

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO TERMODINÁMICO DE LOS
COMPONENTES ORGÁNICOS (ASFALTENOS) EN YACIMIENTOS DE
CRUDOS PESADOS SOMETIDOS A INYECCIÓN DE VAPOR UTILIZANDO UN
SIMULADOR TÉRMICO**

**DIEGO HERNÁN RÍOS DÍAZ
GUILLERMO ARIEL RUBIO MURCIA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

NEIVA

2011

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO TERMODINÁMICO DE LOS
COMPONENTES ORGÁNICOS (ASFALTENOS) EN YACIMIENTOS DE
CRUDOS PESADOS SOMETIDOS A INYECCIÓN DE VAPOR UTILIZANDO UN
SIMULADOR TÉRMICO**

**DIEGO HERNÁN RÍOS DÍAZ
GUILLERMO ARIEL RUBIO MURCIA**

Tesis de grado presentado como requisito
para obtener el título de Ingeniero de Petróleos.

Director

JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA, MSc

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

NEIVA

2011

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

DEDICATORIA

Dedico este proyecto y toda mi carrera universitaria a Dios por ser quien ha estado a mi lado en todo momento dándome las fuerzas necesarias para continuar luchando día tras día e ilustrarme el camino a seguir, a mis padres Diana Murcia y Guillermo Rubio ya que gracias a ellos soy quien soy hoy en día, fueron los que me dieron ese cariño y calor humano necesario para alcanzar mis metas, sueños y han estado allí cada día de mi vida, a mi hermano Leon quien representa mi inspiración para salir adelante y poder brindarle un mejor futuro, a Yurani Losada por ese apoyo incondicional que estuvo conmigo en los buenos y malos momentos durante mi carrera profesional, a toda mi familia y a mis amigos por brindarme todo su apoyo, amor, amistad y comprensión.

GUILLERMO ARIEL RUBIO MURCIA

Agradezco este triunfo a mi hermosa familia que me lo ha dado todo, a mi papá Gabriel Hernán que me ha ayudado ha emprender el camino de la vida y conocer el verdadero valor de la vida, a mi madre Olga Cecilia que me dio la vida y ha sido la que ha cuidado de mi desde siempre, que fue mi apoyo y mi energía durante mi vida y a mi hermana Liseth Alexandra que me ha apoyado en los momentos más difíciles de la vida e amigos(as) que me han brindado todo su apoyo, amistad, energía y apoyo durante mi carrera.

DIEGO HERNÁN RÍOS DÍAZ

AGRADECIMIENTOS

Los percusores y autores de este documento agradecen a:

JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA, M.Sc. en Ingeniería de Petróleos, Coordinador Grupo de Investigación de Comportamiento de Fases - COFA, Coordinador Laboratorio de Pruebas Especiales -LAPE y director del proyecto; por su apoyo, dedicación y colaboración para el desarrollo del mismo.

CARMEN PINZÓN TORRES, Química y Esp. En Sistemas Dinámicos, Profesora del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería, investigadora de Grupo de Comportamiento de Fases - COFA y evaluador de este proyecto; por su valiosa colaboración para la realización del mismo.

FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO, Ph.D en Ingeniería de Petróleos, Profesor del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería, Coordinador del Grupo de Investigación de Pruebas de Pozos - GIPP y evaluador de este proyecto; por su valiosa colaboración para la realización del mismo.

A nuestros compañeros de estudio especialmente a Oscar Fabian Lizcano, Vladimir Mendez Vanegas y Carlos Andres Morales por su colaboración , apoyo para el desarrollo de esta tesis y desarrollo de nuestra carrera profesional.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1 MARCO TEÓRICO	18
1.1 CRUDOS PESADOS	18
1.1.1 Clasificación de los crudos pesados.....	18
1.2 PROCESOS DE RECUPERACIÓN TÉRMICA.....	19
1.2.1 Inyección de vapor continua	19
1.2.2 Inyección de vapor cíclica	19
1.2.3 Inyección de agua caliente	20
1.2.4 Combustión in situ	20
1.3 INYECCIÓN DE VAPOR CONTINUA.....	20
1.4 ASFALTENOS	22
1.4.1 Teorías sobre la precipitación de asfaltenos	23
1.4.2 Factores que producen la precipitación de asfaltenos.....	25
1.4.3 Mecanismo de depositación	27
1.4.4 Descripción del daño de formación por la depositación de asfaltenos	31
2 MODELAMIENTO DE LA MALLA Y FLUIDO	35
2.1 VISCOSIDAD DEL ACEITE.....	39

2.2	MODELAMIENTO DEL AGUA PARA CONDICIONES DE INYECCIÓN DE VAPOR.....	39
2.3	MODELAMIENTO DE LOS ASFALTENOS.....	40
2.4	PERFORADOS Y CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS POZOS..	42
2.4.1	Tipo de fluido y condiciones de inyección.....	47
2.5	SIMULACIÓN NUMERICA.....	48
3	EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES.....	50
3.1	EVALUACIÓN DEL PROCESO.....	50
3.1.1	Producción acumulada de aceite (N_{po}).....	50
3.1.2	Inyección acumulada de agua (W_i).....	50
3.1.3	Factor de recobro (FR).....	50
3.1.4	Combustible acumulado quemado (F_{Ob}).....	50
3.2	RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES.....	54
3.2.1	Evaluación del caso en frío.....	55
3.2.2	Variación de la temperatura a $psat = 247.57 psia$	57
3.2.3	Variación de la temperatura a $psat = 327.214 psia$	62
3.2.4	Variación de la temperatura a $psat = 425.267 psi$	67
3.2.5	Evaluación de los mejores casos con asfaltenos.....	72
3.2.6	Evaluación de los mejores casos con asfaltenos.....	75
4	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	78
4.1	ANÁLISIS CASO EN FRÍO.....	78

4.2	RELACIÓN DE VAPOR ACUMULADO ACEITE ACUMULADO (CSOR)	79
4.3	ANÁLISIS CASO DE $P_{INY} = 247.57$ PSIA PARA DIFERENTES TEMPERATURAS.....	80
4.4	ANÁLISIS CASO DE $P_{INY} = 327.214$ PSIA PARA DIFERENTES TEMPERATURAS.....	81
4.5	ANÁLISIS CASO DE $P_{INY} = 425.267$ PSIA PARA DIFERENTES TEMPERATURAS.....	82
	CONCLUSIONES.....	84
	RECOMENDACIONES.....	85
	BIBLIOGRAFÍA.....	86

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Clasificación de crudos	19
Tabla 2. Dimensiones de la malla.....	35
Tabla 3. Propiedades de la roca y yacimiento	35
Tabla 4. Composición del fluido del yacimiento	36
Tabla 5. Propiedades del C7+	36
Tabla 6. Composición del fluido fraccionada y agrupada.....	37
Tabla 7. Composición del fluido con asfaltenos.....	37
Tabla 8. Condiciones de saturación (líquido-vapor).....	40
Tabla 9. Condiciones de operación de los pozos productores.....	44
Tabla 10. Condiciones de trabajo.....	45
Tabla 11. Variación de la calidad a condiciones de saturación.	46
Tabla 12. Factores de consumo de combustible fuel oil.....	54
Tabla 13. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso en frío	55
Tabla 14. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso con $P_{sat}=247.57$ Psia sin asfaltenos.	57
Tabla 15. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso con $P_{sat}=247.57$ Psia con asfaltenos	59
Tabla 16. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso con $P_{sat}=327.214$ psia sin asfaltenos.....	62
Tabla 17. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso con $P_{sat}=327.214$ psia con asfaltenos.....	64
Tabla 18. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso con $P_{sat}=425.267$ psia sin asfaltenos.....	67

Tabla 19. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso con $P_{sat}=425.267$ psia con asfaltenos.....	69
Tabla 20. Comportamiento de los parámetros de evaluación para los mejores casos con asfaltenos.	72
Tabla 21. Condiciones de saturación para las presiones de inyección evaluadas.	74
Tabla 22. Comportamiento de los parámetros de evaluación la variación de calidades en el mejor caso optimizado.....	75
Tabla 23. Análisis económico caso en frío.	79
Tabla 24. Costos iniciales para el proyecto de inyección de vapor continua.	80
Tabla 25. Costos y precios de venta relacionados al proyecto.....	80
Tabla 26. Análisis económico de los casos para $P_{iny}=247.57$ Psi.....	80
Tabla 27. Análisis económico de los casos para $P_{iny}=327.214$ Psi.....	81
Tabla 28. Análisis económico de los casos para $P_{iny}=425.267$ Psi.....	82

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Tratamiento continua de vapor.....	21
Figura 2. Representación del modelo termodinámico continuo.....	24
Figura 3 Representación del modelo termodinámico coloidal	25
Figura 4. Vista microscópica de los componentes del petróleo.....	28
Figura 5. Floculación y precipitación de los componentes pesados en el petróleo por la introducción de un solvente miscible	29
Figura 6. Vista microscópica del fenómeno coloidal en el petróleo	29
Figura 7. Vista microscópica del fenómeno de agregación	30
Figura 8. Vista microscópica del fenómeno de floculación y depositación de una molécula orgánica gran tamaño	31
Figura 9. Depositación electrocinética de asfaltenos en una tubería	31
Figura 10. Cambio de humectabilidad por depositación de asfaltenos	32
Figura 11. Taponamiento de gargantas de poros por asfaltenos	33
Figura 12. Bloque y pozos.....	43
Figura 13. Perforados.....	43
Figura 15. Efecto de la precipitación de asfaltenos sobre la porosidad y depositación $P_{sat}=247.57$ Psia.....	61
Figura 16. Efecto de la precipitación de asfaltenos sobre la porosidad y depositación $P_{sat}=327.214$ Psia.....	66
Figura 17. Efecto de la precipitación de asfaltenos sobre la porosidad y depositación $psat=425.267$ psia.....	71

