CON GAS

De igual manera, la gráfica de la densidad del Aceite con gas modelado, muestra una acertada tendencia (Figura17), pues a presiones menores a la presión de saturación, se evidencia un aumento en la densidad del crudo causada por la liberación del gas, es decir, las fracciones livianas se desprenden dejando en el crudo una mayor proporción de compuestos pesados.

2.2.3. VISCOSIDAD DEL ACEITE CON GAS

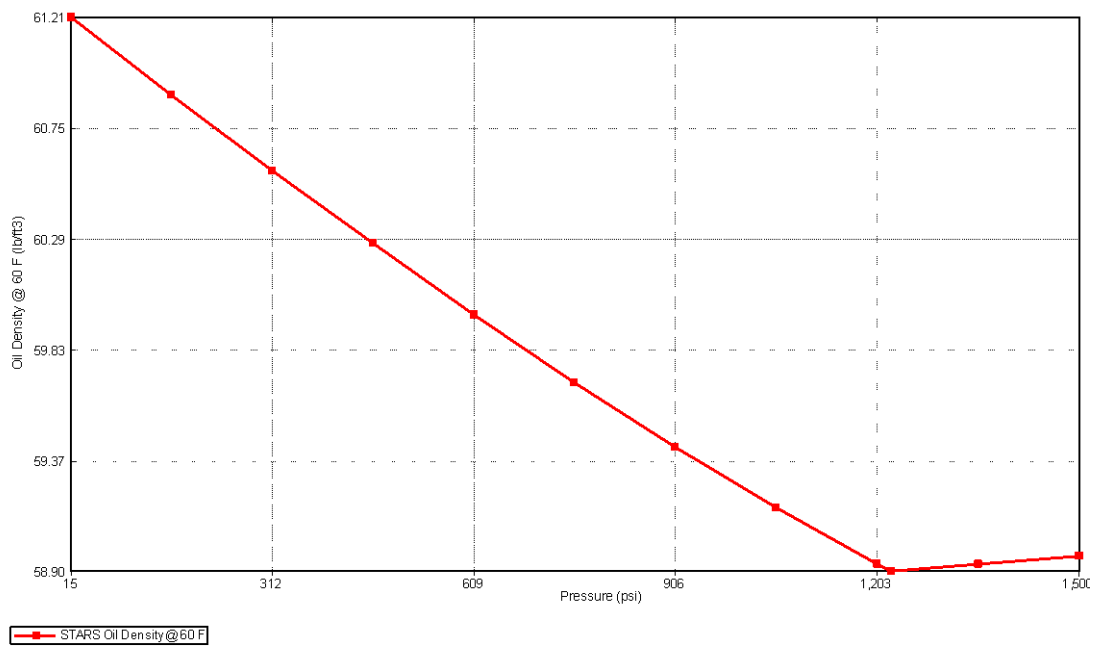
La grafica de la viscosidad del crudo con contenido de gas en función de la temperatura representa correctamente el comportamiento de un crudo pesado (Figura 18), pues a bajas condiciones de temperatura, la viscosidad del fluido es bastante alta, implicando baja movilidad del crudo, mientras que la viscosidad disminuye cuando la temperatura se hace alta. Además se puede resaltar que la tendencia del aceite es la de un crudo pesado con movilidad.

Figura 16: Factor Volumétrico del Aceite con Presencia de Gas Vs Presión



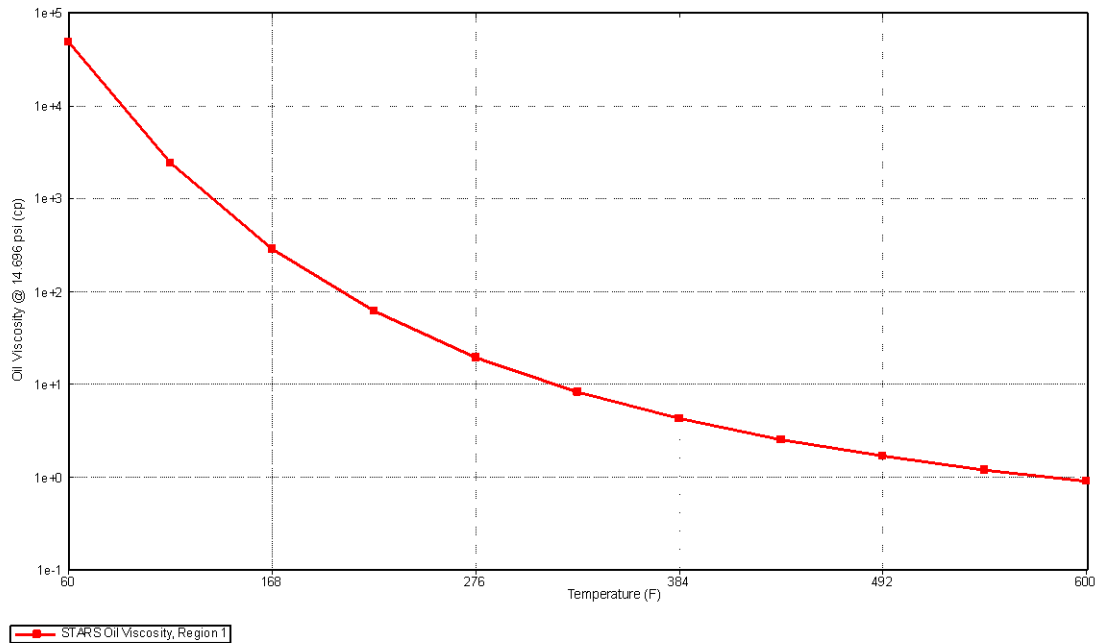
Fuente: Builder, CMG

Figura 17: Densidad del Aceite con Presencia de Gas Vs Presión



Fuente: Builder, CMG

Figura 18 Viscosidad del Aceite con Presencia de Gas Vs Temperatura



Fuente: Builder, CMG

2.3. CARACTERIZACIÓN DEL SOLVENTE

El estudio mediante simulación numérica del uso de solventes hidrocarburos, para el mejoramiento del desempeño de técnicas térmicas de recuperación de petróleo como la inyección cíclica de vapor, implica una acertada representación de las propiedades del solvente elegido, con el fin de representar adecuadamente el comportamiento y acción del solvente en el yacimiento, y de esta manera hacer evidentes los beneficios de su uso, plasmados en la reducción del SOR (Steam Oil Ratio) en el proceso.

De acuerdo a la revisión bibliográfica realizada, se determinó que el solvente hidrocarburo adecuado para esta aplicación es el Hexano, pues teóricamente su uso aporta un aumento en el factor de recobro que no se ve afectado por el porcentaje de retención del solvente en yacimiento. Sus propiedades se incluyen en la Tabla 5.

El hexano es un líquido incoloro con un olor parecido al del petróleo. Es menos denso que el agua e insoluble en ella, sus vapores son más densos que el aire.

El producto comercial generalmente contiene otros productos hidrocarbonados como isómeros de seis carbonos, benceno, algunos compuestos de 5 y 7 carbonos y otros con azufre, oxígeno, cloro o dobles ligaduras, aunque en menor proporción.

Se deriva del petróleo, por destilación de fracciones de las que se obtienen gasolinas o a través de reformados catalíticos, por medio de los que se obtienen compuestos aromáticos. Una forma de obtener n-hexano de gran pureza es pasarlo a través de malla molecular, en la cual se retienen la n-parafina cíclica y compuestos aromáticos. Un posterior cambio de temperatura y/o presión, permite recuperar las parafinas lineales. En el caso de contener impurezas con dobles ligaduras u otros elementos como azufre, oxígeno o halógenos, entonces la purificación debe llevarse a cabo mediante hidrogenación.

Forma parte de la gasolina de automóviles y es utilizado en la extracción de aceite de semillas, como disolvente en reacciones de polimerización y en la formulación de algunos productos adhesivos, lacas, cementos y pinturas. También se utiliza como desnaturante de alcohol y en termómetros para temperaturas bajas, en lugar de mercurio. Por último, en el laboratorio y en campos petroleros se usa como disolvente y como materia prima en síntesis.

Tabla 5: Propiedades del Hexano

Propiedad	Valor
Nombre	Hexano
Fórmula	C ₆ H ₁₄
Peso molecular	86,17 lb/lbmol
Composición	C: 83,62 % - H: 16,38 %
Punto de ebullición	156,2 °F
Densidad	40,908 lb/ft ³
Punto de fusión	-204,08 °F
Temperatura crítica	453,2 °F
Viscosidad a 77 °F	0,294 cp
Solubilidad en agua	6,1 mg/L
Poder calorífico	16268,6 BTU/lb

Fuente: Hoja de Seguridad XIII Hexano, tomado de: www.quimica.unam.mx/IMG/pdf/13hexano.pdf

El primer paso para la caracterización del solvente fue introducir el componente Hexano como único en la fracción molar secundaria. Posterior a esto, es necesario ajustar los valores de densidad y presión de saturación del solvente realizando una exclusión de las propiedades del crudo a las que ya se les había realizado el correspondiente ajuste.

Para poder ajustar la presión de saturación del solvente (utilizando el coeficiente de interacción binaria) sin alterar la presión de saturación del crudo del yacimiento, es necesario crear un nuevo grupo (pues ya existía un grupo de interacción crudo muerto – gas) de componentes hidrocarburos con sus respectivos coeficientes de interacción binaria, ya que estos permitirán reproducir el comportamiento físico del solvente y el crudo cuando sus moléculas interactúen unas contra otras. Es

importante recordar que para realizar los cálculos de las propiedades del solvente, la fracción molar primaria debe ser 0, es decir solo se tiene en cuenta el componente de solvente.

El ajuste de la densidad del solvente se ejecutó a partir de un valor de densidad experimental del Hexano a 60 °F de 654,8 kg/m³ (40,908 lb/ft³). Por su parte, la presión de saturación del este mismo se calculó con la ecuación de “Antoine” a 108°F (42,22°C).

$$\log P_{sat} = A - \left[\frac{B}{T(^{\circ}C)} + C \right] \quad (1)$$

Para el hexano las constantes de la ecuación toman los siguientes valores¹⁹:

$$A = 4,00139$$

$$B = 1170,875$$

$$C = 224,317$$

$$\log P_{sat} = 4,00139 - \left[\frac{1170,875}{42,22^{\circ}C} + 224,317 \right]$$

$$P_{sat} = 0,48933 \text{ bar}$$

$$P_{sat} = 7,095285 \text{ psi}$$

Para realizar la regresión de estas dos variables, se debe tener en cuenta el punto crítico del solvente y el cambio de volumen de este mismo. Una vez hechos los correspondientes ajustes en los límites de los parámetros de regresión, se obtuvo

¹⁹ POLING, B., PRAUSNITZ, J., O'CONNELL, J., “The Properties of Gases and Liquids,” 5th Edition, McGraw Hill, New York, 2001.

una densidad calculada por el simulador de 654.83 kg/m^3 ($40,908 \text{ lb/ft}^3$), mientras que la presión de saturación del solvente tomo un valor de 7.0954 psia.

Al importar a la herramienta BUILDER el modelo de fluidos generado por WINPROP, que incluye el solvente como un componente de la fracción secundaria, se obtiene el comportamiento PVT del fluido de estudio el cual difiere en menos de un 0.4% con el modelo de fluidos generado para el Aceite con presencia de gas, comprobando que la adición del solvente no modificó significativamente las propiedades del crudo. Las gráficas que lo evidencian se encuentran anexadas (ANEXO A).

3. DESARROLLO DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN CANDIDATO A INYECCION CÍCLICA DE VAPOR

La simulación numérica de yacimientos es una herramienta multidisciplinar que dentro de sus funciones permite la representación de los fenómenos que ocurren en la aplicación de una técnica de recobro mejorado en un yacimiento con ciertas características.

La representación de una técnica de recobro mejorado como la inyección cíclica de vapor, requiere la elaboración de un modelo que reúna las propiedades de yacimiento, propiedades de los fluidos y de la formación en general que definan las características estáticas del sistema. A este modelo se agregan parámetros operacionales correspondientes a la explotación, y se obtiene el comportamiento dinámico del yacimiento, el cual permite hacer predicciones sobre el efecto que tiene la aplicación de la técnica a escala de campo.

El modelo base conceptual de este estudio representa un yacimiento colombiano de crudo pesado ubicado en el Magdalena Medio, cuyas características lo hacen candidato a la aplicación de la inyección cíclica de vapor y eventualmente a su mejoramiento utilizando solventes.

3.1. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO BASE CONCEPTUAL

Un modelo conceptual de simulación numérica de yacimientos pretende representar características geológicas, petrofísicas y de fluidos de un yacimiento

objeto de estudio, de manera que los resultados de los procesos llevados a cabo en campo, sean lo más cercanos posible a los observados mediante la simulación numérica.

El objetivo de realizar un modelo conceptual es hacer más sencillos los cálculos que describen cierto fenómeno, el cual posteriormente puede ser estudiado utilizando un modelo más robusto que disminuya la incertidumbre.

Los modelos en tres dimensiones pueden ser cartesianos o radiales. Se caracterizan por ser los más versátiles ya que permiten simular la variación de las propiedades de la roca y de las condiciones del fluido en forma areal y vertical, debido a esto, son usados en casos en los que la geometría del yacimiento es muy compleja como para ser modelada en 2-D, también son utilizados a la hora de modelar yacimientos en etapa de depleción avanzada con dinámica de fluido muy compleja.

Así mismo se usan modelos 3-D para simular el desplazamiento de fluidos donde los regímenes de flujo son dominados por el flujo vertical, como en el caso de la presencia de cámaras de vapor con solventes analizadas en este estudio.

Uno de los problemas asociados a los modelos 3-D es la discretización, pues un modelo robusto puede tener tantos gridblock que el tiempo en que proporciona los resultados es muy alto retardando la toma de decisiones²⁰, por esta razón en estudios en los que no se pretende analizar la influencia de las características geológicas y geomecánicas sobre cierto fenómeno, es recomendable utilizar

²⁰ OSORIO, G., "Simulación de Yacimientos", Universidad Nacional de Colombia.

modelos conceptuales, ya sean homogéneos o simplemente con una menor discretización en el modelo.

Para la elaboración del modelo conceptual 3D del presente estudio, se utilizaron las propiedades promedio de las arenas A y B del campo de referencia, que se encuentran entre los 1400 y 2000 pies de profundidad respectivamente.

El campo colombiano de crudo pesado tomado como referencia es un entrapamiento estructural ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Se trata de un campo superficial cuya zona productora corresponde a areniscas constituidas por una secuencia de sedimentos poco consolidados de origen fluvial, depositados en un ambiente de meandros y canales entrelazados. El petróleo in situ se estima por 740 millones de barriles, de los que actualmente se pretende recuperar el 60% para el 2023 mediante la inyección de vapor.²¹

La presión inicial del campo se encontraba por debajo de la presión de burbuja, razón por la cual se inició la inyección de vapor luego de dos años de producción en frío. Actualmente el campo produce 1500 barriles diarios.

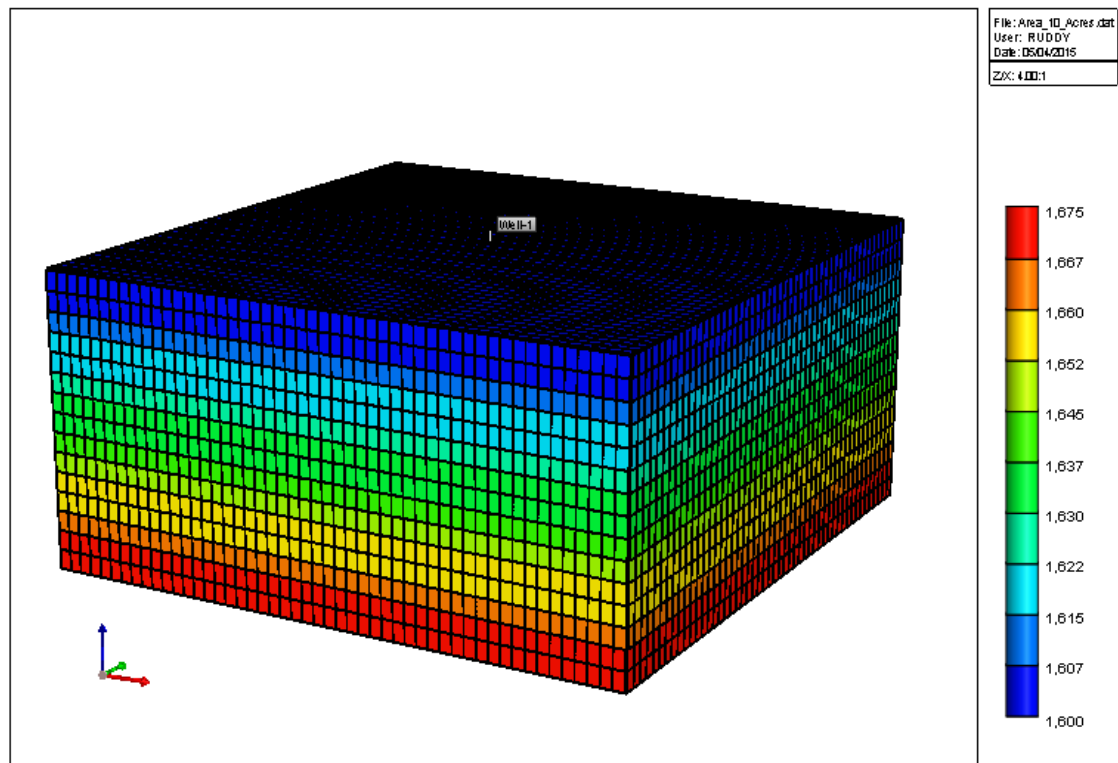
3.2. DEFINICIÓN DEL ENMALLADO

Un primer aspecto a tener en cuenta en la construcción de un modelo de simulación, es la definición del tamaño del mismo y su grado de discretización, es decir, el número de celdas que lo conforman.

²¹ OSPINA, P., "Evaluación Técnica de las Perdidas de Calor en Superficie en los Pozos Sometidos a Inyección Cíclica de Vapor" Universidad Industrial de Santander, 2004.

El modelado del yacimiento se definió teniendo en cuenta un área de 10 acres y un espesor de 80 pies. El área fue escogida luego de realizar una primera producción en frío para un modelo *single-well* utilizando 4, 10 y 12 acres. El esquema seleccionado de 10 acres se muestra en la Figura 19.

Figura 19: Modelo de 10 Acres

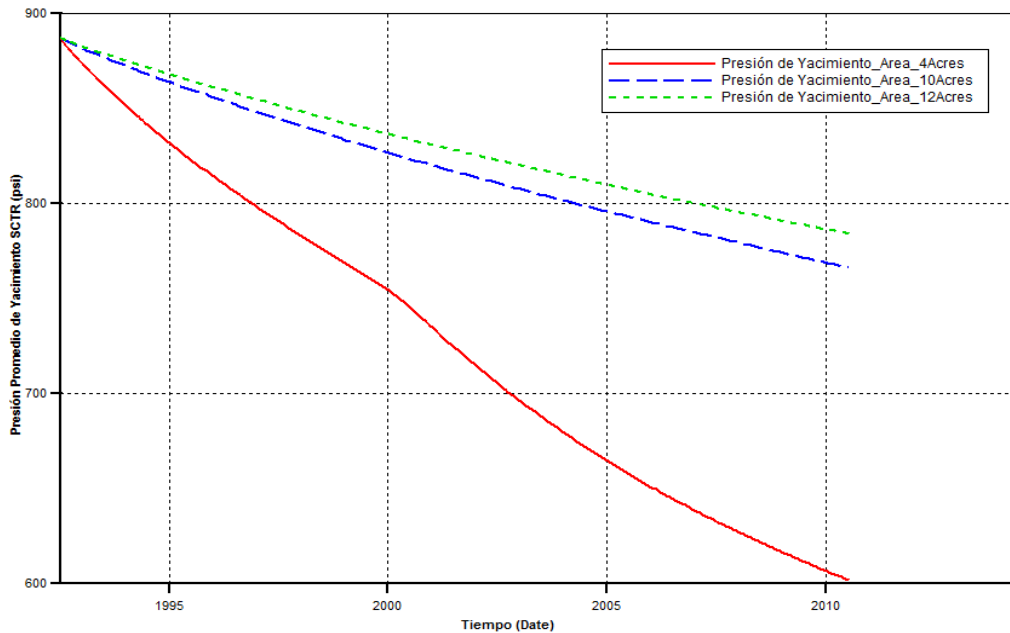


Fuente: Builder, CMG

Los modelos de 10 y 12 acres presentaban un mejor mantenimiento de presión como se observa en la Figura 20, sin embargo, se escogió el de 10 acres debido a que una posible aplicación en campo utilizaría un área similar en un patrón de

cinco puntos, manteniendo pequeños espaciamentos entre pozos como una característica favorable para un posterior proceso de inyección continua vapor.

Figura 20: Caída de Presión de los Modelos de 4, 10 y 12 Acres



Fuente: Results Graph, CMG

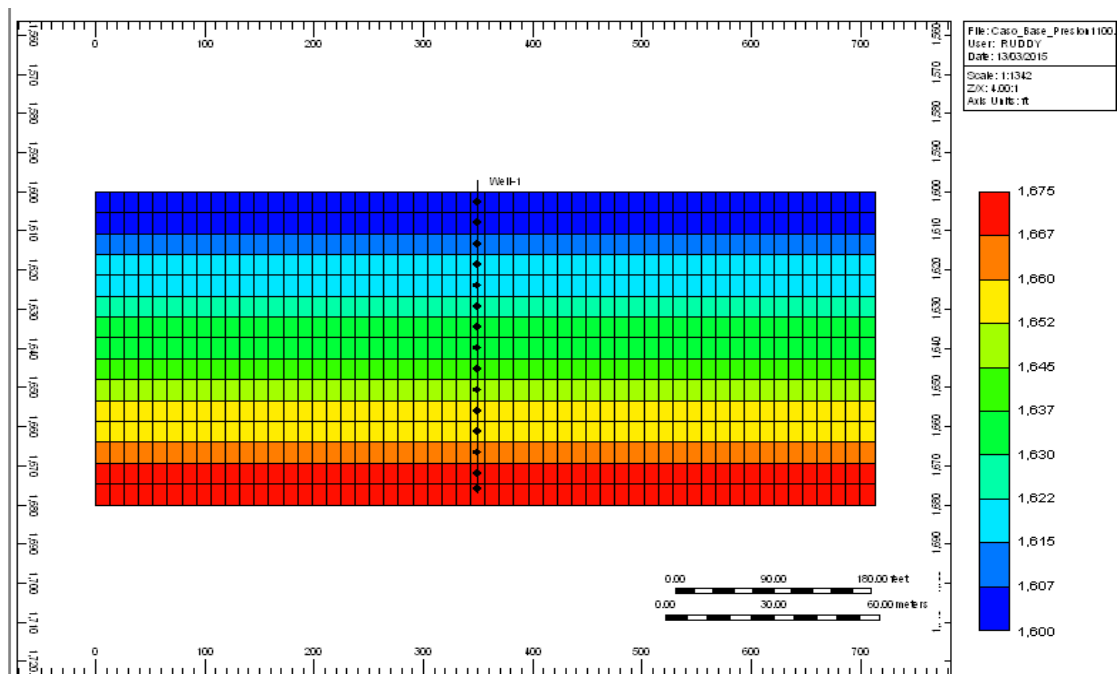
Se decidió agregar 4 celdas adicionales correspondientes a la construcción de un anillo de confinamiento, con el objetivo de obtener un mejor comportamiento de la presión de yacimiento en la etapa de producción en frío. Por tanto, fue necesario crear un *sector* que incluyera las celdas correspondientes al área objeto de evaluación (10 Acres).

De esta manera, el enmallado cartesiano queda conformado por 54 celdas en dirección i, 54 celdas en dirección j, con un tamaño de celda tanto en i como en j

de 13,2 pies. Además el modelo cuenta con 15 celdas en la dirección k, cada una de 5,333 pies y cuya totalidad suma 80 pies como espesor neto de la arena productora.

Como se dijo anteriormente se perforó un solo pozo cuyas coordenadas corresponden al centro del modelo (Figura 21). La finalidad de este único pozo es predecir el comportamiento de un piloto de la técnica aplicado en un campo de crudo pesado colombiano.