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Total de reservas de petróleo en el mundo	18
Gráfica 2. Diagrama de fases	38
Gráfica 3. Viscosidad el aceite.....	39
Gráfica 4. Precipitación de asfaltenos a temperatura de yacimiento y presión variable.....	41
Gráfica 5. Precipitación de asfaltenos a temperatura variable y presión variable.	42
Gráfica 6. Panorama de trabajo del pozo inyector.	45
Gráfica 7. Precipitación de asfaltenos para cada panorama.....	47
Gráfica 8. Temperatura versus entalpía del agua para líquido-vapor.	48
Gráfica 9. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso en frío.	56
Gráfica 10. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso con $psat=247.57$ psia sin asfaltenos.....	58
Gráfica 11. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso con $psat=247.57$ psia con asfaltenos.	60
Gráfica 12. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso con $psat=327.214$ psia sin asfaltenos.....	63
Gráfica 13. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso con $psat=327.214$ psia con asfaltenos.....	65
Gráfica 14. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso con $psat=425.267$ psia sin asfaltenos.....	68
Gráfica 15. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso con $Psat=425.267$ Psia Con asfaltenos.....	70
Gráfica 16. Comportamiento de los parámetros de evaluación para los mejores casos con asfaltenos.	73

Gráfica 17. Condiciones de saturación para las presiones de inyección evaluadas.	74
Gráfica 18. Comportamiento de los parámetros de evaluación la variación de calidades en el mejor caso optimizado.	76
Gráfica 19. CSOR para el caso $P_{iny}=247.57$ Psi con asfaltenos.	81
Gráfica 20. CSOR para el caso $P_{iny}=327.214$ Psi con asfaltenos.	82
Gráfica 21. CSOR para el caso $P_{iny}=425.267$ Psi con asfaltenos.	83

RESUMEN

En esta investigación se describe el efecto de la precipitación de asfaltenos con respecto a los cambios de temperatura, debidos a procesos de recuperación térmica como es el caso de la inyección de vapor.

Los efectos de la depositación de sólidos por parte de los asfaltenos pueden ocurrir por cambios en la composición del crudo, cambio de presión y cambio de temperatura. Se conoce que los cambios de temperatura pueden ocasionar la precipitación de los asfaltenos debido a que al incrementarse la temperatura se comienzan a desestabilizar las resinas que son los compuestos que mantienen estables a los asfaltenos; Para este caso se propuso un arreglo de cinco puntos normal en el cual se inyectó vapor de agua a diferentes temperaturas con el objetivo de conocer el efecto de la temperatura sobre los asfaltenos disueltos en el crudo.

Se observó que a temperaturas cercanas o iguales a la temperatura de saturación es recomendable inyectar vapor, debido a que se minimiza la precipitación de asfaltenos y por ende se obtiene mayor recobro a un punto de presión constante; además se demostró que al inyectar agua sobrecalentada el barrido es ineficiente debido a que por gravedad el vapor tiende a ir al tope de la formación, por lo cual no hace un barrido uniforme al yacimiento.

ABSTRACT

This research describes the effect of asphaltene precipitation with respect to changes in temperature due a thermal recovery processes such as steam injection.

The effects of solids deposition from asphaltene may occur due to changes in the composition of crude oil, changes in pressure and temperature change. It is known that temperature changes can cause precipitation of asphaltenes because with increasing temperature is beginning to destabilize resins which are stable compounds in the asphaltenes; In this instance we proposed a five-point under normal which injected steam at different temperatures in order to determine the effect of temperature on asphaltenes dissolved in oil.

It was noted that at temperatures close or equal to the saturation temperature steam injection is recommended, because minimizing asphaltene precipitation and therefore results in greater recovery to a point of constant pressure, also showed that injecting the superheated water sweep is inefficient because the steam gravity tends to go to the top of the formation, so it does not sweep the field uniform.

GLOSARIO

API: la gravedad API es una escala arbitraria de valores, empleada en la industria del petróleo, para indicar la gravedad específica de crudos, hidrocarburos y derivados líquidos únicamente relacionada con ella por medio de una fórmula experimental

ASFALTENOS: son sustancias que son insolubles en alcanos o parafinas de bajo peso molecular desde el n pentano al n decano, y solubles en hidrocarburos aromáticos como xileno y benceno.

CRUDO PESADO: compuesto orgánico constituido mayormente de fracciones de carbono pesadas ($C_{10} - C_{100+}$), características de este crudo es su alta viscosidad o su alta densidad y bajo °API.

INYECCIÓN DE VAPOR: proceso en el cual se aplica vapor saturado o sobrecalentado (a altas temperaturas generalmente entre 200 °F y 500 °F) a la formación de interés, con el fin de disminuir la viscosidad del fluido dentro de ella.

VISCOSIDAD: resistencia del fluido al movimiento, técnicamente se mide la resistencia al movimiento en centipoise.

INTRODUCCIÓN

Las acumulaciones de crudo pesado en el mundo están alrededor de los 10 trillones de barriles de aceite in situ. Alrededor de 8 trillones de esta cantidad están localizados en la faja del Orinoco, haciendo ésta unas de las más grandes acumulaciones de crudo pesado. Con reservas convencionales en declinación, este aceite no convencional empieza a ser una fuente importante para satisfacer los requerimientos energéticos en el mundo.

La inyección de vapor convencional ha sido un proceso de recobro térmico muy popular. Usa pozos verticales inyectando vapor en yacimientos de crudos pesados y extra pesados incrementando en éstos el factor de recobro, lo cual se representa en un aumento en las utilidades obtenidas por la producción del petróleo del campo.

Las limitaciones de la inyección de vapor están ligadas a la profundidad del yacimiento, el espesor neto de la formación productora y el tipo de fluido que se encuentra en el yacimiento. Los asfaltenos por lo tanto son sustancias orgánicas presentes en el crudo; características de este tipo de compuesto orgánicos es que son de alto peso molecular con tendencia a precipitar con cualquier interacción fisicoquímica en el crudo ya sea por inyección de CO₂, tratamiento térmico, inyección de polímeros, etc. El problema reside en que al precipitarse estos compuestos orgánicos (asfaltenos), se obstruyen los poros y posteriormente las gargantas de la formación productora, reduciendo el factor de recobro, incrementado el “skin” por daño en la formación; para prevenir el taponamiento y obstrucción de los canales de flujo se deben controlar los parámetros fisicoquímicos tales como la temperatura, presión de inyección, tipo de fluido de inyección, etc.

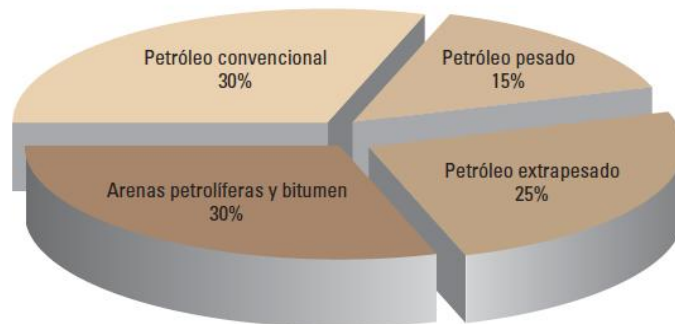
1 MARCO TEORICO

1.1 CRUDOS PESADOS

Los crudos pesados son de gran interés en la actualidad debido a que gran parte de las reservas mundiales hoy en día se concentra en estos tipos de crudos (pesados, extrapesados y bitumen).

La gran demanda y los altos precios del petróleo, y estando en declinación la producción de la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales, la atención de la industria en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación de petróleo pesado¹.

Gráfica 1. Total de reservas de petróleo en el mundo



Schlumberger review otoño 2006.

El petróleo pesado, el petróleo extrapesado y el bitumen conforman aproximadamente un 70% de los recursos de petróleo totales del mundo, que oscilan entre 9 y 13 trillones de barriles; ver gráfica 1.

Como el petróleo pesado es menos valioso, más difícil de producir y más difícil de refinar que los petróleos convencionales, surge la pregunta acerca del porqué del interés de las compañías petroleras en comprometer recursos para extraerlo; la primera parte de la respuesta, que consta de dos partes, es que ante la coyuntura actual, muchos yacimientos de petróleo pesado ahora pueden ser explotados en forma rentable. La segunda parte de la respuesta es que estos recursos son abundantes.

1.1.1 Clasificación de los crudos pesados Según UNITAR un crudo extrapesado es aquel que tiene más de 10000 cp en reservorio y una densidad mayor a 0,975 a 15. Un crudo pesado se encontraría entonces en el rango de densidad 0,950 - 0,975³.

Un grupo de estudio formado durante el WPC (world petroleum council) 11 th (1983) acordó definir los diferentes tipos de crudos de acuerdo al comportamiento de los parámetros de °API y densidad, según la tabla 1.

Tabla 1. Clasificación de crudos

Tipo de crudo	API	Densidad (kg/m ³)
Liviano	Mayor a 31,1	870
Mediano	22,3-31,1	920-870
Pesado	10,0-22,3	1000-920
Extrapesado	menor a 10,0	mayor a 1000

G.P.A. Estudios y servicios petroleros S.R.L

1.2 PROCESOS DE RECUPERACIÓN TÉRMICA⁴

Los procesos térmicos de extracción utilizados hasta el presente se clasifican en dos tipos: aquellos que implican la inyección de un fluido caliente en el yacimiento y los que utilizan la generación de calor en el propio yacimiento. A estos últimos se les conoce como “procesos in situ”, entre los cuales cabe mencionar el proceso de combustión in situ. También se pueden clasificar como desplazamientos térmicos o tratamientos de estimulación térmica.

1.2.1 Inyección de vapor continua En la Inyección continua de vapor, éste vapor es inyectado a través de un cierto número de pozos, mientras el petróleo es producido a través de pozos adyacentes. Este proceso se realiza continuamente en el tiempo con el fin que el vapor y agua caliente (debido a la condensación del vapor saturado o sobrecalentado) desplace la fase aceite hasta los pozos productores.

Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo de este tipo de proceso son: la expansión térmica de fluidos del yacimiento, la reducción de la viscosidad del petróleo y la destilación con vapor, siendo este último quizás el más significativo. Además de estos mecanismos, también se han notado efectos de empuje por gas y por extracción de solventes.

1.2.2 Inyección de vapor cíclica La inyección alternada de vapor (también conocida como inyección cíclica de vapor, remojo con vapor, estimulación con vapor). Esta técnica consiste en inyectar vapor a una formación productora a través de un pozo productor por un periodo determinado, luego del cual el pozo es cerrado por un tiempo (para permitir la suficiente distribución de calor inyectado). Después de esto, el pozo es puesto nuevamente a producción.

Los principales mecanismos que contribuyen a la recuperación de petróleo mediante la inyección cíclica de vapor son: disminución de la viscosidad del petróleo, expansión térmica de los fluidos de la formación, compactación de la roca – yacimiento en caso de existir, etc.

1.2.3 Inyección de agua caliente La inyección de agua caliente al igual que la inyección continua de vapor, es un proceso de desplazamiento. El proceso consiste en inyectar agua caliente a través de un cierto número de pozos y producir petróleo por otros. Los pozos de inyección y producción se perforan en arreglos, tal como en la inyección continua de vapor.

Exceptuando los efectos de temperatura y el hecho de que generalmente se aplican a crudos relativamente viscosos, la inyección de agua caliente tiene varios elementos comunes con la inyección convencional de agua. Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo en la inyección de agua caliente básicamente son: reducción de la viscosidad del petróleo y la expansión térmica de los fluidos de la formación.

1.2.4 Combustión in situ La combustión in situ implica la inyección de aire al yacimiento, el cual mediante ignición espontánea o inducida, origina un frente de combustión que propaga calor dentro del mismo. La energía térmica generada por este método da lugar a una serie de reacciones químicas tales como oxidación, desintegración catalítica, destilación y polimerización, que contribuyen simultáneamente con otros mecanismos tales como empuje por gas, desplazamientos miscibles, condensación, empuje por vapor y vaporización, a mover el petróleo desde la zona de combustión hacia los pozos productores.

Se conocen dos modalidades para llevar a cabo la combustión in situ en un yacimiento, denominadas: combustión convencional o hacia delante (“forward combustión”) y combustión en reverso o contracorriente (“reverse combustión”). En la primera de ellas se puede añadir la variante de inyectar agua alternada o simultáneamente con el aire, originándose la denominada combustión húmeda, la cual a su vez puede subdividirse dependiendo de la relación agua / aire inyectado, en: húmeda normal, incompleta y superhúmeda. Las mismas persiguen lograr una mejor utilización del calor generado por la combustión dentro del yacimiento, reduciendo así los costos del proceso.

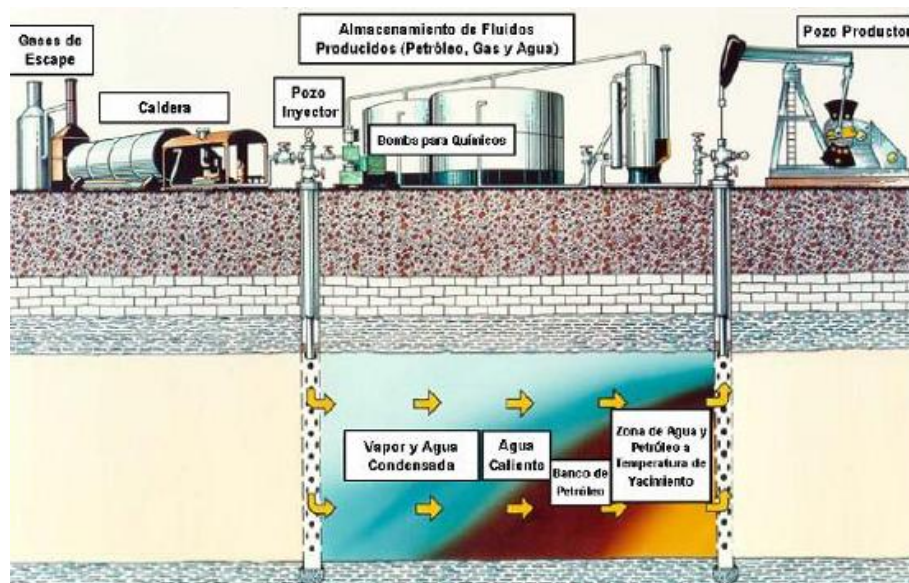
1.3 INYECCIÓN DE VAPOR CONTINUA

Cuando se inyecta vapor en forma continua en una formación petrolífera, el petróleo es producido por causa de tres mecanismos básicos: destilación por vapor, reducción de la viscosidad y expansión térmica, siendo la destilación por vapor el más importante. Otros fenómenos que contribuyen a la recuperación de petróleo son la extracción con solventes, empuje por gas en solución y desplazamientos miscibles por efectos de la destilación por vapor. Las

magnitudes relativas de cada uno de estos efectos dependen de las propiedades del petróleo y del medio poroso en particular.

Los mecanismos de recuperación por inyección continua de vapor pueden visualizarse considerando inyección de vapor en un medio poroso suficientemente largo, inicialmente saturado con petróleo y agua connata. El petróleo en la vecindad del extremo de inyección es vaporizado y desplazado hacia delante. Una cierta fracción del petróleo no vaporizado es dejada atrás. El vapor que avanza se va condensando gradualmente, debido a las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes, generando así una zona o banco de agua caliente, el cual va desplazando petróleo y enfriándose a medida que avanza, hasta finalmente alcanzar la temperatura original del yacimiento (ver figura 1). Desde este punto en adelante el proceso de desplazamiento prosigue tal como en la inyección de agua fría. Así, se puede observar que se distinguen tres zonas diferentes: la zona de vapor, la zona de agua caliente y la zona de agua fría. Por lo tanto, el petróleo recuperado en el proceso es el resultado de los mecanismos operando en cada una de estas zonas.

Figura 1. Tratamiento continuo de vapor.



Recuperación térmica del petróleo

La recuperación de petróleo obtenida en la zona de agua fría será aproximadamente igual a la calculada para la inyección de agua convencional, excepto que la fase efectiva de inyección será mayor que lo que se inyecta como vapor, debido a la capacidad expansiva del vapor.

En la zona de agua caliente, la recuperación de petróleo está gobernada básicamente por las características térmicas del petróleo envuelto. Si la viscosidad del petróleo exhibe una drástica disminución con aumento de la temperatura, la zona de agua caliente contribuirá considerablemente a la recuperación de petróleo. Si por el contrario, el cambio en la viscosidad del petróleo con temperatura es moderado, los beneficios obtenidos con el agua caliente serán solo ligeramente mayores que los obtenidos con inyección de agua fría convencional. Sin embargo, la expansión térmica del petróleo aún será responsable de una recuperación del orden del 3% al 5% del petróleo in situ

El petróleo delante de la zona de vapor se hace cada vez más rico en componentes livianos, lo cual causa efectos de extracción por solventes y desplazamientos miscibles en el petróleo original del yacimiento, aumentando así la recuperación. La magnitud de estos efectos aun no ha sido posible de evaluar cuantitativamente.

Otro mecanismo que opera en la zona de vapor es el empuje por gas en solución ya que el vapor es una fase gaseosa. La recuperación por este factor puede ser del orden del 3% de la recuperación total.

1.4 ASFALTENOS^{5,6}

La palabra asfaleno fue usada por primera vez en Francia en 1837 por Boussingault. El nombró a la fracción del residuo de destilación del crudo, insoluble en alcohol y soluble en esencia de terpentina como asfaleno, por su semejanza con el asfalto original.

Estos constituyen los componentes más pesados del crudo, con un punto de fusión no definido. Se piensa que están disueltos en el crudo como partículas coloidales que le dan la coloración negra-marrón al crudo. Debido a que los asfaltenos contienen una alta complejidad macromolecular, solo se conocen sus estructuras químicas promedios.