Figura 21: Modelo Estático Establecido



Fuente: BUILDER, CMG

3.3. PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

Propiedades como la porosidad y el espesor determinan directamente la cantidad de hidrocarburo presente en el yacimiento y por tanto la cantidad que puede extraerse de este, dependiendo de las características de flujo y el tipo de empuje presente en el yacimiento. Debido a esto, los valores que tomen estas propiedades influyen directamente en el comportamiento de la producción y la evolución del yacimiento con el paso del tiempo, permitiendo o no, la aplicación de un método de recobro mejorado.

En un estudio basado en procesos de simulación numérica, es importante definir las propiedades del medio poroso de manera que los resultados obtenidos sean representativos del yacimiento que se busca modelar.

Al tratarse de un modelo homogéneo solo se tendrán en cuenta propiedades de un tipo de roca, es decir, todo el modelo estará conformado por la arena productora del campo referencia.

Además de esto se deben tener en cuenta las condiciones que definen el estado termodinámico del yacimiento como la presión y la temperatura. Dichas propiedades se tabulan a continuación.

Tabla 6: Propiedades del Yacimiento

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Porosidad	29	%
Permeabilidad i	1080	mD
Permeabilidad j	1080	mD
Permeabilidad k	600	mD
Espesor	80	Ft
Profundidad	1600	Ft
Presión de Yacimiento	875	Psi
Temperatura de Yacimiento	108	°F

El desarrollo de una técnica de recobro mejorado como la inyección cíclica de vapor se ve influenciado en gran medida por la relación de permeabilidades, siendo conveniente que los valores de la relación K_v/K_h sean mayores a 0,4, con el fin de que la permeabilidad vertical sea menor que la horizontal y la cámara se genere en la dirección horizontal.²² Esto se debe a que los yacimientos con valores altos de permeabilidad, permiten que el fluido inyectado se desplace de mejor manera, logrando que el frente de vapor se mueva eficientemente y se incremente el radio calentado.²³

La incertidumbre en los datos petrofísicos del yacimiento, impidió encontrar un valor certero de la permeabilidad en dirección k, por esta razón se asumió una

²² ZERPA, L.B., "Numerical Simulation of Horizontal Wells in a Heavy Crude Reservoir in Venezuela," SPE 30282.

²³ URIBE, C., A., "Evaluación Técnico-Financiera de un Proceso de Inyección cíclica de Vapor Usando Pozos Horizontales" Universidad Industrial de Santander, 2012.

anisotropía típica de un yacimiento apto para inyección cíclica de vapor, que varía entre 0,5 y 0,6 (0,56 en este caso).

3.4. CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO Y DE LA ROCA

Un modelo de simulación numérica requiere una representación adecuada del comportamiento de los hidrocarburos contenidos en el medio poroso, este comportamiento fue caracterizado desde dos puntos de vista: Un modelo de fluidos elaborado a partir de pruebas PVT y las curvas de permeabilidad relativa que indiquen la capacidad de flujo de los distintos fluidos a partir de cambios en las saturaciones.

La fase aceite utilizada en la construcción del modelo estático corresponde a un crudo pesado del valle medio del Magdalena caracterizado mediante la herramienta WINPROP de CMG.

El crudo muerto tiene componentes desde el C₈ hasta su fracción pesada C₃₀₊, con una densidad de 52,1301 lb/ft³. Así mismo el gas, tiene una composición de C₁ a C₁₀ con algunos compuestos aromáticos, además fue agregado en una fracción molar del 7% determinada a partir de datos de muestras sometidas a recombinación.

De esta manera, el fluido tiene una gravedad API de 12,7 y una viscosidad de 2650 cp a condiciones de yacimiento. Por su parte la presión de burbuja se encuentra alrededor de los 1200 psi a 108 °F, lo que quiere decir que el

yacimiento se encuentra saturado en condiciones iniciales. El comportamiento del fluido se describe claramente en el Capitulo 2.

Luego de incluir el comportamiento PVT del crudo al modelo, fue necesario definir la interacción roca fluido y las condiciones de saturación iniciales del sistema, utilizando *End Points* del campo de referencia para generar las curvas de permeabilidad relativa mediante la correlación generalizada de Hirasaki mostrada a continuación.

$$K_{rw} = K_{wiro} \left(\frac{S_w - S_{wcrit}}{1 - S_{wcrit} - S_{oirw}} \right)^{N_w} \quad (2)$$

$$K_{row} = K_{rocw} \left(\frac{S_o - S_{orw}}{1 - S_{wcon} - S_{orw}} \right)^{N_{ow}} \quad (3)$$

$$K_{rog} = K_{rogc} \left(\frac{S_l - S_{org} - S_{wcon}}{1 - S_{gcon} - S_{org} - S_{wcon}} \right)^{N_{og}} \quad (4)$$

$$K_{rg} = K_{rgcl} \left(\frac{S_g - S_{gcrit}}{1 - S_{gcrit} - S_{oirg} - S_{wcon}} \right)^{N_g} \quad (5)$$

En donde,

<i>K_{rw}</i> :	Permeabilidad Relativa del Agua
<i>K_{row}</i> :	Permeabilidad Relativa del Aceite al Agua
<i>K_{rg}</i> :	Permeabilidad Relativa del Gas
<i>K_{rog}</i> :	Permeabilidad Relativa del Aceite al Gas
<i>S_{wcon}</i> :	Saturación de Agua Connata
<i>S_{wcrit}</i> :	Saturación de Agua Crítica
<i>S_{oirw}</i> :	Saturación de Aceite Irreducible para la Tabla Agua Aceite
<i>S_{orw}</i> :	Saturación de Aceite Residual para la Tabla Agua Aceite
<i>S_{oirg}</i> :	Saturación de Aceite Irreducible para la Tabla Gas Liquido
<i>S_{org}</i> :	Saturación de Aceite Residual para la Tabla Gas Liquido
<i>S_{gcon}</i> :	Saturación de Gas Connata

<i>Sg_{crit}</i> :	Saturación de Gas Crítica
<i>Krocw</i> :	Kro a Saturación de Agua Connata
<i>Krwiro</i> :	Krw a Saturación de Aceite Irreducible
<i>Krgcl</i> :	Krg a Saturación de Liquido Connata
<i>Krogcg</i> :	Krog a Saturación de Gas Connata
<i>Nw</i> :	Exponente para Calcular Krw
<i>Now</i> :	Exponente para Calcular Krow
<i>Nog</i> :	Exponente para Calcular Krog
<i>Ng</i> :	Exponente para Calcular Krg

Este procedimiento se realizó debido a la falta de información petrofísica del campo en estudio. Los datos tomados corresponden a un yacimiento de crudo pesado mojado por agua, con características similares al tomado como referencia (Tabla 7).

Tabla 7: End Points para las Curvas de Permeabilidad Relativa

Descripción	Valor
Saturación de Agua Connata	0,2
Saturación de Agua Critica	0,2
Saturación de Aceite Irreducible al agua	0,3
Saturación de Aceite Residual al Agua	0,3
Saturación de Aceite Irreducible al Gas	0,3
Saturación de Aceite Residual al Gas	0,3
Saturación de Gas Connata	0
Saturación de Gas Critica	0,05
Permeabilidad Relativa del Agua	0,3
Permeabilidad Relativa del Aceite	0,9
Permeabilidad Relativa del Gas	0.6

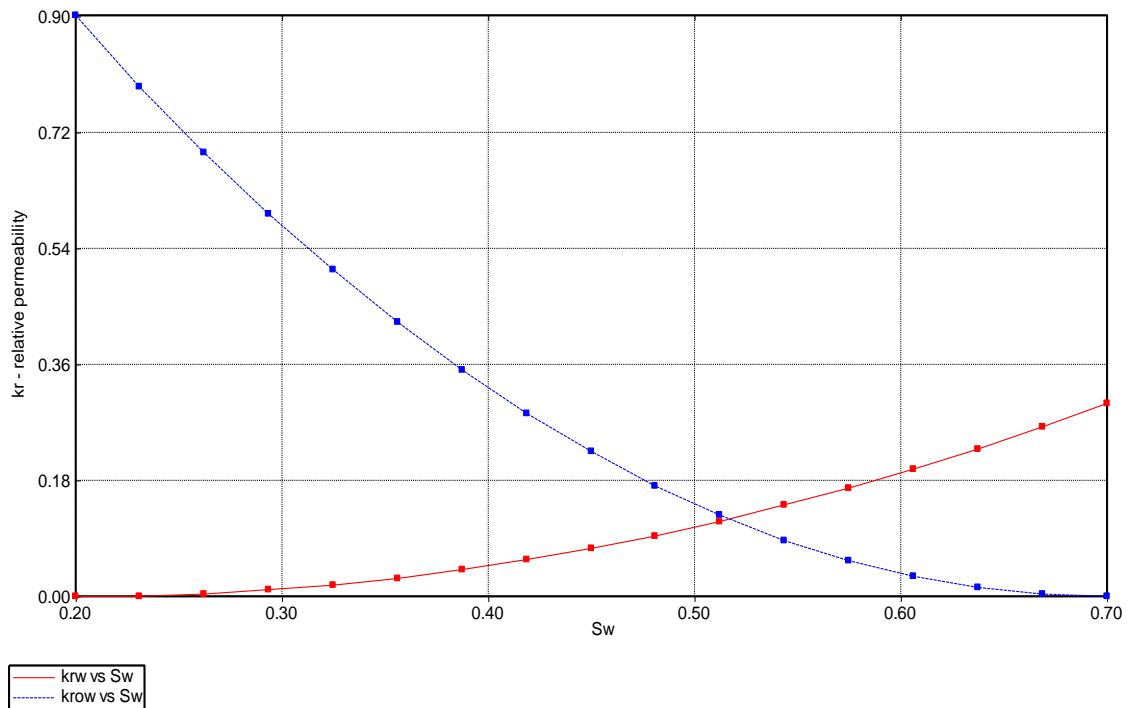
*Se utilizaron exponentes cuadráticos para la Correlación de Hirasaki

Fuente: Modificado de PINTO, J., "Desarrollo de una metodología para la implementación de la Administración de Energía para Procesos de Inyección Continua de Vapor A través de la Simulación Numérica de Yacimientos y Métodos Analíticos", GRM – Universidad Industrial de Santander, 2013.

La correlación generalizada de Hirasaki permitió representar el comportamiento de flujo de fluidos en yacimiento a través de dos gráficas. La primera de ellas (Figura 22) describe la permeabilidad relativa del aceite en función de la saturación de agua dejando evidencia de los cambios en el flujo del aceite a medida que se implementa la inyección cíclica de vapor aumentando el volumen de agua en yacimiento con el tiempo.

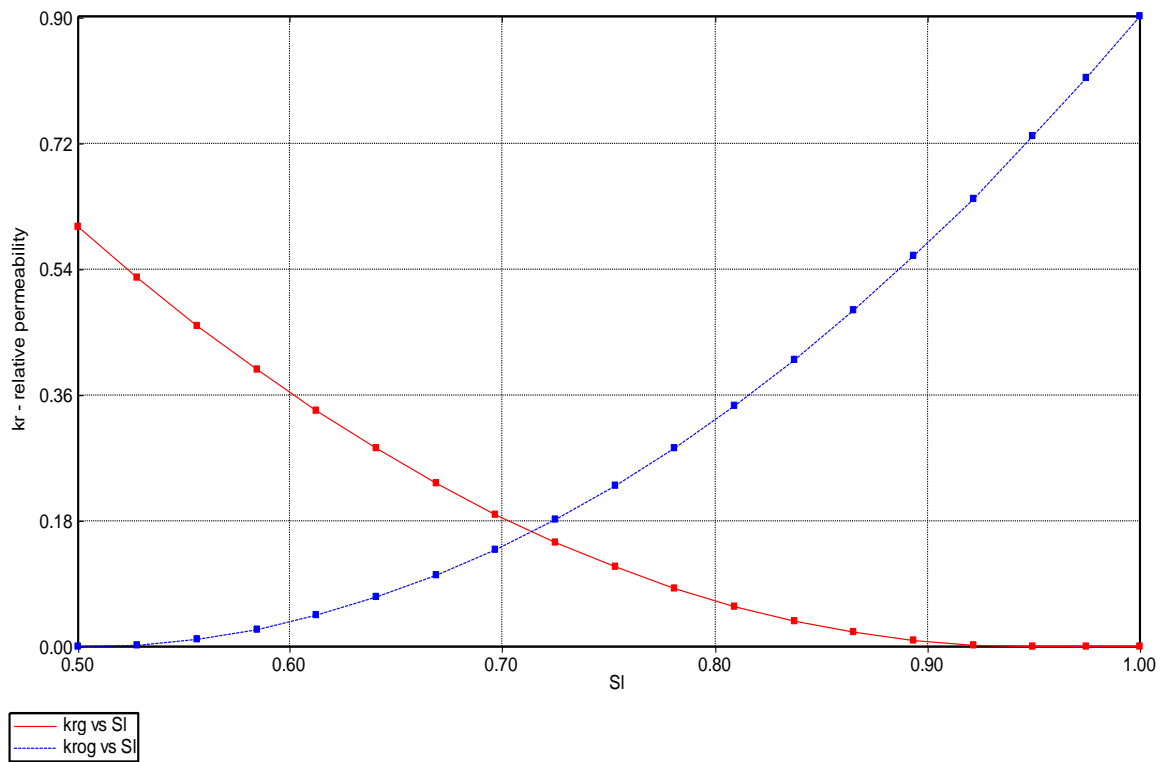
La segunda de ellas (Figura 23) muestra el comportamiento del flujo de gas con respecto a la saturación de líquido, para las distintas distribuciones de los fluidos líquidos y gaseosos que se puedan presentar a lo largo del proceso.

Figura 22: Permeabilidad Relativa Agua – Aceite



Fuente: Builder, CMG

Figura 23: Permeabilidad Relativa Gas – Líquido



Fuente: Builder, CMG

3.5. PROPIEDADES TÉRMICAS DE LA ROCA

La aplicación de una técnica de recobro térmico como la inyección cíclica de vapor, requiere de la especificación de las propiedades térmicas de la roca, pues estas permiten la representación de fenómenos de transferencia de calor (como la conducción) propios de este proceso y necesarios para lograr el calentamiento del crudo y como consecuencia la reducción de su viscosidad.

Además, están relacionadas con el cálculo de las pérdidas de calor producidas por la presencia de formaciones adyacentes, siendo determinantes a la hora de decidir si la aplicación del proceso es viable bajo estas condiciones.

A continuación se muestran las propiedades térmicas de la roca utilizadas en el presente estudio.

Tabla 8: Propiedades Térmicas de la Roca y de los Fluidos

PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
Conductividad Térmica	24	BTU/ft*D*°F
Capacidad Calorífica	30	BTU/ft ³ *°F
Compresibilidad	5x10 ⁻⁴	psi ⁻¹
Conductividad Térmica del Petróleo	2	BTU/ft*D*°F
Conductividad Térmica del Gas	1,2	BTU/ft*D*°F
Conductividad Térmica del Agua	8,6	BTU/ft*D*°F

Fuente: URIBE, C., “Evaluación Técnico-Financiera de Implementar un Proceso de Inyección cíclica de Vapor Usando Pozos Horizontales” Universidad Industrial de Santander, 2011.

3.6. PRODUCCIÓN EN FRIO DEL MODELO

Con el fin de tener información de la producción y la caída de presión del yacimiento bajo la influencia de sus mecanismos de empuje natural, y además, tener una base de comparación a la hora de calcular el factor de recobro incremental aportado por la inyección cíclica, se realizaron corridas de la producción en frío del modelo creado, determinando el mejor escenario de

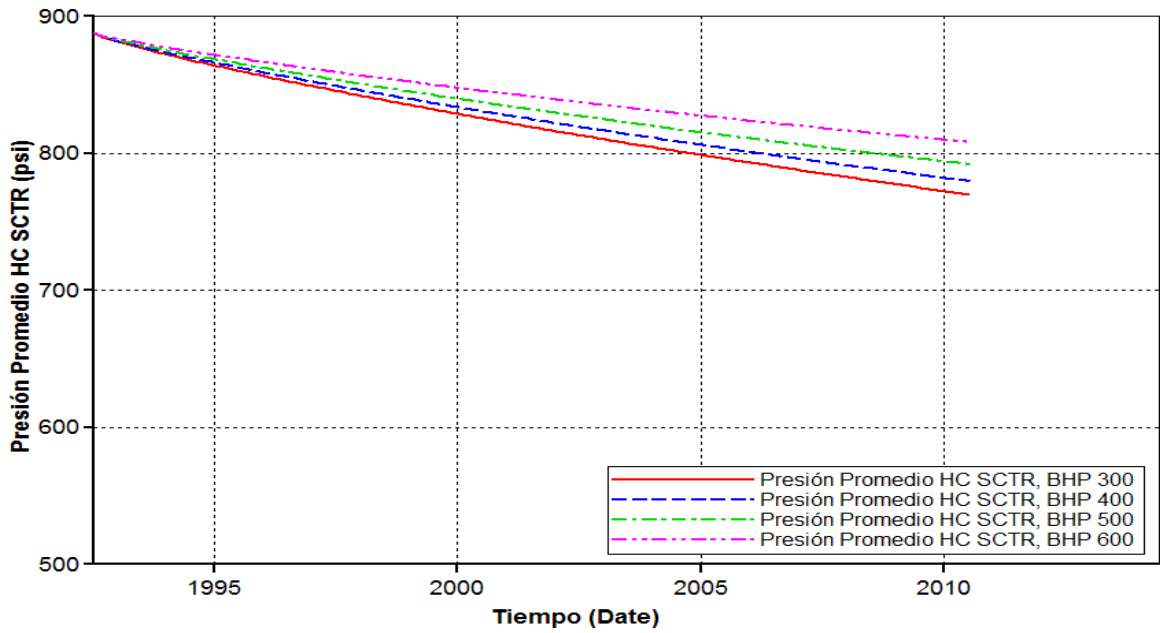
explotación mediante la sensibilización de parámetros operacionales como la presión de fondo fluyendo (BHP por sus siglas en inglés).

Dicho parámetro se varió desde 300 hasta 600 psi, pues con presiones mayores existe una restricción de flujo notable debido a un bajo diferencial de presión, dada la cercanía entre altas BHP y la presión promedio del yacimiento. Por su parte, el uso de presiones menores a 300 psi podría generar daño en la formación y agotamiento temprano de la energía del yacimiento.

La presión de fondo fluyendo de 600 psi proporciona una caída de presión más estable en comparación con las otras BHP usadas (Figura 24), sin embargo su factor de recobro es significativamente menor (Figura 25). Por otra parte, la BHP de 300 psi tiene el mejor comportamiento del factor de recobro pero la caída de presión no es favorable para aplicar la técnica al restringir el número de ciclos debido a una baja presión de yacimiento. Por tal razón se escogió la BHP de 500 psi pues esta representa una tendencia de la producción en frío del modelo que se ajusta a la del campo, sin una caída de presión abrupta que impida la aplicación de la inyección cíclica de vapor.

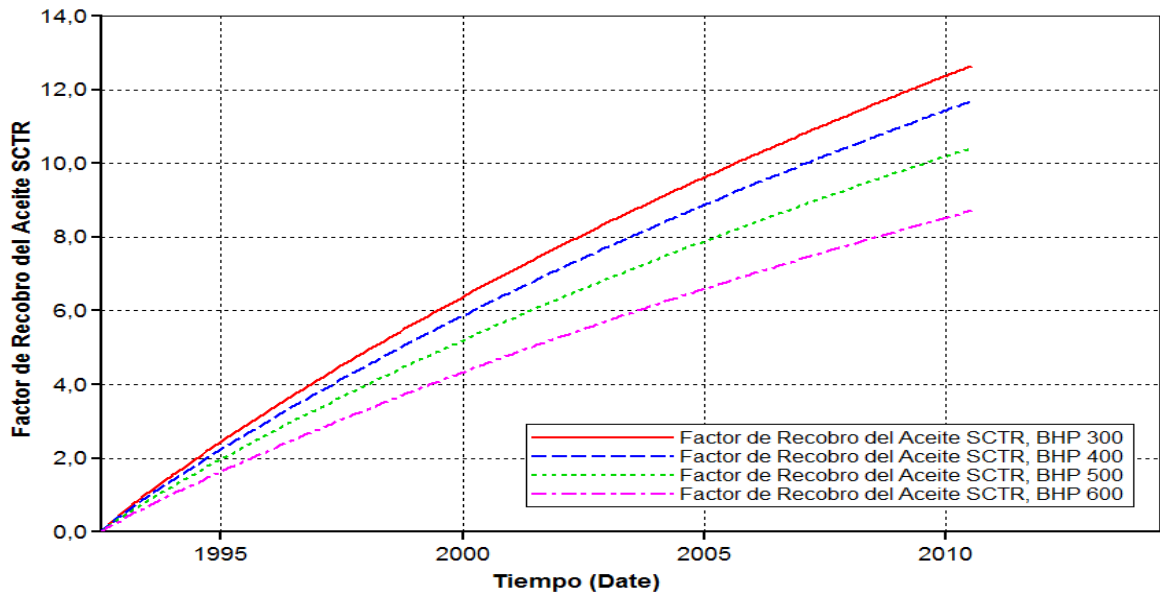
Posterior a la definición de la presión de fondo fluyendo fue necesario determinar la duración de la producción en frío previa al inicio de la inyección cíclica de vapor, de manera que se pueda evidenciar la producción incremental consecuencia de la implementación del proceso de recobro mejorado.

Figura 24: Sensibilidad de la Presión de Fondo Fluyendo – Presión Promedio Vs Tiempo



Fuente: Results Graph, CMG.

Figura 25: Sensibilidad de la Presión de Fondo Fluyendo – Factor de Recobro Vs Tiempo



Fuente: Results Graph, CMG.

La fecha establecida para el fin de la producción en frío, se encuentra 5 años después del inicio de esta etapa, es decir, el primer ciclo de la inyección de vapor inicia en el día número 1826. Esta fecha se escogió a partir del comportamiento del factor de recobro y de la presión promedio de yacimiento.

Teniendo en cuenta que la producción por flujo natural no aumentaba en gran medida después de este punto, se decidió finalizar la producción en frío cuando esta alcanzara un 6% de factor de recobro. Por otro lado la presión promedio del yacimiento aún se mantiene alta, condición favorable para iniciar la inyección. La reducción de la presión del yacimiento hasta ese momento es de aproximadamente 22 psi.

3.7. SELECCIÓN DE PARAMETROS OPERACIONALES PARA LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

Anteriormente se definió una BHP de 500 psi para la producción en frío, también utilizada en el pozo productor para la etapa de producción de los ciclos de vapor.

En cuanto al pozo inyector, es necesario definir parámetros operacionales influyentes en el funcionamiento de la técnica, como la duración de cada etapa de los ciclos, las características del fluido inyectado, la presión de inyección y la tasa de inyección.

- **Características del fluido inyectado:** Este proceso de recobro térmico implica la generación de vapor de agua húmedo saturado. Dicho

procedimiento se realiza utilizando generadores de superficie que proveen un fluido de calidad del 80%. Sin embargo para simular las condiciones termodinámicas a las que el vapor ingresa a la formación es necesario tener en cuenta pérdidas por transferencia de calor en las tuberías de superficie y el tubing de inyección, lo que disminuye la calidad del vapor a 65% en fondo de pozo.

Los generadores de vapor manejan rangos de temperatura de alrededor de los 600°F. Por tanto, teniendo en cuenta un proceso isotérmico desde el generador hasta el fondo de pozo, se eligió un valor para la temperatura del vapor de 580°F.