Los asfaltenos se encuentran en el petróleo en forma de dispersión coloidal donde las moléculas de asfaltenos están rodeadas de resinas que permiten la transición de asfaltenos altamente polares a crudo con características no polares. Tales asfaltenos se dispersan en el crudo siguiendo un movimiento aleatorio conocido como movimiento browniano y se mantienen separados debido a que la fuerza de repulsión electrostática llegan a ser mayor que la fuerza de atracción de Van der Waals si el sistema se encuentra estabilizado.

La agregación de los asfaltenos depende de factores como la composición del crudo, la temperatura y la presión en la que se encuentra el crudo. La variación de algunos de estos parámetros ocasionará la desestabilización del sistema crudo-asfaltenos, y por lo tanto se generará la floculación de asfaltenos y la formación de material insoluble en el crudo líquido.

La composición del crudo involucra las características y concentración de asfaltenos y de las resinas, a la naturaleza del resto de los componentes en el petróleo, así como también a su alteración por la adición de un solvente suministrado al crudo.

Las micelas resina-asfaltenos también se desestabilizan y se agregan en grandes flóculos, cuando la temperatura del petróleo disminuye o aumenta lo que provoca una reducción del poder de solubilización de los componentes del petróleo en el mismo.

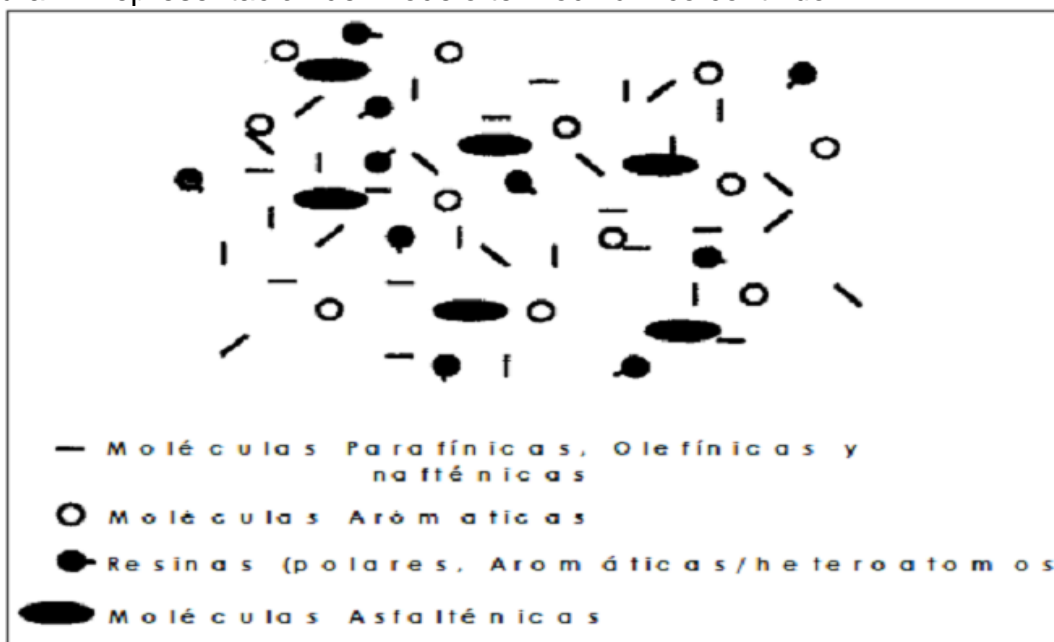
1.4.1 Teorías sobre la precipitación de asfaltenos Algunos factores que causan la floculación de asfaltenos en el crudo fueron mencionados, no obstante existen teorías y modelos, basados en distintas teorías microscópicas, que tratan de explicar este fenómeno y que a la vez sirven para predecir los distintos mecanismos de precipitación de los asfaltenos. El principal objetivo de los modelos físicos consiste en el estudio del comienzo de la precipitación y la cantidad de asfaltenos flóculados en el petróleo. Los modelos de precipitación de asfaltenos se dividen en dos grupos, el modelo termodinámico continuo y el modelo termodinámico coloidal.

1.4.1.1 Modelo termodinámico continuo Utiliza la teoría de solución heterogénea para la predicción del punto “onset” y la cantidad de depósitos orgánicos del petróleo. El punto “onset” indica el comienzo de la floculación de asfaltenos como consecuencia del aumento en el tamaño de la molécula de asfaleno por la agregación de asfaltenos. Figura 2.

El modelo termodinámico continuo, conocidos también como modelos de solubilidad predice el comportamiento de fase de los componentes orgánicos pesados dentro del crudo. Las propiedades de las fracciones pesadas y su dispersión en el crudo dependen de sus pesos moleculares y de la composición química del petróleo.

La precipitación de los componentes con alto peso molecular involucra un cambio en el equilibrio molecular que existe en petróleo por la alteración de su balance.

Figura 2. Representación del modelo termodinámico continuo.



Aspectos generales del daño de formación por deposición de asfaltenos en yacimientos de petróleo

1.4.1.2 El modelo termodinámico coloidal Se utiliza para predecir el comienzo de la precipitación de asfaltenos basados en la termodinámica. Los asfaltenos constituyen moléculas insolubles y dispersas en el crudo y se asocian en tres o cuatro moléculas para formar una micela o coloide.

El modelo coloidal asume que los asfaltenos constituyen partículas sólidas de diferentes tamaños suspendidas en forma de coloide en el crudo y estabilizados por las moléculas de resinas adsorbidas en la superficie de los asfaltenos.

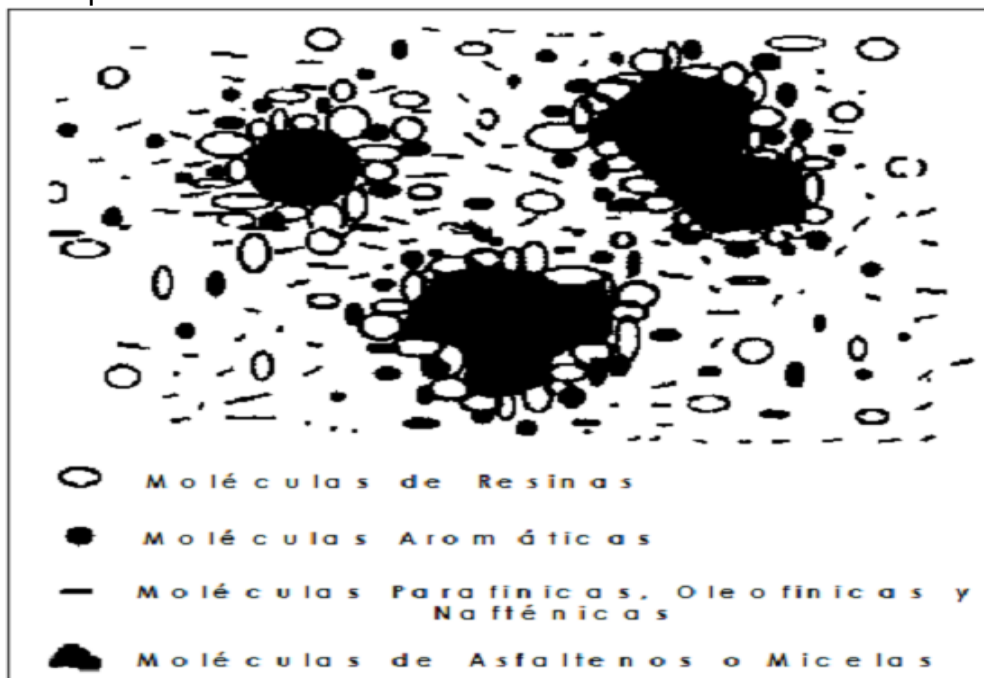
Cuando las resinas adsorbidas se disuelven en solución, las partículas de asfaltenos se pueden someter a agregación y formar flóculos por la fuerzas de atracción de Van der Waals.

Los modelos coloidales poseen su base en la termodinámica estadística y en la ciencia coloidal. El modelo propuesto por Leontaritis asume que la transferencia de agentes peptizantes como las resinas de los asfaltenos al crudo y viceversa es la responsable de la agregación de asfaltenos en micelas y su floculación en grandes moléculas causan su suspensión. Figura 3.

La capa externa de la micela sirve como un estabilizador que permite un equilibrio molecular con el resto de los componentes del crudo y evitan la floculación de los asfaltenos. El tamaño de la micela de los asfaltenos y el espesor de la capa peptizante en el “onset” depende de factores como la

naturaleza de los asfaltenos y de las resinas, composición del crudo, temperatura, presión y otros.

Figura 3 Representación del modelo termodinámico coloidal



Aspectos generales del daño de formación por deposición de asfaltenos en yacimientos de petróleo

1.4.2 Factores que producen la precipitación de asfaltenos Existen evidencias que la desestabilización de los asfaltenos, que causan la floculación y precipitación de asfaltenos, se deben a alteraciones del balance que mantiene a los coloides en solución. Las alteraciones se pueden dividir en varios tipos, termodinámico, químico, eléctrico, mecánicos entre otros.

Los principales parámetros que controlan la estabilidad de los asfaltenos son la presión, la temperatura y la composición del crudo por lo tanto ante cualquier acción de naturaleza química, eléctrica o mecánica, en el proceso de producción, que modifique dichos parámetros se ocasiona la floculación y precipitación de los asfaltenos en el crudo.

1.4.2.1 Factores termodinámicos Los cambios graduales en las variables operacionales durante el proceso de producción como la presión y la temperatura influyen la solubilidad de los asfaltenos.

1.4.2.1.1 Efecto de la presión La presión se considera uno de los factores más importantes que influyen en la precipitación de asfaltenos. Durante los procesos operacionales la caída de presión del crudo hasta su punto de burbuja provoca que los componentes más livianos como las cadenas de n-alcanos se expandan más que los componentes pesados. El incremento del volumen molar de los compuestos livianos continúa mientras que la presión del crudo descienda. A través de la despresurización por debajo del punto de burbuja las cadenas livianas abandonan el fluido en forma de gas y se provoca una disminución en el volumen molar de los compuestos livianos y el consecuente descenso en la concentración de los n-alcanos en el crudo.

La disminución de la presión y del volumen molar de los compuestos liviano en el crudo se traduce en un descenso de la densidad del fluido y una correspondiente disminución de la solubilidad de los asfaltenos. La separación entre moléculas de la fase líquida del crudo y las micelas de resina-asfalteno resulta mayor en densidades bajas cuando las interacciones resultan menos atractivas. Por tal motivo al disminuir la presión y por consiguiente la densidad algunas micelas de resina-asfalteno se agregan y forman grandes flóculos que pueden llegar a precipitarse.

1.4.2.1.2 Efecto de la temperatura En general, la precipitación de asfaltenos se considera independiente de la temperatura; sin embargo la temperatura puede afectar la solubilidad de los maltenos y las resinas o puede causar la precipitación de parafinas.

Cuando la temperatura de la formación aumenta, la solubilidad de las resinas en los n-alcanos se aumenta también y provoca que los asfaltenos sean menos solubles en el crudo. Si el poder de solubilización de los componentes del petróleo disminuye, sin incluir a los asfaltenos, las micelas resina-asfalteno se desestabilizan y se agregan en entre ellas en forma de flóculos.

Cuando ocurre una disminución en la temperatura, se desencadena la precipitación de parafinas, las cuales atrapan a los asfaltenos durante su solidificación. La temperatura de la cara de la formación puede cambiar por la inyección de líquidos y gases como agua caliente, vapor, dióxido de carbono u operaciones en el pozo.

Los primeros estudios acerca del comportamiento de los asfaltenos con la temperatura corresponden a Hirschberg et al, que notaron que ante un incremento de temperatura, la solubilidad de las resinas en los n-alcanos aumentan mientras que las solubilidad en asfaltenos disminuye. Burke et al realizaron trabajos experimentales sobre el efecto de la temperatura en la estabilidad de los asfaltenos y estableció que la solubilidad de los asfaltenos aumentan cuando decrece la temperatura.

1.4.2.2 Factores químicos Existen diferentes formas a través de las cuales se puede provocar cambios en la composición del crudo y posterior floculación de los asfaltenos por alteración del equilibrio termodinámico del petróleo. Los distintos factores que producen la precipitación del asfaltenos se encuentran asociadas a los casos de contacto del petróleo con fluidos no involucrados en el proceso natural de producción, como en métodos de recobro mejorado, estimulación del pozo, inyección química y en otras operaciones como workover y control de arenas.

1.4.2.3 Factores eléctricos El estudio de los depósitos orgánicos en el yacimiento ha mostrado que una de las principales causas de desestabilización de los asfaltenos constituye la presencia de un campo eléctrico que se genera por el flujo de partículas cargadas dentro del medio poroso y de la tubería.

Los asfaltenos por su característica polar, poseen una carga eléctrica intrínseca, que se considera responsable en cierta forma de la estabilidad de la micela asfaltenos-resina, según el modelo coloidal. Las micelas se mantienen estabilizadas debido a las fuerzas de repulsión electrostáticas de los núcleos cargados de igual signo. La generación de un potencial eléctrico debido al flujo de partículas cargadas o la aplicación de un potencial externo grande, puede llegar a neutralizar las cargas eléctricas, perturbar el balance de fuerzas entre las micelas y causar la floculación de asfaltenos.

1.4.2.4 Factores mecánicos Los factores mecánicos incluyen los esfuerzos de cizalla por equipos de bombeo de subsuelo como bombas de varilla y bombas electrosumergible además de fuerzas de fricción y fuerzas de impacto entre partículas. Los esfuerzos se asocian a caídas de presión en el fondo del pozo y con el equipo de superficie.

1.4.2.5 Otros factores Algunos sólidos suspendidos en el crudo como finos de arcillas o minerales, limaduras de metales, sedimentos y grava favorecen los procesos de precipitación de los asfaltenos. Las pequeñas partículas suspendidas en el crudo pueden servir de núcleos que promueven la adhesión de los coloides de asfaltenos. Se forman así grandes cadenas de moléculas que tienden a precipitarse más rápido de la solución. Este efecto ocurre a nivel de las perforaciones y a nivel de las tuberías donde las rugosidades internas también representan “sitios de nucleación” para los depósitos orgánicos.

1.4.3 Mecanismo de depositación El tipo y la cantidad de depósitos orgánicos del petróleo varían dependiendo de los hidrocarburos presentes en el crudo y de las proporciones de compuestos pesados. En esta sección se describirán los

mecanismos de deposición orgánica durante la producción, transporte y procesamiento del crudo según Mansoori.

1.4.3.1 Efecto de dispersión mixta El grado de dispersión de los asfaltenos en el crudo como moléculas estabilizadas depende de la composición química del petróleo. La proporción de las moléculas polares y no polares, y de las moléculas livianas y pesadas en el crudo constituye el factor responsable de mantener la estabilidad de los distintos compuestos en el crudo, como se puede observar en la figura 4. La precipitación de asfaltenos se puede explicar como una alteración en el balance de la dispersión mixta.

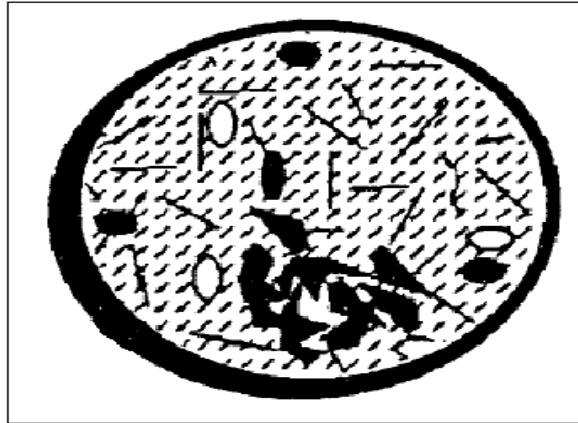
Figura 4. Vista microscópica de los componentes del petróleo



Aspectos generales del daño de formación por deposición de asfaltenos en yacimientos de petróleo

El balance de la dispersión mixta del petróleo se puede desestabilizar por cambios en la temperatura, presión y composición, por lo que las fracciones más polares y pesadas se separan del crudo otra fase líquida o en precipitados sólidos. Ver figura 5.

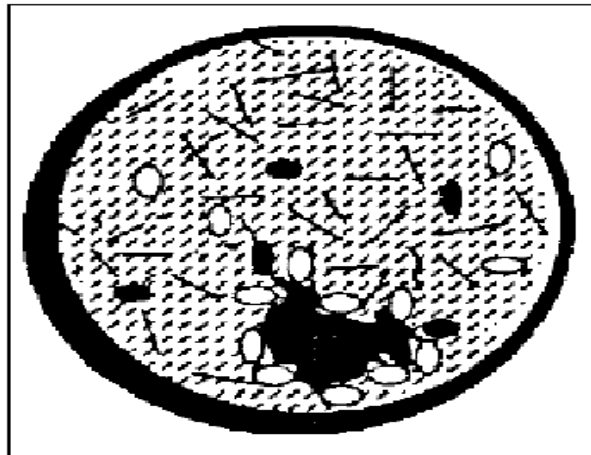
Figura 5. Floculación y precipitación de los componentes pesados en el petróleo por la introducción de un solvente miscible



Aspectos generales del daño de formación por depositación de asfaltenos en yacimientos de petróleo

1.4.3.1.1 Efecto coloidal Los asfaltenos se separan del crudo como agregados y permanecen suspendidos gracias a agentes peptizantes como las resinas, las cuales se absorben en su superficie. La figura 6 ilustra el fenómeno de separación descrito. La estabilidad de los coloides se considera función de la concentración de resinas en la solución, la fracción ocupada por las resinas en la superficie de las partículas pesadas, las condiciones de equilibrio entre las resinas y la superficie de las partículas orgánicas pesadas.