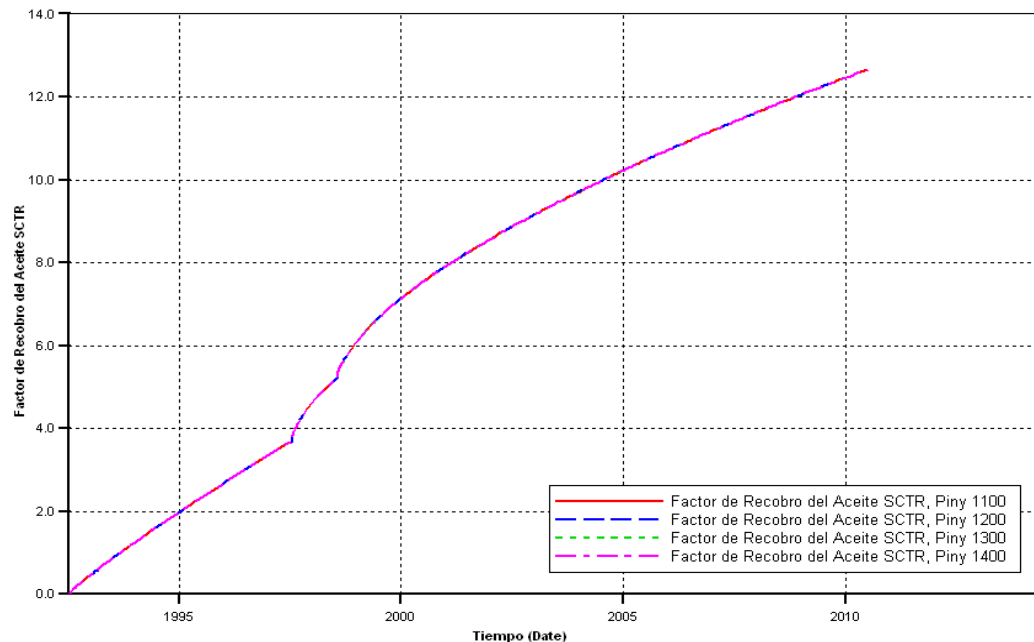
- **Duración de los Ciclos:** A partir de la revisión bibliográfica se utilizó una duración de 5 días para la etapa de inyección, 2 días para la etapa de remojo y 365 días para la etapa de producción hasta aplicar el siguiente ciclo. Estos valores mostraron un comportamiento típico de producción como respuesta a la aplicación del proceso, obteniendo factores de recobro incrementales sobre la producción en frío.

Este esquema establecido para la duración de los ciclos de inyección fue usado para seleccionar la tasa y la presión en el pozo inyector, sin embargo, estos tiempos fueron sometidos al correspondiente análisis de sensibilidad para determinar sus valores óptimos mediante la herramienta CMOST

- **Presión de Inyección:** Con el objetivo de definir la constrain adecuada para la presión de inyección que garantizara las condiciones termodinámicas del vapor saturado, se realizó una sensibilidad con cuatro valores de BHP para el pozo inyector (1100, 1200, 1300 y 1400 psi).

Al observar el comportamiento del factor de recobro que se obtiene utilizando los 4 valores de presión (Figura 26), se hace evidente que no existe ningún cambio en la tendencia del factor de recobro entre las BHP probadas.

Figura 26: Sensibilidad de la Presión de Inyección – Factor de Recobro Vs Tiempo



Fuente: Results Graph, CMG.

Dado que no existe diferencia en el factor de recobro como consecuencia de este parámetro, se decidió seleccionar el valor de 1300 psi como constrain de presión de inyección, pues se asegura que el vapor llegue en condiciones de saturación a la cara del pozo con la temperatura establecida

(580°F), además esta presión permite el manejo de un buen caudal sin exceder la presión de fractura de la formación. Las características del vapor saturado para estas condiciones se encuentran tabuladas a continuación:

Tabla 9: Propiedades Termodinámicas del Vapor Saturado

Temp.	P sat.	Entalpía		
		Líquido sat	Evap.	Vapor sat.
°F	psia	Btu/lbm	Btu/lbm	Btu/lbm
500	680	487.7	714.8	1202.5
520	811.4	511.7	687.3	1198.9
540	961.5	536.4	657.5	1193.8
560	1131.8	562	625	1187
580	1324.3	588.6	589.3	1178
600	1541	616.7	549.7	1166.4

Fuente: Tomado de GORDON J., VAN W., SONNLAG R., “Fundamentals of Classical Thermodynamics”, Tercera Edición, Nueva York, 1986

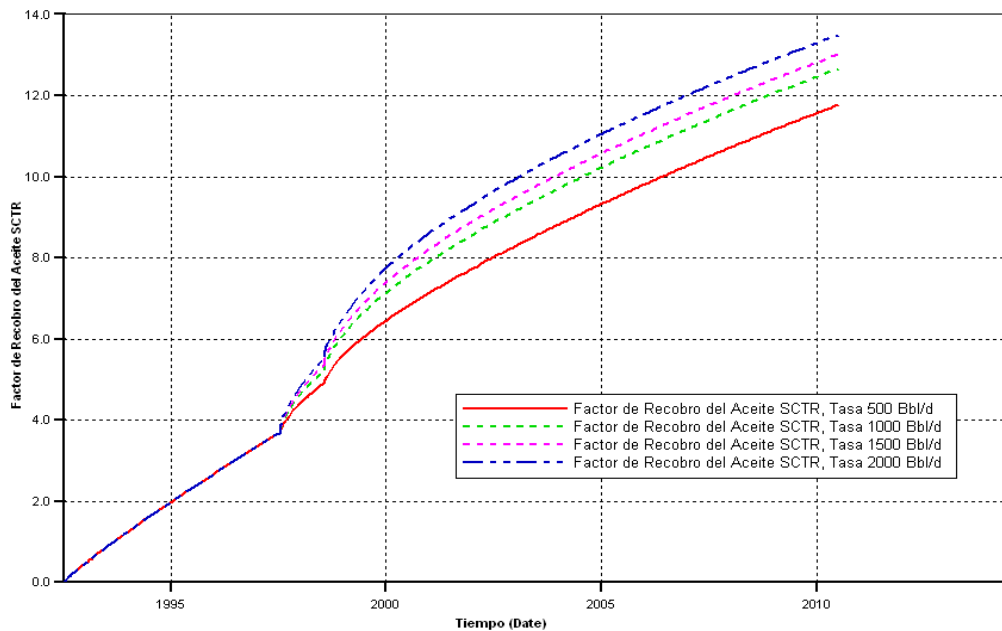
- **Tasa de Inyección:** Para establecer la tasa de inyección que mejor se ajustara a las condiciones del modelo, se variaron los caudales desde 500 hasta 2000 Bbl equivalentes para observar la respuesta en el factor de recobro y en la relación vapor aceite.

En la Figura 27 se puede ver como entre la tasa de 500 Bbl/día y la de 1000 Bbl/día existe un aumento notable del factor de recobro (1%) en comparación con el incremento que existe entre la tasa de 1000 Bbl/día y 1500 Bbl/día (0.3%), teniendo en cuenta que en los dos casos hay una diferencia entre las tasas comparadas de 500 Bbl/día. Se observa un

comportamiento similar entre las tasas de 1500 y 2000 Bbl/día pues la mejora en el factor de recobro no supera el 0.3%.

La relación vapor aceite para la tasa 1000 Bbl/día se puede considerar como intermedia, sin embargo la tasa de 500 Bbl/día, la cual presenta el mejor comportamiento del SOR, no alcanza valores significativos en cuanto al factor de recobro (Figura 28).

Figura 27: Sensibilidad de la Tasa de Inyección – Factor de Recobro Vs Tiempo

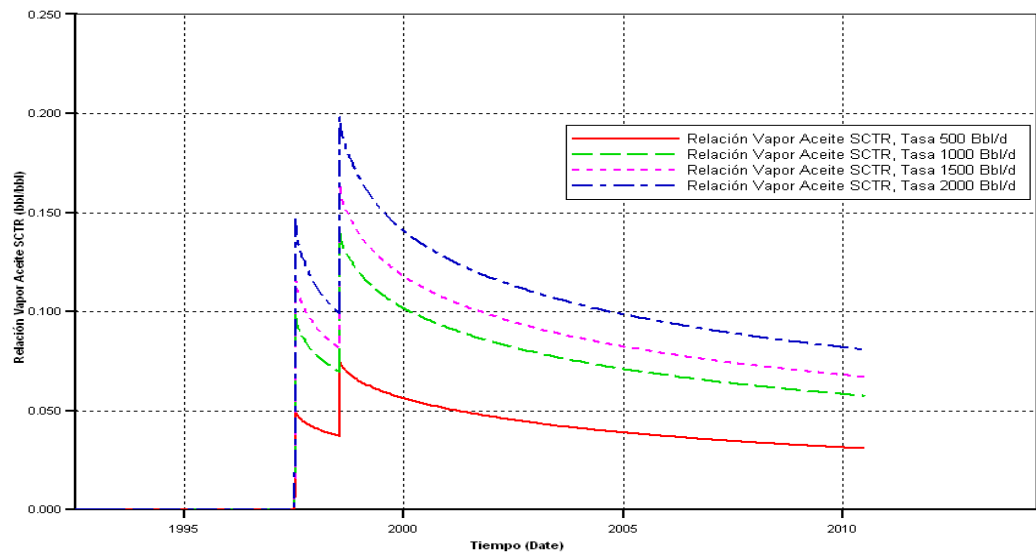


Fuente: Results Graph, CMG.

Teniendo en cuenta los dos criterios mencionados anteriormente, se escogió un valor de 1000 Bbl/día como tasa óptima de inyección para el caso de estudio.

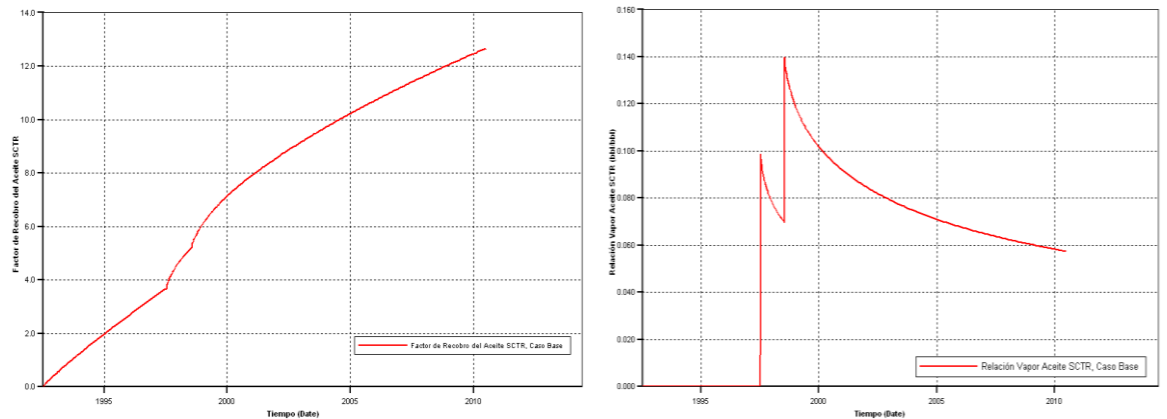
Después del análisis de parámetros realizado, se obtuvo un caso base de dos ciclos de inyección de vapor a una presión de 1300 psi, temperatura de 580 °F, calidad de 65% y tasa de 1000 Bbl/día, cuyo comportamiento se encuentra en la Figura 29. Este caso se utilizó como base para optimizar la duración de cada etapa y el número de ciclos de inyección de vapor en la herramienta CMOST.

Figura 28: Sensibilidad de la Tasa de Inyección – Relación Vapor Aceite Vs Tiempo



Fuente: Results Graph, CMG.

Figura 29: Factor de Recobro y Relación Vapor Aceite Vs Tiempo, Caso Base



Fuente: Results Graph, CMG

3.8. OPTIMIZACIÓN DEL CASO BASE EN CMOST

La herramienta CMOST de la compañía CMG dentro de sus tareas, permite realizar optimizaciones a partir de un esquema base de inyección. Para el caso de estudio se utilizó el esquema planteado en la sección anterior, cuyos parámetros fijos son aquellos que ya fueron sensibilizados: la tasa y la presión de inyección.

La selección del número de ciclos y los tiempos de inyección, remojo y producción en un proceso de inyección cíclica de vapor, determinan en gran medida la viabilidad técnica de la implementación de dicho método de recobro mejorado. Por esta razón, es indispensable llevar a cabo un proceso de optimización de los parámetros anteriormente mencionados. Los valores asignados a los parámetros de evaluación varían como se muestra a continuación:

Tabla 10: Variación de los Parámetros de Optimización

Tiempo de Inyección	Tiempo de Remojo	Tiempo de Producción	Número de Ciclos
<ul style="list-style-type: none">• 3 Días• 4 Días• 5 Días• 6 Días• 7 Días• 8 Días	<ul style="list-style-type: none">• 2 Días• 3 Días• 4 Días• 5 Días	<ul style="list-style-type: none">• 180 Días• 240 Días• 300 Días• 365 Días• 420 Días• 480 Días• 540 Días	<ul style="list-style-type: none">• 4• 5• 6• 7• 8• 9• 10

Después de establecer los parámetros a evaluar, se debe ingresar a la herramienta la función objetivo global con el fin de que la optimización se base en los resultados de dicha función. Para este estudio, se trabajó con “Valor Presente Neto” como función objetivo en Miles de dólares (unidad de visualización). Esto con el fin de obtener los casos que se podrían aplicar teniendo en cuenta el factor económico.

Para calcular la función objetivo, valor presente neto, se especifican dos términos de descuento:

- **Petróleo producido:** Corresponde a la tasa de producción de aceite y determinan la ganancia bruta que se obtiene al aplicar la técnica. Para la descripción de este valor de descuento se tienen en cuenta los siguientes datos:
 - Unidad Base: STB/d
 - Valor Unitario \$/STB
 - 35 \$ (Valor por unidad)
 - Factor de conversión a M\$: 0.001
 - Tasa de descuento: interés anual del 10%
 - Origen: Pozo Productores

- **Tratamiento del agua:** Corresponde a la tasa de inyección de vapor en términos de barriles equivalentes de agua y determinan los egresos

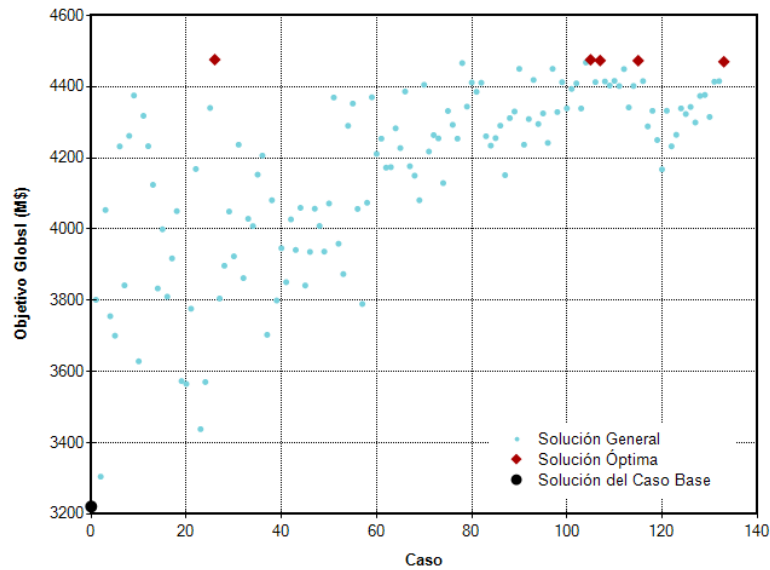
debidos a la generación del vapor. Para la descripción de este valor de descuento se tienen en cuenta los siguientes datos:

- Unidad Base: STB/d
- Valor Unitario \$/STB
- -2.82 \$ (Valor por unidad)
- Factor de conversión a M\$: 0.001
- Tasa de descuento: interés anual del 10%
- Origen: Pozo Inyector

Además, se especificó que cada uno de los parámetros afecta de igual manera los resultados de la función objetivo. Esto es posible indicando que cada parámetro tiene un valor de “1” en la matriz de influencia.

El tiempo de la corrida en CMOST fue de 115 horas correspondientes a un total de 133 casos creados y evaluados, de los cuales CMOST selecciona los cinco mejores teniendo en cuenta el mayor valor para el objetivo global. Esta distribución y su diferencia con el caso base se observa en la Figura 30.

Figura 30: Distribución de Casos Óptimos en CMOST



Fuente: CMOST, CMG

CMOST evalúa estadísticamente los valores en los que se pusieron a variar los parámetros en base a la frecuencia. La frecuencia se define como la cantidad de casos en los que se utiliza un valor de determinado parámetro, generalmente se hace mayor a medida que la solución tiende a ser la óptima.

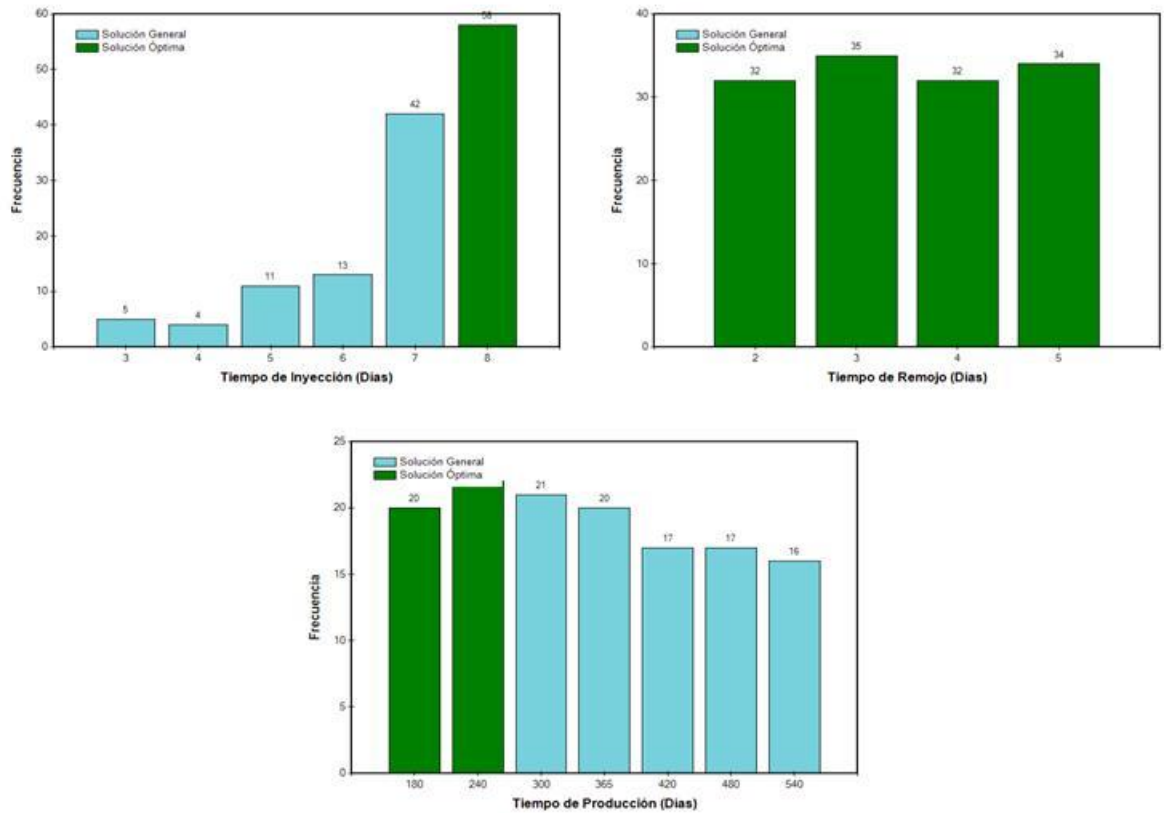
El tiempo de inyección que se encuentra presente en la mayoría de los casos es el de 8 días, luego las soluciones óptimas tienen el mayor tiempo de inyección considerado, lo que se traduce en una mayor cantidad de energía entregada al yacimiento.

El tiempo de remojo no parece tener mucha influencia en la optimización de la inyección cíclica de vapor para el caso de estudio, pues los valores tomados para

este parámetro estuvieron distribuidos uniformemente en todas las iteraciones realizadas por la herramienta.

Por su parte el tiempo de producción para los casos óptimo se encuentra entre los valores de 180 días y 240 días, que muestran la mayor frecuencia a lo largo de la optimización. Sin embargo se presume que a menores tiempos de producción, entre ciclo y ciclo se presenta mayor eficiencia del proceso. La distribución de frecuencia de los tiempos de inyección, remojo y producción se observa en la siguiente figura:

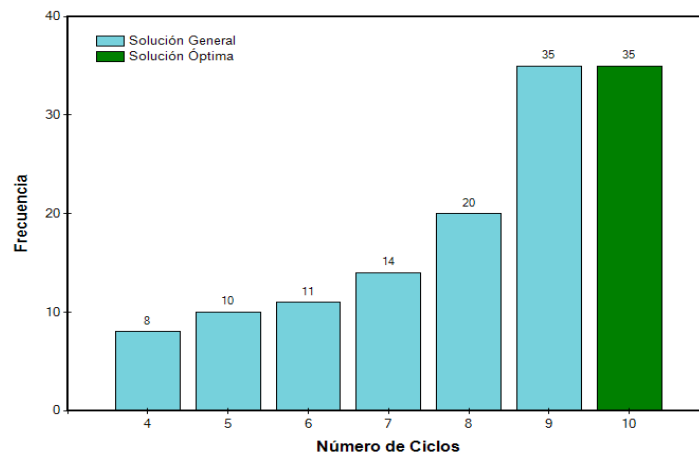
Figura 31: Histograma de Frecuencia de los Tiempos de Inyección, Remojo y Producción



Fuente: CMOST, CMG.

El comportamiento de frecuencia para el número de ciclos indica que a medida que aumenta el número de ciclos, la solución se acerca a la óptima. Este comportamiento se debe a la naturaleza del crudo, pues en crudos extra-pesados el número de ciclos es menor. El histograma de frecuencia que muestra esta tendencia, se encuentra a continuación:

Figura 32: Histograma de Frecuencia, Número de Ciclos

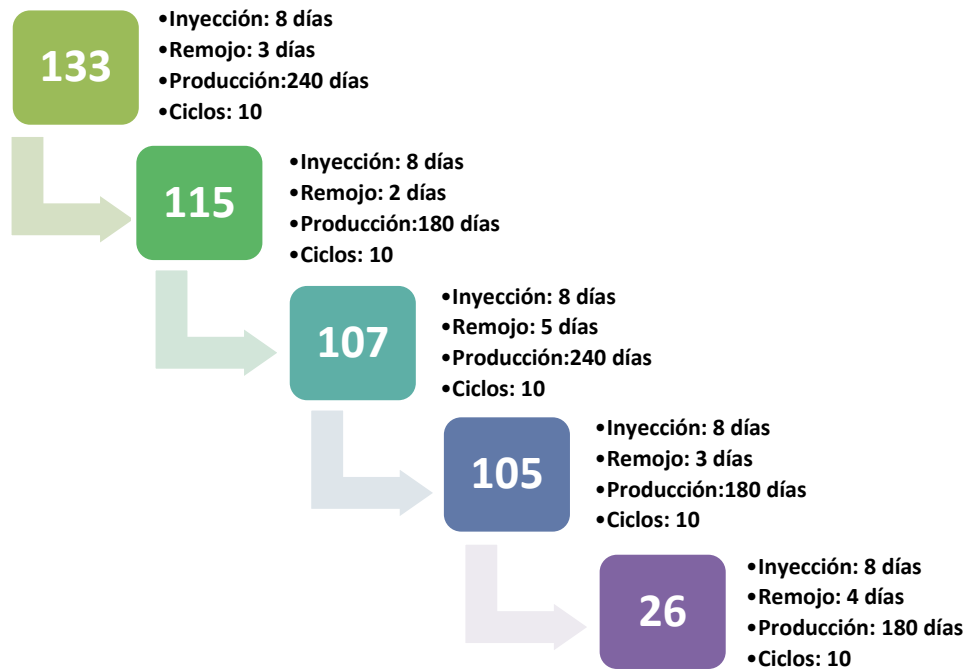


Fuente: CMOST, CMG.

Con base en lo anterior, la herramienta CMOST ordena los casos que presentan los parámetros de mayor frecuencia dependiendo a su vez del valor presente neto (VPN) calculado para cada uno. Los cinco mejores casos de menor a mayor VPN se muestran en la Figura 33.

Una vez establecidos los cinco mejores casos para los parámetros de la inyección cíclica de vapor, se analizó el comportamiento del factor de recobro para cada caso. Como se muestra en la Figura 34, existe una disminución en el factor de recobro para los casos que poseen 240 días en su etapa de producción, por tanto estos fueron descartados para la selección del caso base óptimo.