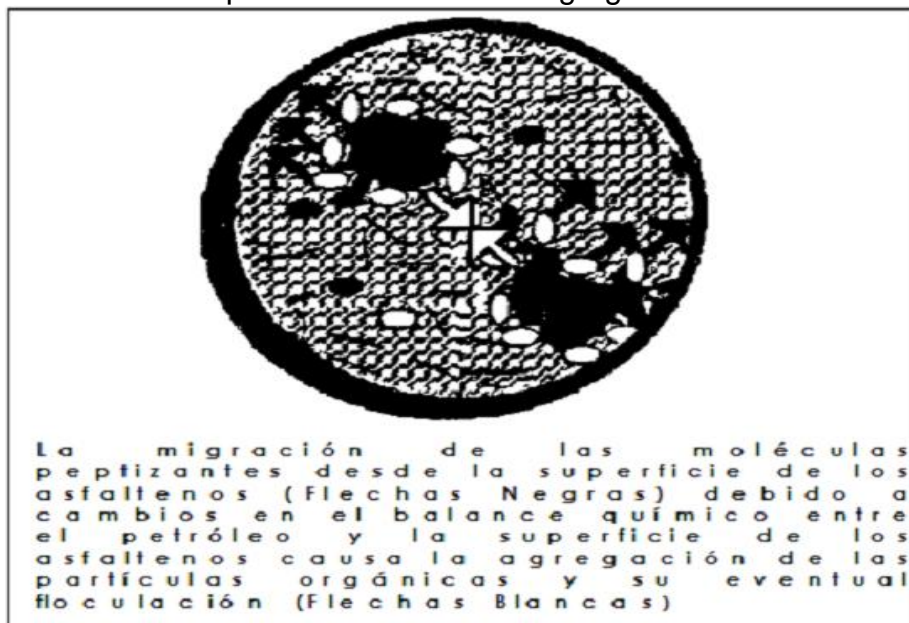
Figura 6. Vista microscópica del fenómeno coloidal en el petróleo



Aspectos generales del daño de formación por depositación de asfaltenos en yacimientos de petróleo

1.4.3.1.2 Efecto de agregación La variación en la concentración de las resinas en el aceite implica cambios en la cantidad adsorbida de resinas sobre las partículas orgánicas pesadas. La concentración de agentes peptizantes puede disminuir hasta un punto en el cual las resinas no rodea por completo a la molécula de asfaltenos como se observa en la figura 7.

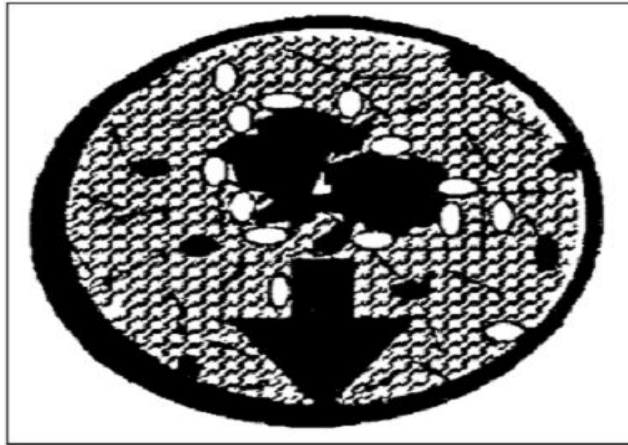
Figura 7. Vista microscópica del fenómeno de agregación



Aspectos generales del daño de formación por deposición de asfaltenos en yacimientos de petróleo

Por lo tanto, cuando dos partículas de asfaltenos con movimiento Browniano presentan contacto en áreas libres de resina se adhieren y forman un cúmulo asfáltico de dos partículas que se difundirá en el sistema con la probabilidad de quedar pegado a otras partículas individuales o a otros agregados asfálticos de tamaño variable que se encuentren en el aceite. A este fenómeno se le conoce como agregación y se considera irreversible, ver figura 8.

Figura 8. Vista microscópica del fenómeno de floculación y deposición de una molécula orgánica en gran tamaño



Aspectos generales del daño de formación por deposición de asfaltenos en yacimientos de petróleo

1.4.3.2 Efecto electrocinéticos El efecto electrocinético se debe considerar en la precipitación de asfaltenos cuando el petróleo fluye a través del medio poroso, del pozo o de la tubería. El efecto consiste en la generación de una diferencia de potencial eléctrico debido al movimiento de partículas cargadas. La diferencia de potencial causa un cambio en la distribución de las cargas y en las partículas coloidales. Los factores que influyen en el efecto electrocinético recaen sobre las características eléctricas y térmicas del medio, régimen de flujo, propiedades fluyentes del aceite y las características polares de los compuestos orgánicos pesados y de las partículas coloidales. Ver figura 9.

Figura 9. Deposición electrocinética de asfaltenos en una tubería



Aspectos generales del daño de formación por deposición de asfaltenos en yacimientos de petróleo

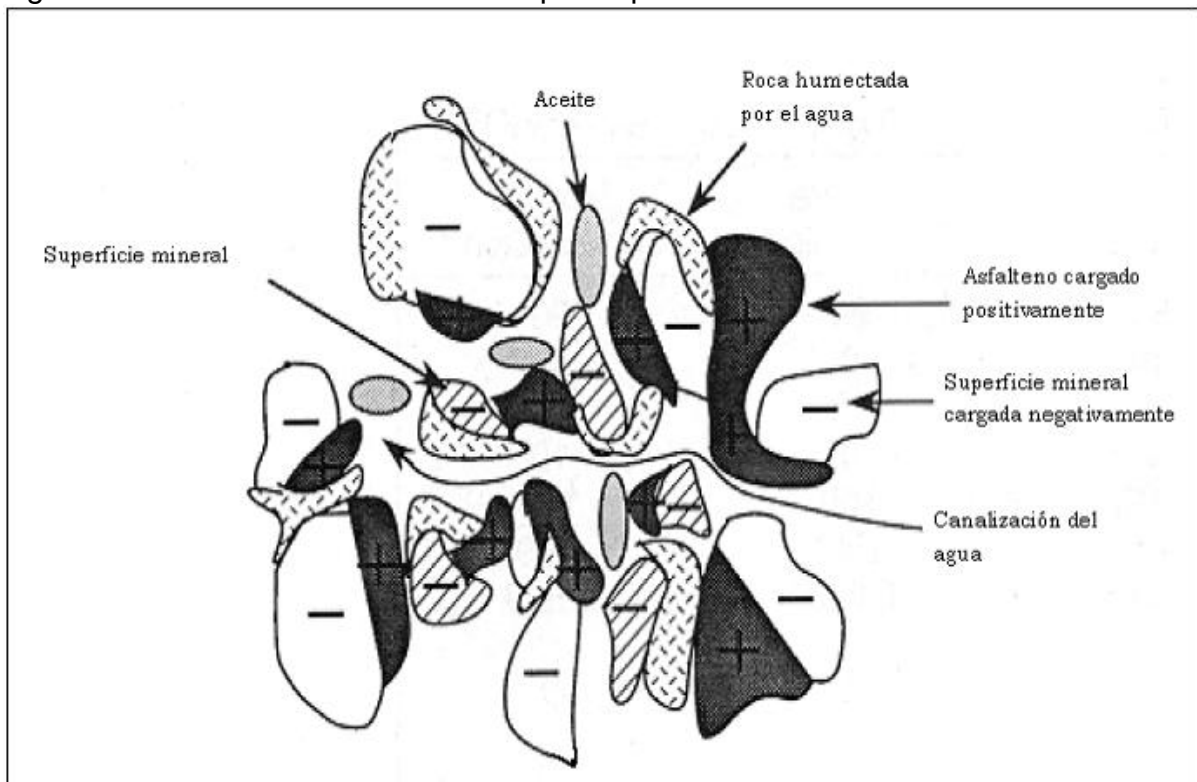
1.4.4 Descripción del daño de formación por la deposición de asfaltenos Durante la etapa de producción de petróleo las condiciones termodinámicas dentro de la cara de la formación se pueden encontrar dentro de la envolvente de floculación del fluido del yacimiento, lo cual causa el daño de formación por deposición de asfaltenos.

El daño de formación se describe en forma matemática como la reducción en la movilidad efectiva al petróleo (λ) definida, por la ecuación

$$\lambda = \frac{K_o}{\mu_o} = \frac{KK_{ro}}{\mu_o}$$

Se han identificado tres mecanismos de daño de formación cuando los asfaltenos reducen la movilidad efectiva del petróleo, el primero por el incremento de la viscosidad del fluido de yacimiento por la formación de emulsiones de agua en petróleo siempre y cuando el pozo produzca estos fluidos en forma simultánea. La viscosidad del petróleo puede aumentar también por el incremento de la concentración de las partículas de asfaltenos en la región cercana al pozo, aunque mediciones experimentales indican que el incremento en la viscosidad por la floculación de asfaltenos resulta despreciable. El segundo mecanismo constituye el cambio de humectabilidad de la formación de humectable al agua a humectable al aceite, debido a la adsorción de asfaltenos sobre la superficie mineral de alta energía como se observa en la figura 10.