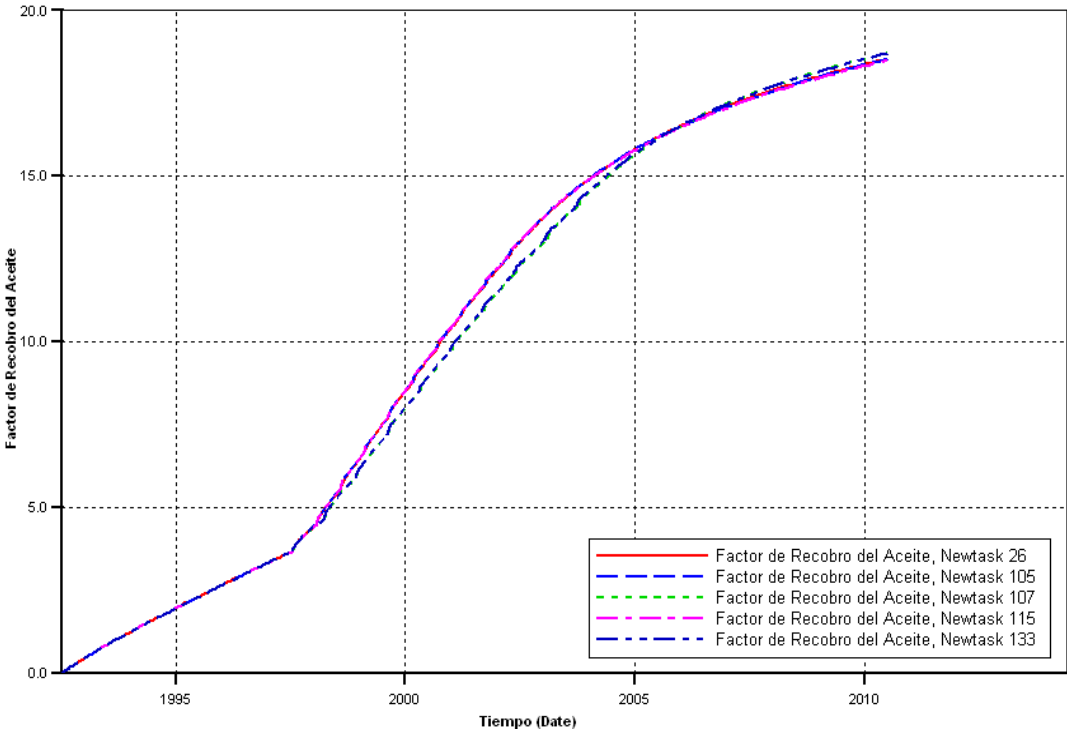
Figura 33: Casos Óptimos para la Inyección Cíclica de Vapor



Fuente: Tomado de CMOST, CMG.

Por otro lado, los casos con 180 días de producción tienen un mejor comportamiento pero no existe variación entre ellos; debido a esto, si se requiere realizar alguna comparación es necesario recurrir al VPN como criterio de selección. El caso con mayor valor presente neto es el número 26, quedando establecido como el caso base óptimo de inyección de vapor

Figura 34: Factor de Recobro de los Cinco Mejores Casos



Fuente: Results Graph, CMG

4. IMPLEMENTACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR MEJORADO CON SOLVENTE

El estudio de la viabilidad técnica de la implementación de la inyección cíclica de vapor mejorada con solventes requiere del previo establecimiento de un escenario óptimo de aplicación del proceso.

4.1. ESCENARIO ÓPTIMO DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

Los valores de los parámetros operacionales correspondientes al escenario óptimo de inyección cíclica de vapor fueron seleccionados a partir de la sensibilidad realizada en la herramienta CMOST de la compañía CMG descrita anteriormente.

Para una tasa de inyección establecida de 1000 Barriles de agua equivalente por día, que a una calidad de 0.65, una temperatura de 580 °F y una presión de inyección de 1300 psi corresponde a un flujo de energía de 25.12 MBTU/día inyectado a la formación productora, se seleccionaron el tiempo de inyección remojo y producción así como el número de ciclos a realizar.

El tiempo de inyección elegido fue de 8 días para todos los ciclos, pues representa la cantidad suficiente de energía inyectada al yacimiento para calentar el crudo y disminuir su viscosidad sin sacrificar la economía del proyecto. Este tiempo es relativamente bajo en comparación con las aplicaciones de inyección cíclica de vapor e inyección cíclica de vapor mejorado con solvente que se han llevado a cabo en yacimientos de crudo con baja movilidad, debido a que la inyectividad de

estos últimos yacimientos es menor y la viscosidad del crudo requiere mayores delta de temperatura para su mejoramiento, luego se necesita de una mayor cantidad de días para que se forme una cámara de vapor que tenga algún efecto sobre el crudo.

El tiempo de remojo escogido es de cuatro días. Este se ajusta a la práctica común de cerrar pozo durante los días equivalentes a la mitad del tiempo de inyección en crudos móviles. Un tiempo menor a este implica el riesgo de tener una cantidad insuficiente de calor transferida a la formación, pues es posible que la mayoría del vapor no se condense. Por otro lado, a tiempos mayores el crudo calentado por el vapor puede llegar a enfriarse aumentando su viscosidad nuevamente. Un tiempo de remojo de cuatro días permite obtener la eficiencia térmica esperada sin afectar el factor de recobro significativamente debido al periodo de cierre del pozo.

En cuanto al tiempo de producción determinado para este estudio, se tomó un valor de ciento ochenta días correspondientes a seis meses, pues mostraba el mejor comportamiento del factor de recobro y dejaba abierta la posibilidad de un ciclo posterior. El uso de tiempos mayores de producción afecta el factor de recobro, ya que permite una mayor caída en la presión del yacimiento impidiendo la realización exitosa de los siguientes ciclos. Además de esto, en un largo periodo posterior al calentamiento la movilidad del crudo disminuye hasta el punto en el que se dificulta su extracción.

Definidos estos tiempos, es necesario establecer el número de ciclos que se van a realizar. Para el presente estudio se definieron diez ciclos, valor que se aleja de las aplicaciones encontradas de las dos técnicas en campos de crudos extra-

pesados, pero se asemeja más al proceso que se llevaría a cabo en un crudo pesado con movilidad como el que se tomó de referencia.

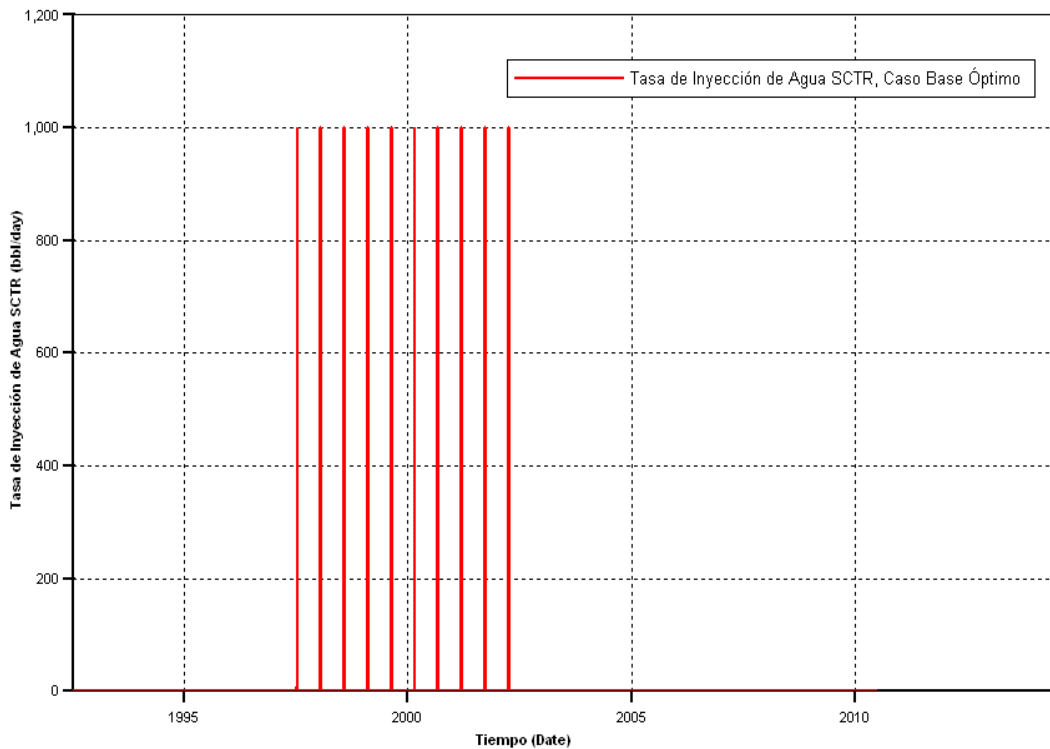
El esquema óptimo de inyección cíclica de vapor para el yacimiento y crudo de estudio se encuentra tabulado a continuación (Tabla 11).

Tabla 11: Esquema de Inyección Cíclica de Vapor

Parámetro	Valor	Unidades
Tiempo de Inyección	8	Días
Tiempo de Remojo	4	Días
Tiempo de Producción	180	Días
Duración Total del Ciclo	192	Días
Número de Ciclos	10	-

El control de los ciclos se realiza mediante el monitoreo de las tasas de inyección que permiten detectar problemas de baja inyectividad en caso de que se presenten. Además de esto, las tasas de inyección permiten observar si efectivamente el pozo se encuentra cerrado en los periodos de remojo y producción correspondientes. Las tasas de inyección para los diez ciclos se observan en la figura (Figura 35), en donde efectivamente el pozo inyecta 1000 Bbl/día o en su defecto valores muy cercanos a este en todos los ciclos.

Figura 35: Tasa de Inyección de Agua Vs Tiempo – Caso Base Óptimo

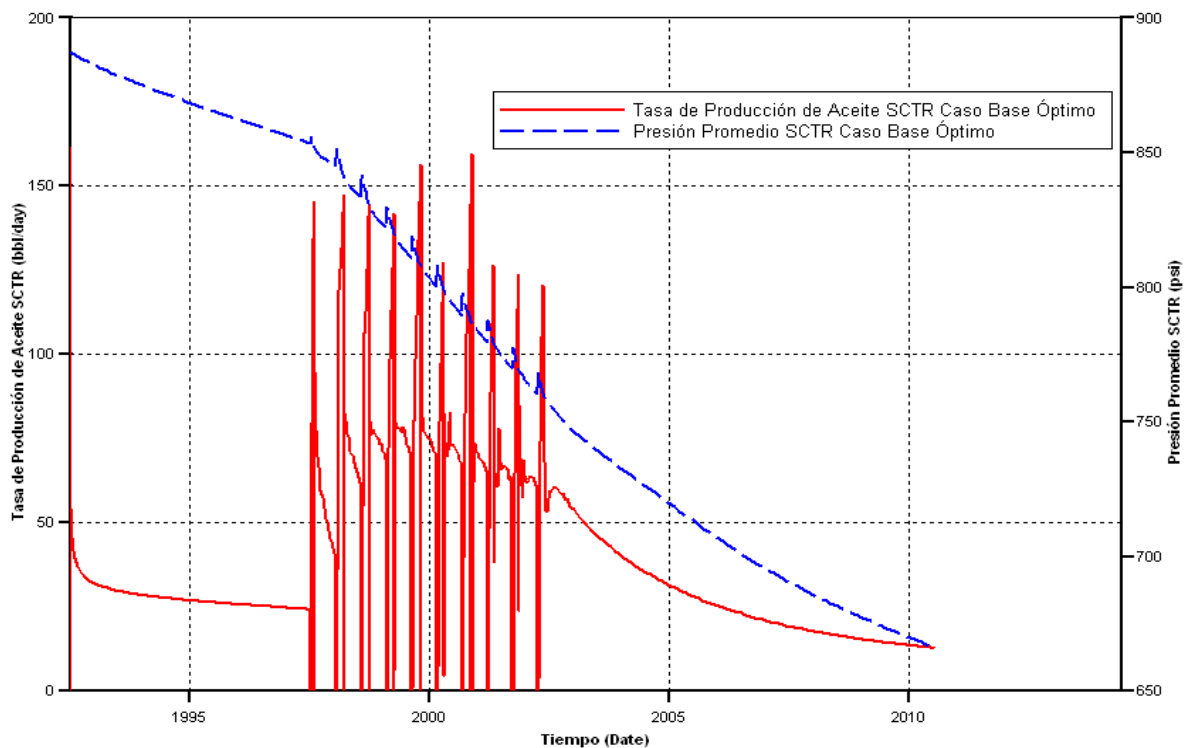


Fuente: Results Graph, CMG

De manera adicional, se deben graficar las tasas de producción, en las que se espera un comportamiento típico con picos altos de aceite producido en los días inmediatamente posteriores al remojo, seguidos de una declinación, que generalmente tiende a ser acelerada, pero que no debe afectar la presión hasta el límite en que no se pueda realizar el siguiente ciclo, es decir, la caída de presión es más acentuada que en la etapa de producción en frío, pero durante la realización de los ciclos el yacimiento aún tiene la energía suficiente para drenar el crudo al pozo productor.

Sin embargo es importante considerar la opción de modificar la presión de fondo fluyente después de realizar los ciclos, debido a que la presión promedio del yacimiento cae significativamente. Este comportamiento se observa en la siguiente figura.

Figura 36: Tasa de Producción de Aceite y Presión Promedio Vs Tiempo – Caso Base Óptimo



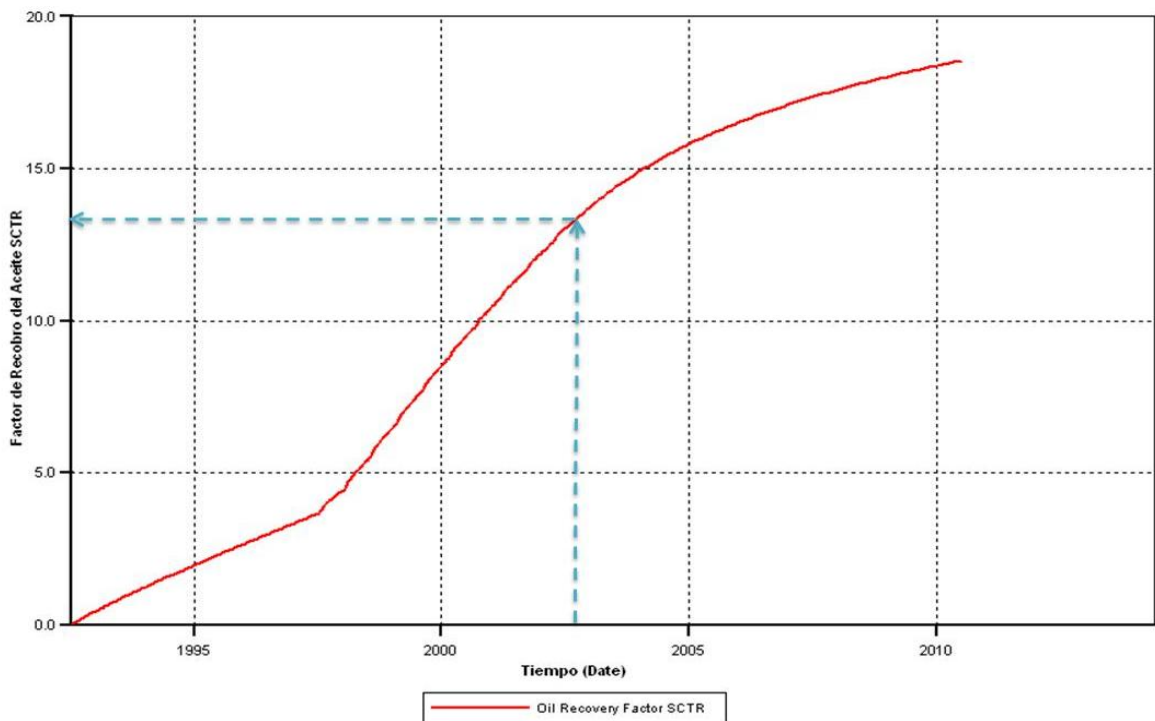
Fuente: Results Graph, CMG

El factor de recobro obtenido al aplicar el esquema de inyección del caso base óptimo es de 13.44 % al termino de los ciclos y de 18.56 % (aproximadamente 8%

mayor al de la producción en frío) luego de 13 años desde la realización del primer ciclo de inyección de vapor como muestra la Figura 37.

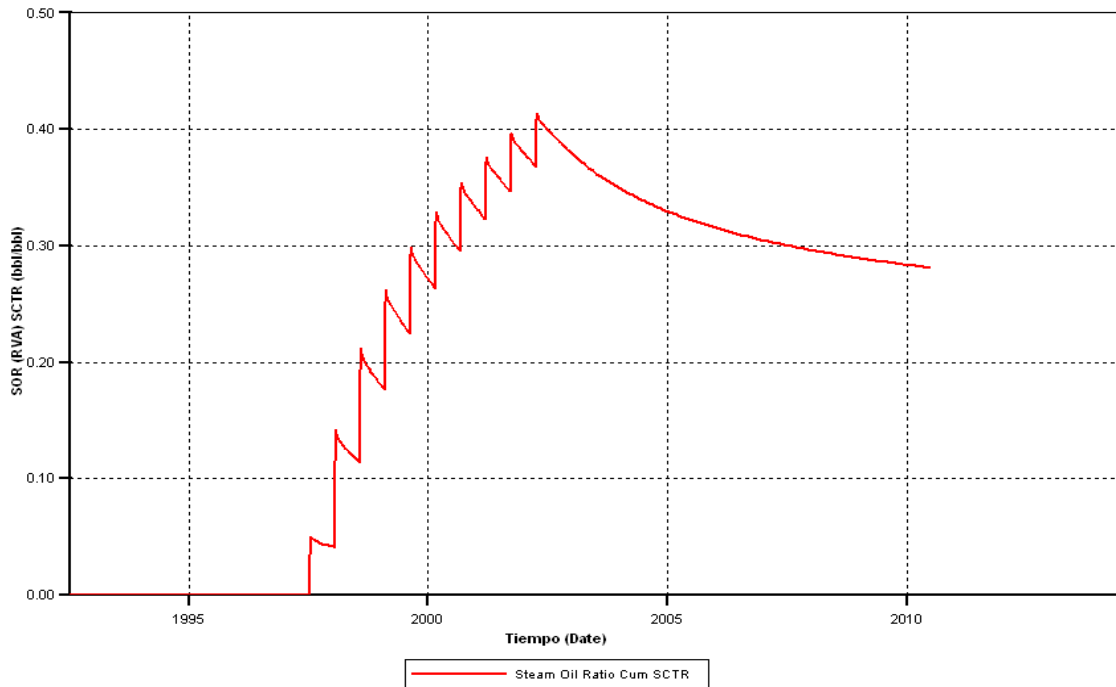
En cuanto al SOR del caso base óptimo de inyección cíclica de vapor se obtuvo un valor de 0.4143 bbl/bbl en su pico más alto, que se presenta al terminar los días de inyección del último ciclo, y un SOR de 0,3881% el final del proceso, en el día 3746 como se observa en la Figura 38.

Figura 37: Factor de Recobro del Aceite Vs Tiempo – Caso Base Óptimo



Fuente: Results Graph, CMG.

Figura 38: SOR vs Tiempo – Caso base óptimo



Fuente: Results Graph, CMG

4.2. SENSIBILIDAD DEL ESQUEMA DE INYECCIÓN DEL SOLVENTE

Para lograr la representación numérica de un proceso de inyección cíclica de vapor mejorado con solvente en un simulador, es necesario modificar algunos parámetros operativos del esquema base utilizado para la estimulación con vapor, con la finalidad de permitir la adición del solvente seleccionado (hexano) como parte de la corriente de inyección.

El primer paso consiste en realizar el cambio del modelo de fluidos cargado en BUILDER, pues aquel con el que se realiza la producción en frío y la inyección cíclica de vapor no contiene el componente correspondiente al solvente, requerido

para aplicar este nuevo proceso. El modelo de fluidos adecuado es aquel que contiene una fracción molar secundaria que corresponde a un 100% en composición del solvente hidrocarburo a utilizar, en este caso el hexano. La adición de este componente secundario no debe alterar los resultados obtenidos de la inyección cíclica de vapor o de la producción en frío, por lo tanto es necesario realizar las corridas correspondientes a estas etapas para cerciorarse de que no existe cambio alguno.

La principal función del modelo de fluidos es permitir la interacción entre la corriente de solvente inyectada y el crudo calentado a condiciones de yacimiento, es decir, proporcionar condiciones al crudo que permitan evidenciar el efecto de dilución proporcionado por el solvente.

Una vez importado el nuevo modelo de fluidos, se debe modificar la composición del fluido inyectado en el pozo para las fechas en las que se desea aplicar una corriente de hexano al vapor. Para lograrlo, se procede a cambiar el tipo de fluido inyectado de "WATER" a "WATER-OIL", es decir se agrega una fase oléica a la corriente.

No se considera adecuado agregar una fase gaseosa, pues a pesar de que el solvente se inyecta como vapor, no se mantiene en ese estado a lo largo del proceso, por el contrario teóricamente se espera que se condense al contacto con el crudo en el borde de la cámara.

De igual manera, se debe agregar una restricción operativa que reemplace la tasa máxima de agua en superficie (STW) por una que incluye la suma de las dos tasas

(agua y hexano) en una misma corriente. La restricción operativa adecuada para esta tarea es STF o la tasa máxima de fluido en superficie.

El caudal de inyección se mantiene en 1000 Bbl/día en el pozo, de los cuales 60 Bbl/día corresponden a la tasa de hexano y 940 Bbl/día seguirán siendo barriles equivalentes de agua, esto de acuerdo a la recomendación de definir una corriente de inyección con un 6% en volumen de solvente encontrada en la literatura.

Es importante asegurarse que el estado del pozo inyector sea “abierto”, de lo contrario no existiría conexión entre las acciones definidas en la ficha Cycling Group con las acciones de los pozos, impidiendo aplicar los ciclos de manera satisfactoria.

En cuanto a la ficha Cycling Group del grupo de pozos descrito anteriormente, se deben crear nuevos eventos correspondientes a las fechas en las que aplican los ciclos con solvente. Estos eventos deben tener una corriente máxima de inyección de 940 barriles de agua equivalente por día y 336.9 ft³ de hexano por día. Los tiempos de inyección, remojo y producción se mantienen como 8, 4 y 180 días respectivamente.

Luego de tener los parámetros operativos definidos, se realizó la sensibilidad del esquema de aplicación teniendo en cuenta tres aspectos: el tiempo de implementación a lo largo del proceso de inyección cíclica de vapor optimizado, la continuidad de los ciclos mejorados (es decir, si se aplican intercalados o seguidos) y finalmente el número de ciclos a realizar.

4.2.1. SENSIBILIDAD DE LA UBICACIÓN DEL INICIO DE LOS CICLOS MEJORADOS

Para determinar en qué momento del proceso de inyección cíclica de vapor es más conveniente agregar el solvente, se elaboraron ocho casos en los que dos de los diez ciclos corresponden a ciclos mejorados con hexano.

Los ciclos mejorados se ubicaron desde el ciclo número 2 hasta el ciclo número 10, teniendo en cuenta, de acuerdo a la literatura, que no es conveniente aplicar el solvente desde el inicio del proceso. La distribución de fechas en los casos se relaciona en la Tabla 12.

Tabla 12: Casos para la sensibilidad de la ubicación de los ciclos mejorados

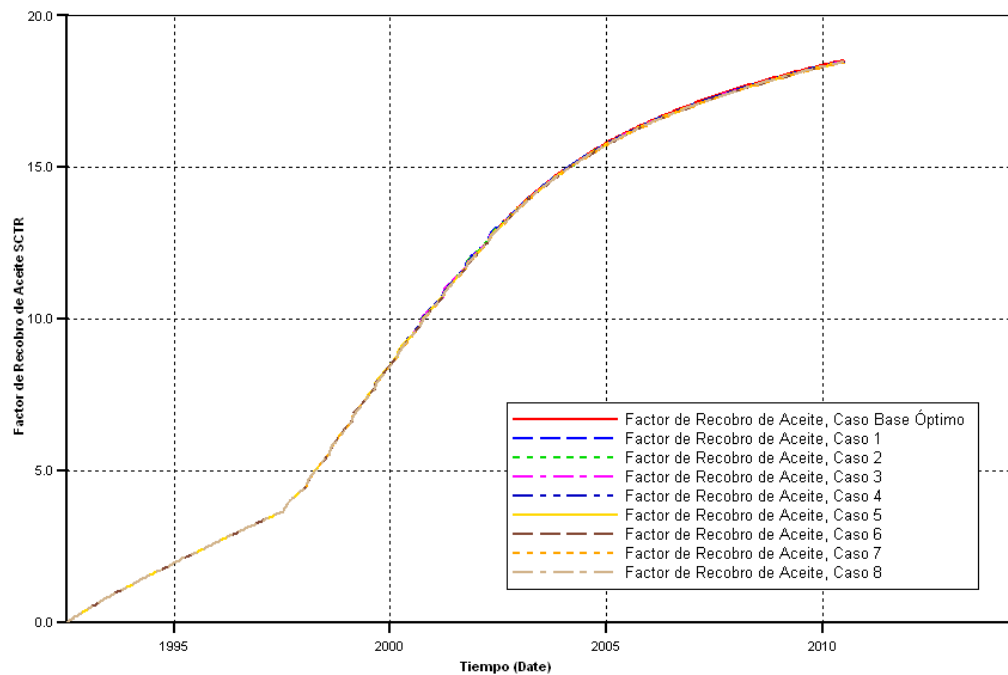
SENSIBILIDAD UBICACIÓN	
CASO	CICLOS CON SOLVENTE
1	10 - 9
2	9 - 8
3	8 - 7
4	7 - 6
5	6 - 5
6	5 - 4
7	4 - 3
8	3 - 2

El análisis de los resultados se realizó utilizando como criterio el factor de recobro que se obtiene al aplicar los ciclos mejorados. Esta variable muestra dos tipos de comportamiento respecto al caso base óptimo:

1. El factor de recobro aumenta cuando el efecto de calentamiento del crudo predomina fuertemente sobre el efecto dilusor del solvente. Es decir, se obtienen notable beneficios de la transferencia de calor, como en la inyección de vapor, y se adiciona a estos el aporte del solvente.
2. El factor de recobro disminuye cuando el efecto del solvente ralentiza el proceso de mejora en la viscosidad. Es decir, el crudo se diluye reduciendo su viscosidad, sin embargo este proceso es más lento que la transferencia de calor del vapor. Por tanto si se comparan los dos efectos para un mismo tiempo de aplicación, los factores de recobro del vapor serán mayores que los de vapor - solvente.

Teniendo en cuenta lo anterior, el caso seleccionado sería aquel que mostrara un factor de recobro sobre la curva base, y en caso de que ninguno superara la producción del caso base, se escogería el caso que tuviese el factor de recobro más cercano a este. El factor de recobro obtenido para los casos 1 – 8 se compara con el caso base en la Figura 39.

Figura 39: Factor de Recobro Vs Tiempo – Casos 1 a 8



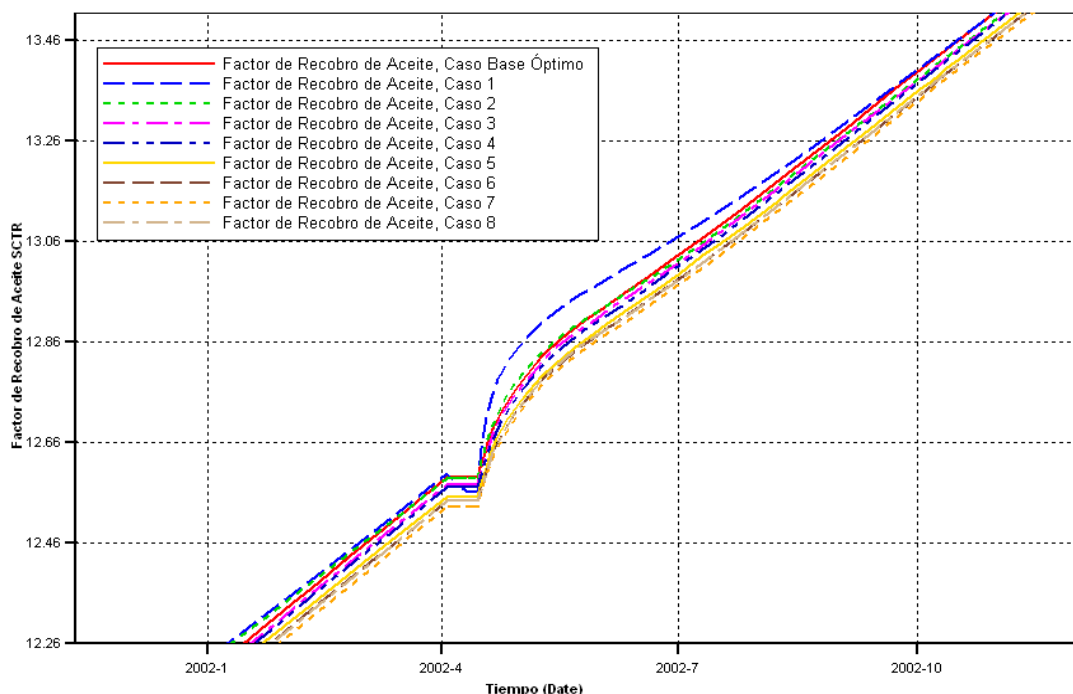
Fuente: Results Graphs, CMG

En dicha gráfica no se observan diferencias entre un caso y otro a simple vista debido a que los factores de recobro no se alejaban significativamente del caso base. Esta es una tendencia muy conveniente, pues significa que el rendimiento energético de los casos con solvente, sin importar el momento de su aplicación, es similar al rendimiento de la inyección cíclica de vapor en su mejor escenario.

Para seleccionar el mejor caso se hizo necesario realizar un aumento de la gráfica en la fecha correspondiente al término de los ciclos. Los factores de recobro ampliados de observan en la figura 40.

Con el fin de confirmar los resultados obtenidos, se exportaron los datos del factor de recobro versus el tiempo mostrados en las figura 39 y 40, y se registraron los valores de todos los casos en el día que corresponde a la fecha de finalización de los diez ciclos como se observa en la Tabla 13.

Figura 40: Factor de Recobro Ampliado Vs Tiempo, Casos 1 al 8



Fuente: Results Graph, CMG

Teniendo en cuenta los valores de factor de recobro, se seleccionó el caso 1 como aquel que tiene la mejor ubicación de los ciclos de solvente a lo largo del proceso, debido a que su factor de recobro es el único que supera al obtenido por el caso base en un 0,027%. Sin embargo, es importante destacar que la diferencia con el caso 2 y 3 no es muy evidente. Por tanto se puede concluir que la mejor ubicación para la aplicación del solvente es aquella que se realiza en los ciclos 7, 8, 9 y 10,

incrementando la recuperación a medida que aumenta el número del ciclo en que se realiza.

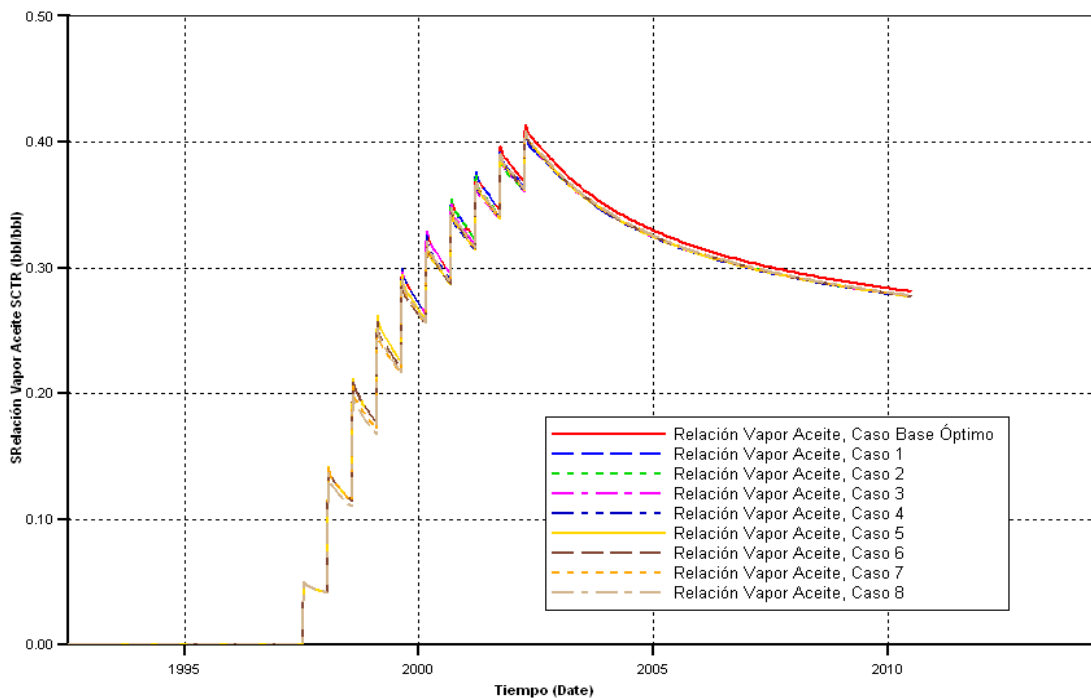
Tabla 13: Factor del Recobro al termino de los 10 ciclos – Caso 1 a 8

CASO	% FR
Base Óptimo	13,4394
1	13,4421
2	13,4249
3	13,4212
4	13,4175
5	13,4008
6	13,3912
7	13,3819
8	13,3924

El objetivo principal de la aplicación de la técnica es obtener una mayor eficiencia térmica del proceso reduciendo el volumen necesario de vapor inyectado para extraer un barril de petróleo. Este parámetro se conoce como SOR (Steam Oil Ratio) o Relación Vapor Aceite (RVA) y es el principal criterio de rentabilidad de cualquier proceso de inyección de vapor. Los mejores escenarios de aplicación de inyección de vapor son aquellos que además de ser viables técnicamente, manejen un valor de SOR que se adecúe a los objetivos económicos, es decir en los que se genere la menor cantidad de vapor para extraer la mayor cantidad de crudo.

A pesar de que el presente estudio se limita a una evaluación técnica del proceso de inyección cíclica de vapor mejorado con solventes, es importante tener en cuenta que los casos seleccionados efectivamente reduzcan el valor de SOR, dejando abierta la posibilidad de su aplicación en campo. El comportamiento del SOR en los casos 1 al 8 comparados con el caso base óptimo de inyección cíclica de vapor muestran una disminución de acuerdo a la Figura 41, sin embargo tal como sucede con el factor de recobro, esta no es muy evidente a simple vista.

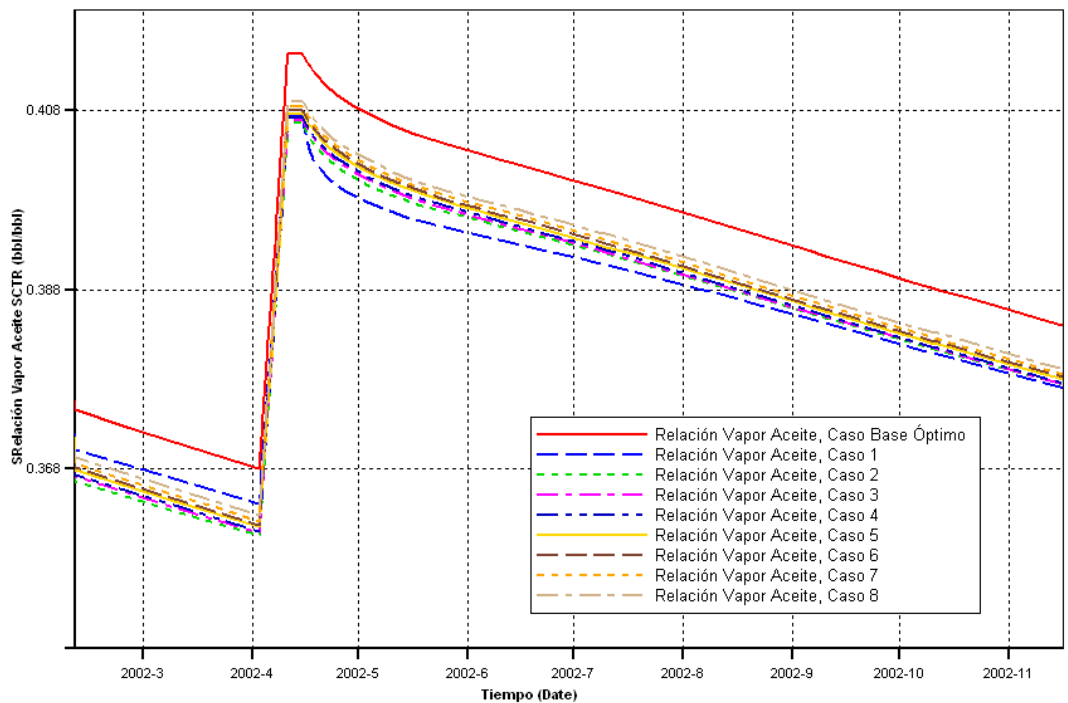
Figura 41: Relación Vapor Aceite Vs Tiempo – Casos 1 a 8



Fuente: Results Graph, CMG.

Para obtener un mejor análisis se realizó un acercamiento de la grafica de SOR en la última etapa del proceso que se observa en la Figura 42.

Figura 42: Relación Vapor Aceite Vs Tiempo – Casos 1 a 8 - Ampliada



Fuente: Results Graph, CMG.

Además de la gráfica ampliada, para obtener una cuantificación de las reducciones en el SOR se elaboró una tabla con los valores de la relación vapor aceite producido en el último día de los diez ciclos para todos los casos. Según la Tabla 14, aquellos casos que obtuvieron el mejor comportamiento respecto al factor de recobro, también muestran una tendencia favorable de SOR. El caso 1, seleccionado como el de mejor ubicación a lo largo del proceso, maneja una reducción de SOR de 0,073 respecto al caso base.

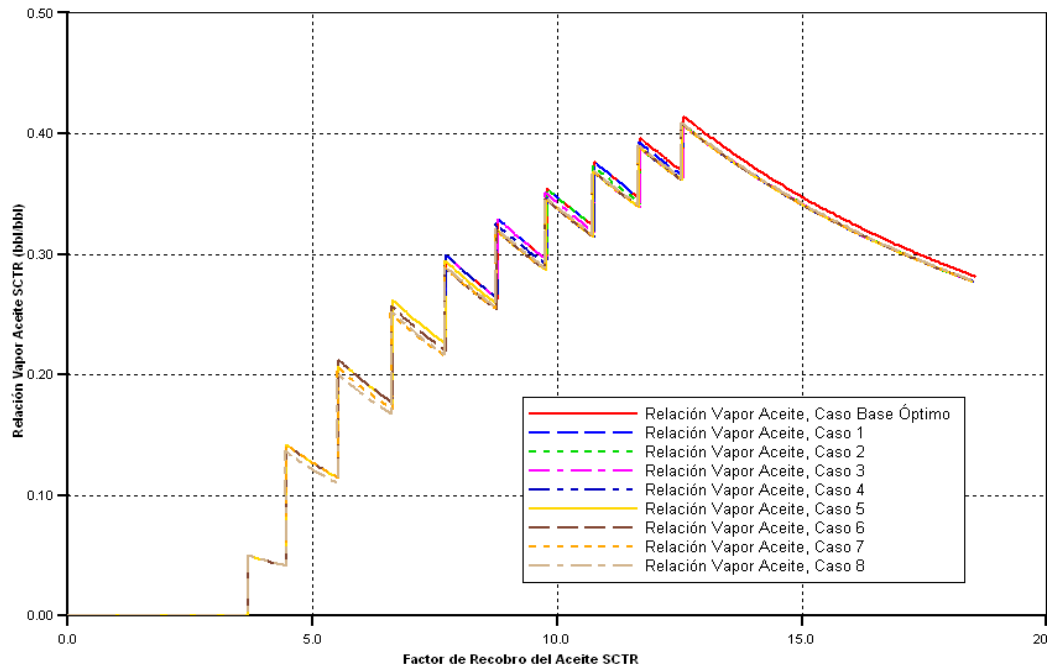
Tabla 14: Relación Vapor Aceite Producido al termino de los 10 ciclos – Caso 1 a 8

CASO	SOR
Base Óptimo	0,3881
1	0,3808
2	0,3813
3	0,3814
4	0,3815
5	0,3820
6	0,3822
7	0,3826
8	0,3832

Para facilitar la comparación de los casos teniendo en cuenta tanto la parte técnica como la económica se realizó la gráfica del SOR en función del factor de recobro, como se muestra en las Figuras 43 y 44.

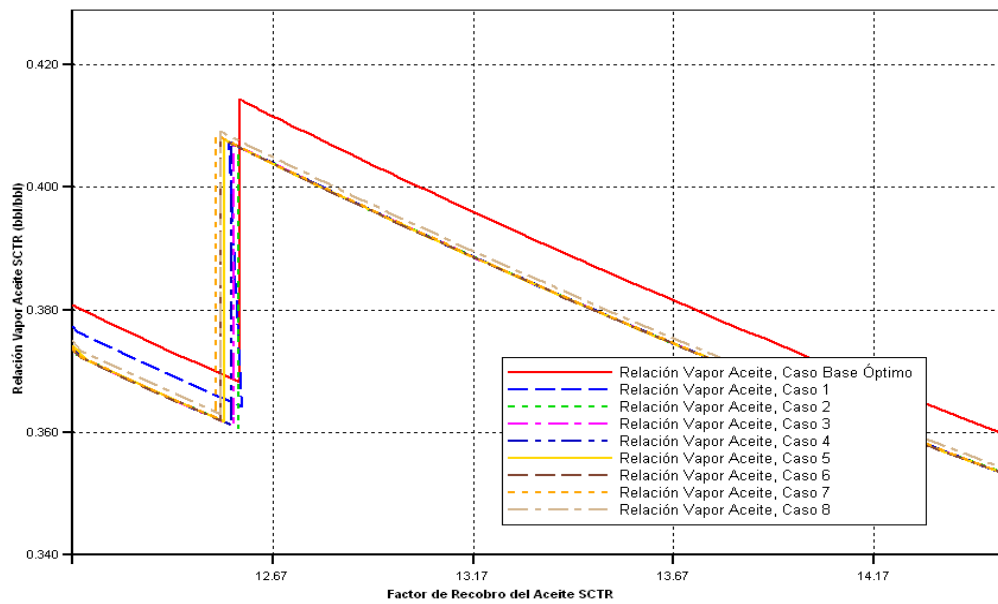
Luego de observar detalladamente el comportamiento del SOR en función del Factor de Recobro de Aceite, se puede concluir que tal como se esperaba, según la información recopilada en la revisión bibliográfica, los casos que muestran una mejor tendencia en la disminución de los requerimientos energéticos son aquellos en los que se aplica la co-inyección del solvente desde el ciclo 7 al 10, es decir, cuando se implementa en ciclos maduros, procurando que el último ciclo se encuentre mejorado con solvente, pues el proceso químico es efectivo luego de transcurrido un considerable periodo de tiempo

Figura 43: Relación Vapor Aceite Vs Factor de Recobro – Casos 1 a 8



Fuente: Results Graph, CMG.

Figura 44: Relación Vapor Aceite Vs Factor de Recobro – Casos 1 a 8 - Ampliada



Fuente: Results Graph, CMG.

4.2.2. SENSIBILIDAD DE LA CONTINUIDAD

Con el fin de determinar la manera en que se deben organizar los ciclos mejorados en el esquema de inyección, se crearon 7 nuevos casos en los que variaba tanto la ubicación (desde el segundo al decimo ciclo) como la aplicación de manera continua o intercalada de ciclos de solvente y vapor.

El objetivo de esta sensibilización fue observar el efecto que tiene combinar los dos tipos de ciclos, es decir, un ciclo de sólo vapor y un ciclo mejorado, pues de acuerdo a la literatura este es el esquema de mejores resultados para la explotación de un crudo extra-pesado. Los casos definidos se describen a continuación Tabla 15.

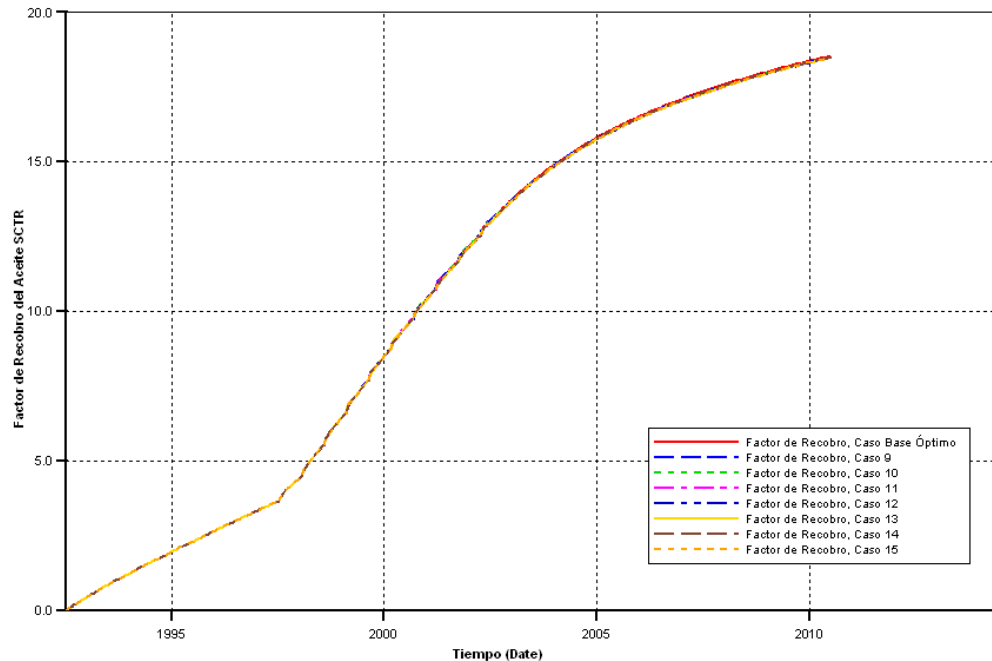
Tabla 15: Casos para la sensibilidad de la continuidad de los ciclos mejorados

SENSIBILIDAD CONTINUIDAD	
CASO	CICLOS CON SOLVENTE
9	10 – 8
10	9 – 7
11	8 – 6
12	7 – 5
13	6 – 4
14	5 – 3
15	4 – 2

Tal como se hizo en el análisis anterior, se tuvo como primer criterio de selección el factor de recobro de aceite. Sin embargo, se observa en la Figura 45 que no existen cambios a simple vista, lo cual es un comportamiento conveniente pues significa que con la aplicación del solvente de manera intercalada también se obtienen volúmenes de aceite similares a los de la inyección cíclica para el mismo

tiempo. Debido a esto, era de esperarse que la reducción en la relación vapor aceite en función del tiempo tampoco fuese evidente.

Figura 45: Factor de Recobro Vs Tiempo Casos 9 a 15



Fuente: Results Graph, CMG.

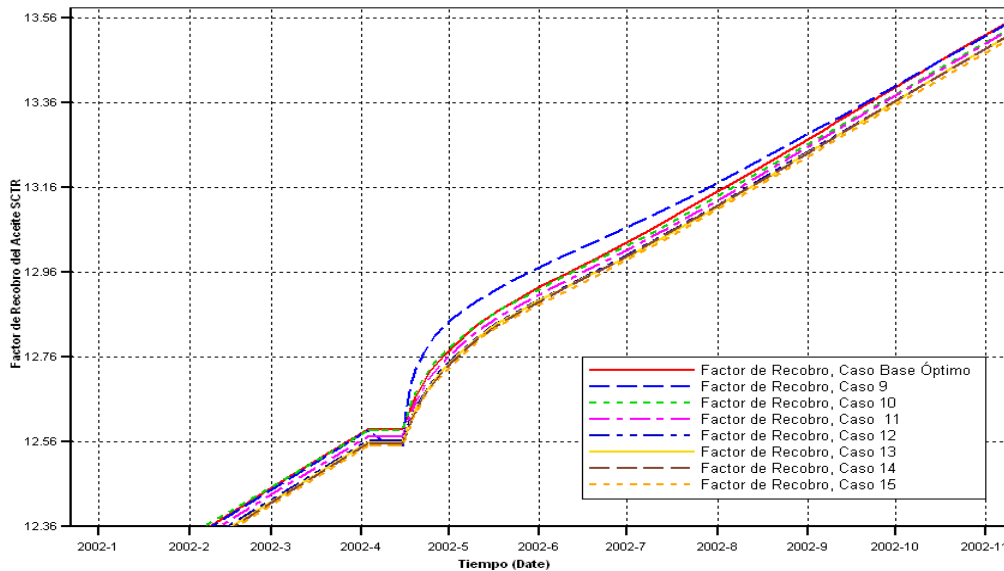
Para cuantificar la disminución o incremento en el factor de recobro respecto al caso base, se registraron los valores obtenidos por todos los casos en el último día del décimo ciclo como se observa en la Tabla 16, según la cual existe otro caso que supera al caso base óptimo: El caso 9, en el cual se aplica el solvente de manera intercalada en los ciclos 10 y 8 y que tiene un factor de recobro incremental de 0,011%.