Figura 10. Cambio de humectabilidad por deposición de asfaltenos



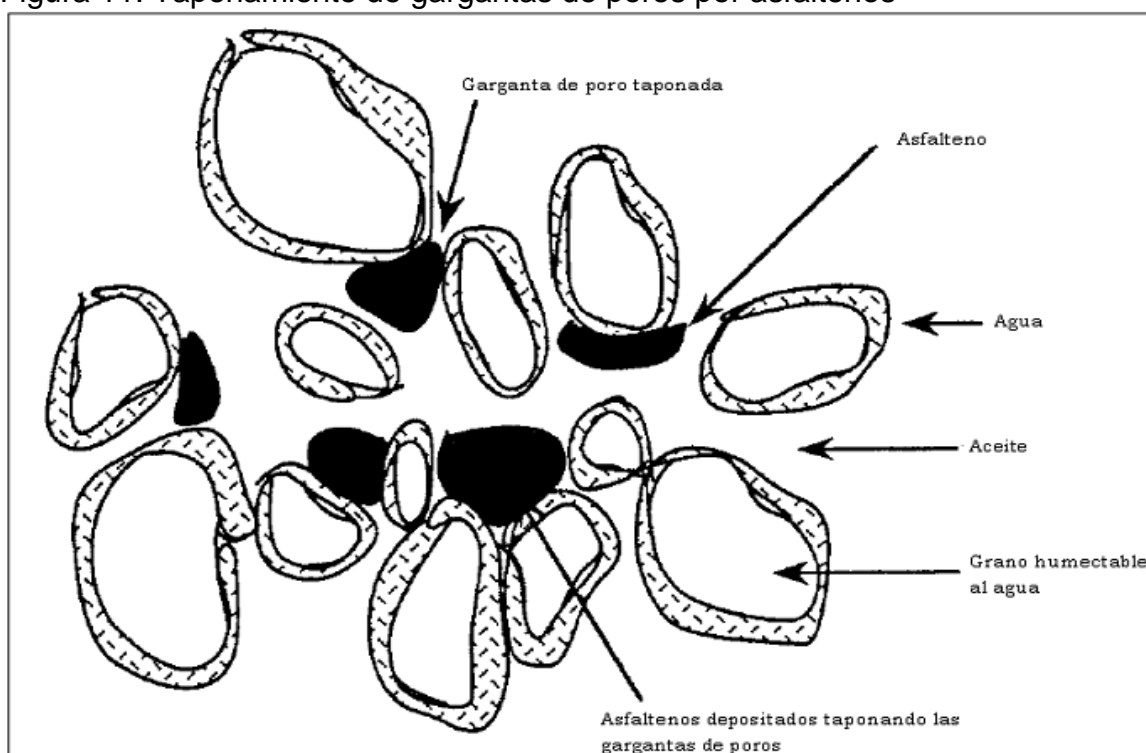
Aspectos generales del daño de formación por deposición de asfaltenos en yacimientos de petróleo

El fenómeno de alteración de humectabilidad resulta poco probable en yacimientos de fluidos asfálticos que ya se encuentra con humectabilidad

mixta o al aceite, debido al hecho que la superficie mineral ha adsorbido a los asfaltenos durante largos periodos de tiempos geológicos antes que los pozos sean abiertos a producción. El tercero constituye el más probable mecanismo de daño, consiste en la disminución de la permeabilidad de la formación por taponamiento de las gargantas de poros por las partículas de asfaltenos .

Los problemas asociados a la depositación orgánica se pueden evitar o minimizar en la medida que se cuenten con condiciones de operación que garanticen que el fluido de yacimiento se encuentre fuera de la envoltura de floculación de asfaltenos y se ilustra en la figura 11.

Figura 11. Taponamiento de gargantas de poros por asfaltenos



Aspectos generales del daño de formación por depositación de asfaltenos en yacimientos de petróleo

¹ SCHLUMBERGER. La Importancia del Petróleo. Otoño 2006. Disponible en la internet: URL: http://www.slb.com/~//media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/heavy_oil.ashx

² Ibid., P. 2.

³ G.P.A. Estudios y Servicios Petroleros S.R.L. Norma técnica N° 63. Disponible en la internet:
URL: http://www.oilproduction.net/cms/files/GPA_Nota_Tecnica_63.pdf.

⁴ ALVARADO A. Douglas, BANZER S. Carlos. Recuperación Térmica del Petróleo. Caracas 2002

⁵ SEPÚLVEDA GAONA Jario Antonio, PINZÓN TORRES, Carmen, BONILLA CAMACHO, Luis Fernando. Comportamiento de Fases en Sistemas de Hidrocarburos. 1 ed Neiva 2007

⁶ OSPINO CARO, Teddys Guillermo. Aspectos Generales del Daño de Formación por Depositación de Asfaltenos en Yacimientos de Petróleo. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Medellín: Universidad Nacional de Medellín. Facultad de Minas. Departamento de Ingeniería de Petróleos, 2009. 41 p.

2 MODELAMIENTO DE LA MALLA Y FLUIDO

El modelamiento de la malla se realizó con base en que el área y la profundidad del modelo se asimilara a un proyecto piloto real. Con base a esto se determinó que la malla (el yacimiento) deberá tener las siguientes proporciones. Ver tabla 2.

Tabla 2. Dimensiones de la malla.

Numero de celdas en i.	49
Numero de celdas en j.	49
Numero de celdas en k.	5
Espesor de cada celda en i (ft).	23.8
Espesor de cada celda en j (ft).	23.8
Espesor de cada celda en k (ft).	20

Builder – Computer Modeling Group.

Con base a la información que proporcionó Pacific Rubiales Energy, de las propiedades físicas de la roca y fluido, se realizó el modelo de rocas y fluidos, con el fin que el modelo se asemeje más a un caso real, y pueda ser aplicado a la industria del petróleo más específicamente a la recuperación mejorada del mismo.

Las propiedades de la roca dada por Pacific Rubiales Energy se muestran a continuación. Ver tabla 3.

Tabla 3. Propiedades de la roca y yacimiento

Tipo de propiedad	Valor
Porosidad (fracción)	0.2
Permeabilidad (md)	1000
Saturación de aceite (fracción)	0.8
Saturación de agua connata (fracción)	0.2
Presión inicial del yacimiento (psia)	1100
Temperatura inicial del yacimiento (°F)	145
Tope de la formación productora (ft)	2500

Pacific Rubiales.

Según las condiciones del yacimiento (área de los bloques, número de bloques, propiedades de la roca e etc.) se tiene que el volumen poroso total es igual a 4.65 MMBY y con un volumen de aceite total igual a 3.72 MMBY

Para nuestro caso de estudio el fluido es de tipo de aceite negro dada por la siguiente composición. Ver tabla 4.

Tabla 4. Composición del fluido del yacimiento

Componentes	Porcentaje molar
C1	0.41948
C2	0.20974
C3	0.10487
iC4	0.10487
nC4	0.052435
iC5	0.052435
nC5	0.052435
C6	0.052435
C7+	98.9513

Pacific Rubiales Energy.

Las propiedades del C7+ están dadas según la siguiente tabla. Ver tabla 5.

Tabla 5. Propiedades del C7+

Peso molecular del C7+	265.35
Gravedad específica del C7+	1.2

Pacific Rubiales Energy.

Para este tipo de fluido se conoció mediante un análisis Sara que el porcentaje de de asfaltenos en solución es del 12%. Luego de haber determinado todos los parámetros de composición del fluido original del yacimiento, se dispuso realizar un modelamiento del comportamiento de fases del fluido presente en el yacimiento mediante el simulador de fases Winprop – CMG (computer modelling group).

Para realizar el modelo se tuvo que fraccionar y a la vez agrupar la composición hasta el C31+ (ver tabla 6) y a su vez fraccionando este pseudocomponente

(C31+) en dos fracciones más C31A+ y C31B+, en donde el C31A+ representa las resinas y el C31B+ representa la parte asfáltica del crudo en solución. Ver tabla 7.

Tabla 6. Composición del fluido fraccionada y agrupada.

Componentes	Porcentaje molar
C1	0.41948
C2	0.20974
C3	0.10487
IC4	0.10487
NC4	0.052435
IC5	0.052435
NC5	0.052435
FC6	0.052435
C07-C12	29.336048
C13-C18	20.638803
C19-C25	16.481389
C26-C30	8.2539172
C31+	24.241143

Winprop - CMG

Para determinar el porcentaje molar de los asfaltenos se utilizó la siguiente relación.

$$X_{asp} * MW_{asp} = W_{asp} * MW_{oil} \quad ^7$$

En donde X_{asp} es la fracción molar del asfalteno, MW_{asp} es el peso molecular de los asfaltenos, W_{asp} es la fracción en peso de los asfaltenos en disolución con el aceite y MW_{oil} es el peso molecular del aceite. Sabemos que el porcentaje molar de C31+ (asfaltenos más resinas) es 24.241 %, a este porcentaje molar del C31+ se restó el porcentaje de los asfaltenos calculado (C31B+), para obtener la cantidad molar en porcentaje de las resinas (C31A+).

Tabla 7. Composición del fluido con asfaltenos.