Tabla 16: Factor del Recobro al termino de los 10 ciclos – Caso 9 a 15

CASO	% FR
Base Óptimo	13,4394
9	13,4405
10	13,4229
11	13,4193
12	13,4076
13	13,4067
14	13,4064
15	13,3970

La mejora en el factor de recobro proporcionada por el caso 9 y la similitud de los casos 10 y 11 con respecto al caso base óptimo se puede apreciar en la figura 46.

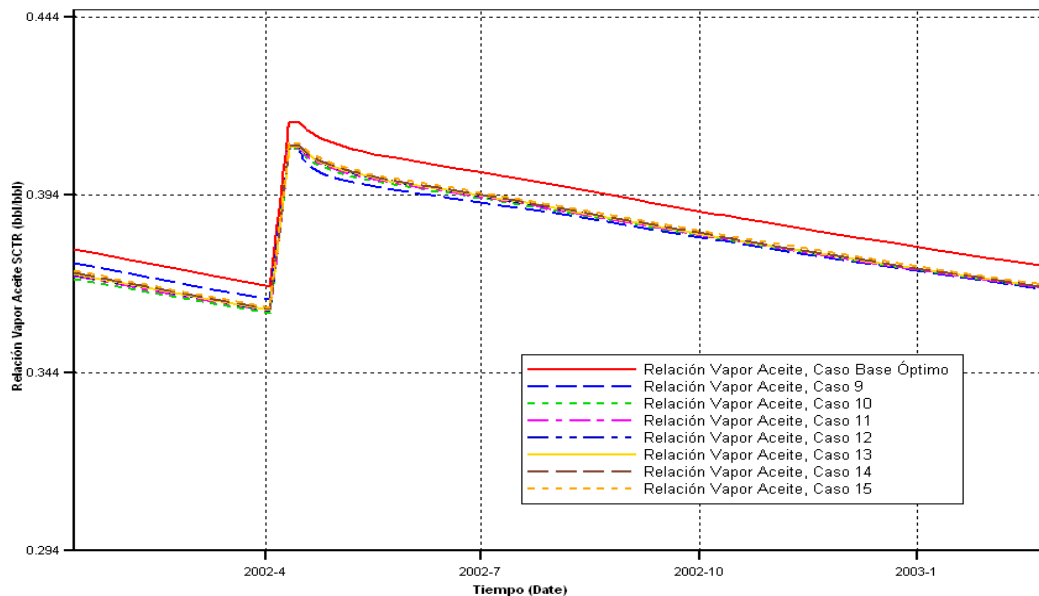
Figura 46: Factor de Recobro Ampliado Vs Tiempo, Casos 9 al 15



Fuente: Results Graph, CMG

Si se desea observar el impacto que tiene la aplicación del solvente en el SOR se debe realizar una gráfica de relación vapor aceite versus tiempo, cuya tendencia es más clara que la de SOR versus Factor de Recobro, permitiendo ver las diferencias entre el comportamiento de los ciclos de solvente intercalados con respecto al caso base óptimo. Estas diferencias se encuentran en la Figura 47

Figura 47: Relación Vapor Aceite– Casos 9 a 15 – Ampliada



Fuente: Results Graph, CMG.

Los ciclos de solvente aplicados de manera intercalada tienen reducciones en el valor de SOR muy similares, y son efectivos en cualquier punto del proceso, sin embargo, si se comparan de manera más detallada las relaciones de vapor aceite obtenidas al término del décimo ciclo, se observa un comportamiento favorable cuando se co-inyecta con solvente de manera intercalada a partir del ciclo 6 hasta el 10, es decir desde la mitad de los ciclos de la inyección de vapor.

De acuerdo a lo anterior, los casos con mejor tendencia son el 9, 10 y 11 resaltados en la Tabla 17.

Tabla 17: Relación Vapor Aceite Producido al termino de los 10 ciclos – Caso 9 a 15

CASO	SOR
Base Óptimo	0,3881
9	0,3809
10	0,3814
11	0,3815
12	0,3818
13	0,3818
14	0,3820
15	0,3926

La mayor reducción en el SOR para el final de los ciclos corresponde a la aplicación del Caso 9 teniendo en cuenta que el solvente actúa solo en las etapas maduras y no desde el inicio del proceso. Para los otros casos se observa una mejor tendencia en ciclos tempranos, sin embargo, hacia el final del proceso su relación vapor aceite no es tan optimista como la del caso 9.

Hasta el momento se ha comprobado que la inyección de solvente en un yacimiento con las características y fluido seleccionados para este estudio, arroja mejores resultados cuando se aplica entre el ciclo 6 y 9. Luego de esto, fue necesario determinar si se debían realizar de manera continua o intercalada entre esos ciclos. Para ello se evaluaron los casos con los mejores resultados en los dos tipos de aplicaciones cuya comparación se observa en la Tabla 18.

A partir de este comportamiento del factor de recobro se puede concluir que la ubicación del ciclo en el cual se inicie la co-inyección es un criterio con mayor influencia en la eficiencia de los ciclos que la continuidad con que estos se

apliquen, pues aquellos que se ubican en las últimas etapas tienen mayores factores de recobro sin importar si sus ciclos son intercalados o seguidos.

Tabla 18: Factor del Recobro al termino de los 10 ciclos – Casos con últimos ciclos mejorados

CASO	% FR	SOR
Base Óptimo	13,4394	0,3881
1	13,4421	0,3808
2	13,4249	0,3813
3	13,4212	0,3814
9	13,4405	0,3809
10	13,4229	0,3814
11	13,4193	0,3815

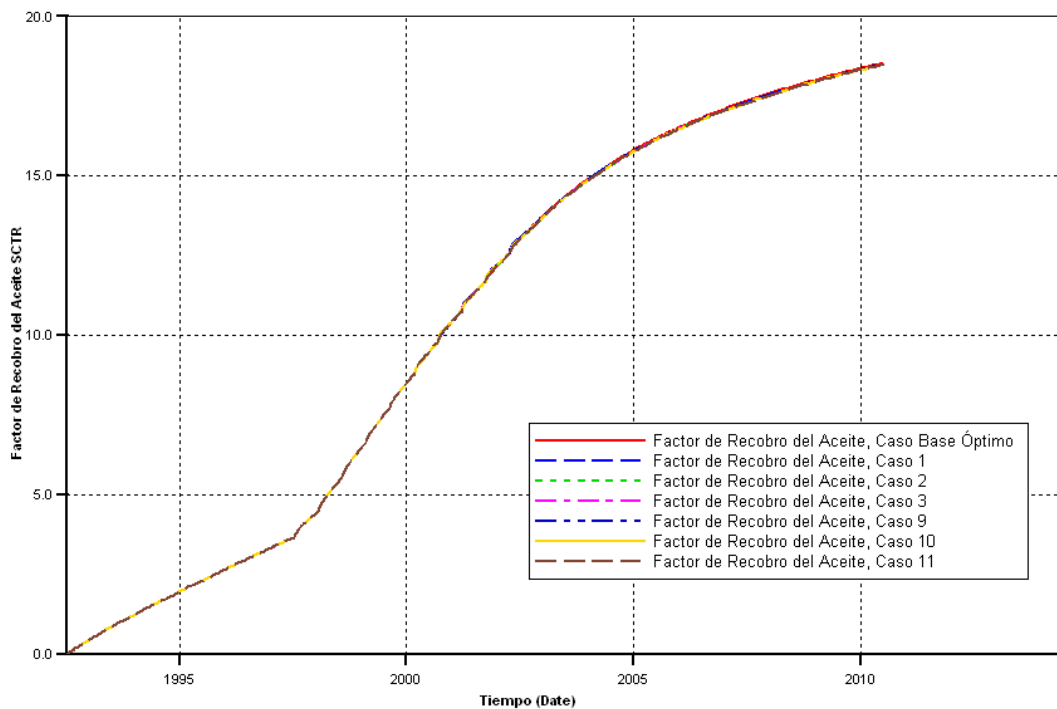
En los datos obtenidos se observa que existen dos casos en los que se supera el volumen de aceite producido que se obtiene por la inyección cíclica de vapor: El caso 1 y el caso 9. Estos dos escenarios tienen la particularidad de aplicar el solvente en los últimos ciclos.

Sin embargo el factor de recobro es mayor en el caso 1 que en el 9, por tanto es posible concluir que se obtienen mejores resultados en la producción de aceite cuando se aplican los ciclos de manera seguida que cuando se aplican de manera intercalada.

Esta conclusión se puede confirmar al observar el comportamiento del caso 2 con respecto al 10, o del caso 3 con respecto al 11, pues los mayores factores de recobro corresponden a los dos ciclos seguidos.

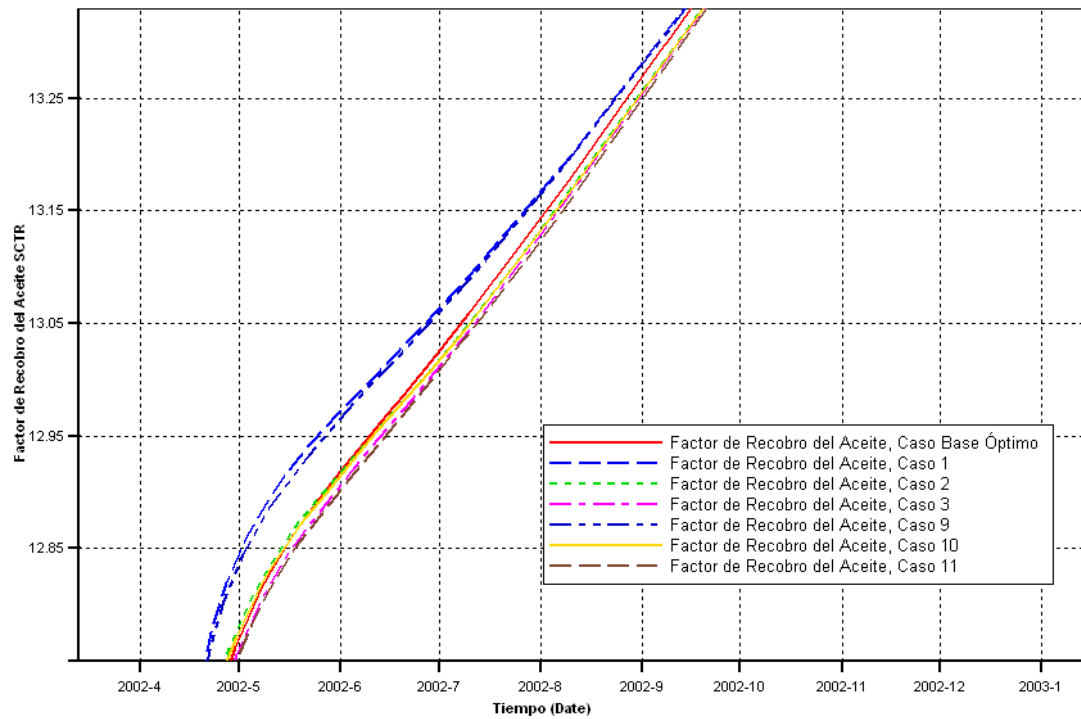
Las diferencias en los factores de recobro no son muy notorias en la Figura 48, sin embargo al ampliar los resultados en el último ciclo el comportamiento de todos los casos es fácil de identificar Figura 49

Figura 48: Factor de Recobro Vs Tiempo – Casos Seguidos e Intercalados



Fuente: Results Graph, CMG.

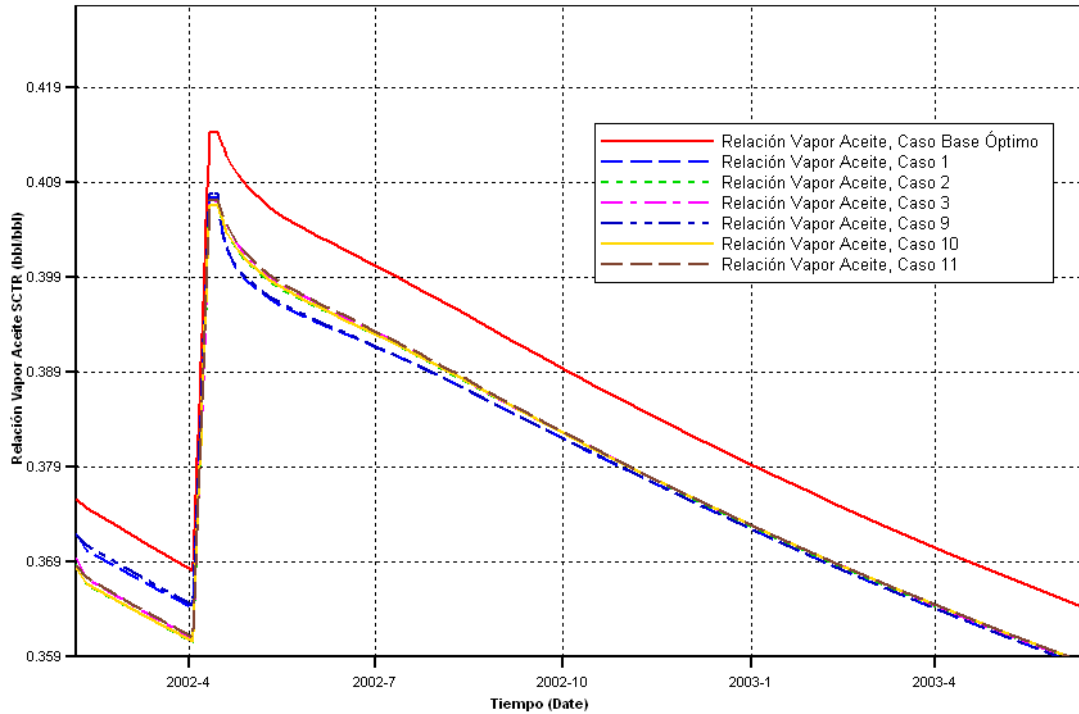
Figura 49: Factor de Recobro versus Tiempo – Casos Seguidos e Intercalados - Ampliada



Fuente: Results Graph, CMG.

La relación vapor aceite producido de los dos mejores casos (1 y 9) tiene un comportamiento muy similar alejándose de la curva del caso base, luego este no podría ser un criterio de selección para escoger el mejor escenario si se hubiesen presentado factores de recobro iguales, pues los dos casos tienen el mismo comportamiento. La similitud entre las dos líneas de tendencia del SOR para los dos mejores casos se observa en la Figura 50.

Figura 50: Relación Vapor Aceite Producido versus Tiempo – Casos Seguidos e Intercalados - Ampliada



Fuente: Results Graph, CMG.

4.2.3. SENSIBILIDAD DEL NÚMERO DE CICLOS

Una vez se establece que los casos con mejor desempeño para la inyección cíclica de vapor mejorada con solventes son aquellos que se realizan al final del proceso de manera continua y que además tuviesen un ciclo de solvente al final, se procede a determinar la cantidad de ciclos con solvente que aporta mejores resultados técnicos para el presente estudio.

Como ya se ha evaluado el efecto de realizar dos ciclos, los nuevos casos comprenden un número de ciclos entre 3 a 8 y se distribuyen de la siguiente manera Tabla 19.

Tabla 19: Casos para la sensibilidad del número de ciclos mejorados

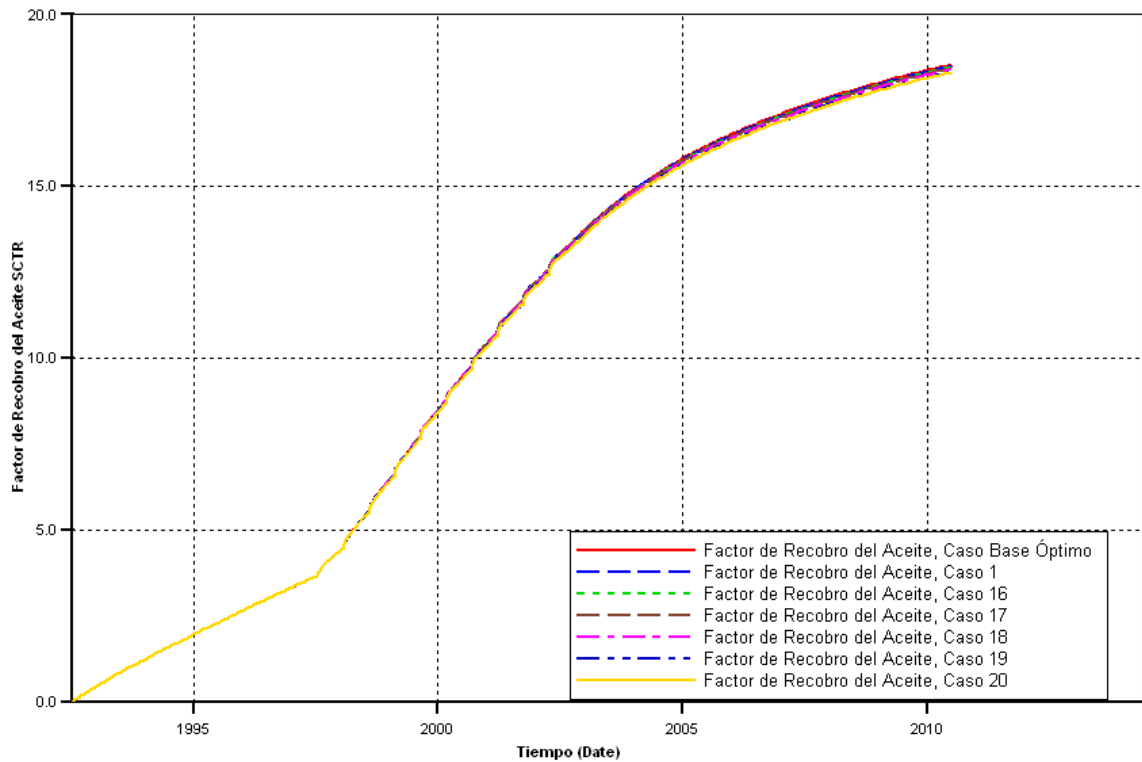
SENSIBILIDAD NUMERO DE CICLOS MEJORADOS	
CASO	CICLOS CON SOLVENTE
16	10 - 9 - 8
17	10 - 9 - 8 - 7
18	10 - 9 - 8 - 7 - 6 - 5
19	10 - 9 - 8 - 7 - 6 - 5 - 4 - 3
20	10 - 9 - 8 - 7 - 6 - 5 - 4 - 3 - 2

Así como en las anteriores sensibilidades, el criterio utilizado para seleccionar el mejor caso es el factor de recobro, pues es aquel que determina la viabilidad técnica de la aplicación del solvente para mejorar un proceso de inyección cíclica de vapor.

En la Figura 51 se grafica el factor de recobro para un tiempo de 18 años, de los cuales 5 corresponden a la inyección cíclica de vapor y se ubican entre quinto y el decimo año, en donde no se ve un cambio apreciable del factor de recobro, lo que significa que el número de ciclos mejorados no causa una diferencia muy grande en la producción de aceite con respecto al caso base.

Para poder identificar los casos con mayores factores de recobro se tabularon los datos correspondientes al último día del décimo ciclo en la Tabla 20, según la cual se puede concluir que el único caso con un mejor desempeño técnico que la inyección cíclica de vapor es el caso 1. Lo que quiere decir que el factor de recobro es inversamente proporcional al número de ciclos de solvente realizados cuando este número sobrepasa los dos ciclos.

Figura 51: Factor de Recobro Vs Tiempo – Casos 1, 16 al 20



Fuente: Results Graph, CMG

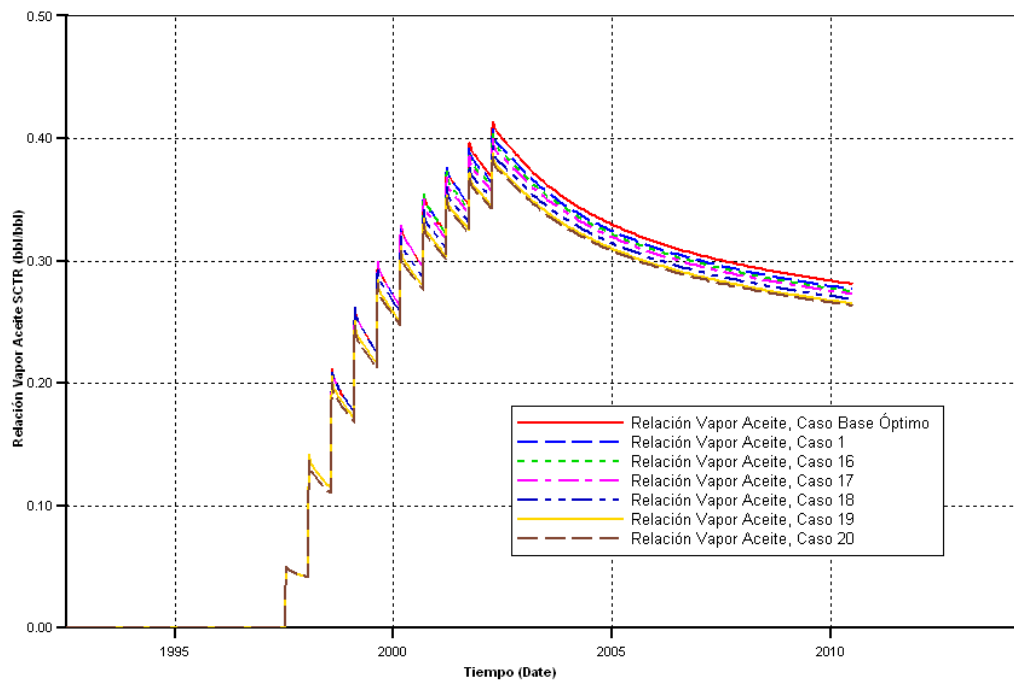
Tabla 20: Factor del Recobro al termino de los 10 ciclos – Caso 1 y 16 a 19

CASO	% FR
Base Óptimo	13,4394
1	13,4421
16	13,4313
17	13,4227
18	13,3876
19	13,3306
20	13,3117

La disminución en el SOR para los casos en los que se incrementa el número de ciclos mejorados es mayor a medida que aumenta el volumen acumulado de solvente inyectado, esto se debe a que cuando se co-inyecta el solvente, el requerimiento energético o de vapor se hace menor para alcanzar cierto volumen de petróleo producido. Este fenómeno se observa claramente en las Figuras 52 y 53.

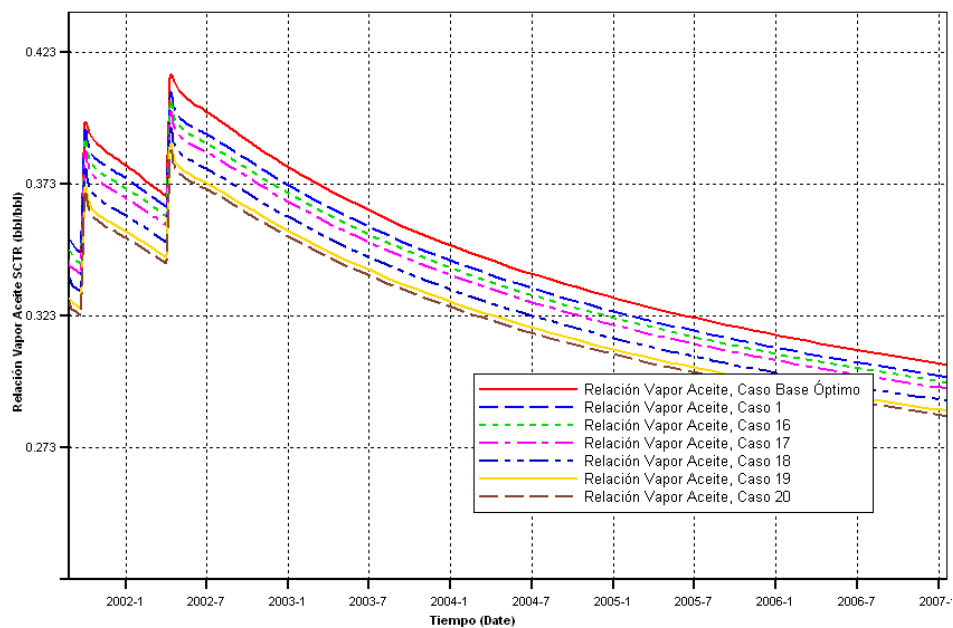
Para comparar de manera cuantitativa el comportamiento de la relación vapor aceite producido se elaboró la tabla 21, en donde se observa que el caso 1 (con el mayor factor de recobro) no se caracteriza por el menor requerimiento energético.

Figura 52: Relación Vapor Aceite Vs Tiempo – Casos 1, 16 al 20



Fuente: Results Graph, CMG

Figura 53: Relación Vapor Aceite Vs Tiempo – Casos 1, 16 al 20



Fuente: Results Graph, CMG.

Tabla 21: Relación Vapor Aceite Producido al termino de los 10 ciclos – Caso 1 y 16 a 19

CASO	SOR
Base Óptimo	0,3881
1	0,3808
16	0,3776
17	0,3743
18	0,3682
19	0,3629
20	0,3606

De acuerdo al anterior análisis, desde un punto de vista técnico el mejor caso para la inyección cíclica de vapor mejorado con solvente es el número 1. Esto se debe a que presenta un mayor factor de recobro que todos los casos planteados e incluso supera la producción de la inyección cíclica de vapor. Además de esto cumple con la función de reducir el requerimiento energético que implica la generación del vapor.

El comportamiento más favorable de la relación vapor aceite producido es para la mayor cantidad de ciclos mejorados, pues requieren una menor cantidad de vapor para extraer volúmenes muy similares de aceite. Sin embargo, la reducción en el valor del SOR para un mayor número de ciclos mejorados no es suficiente para contrarrestar el costo de inyección del solvente.

4.3. SENSIBILIDAD DE LA CONCENTRACIÓN DEL SOLVENTE

Una vez se estableció la ubicación, continuidad y número de ciclos más conveniente para el proceso teniendo en cuenta el factor de recobro, los cuales corresponden al caso 1, se realizó la sensibilidad de la concentración del solvente con el objetivo de observar el efecto que tiene inyectar un mayor o menor volumen de hexano en los dos últimos ciclos, utilizando el esquema de inyección de este caso. Las concentraciones evaluadas, además de la de 6% utilizada hasta el momento, fueron de 2, 4 y 8% en volumen de la corriente de inyección (Tabla 22).

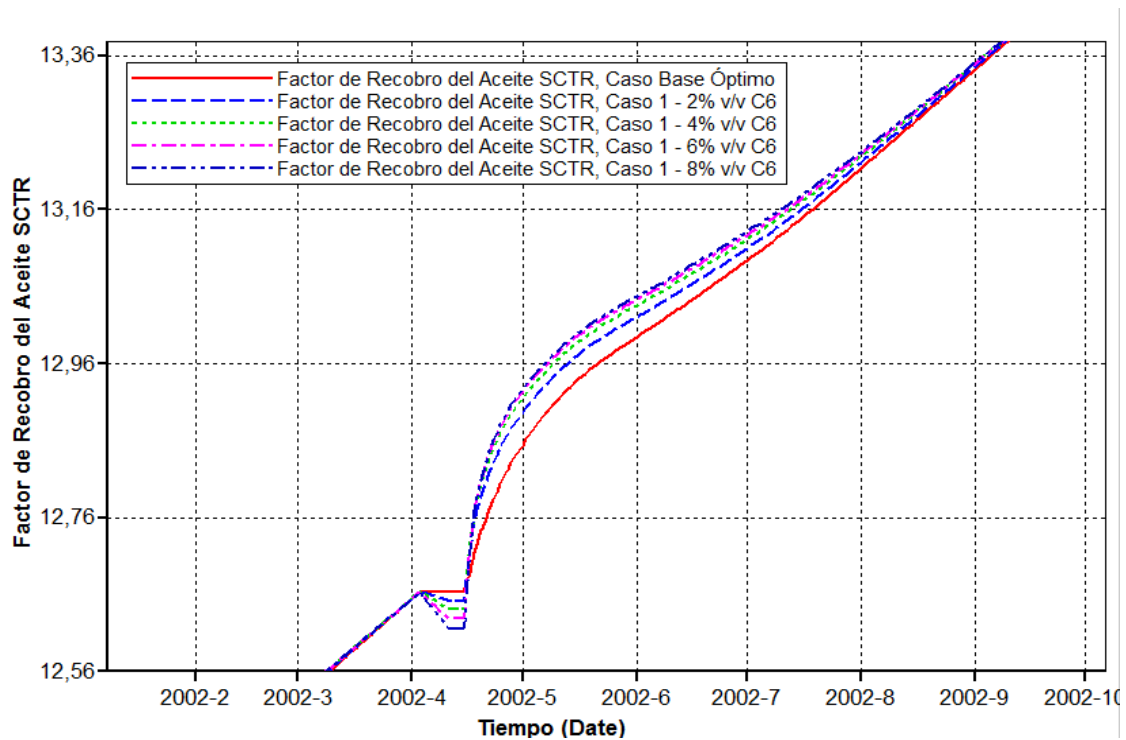
Tabla 22: Distribución de Volumen de Solvente – Sensibilidad Concentración

Concentración (%v)	Tasa de Solvente (Bbl/día)	Tasa de Solvente (ft ³ /día)
2	20	112.3
4	40	224.6
6	60	336.9
8	80	449.2

Al observar el comportamiento del factor de recobro con la variación de la concentración del solvente, es posible concluir que la adición de hexano en las concentraciones evaluadas beneficia la inyección cíclica de vapor, pues se obtiene una mayor recuperación al final de los diez ciclos como se evidencia en la Figura 54.

En la medida en que aumenta la concentración de hexano se hace mayor el factor de recobro, por tanto el esquema de inyección del caso 1 con el uso de un 8% v/v de solvente es el que arroja los mejores resultados, sin embargo es importante tener en cuenta que a concentraciones altas, la diferencia en el factor de recobro es casi insignificante, como los muestran las curvas correspondientes al 6 y 8%.v/v de Hexano.

Figura 54: Factor de Recobro Vs Tiempo – Sensibilidad Concentración de Solvente



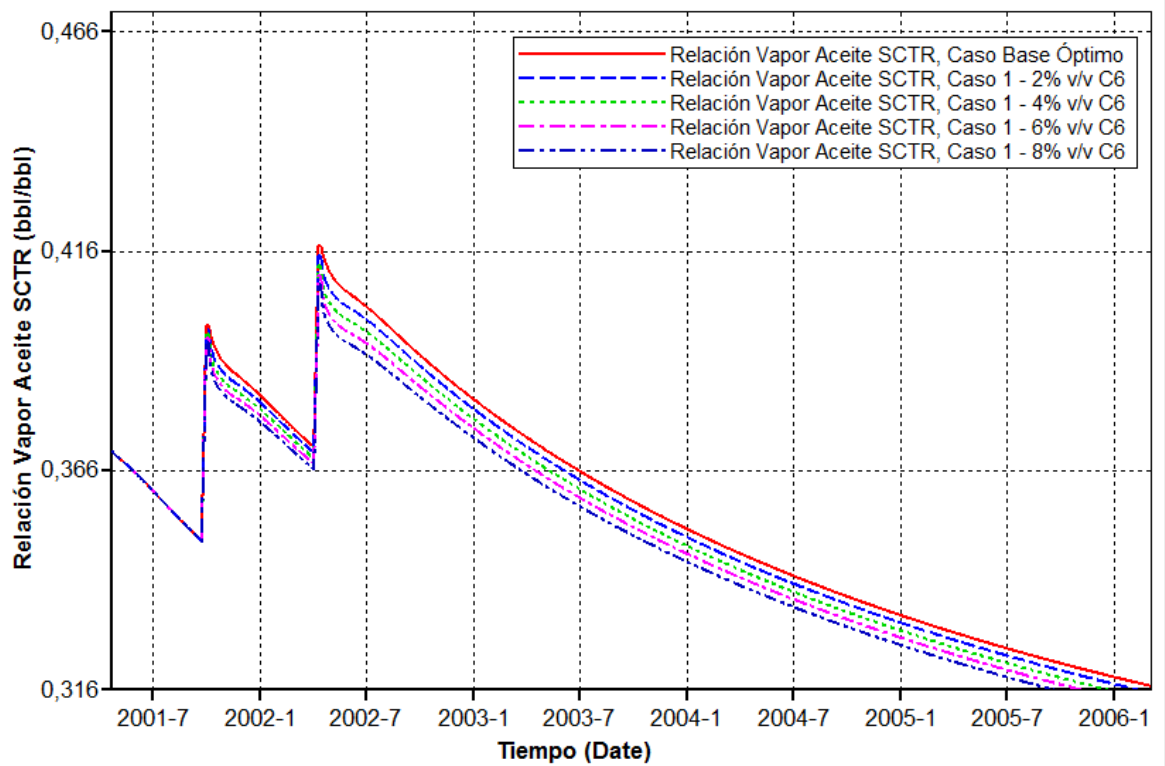
Fuente: Results Graph, CMG

Esta tendencia del factor de recobro se puede observar de manera más clara en la siguiente tabla, en la que muestra el mayor valor de factor de recobro para el caso 1 con concentración del 8% v/v de Hexano.

Tabla 23: Factor de Recobro - Sensibilidad Concentración de Solvente

CASO	FR
Base Óptimo	13,4394
Caso 1 – 2% v/v Hexano	13.4406
Caso 1 – 4% v/v Hexano	13.4415
Caso 1 – 6% v/v Hexano	13,4421
Caso 1 – 8% v/v Hexano	13.4423

Figura 55: Relación Vapor Aceite Vs Tiempo – Sensibilidad Concentración de Solvente



Fuente: Results Graph, CMG.

El caso 1 con 8% v/v de Hexano también muestra los mejores resultados con respecto a la relación vapor aceite (Figura 55) ; es decir supera visiblemente el rendimiento energético de la inyección cíclica de vapor, reduciendo los costos de generación de vapor. Sin embargo, el uso de una concentración más alta de solvente implica tener en cuenta los costos de su adquisición y por tanto, para determinar la aplicabilidad del esquema, se hace necesario realizar su respectivo análisis financiero.

5. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR MEJORADO CON SOLVENTE

El análisis técnico de la implementación de la inyección cíclica de vapor mejorado con solvente para un yacimiento de crudo pesado colombiano, arrojó el mayor factor de recobro para el caso que en su aplicación contenía dos ciclos mejorados con 8% de solvente al final del proceso; este caso se caracteriza por una disminución en el requerimiento energético, cuyo beneficio respecto a los casos con menor concentración debe ser comparado y evaluado desde un punto de vista económico.

El análisis financiero es el estudio que se hace de la información contable, mediante la utilización de indicadores y razones financieras. La contabilidad representa y refleja la realidad económica y financiera de un proyecto, de modo que al interpretar y analizar esa información se pueda entender a profundidad el origen y comportamiento del flujo de dinero del proceso.

Existe un gran número de indicadores y razones financieras que permiten realizar un completo y exhaustivo análisis de un proyecto. Muchos de estos indicadores no son de mayor utilidad aplicados de forma individual o aislada, por lo que es preciso recurrir a varios de ellos con el fin de hacer un estudio completo que cubra todos los aspectos y elementos que conforman la realidad financiera de la implementación de una técnica que repercute en la producción de aceite de un campo petrolero.

Los indicadores tenidos en cuenta para el presente análisis son el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), la tasa interna de oportunidad y el tiempo de recuperación de la inversión, los cuales se describen a continuación.

- **Valor Presente Neto:**

El Valor Presente Neto (VPN) es una medida del beneficio que rinde un proyecto de Inversión a través de toda su vida útil; se define como el valor presente de su flujo de ingresos futuros menos el valor presente de su flujo de costos. Es un monto de dinero equivalente a la suma de los flujos de ingresos netos que generará el proyecto en el futuro.

Es el método más conocido a la hora de evaluar proyectos de inversión a largo plazo. El Valor Presente Neto permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero: Maximizar la inversión. Este indicador calcula si dicha inversión puede incrementar o reducir el valor del proyecto evaluado²⁴.

El cambio en el valor estimado puede ser positivo, negativo o continuar igual. Si es positivo significará que el valor del proyecto tendrá un incremento equivalente al monto del Valor Presente Neto. Si es negativo quiere decir que se reduce su ganancia en el valor que arroje el VPN. Si el resultado del VPN es cero, el proyecto no modificará el monto de su valor.

²⁴ VAQUIRO J., "PYMES Futuro – El Valor Presente Neto", [En línea] [Fecha de consulta: 17 de Marzo del 2015], <http://www.pymesfuturo.com/vpneto.htm>

La ecuación que permite calcular el Valor Presente Neto es la siguiente:

$$VPN = \sum_{i=1}^n \frac{V_t}{(1+d)^t} - I_0 \quad (5)$$

Donde;

V_t : Representa los flujos de caja en cada periodo de tiempo

I_0 : Valor de desembolso inicial de la inversión

n : Número de periodos considerados

d : Tasa de descuento

- **Tasa Interna de Retorno:**

Es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir". De manera simple se puede definir como la tasa de descuento con la que el valor presente neto es igual a cero²⁵.

- **Tasa Interna de Oportunidad:**

Es la tasa de interés mínima a la que el gestor o el inversor, está dispuesto a ganar, al invertir en un proyecto. Es utilizada para determinar el valor presente neto de los flujos futuros de caja del proyecto, y es además, la

²⁵ BONATA P; FARBER M., "199 Preguntas sobre marketing". Editorial Norma, 2002.

rentabilidad mínima que se le debe exigir al proyecto para tomar la decisión de no invertir en otro proyecto²⁶.

- **Tiempo de Recuperación de la Inversión:**

Es un método de valoración de inversiones que mide el tiempo que una inversión tarda en recuperar el desembolso inicial, con los flujos de caja generados en el futuro por la misma²⁷. Es un procedimiento sencillo, se realiza la suma de los flujos futuros de efectivo de cada año hasta que el costo inicial del proyecto quede por lo menos cubierto. El uso de este parámetro económico es de gran ayuda a la hora de tomar decisiones o de emprender uno u otro proyecto.

El flujo de caja de un proyecto, como su nombre lo indica, representa las entradas y salidas de efectivo en un periodo dado de tiempo. Para evaluar económicamente la implementación de la inyección cíclica de vapor mejorado con solventes en los casos descritos anteriormente, se tuvo un flujo de caja relacionado con la producción diaria de aceite y las tasas de inyección tanto de vapor como de solvente, durante el periodo de producción en frío más el tiempo de implementación de los 10 ciclos, es decir, una totalidad de 3746 días contados desde el inicio del flujo natural.

²⁶ DUSSAN K., "Gerencia Financiera", [En Línea]] [Fecha de consulta: 17 de Marzo del 2015], <http://karlosdussan.blogspot.com/2011/12/que-es-la-tasa-interna-de-oportunidad.html>

²⁷ ITUIRROZ J., "Plazo de Recuperación", [En Línea]] [Fecha de consulta: 17 de Marzo del 2015], <http://www.expansion.com/diccionario-economico/plazo-de-recuperacion.html><http://www.expansion.com/diccionario-economico/plazo-de-recuperacion.html>

5.1. INVERSIÓN INICIAL DEL PROYECTO

El desembolso inicial del proceso está ligado a las instalaciones y adecuaciones requeridas en un proceso de inyección de vapor, incluyendo el sistema de inyección en superficie con líneas de distribución térmicamente aisladas. Se tomó un valor promedio típico para esta operación en un campo de crudo pesado igual a un millón ciento ochenta mil dólares (USD\$ 1'180.000)²⁸.

5.2. INGRESOS

Los ingresos del proyecto se determinaron a partir de la tasa de producción de aceite y se manejó un precio de 50 USD\$/Bbl para el crudo WTI, teniendo en cuenta las grandes variaciones que este ha tenido en los últimos años. En la siguiente tabla se encuentran tabulados los descuentos que se aplicaron al valor del WTI establecido.

Tabla 24: Precio del Barril de Crudo

Criterio	Valor	Unidad
Precio WTI	50	USD\$/Bbl
Regalías e Impuestos	40	%
Disminución por Calidad del Crudo	15	%
Precio del Crudo para la Evaluación	23	USD\$/Bbl

²⁸ ARTEAGA M., "Logros y retos de la primera prueba piloto de inyección de vapor en México", Ingeniería Petrolera, VOL. 53 No. 8, Agosto 2013.

5.3. EGRESOS

Los valores descontados en el flujo de caja corresponden a los costos involucrados con la operación del proyecto. En este estudio se tuvieron en cuenta los costos por generación del vapor, costos de obtención del solvente y los gastos relacionados con el levantamiento del crudo, los cuales se describen a continuación en mayor detalle.

5.3.1. COSTO DE GENERACIÓN DEL VAPOR:

La inyección cíclica de vapor mejorada con solventes requiere del proceso de generación de vapor en superficie, es decir, los costos relacionados con la adquisición, operación y mantenimiento de los equipos de la planta de generación, especialmente el generador.

El costo de generar el vapor se da en términos de la energía entregada, es decir, la cantidad de dinero (USD\$) invertido para entregar un millón de BTU²⁹; sin embargo es conveniente realizar la conversión de la energía a unidades de barriles equivalentes de agua, a partir de la entalpia del agua a las condiciones de salida del generador (580 °F y calidad del 80%).

El costo de generación del vapor tiene en cuenta distintas variables operacionales que se encuentran detalladas en la siguiente tabla.

²⁹ RODRIGUEZ A.X., Grupo de Recobro Mejorado – UIS, “Determinación de los Parámetros Operacionales de Diseño y de Yacimiento para la Implementación de la Técnica de Drenaje Gravitacional Asistida con Vapor SAGD en Crudos Pesados Móviles”, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga - Colombia, 2014

Tabla 25: Variables económicas influyentes en la generación de un millón de BTU

Criterio	Valor	Unidades
Costo del Gas	6,27	USD\$/KSCF
Costo de Tratamiento de Agua	8,21	USD\$/KBbl
Salario Operadores	150	USD\$/D
Salario Supervisor	253	USD\$/D
Costo del Generador	700000	USD\$
Vida Útil del Generador	20	Años
Planta de Tratamiento	453000	USD\$
Vida Útil de la Planta de Tratamiento	25	Años
Costo de tanque de Almacenamiento de Agua (10000Bbls)	300000	USD\$
Vida Útil del Tanque	20	Años
Precio del kWh	0,0517	USD\$/KWh
Consumo de Electricidad de Equipos	258,12	KWh
Costo del Gasoducto (con city gate)	2300000	USD\$
Vida Útil del Gasoducto	15	Años
Costo del Millón de BTU	7,6	USD\$/MBTU
Costo de Generar un Bbl-eq de Agua	2.82	USD\$/Bbl

Fuente: Modificado de RODRIGUEZ A.X., Grupo de Recobro Mejorado – UIS, “Determinación de los Parámetros Operacionales de Diseño y de Yacimiento para la Implementación de la Técnica de Drenaje Gravitacional Asistida con Vapor SAGD en Crudos Pesados Móviles”, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga - Colombia, 2014.

5.3.2. COSTO DEL SOLVENTE:

El presente estudio se basó en la implementación del mejor esquema utilizando cuatro concentraciones de solvente distintas en dos ciclos ubicados al final del

proceso. Debido a la adición de hexano puro en la inyección cíclica de vapor, se hace importante tener en cuenta los costos de adquisición de dicho solvente. A continuación se encuentra la tabla que describe su precio teniendo en cuenta el transporte de la sustancia hasta la locación.

Tabla 26: Costo de Adquisición del Solvente

Criterio	Valor	Unidades
Costo del Solvente (Bbl)	138	USD\$
Transporte del Solvente	12	USD\$
Costo del Solvente para la Evaluación	150	USD\$/Bbl

Fuente: QUIMIREL, Quimicos y Reactivos SAS, Marzo 2014

5.3.3. COSTO DE LEVANTAMIENTO:

El análisis financiero del proyecto tuvo en cuenta el desembolso que se debe realizar para llevar a superficie cada barril del crudo contenido en el yacimiento, tomando un promedio del costo de esta operación en un campo de crudo pesado colombiano igual a 12 USD\$/Bbl.³⁰

5.4. EVALUACIÓN FINANCIERA

A partir de los conceptos descritos anteriormente, y los costos establecidos para este proyecto, se procedió a evaluar la producción incremental con respecto a la

³⁰ Rodriguez A.X, Comunicación Personal, 21 de Abril del 2015

producción en frío obtenida por el caso base óptimo de inyección cíclica de vapor y los 4 esquemas planteados al variar la concentración, con el fin de definir cuál es la alternativa tanto técnica como económicamente que mejor se adapta al modelo de estudio, y la que deje una mayor ganancia con respecto a la producción primaria.

El cálculo del valor presente neto de cada uno de los casos para diferentes tasas de descuento, permite identificar en qué momento dicha variable toma un valor de 0, es decir, permite calcular la tasa interna de retorno de cada caso.

El resultado de este procedimiento se aprecia en la Figura 56, en la cual es posible identificar que a medida que aumenta la concentración de solvente, la TIR presenta una reducción, por tanto se puede decir que a mayor volumen de Hexano inyectado, menor será la rentabilidad del proceso. Esto se debe a que el aumento en el factor de recobro es mínimo, siendo insuficiente para cubrir los costos del solvente.

En cuanto al tiempo de recuperación de la inversión inicial (payback), se mantiene constante para todos los esquemas debido a que tanto el caso 1, utilizado como referencia para la variación de la concentración, y la inyección cíclica de vapor recuperan la inversión inicial durante el sexto ciclo antes del cual todos los ciclos son de vapor. Esta tendencia se puede observar en la Figura 59.

Figura 56: Efecto de la Concentración del Solvente en la TIR

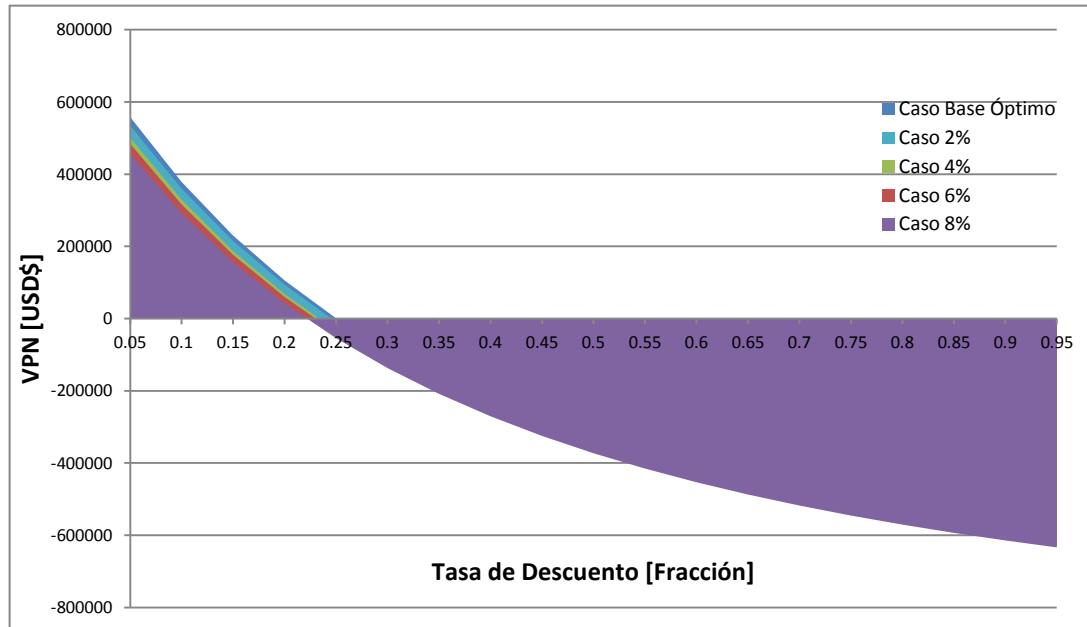
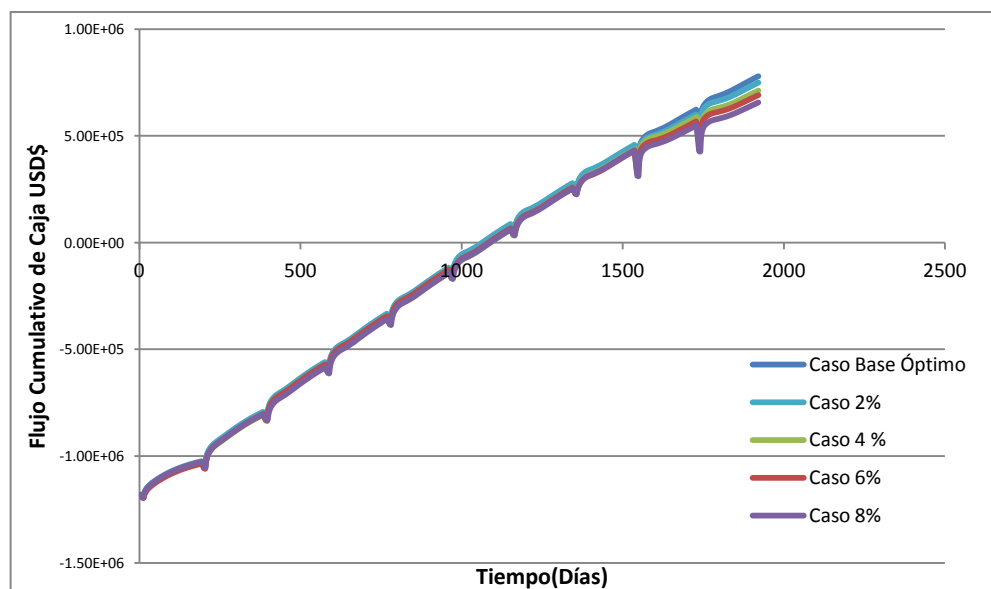


Figura 57: Efecto de la Concentración de Solvente en el PAYBACK



De igual manera, se realizó en cálculo del VPN para una tasa interna de oportunidad del 12% como valor promedio de la TIO utilizada para proyectos en Colombia en el sector petrolero. El resultado hace evidente que el uso de una mayor concentración de solvente genera menores ganancias (Tabla 27).

Para la TIO seleccionada, todos los casos planteados tienen un valor presente neto positivo, lo que implica que la selección de cualquiera de ellos, va a significar una ganancia sobre la producción en frío del modelo. Sin embargo, ninguno de los esquemas con co-inyección de solvente tiene una rentabilidad superior a la de la inyección cíclica de vapor.

Tabla 27: Resultados de la Evaluación Financiera de la Adición de Solvente

CASO	TIR [%]	VPN @ TIO [USD\$]	PAYBACK [Años]
Base Óptimo	25,050	315.818	2.92
Caso 1 – 2% v/v C6	24,584	298.709	2.92
Caso 1 – 4% v/v C6	23,391	269.738	2.92
Caso 1 – 6% v/v C6	23,030	257.422	2.92
Caso 1 – 8% v/v C6	22,190	235.138	2.92

Como se muestra en la Tabla 27, a medida que aumenta la concentración de solvente en la corriente de inyección, disminuyen tanto el VPN como la TIR con respecto al Caso Base Óptimo de Inyección Cíclica de Vapor, lo cual comprueba que la adición de Hexano puro en diferentes concentraciones a un proceso optimizado de inyección cíclica de vapor en los dos últimos ciclos del esquema, no se considera como una mejora de la técnica en el campo de referencia, pues no aporta una rentabilidad que permita su aplicación en un piloto.

Se encontró que la tendencia de la rentabilidad tiene un comportamiento inversamente proporcional al factor de recobro cuando se realiza un aumento en la concentración del solvente. Por tanto, a pesar de tener menores factores de recobro, la inyección cíclica de vapor es un proceso más conveniente para el yacimiento de referencia que la inyección cíclica de vapor mejorada con Hexano.

6. CONCLUSIONES

- La implementación de la inyección cíclica de vapor mejorado con solvente en un yacimiento de crudo pesado colombiano es viable tanto técnica como económicamente en comparación con su producción primaria. Sin embargo, el caso óptimo de inyección cíclica de vapor es de mayor rentabilidad en el yacimiento de estudio, pues el aceite incremental aportado por la alternativa con solvente, no cubre los costos de adquisición si se usa hexano puro.
- El suministro de 8% v/v de Hexano a la corriente de vapor en los procesos de inyección cíclica para un crudo pesado colombiano muestra el mejor comportamiento desde un punto de vista técnico cuando se aplican dos ciclos mejorados con solvente de manera continua y en etapas maduras, ya que de esta manera se logra superar el factor de recobro obtenido en la inyección cíclica de vapor. Sin embargo, el incremento en el aceite producido con respecto a la inyección cíclica de vapor no supera el 2% por lo que su efecto se considera poco significativo.
- La co-inyección de solventes como alternativa de mejora a la técnica de inyección cíclica de vapor favorece el drenaje gravitacional que se presenta en las últimas etapas del caso de estudio. Sin embargo, la obtención de mayores cambios en el factor de recobro se lograría al implementar el proceso en un crudo más viscoso. De esta manera, el beneficio del uso de solventes depende de las características del aceite en yacimiento.

- La respuesta que se obtiene al aplicar inyección cíclica de vapor en un yacimiento de crudo colombiano, es significativamente distinta a la reportada en la literatura para casos con crudos más pesados. Al tratarse de un crudo con mayor movilidad, es imposible utilizar los valores de parámetros operacionales típicos, por lo tanto es necesario sensibilizar tasas, tiempos y número de ciclos para obtener resultados favorables. Además al realizar estas sensibilidades es posible establecer un escenario óptimo de inyección cíclica de vapor que permite la determinación del mejor esquema para la utilización del solvente.

7. RECOMENDACIONES

- Sensibilizar el tipo de solvente y el tiempo de remojo en la inyección cíclica mejorada para observar el efecto sobre la viscosidad del crudo.
- Realizar estudios de simulación numérica en un modelo de yacimiento con una mayor cantidad de propiedades geológicas para obtener resultados de mayor precisión y utilidad
- Llevar a cabo el estudio de la inyección cíclica de vapor mejorado con solventes utilizando un modelo de crudo extra-pesado con el fin de realizar comparaciones de la efectividad del proceso.
- Llevar a cabo pruebas de laboratorio para caracterizar las propiedades de la mezcla entre solvente y crudo a condiciones de yacimiento, especialmente la viscosidad, densidad y presión de saturación, de manera que se puedan utilizar en la elaboración de un modelo de fluidos más robusto.

BIBLIOGRAFÍA

AL BAHLANI; T. BABADAGLI; University of Alberta. "Heavy-Oil Recovery in Naturally Fractured Reservoirs with Varying Wettability by Steam Solvent Co-Injection". SPE 117626. Presentado en International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium; Calgary-Canadá; 2008.

ALIKHLALOV, K., DINDORUK, B., "Conversion of Cyclic Steam Injection to Continuous Steam Injeccion", SPE 146612, Denver, Colorado, USA, 2011.

ALLEN JOSEPH C., GILLESPIE ROBERT E., BURNETT DAVID B., Texaco Inc., Patente US4450913 A, Mayo 29 de 1984

ARDALI M., BARRUFET M.; Texas A&M University; MAMORA D.D.; Mamora and Associates; "Effect of Non-condensable Gas on Solvent-Aided SAGD Processes"; SPE 146996; Alberta-Canada, 2012.

ARDALI M., BARRUFET M.A., Texas A&M University; MAMORA D.D., Mamora and Associates; QIU F., Schlumberger; "A Critical Review of Hybrid Steam-Solvent Processes to Recover Heavy Oil"; SPE 159257; Octubre de 2012.

BATYCKY, J., "An Assessment of In situ Oil Sands Recovery Processes", The Journal of Canadian Petroleum Technology, vol. 36, No. 9, pp. 15-19, Oct. 1997.

CASTRO, J., "Perspectivas de la demanda energética global," Petrotecnia, Febrero 2011, Pág 54 -55.

CHANG J., Devon Canada, "Understanding HW-CSS for Thin Heavy Oil Reservoirs", SPE 165386, Junio de 2013.

COOK EVIN L., Mobil Oil Corporation, Patente US4498537 A, Febrero 12 de 1985.

DAS, S. K., BUTLER, R. M., "Extraction of Heavy Oil and Bitumen Using Solvents at Reservoir Pressure", Petroleum Society of CIM, Paper No. 95-118, pp 1-15, Oct. 16-18, 1995.

DONELLY J., Merengo Energy Research Limited; PENDERGAST D., Atomic Energy of Canada Limited; "Nuclear Energy in Industry: Application to Oil Production"; 20th Annual Conference of the Canadian Nuclear Society, Montréal, Québec, Canada, Mayo de 1999; Fuente: <http://www.computare.org/Support%20documents/Publications/Nuclear%20oil%20sand.htm>.

EDMUNDS N., Laricina Energy Ltd.; "Observations on the Mechanisms of Solvent-Additive SAGD Processes"; SPE Heavy Oil Conference; SPE 165419; Junio de 2013.

ESCOBAR, E., VALCO, P., LEE, W.J., RODRIGUEZ, M.G., "Optimization Methodology for Cyclic Steam Injection with Horizontal Wells", Petroleum Society—Canadian Institute of Mining, Metallurgy & Petroleum, Paper No. CIM 65525, pp 1-12, Nov. 6-8, 2000.

Exxon Production Research Company, Patente US4280559 A, Julio 18 de 1981.

EZEUKO C.C., WANG J., GATES I.D., Departamento de Química e Ingeniería de Petróleo, Universidad de Calgary, "Investigation of Emulsion Flow in SAGD and ES-SAGD", SPE Heavy Oil - Junio de 2012, SPE 157830.

FAROUQ A., ABAD B.P., Pennsylvania State University; "Bitumen Recovery from Oil Sands, Using Solvents in Conjunction with Steam"; Journal Of Canadian Petroleum Technology; PET SOC 760311; Montreal; Septiembre de 1976.

GALVAO E.R.V.P, RODRIGUES M.A.F., BARILLAS J.L.M, DUTRA T.V., DA MATA W.; Federal University of Rio Grande do Norte; "Optimization of Operational Parameters on Steamflooding with Solvent in Heavy Oil Reservoirs"; SPE 122078; Cartagena-Colombia, 2009.

GATES I.D., CHAKRABARTY N., Alberta In Situ Centre for In Situ Energy, Schulich School of Engineering, University of Calgary; "Design of the Steam and Solvent Injection Strategy in Expanding-Solvent Steam-Assisted Gravity Drainage"; Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference; PET SOC 2006 023; Junio de 2006.

GUPTA S., GITTINS S., EnCana Corporation; "Optimization of Solvent Aided Process", Journal Of Canadian Petroleum Technology; No.1-Volumen 48, Enero de 2009.

HALL WILBUR L., BROWN ALFRED, KORSTAD RALPH J., Texaco Inc., Patente US4166503 A, Septiembre 4 de 1979.

ISLIP PHILIP N., SHU WINSTON R., Mobil Oil Corporation, Patente US4513819 A, Abril 30 de 1985.

JHA R.K., KUMAR M., BENSON I., HANZLIK E.; SPE, Chevron Energy Technology Company; "New Insights Into Steam/Solvent Coinjection-Process Mechanism"; SPE 159277; Texas-USA, 2012.

JIA, H., YUAN, CH., ZHANG, Y., PENG,H., ZHONG, D., ZHAO, J., "Recent Progress of High-Pressure Air Injection (HPAI) Process in Light Oil Reservoir: Laboratory Investigation and Field Application," Southwest Petroleum University, China, (June 2012).

JIANG, Q., THORNTON, B., RUSSEL-HOUSTON, J., SPENCE, S., "Review of Thermal Recovery Technologies for the Clearwater and Lower Grand Rapids Formations in Cold Lake, Alberta," SPE-140118, Journal of Canadian Petroleum Technology, Septiembre 2010.

K. NADERI; T. BABADAGLI. Universidad de Alberta. "Use of CO2 as solvent during Steam-Over-Solvent Injection in Fractured Reservoirs (SOS-FR) Method for Heavy Oil Recovery". IPTC 14918. Presentado en International Petroleum Technology Conference; Bangkok-Tailandia; 2012.

KESHAVARZ M., SPE; OKUNO R., SPE; BABADAGLI T., SPE; University of Alberta; "Optimal Application Conditions for Steam-Solvent Coinjection"; SPE Heavy Oil Conference; SPE 165471; Junio 2013

L. ZAO; "Steam Alternating Solvent Process"; SPE; Alberta Research Council; SPE 86957, 2004.

L.G. BRACHO; OA Oquendo; Maraven SA. "Steam-Solvent Injection, Well LSJ-4057, Tia Juana Field". SPE 21530. Presentado en International Thermal Operations Symposium held in Bakersfield; California; 1991.

LAW D., Slumberger; "A New Heavy Oil Recovery Technology to Maximize Performance and Minimize Environmental Impact"; SPE International; Fuente: <http://www.spe.org/dl/docs/2011/Law.pdf>.

LAW D., Slumberger; "A New Heavy Oil Recovery Technology to Maximize Performance and Minimize Environmental Impact"; SPE International; Fuente: <http://www.spe.org/dl/docs/2011/Law.pdf>.

LÉAUTÉ ROLAND P., Imperial Oil Resources, "Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery (LASER) of Bitumen with CSS: Evolution of Technology from Research Concept to a Field Pilot at Cold Lake", SPE 79011, Noviembre de 2002.

LI W., MAMORA D.; SPE, Texas A&M University, LI Y.; Occidental Petroleum Corporation; "Solvent-Type and Ratio Impacts on Solvent-Aided SAGD Process"; SPE 130802; Beijing-China, 2003.

LI W., MAMORA D.; SPE, Texas A&M University; “Numerical Simulation of Thermal Solvent Replacing Steam under Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Process”; SPE 133453; California-USA, 2010.

LI W., MAMORA D.; SPE, Texas A&M University; “Phase Behavior of Steam with Solvent Coinjection under Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Process”; SPE 130807; Barcelona-España, 2010.

M. ARDALI; M. BARRUFET; Texas A&M University; D.D. Mamora; Mamora and Associates. “Laboratory Testing of Addition of Solvents to Steam to Improve SAGD Process”. SPE 146993. Presentado en SPE Heavy Oil Conference Canada; Calgary-Alberta; 2012.

M. KESHAVARZ; SPE; R. OKUNO; SPE; T. BABADAGLI; University of Alberta. “Optimal Application Conditions for Steam-Solvent Coinjection”. SPE 165471. Presentado en SPE Heavy Oil Conference; Alberta-Canada; 2013.

MENDEZ, Z., ALVAREZ, J., ESCOBAR, E., COLONOMOS, P., CAMPOS, E., “Cyclic Steam Injection with additives: Laboratory and Field Test Results of Steam/ Foam and Steam/ Solvent Processes,” SPE 24632, 1992, Pág 71.

OLIVEROS, L., “Evaluación Técnica de la Implementación de un Proceso de Combustión in Situ Posterior a Procesos de Inyección de Vapor en Yacimientos Estratificados de Crudo Pesado con Arenas Delgadas”, GRM – Universidad Industrial de Santander, 2013.

PINTO, J., “Desarrollo de una metodología para la implementación de la Administración de Energía para Procesos de Inyección Continua de Vapor A través de la Simulación Numérica de Yacimientos y Métodos Analíticos”, GRM – Universidad Industrial de Santander, 2013.

RAMAN K. J., SPE; KUMAR M., SPE; BENSON I., SPE; HANZLIK E., SPE; “New Insights Into Steam/Solvent Coinjection-Process Mechanism”; SPE 159277; SPE Journal Octubre de 2013.

REDFORD DAVID A., Texaco Exploration Canada Ltd., PatenteUS4127170 A, Noviembre 28 de 1978

RICHARDSON WILLIAM C., MIMS DONALD S., KIMBER KEVIN D., DEEMER ARTHUR R., Texaco Inc., Patente US5685371 A, Noviembre 11 de 1997.

RODRIGUEZ A.X., Grupo de Recobro Mejorado – UIS, “Determinación de los Parámetros Operacionales de Diseño y de Yacimiento para la Implementación de la Técnica de Drenaje Gravitacional Asistida con Vapor SAGD en Crudos Pesados Móviles”, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga - Colombia, 2014.

ROLAND P. LEAUTE, KATHY E. CORRY, B. KARL PUSTANYK, Exxonmobil, Patente US6708759 B2, Marzo 23 de 2004

ROLAND, P., «Liquid to Steam for Enhancing Recovery (LASER) of Bitumen with CSS: Evolution of the technology from Research Concept to a Field Pilot at Cold Lake, SPE 79011 MS, Noviembre 2002.

S. FAN; S. LI; South China University of Technology, Guangzhou, China; H. Xin; China University of Petroleum, Tsingtao, China. “The Importance of PVT to the Steam Solvent Process”. SPE 157862. Presented in SPE Heavy Oil Conference; Calgary-Alberta; 2012.

S.M. FAROUQ ALI; B. ABAD; Pennsylvania State University. "Bitumen Recovery from Oil Sands, Using Solvents in Conjunction with Steam". Journal of Canadian Petroleum Technology; Montreal; Julio-Septiembre; 1976.

SHANE, D., « Cold Lake Commercialization of the Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery (LASER) Process, IPTC 16795, Marzo 2013.

SHARMA J., GATES I.D., SPE, Department of Chemical and Petroleum Engineering, University of Calgary; “Steam-Solvent Coupling at the Chamber Edge in an In Situ Bitumen Recovery Process”; SPE 128045; Mumbai-India, 2010.

SOURAKI Y., ASHRAFI M., GHAFHAROKHI J., TORSÆTER O.; SPE, Norwegian University of Science and Technology; "Application of Solvent Alternating SAGD Process to Improve SAGD Performance in Athabasca Bitumen Reservoir"; SPE 165327; California-USA, 2013.

SUAT BAGCI A., SAMUEL O.M., MACKAY E.; Institute of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University; "Recovery Performance of Steam-Alternating Solvent (SAS) Process in Fractured Reservoirs"; Paper 2007-040, Canadian International Petroleum Conference, Alberta-Canada.

SURANTO, BAE W., WIDYANINGSIH R., MUSLIM M., GUNADI ADIPUTRO T.; Sejong University; PERMADI K.; Bandung Institute of Technology; "Managing of Hybrid Steam-Solvent Injection Distribution for Maximizing Recovery Factor in Heterogeneous Reservoir"; SPE 167367; Mishref-Kuwait, 2013.

URIBE, C., "Evaluación Técnico-Financiera de Implementar un Proceso de Inyección cíclica de Vapor Usando Pozos Horizontales" Universidad Industrial de Santander, 2011.

VEGA, S., NARANJO, C., TRIGOS, E., RIVERA, J., RODRIGUEZ, E., "Development of a Phase Behavior Numerical Model for Evaluating Thermal Assisted Processes with Solvents in Heavy Oil Recovery", SPE 165232, Kuala Lumpur, Malaysia, Julio 2013.

VOGEL JOHN V., Tenneco Oil Company, Patente US4697642 A, Octubre 6 de 1987.

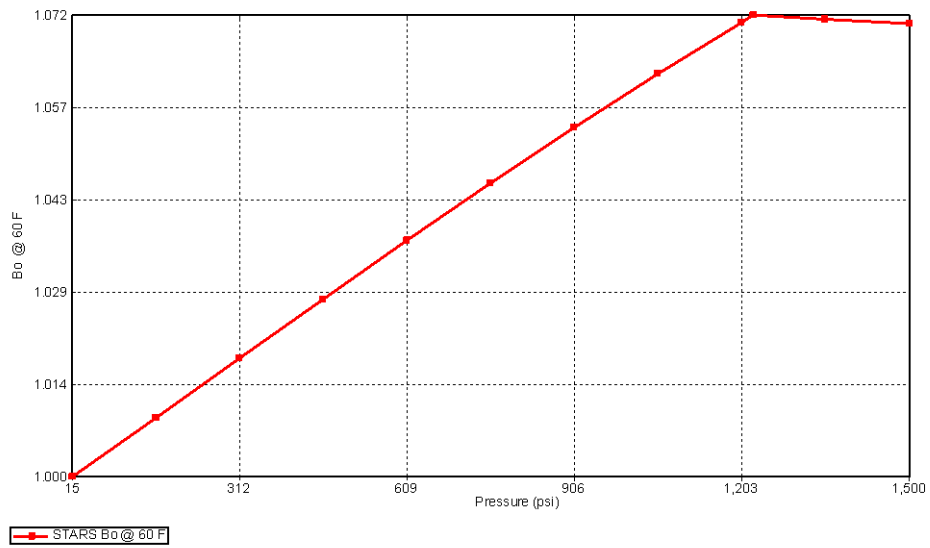
YAZDANI A.; SPE, Statoil Canada; AIVESTAD J., KJONSVIK E.G., KOWALEWSKI E.; SPE, Statoil ASA; "A Parametric Simulation Study for Solvent Co-injection Process in Bitumen Deposits"; SPE 148804; Alberta-Canada, 2011.

ZHAO L., NASR T.N., HUANG H., BEAULIEU G., HECK G., GOLBECK H.; Alberta Research Council; "Steam Alternating Solvent Process, Lab Test and Simulation"; JCPT Volumen 44, No. 9, Septiembre de 2005.

ANEXOS

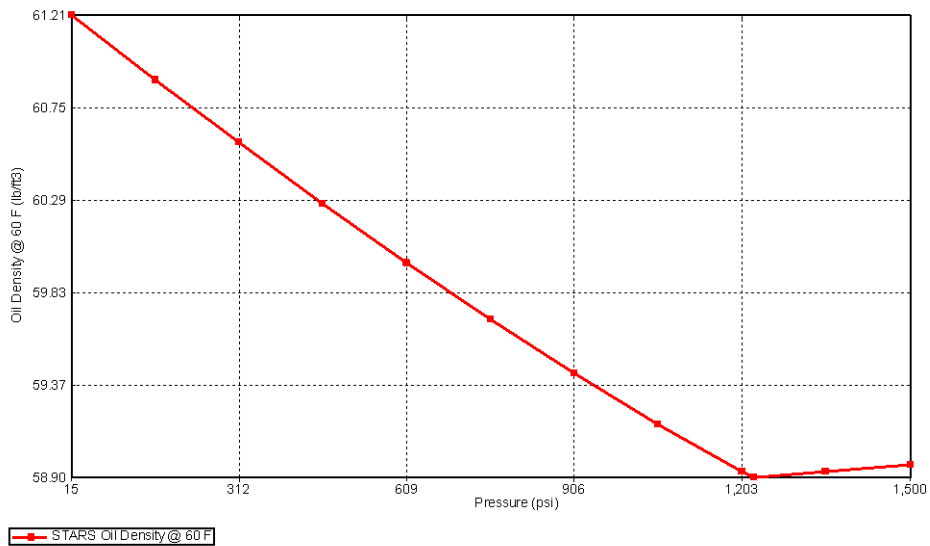
ANEXO A: MODELO DE FLUIDOS CON SOLVENTE

Figura A1: Factor Volumetrico de Formación del Aceite con el Componente Hexano Vs Presión



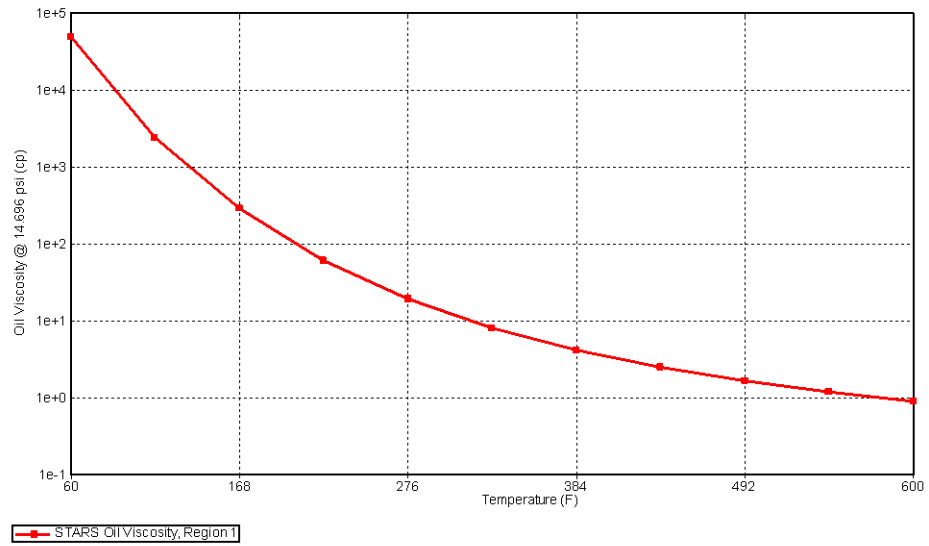
Fuente: Winprop, CMG

Figura A2: Densidad del Aceite con el Componente Hexano Vs Presión



Fuente: Winprop, CMG

Figura A3: Viscosidad del Aceite con el Componente Hexano Vs Temperatura



Fuente: Winprop, CMG