Componentes	Porcentaje molar
C1	0.41948
C2	0.20974
C3	0.10487
IC4	0.10487
NC4	0.052435
IC5	0.052435
NC5	0.052435
FC6	0.052435
C07-C12	29.336048
C13-C18	20.638803

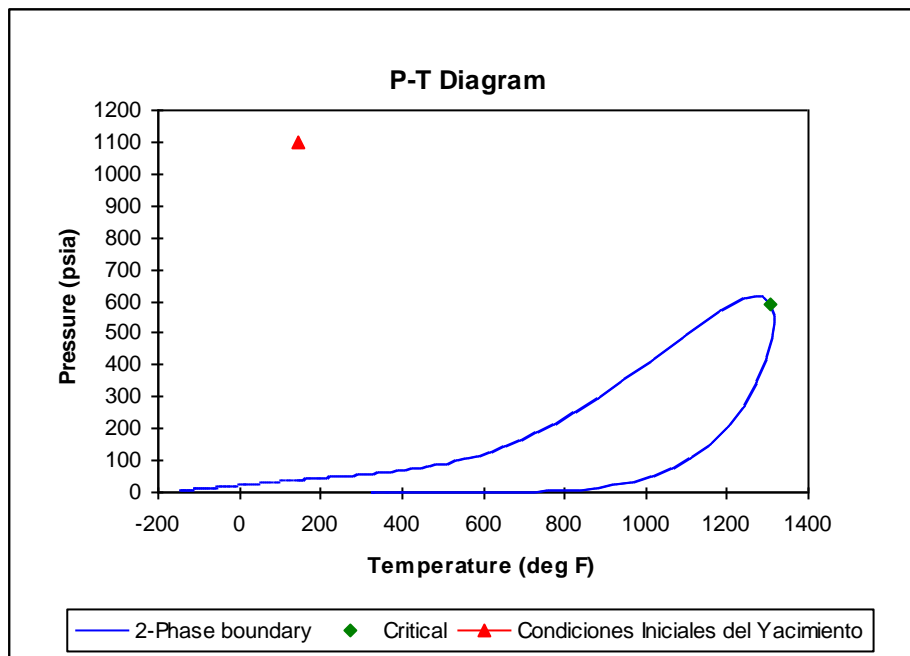
Winprop-CMG

Tabla 7 (continuación)

C19-C25	16.481389
C26-C30	8.2539172
C31A+	18.3650508
C31B+	5.8760922

Obteniendo la composición con asfaltenos se dispone a realizar el modelamiento PVT con el Winprop. A continuación se muestra el diagrama de fases del fluido original del yacimiento. Ver gráfica 2.

Gráfica 2. Diagrama de fases



Winprop - CMG

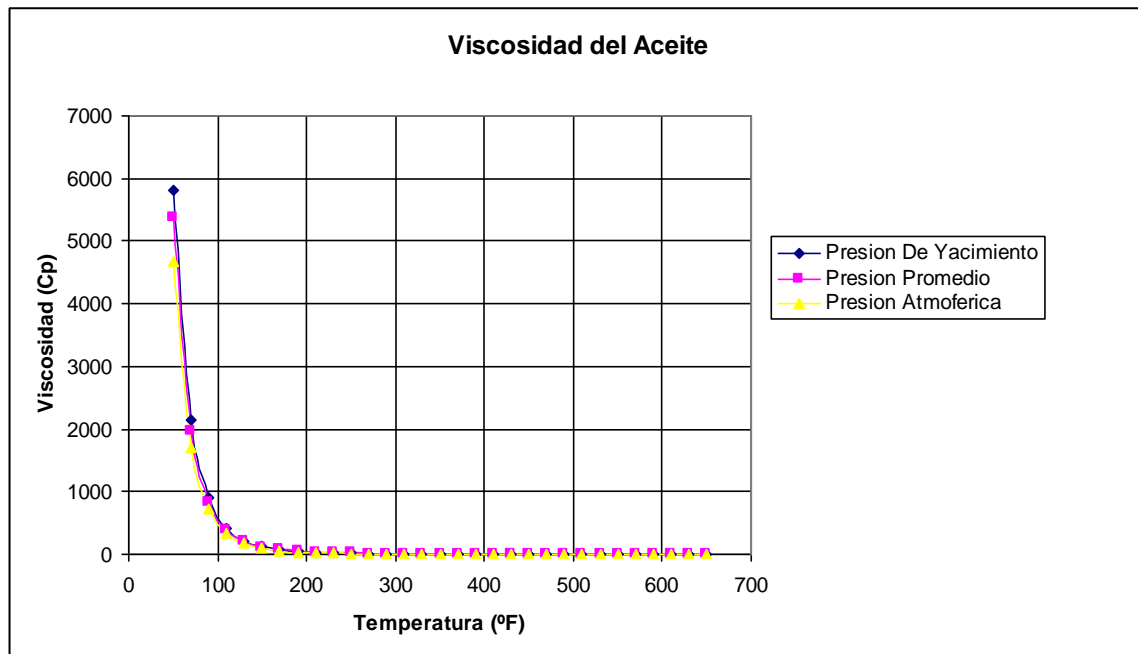
Observando las características del diagrama de fases de la gráfica 2, se observa que es una curva típica para un aceite asfáltico; además que las condiciones iniciales con la que se encuentra el yacimiento está en la zona subsaturada (aceite negro). La presión de burbuja a temperatura del yacimiento (145 °F) es igual a 39.466 psia.

Después de analizar el comportamiento de fases del aceite se procedió a determinar cuál es la gravedad API del crudo a condiciones estandar, que para nuestro caso el API del crudo después de haber realizado una regresión es igual a 13.27 °API.

2.1 VISCOSIDAD DEL ACEITE

Se hace necesario observar el comportamiento de viscosidad del aceite, con el fin de determinar cuál es el efecto de la viscosidad con el cambio de temperatura a varias presiones (presión inicial del yacimiento, presión promedio y presión atmosférica), de acuerdo a esto se determinó la viscosidad versus temperatura mediante el Winprop-CMG. Ver gráfica 3.

Gráfica 3. Viscosidad del aceite.



Winprop-CMG.

Como se puede observar los cambios de presión no afectan mucho la viscosidad mas por el contrario los cambios de temperatura afectan gradualmente la viscosidad de una manera exponencial en el cual a partir de 250 °F la curva de viscosidad versus temperatura (ver gráfica 3) se vuelve asintótica. Para las condiciones iniciales del yacimiento (presión 1100 psia y temperatura 145 °F) se tiene que la viscosidad a ese punto es igual a 136.8 centipoise.

2.2 MODELAMIENTO DEL AGUA PARA CONDICIONES DE INYECCIÓN DE VAPOR.

Una de los factores principales que hay que tener en cuenta antes de inyectar vapor son las condiciones de saturación del agua (vapor-líquido) y la presión actual del yacimiento en la cual se va a inyectar el vapor. Para este caso el modelamiento de la presiones de saturaciones del agua se realizó con base al modelo que presenta el STAR-CMG. Ver tabla 8.

Tabla 8. Condiciones de saturación (líquido-vapor).

Temperatura de saturación (°F)	Presión de saturación (Psia)
100	0.56
120	1.20
140	2.39
180	7.30
240	26.20
300	70.65
340	123.22
400	256.73
460	472.22
500	684.04
540	963.02
560	1131.96
580	1323.01
600	1538.16
705.47	3159.12

STARS-CMG

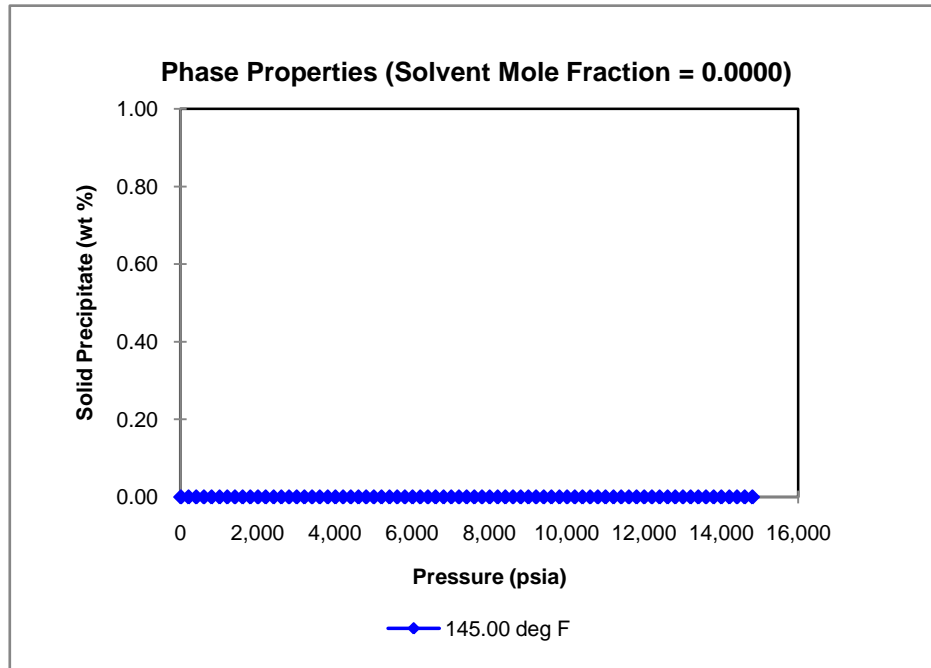
Con base a la tabla 8, la máxima condición de presión y temperatura que podemos inyectar es a 705.47 °F y 3159.12 psia, ya que esta son la condiciones críticas del agua, por encima de estas condiciones se hace económicamente ineficiente inyectar vapor ya que se necesita una gran cantidad de energía y por ende aumentando los costos de operación, además observando la gráfica 3 se observa que por encima de 250°F la viscosidad se vuelve asintótica es decir que cualquier cambio de la temperatura la viscosidad no cambia mucho.

2.3 MODELAMIENTO DE LOS ASFALTENOS

Para determinar el comportamiento de la fase sólida (asfaltenos) se simuló en el Winprop-CMG la precipitación de los asfaltenos, teniendo en cuenta que el modelo matemático utilizado por este programa es descrito por Nghiem et al. (1993, 1996). Ver manual Winprop-CMG⁸.

Se realizó el modelamiento a temperatura de yacimiento (145 °F) y presiones variables para observar si en esas condiciones ocurre la precipitación de asfaltenos. Ver gráfica 4.

Gráfica 4. Precipitación de asfaltenos a temperatura de yacimiento y presión variable.

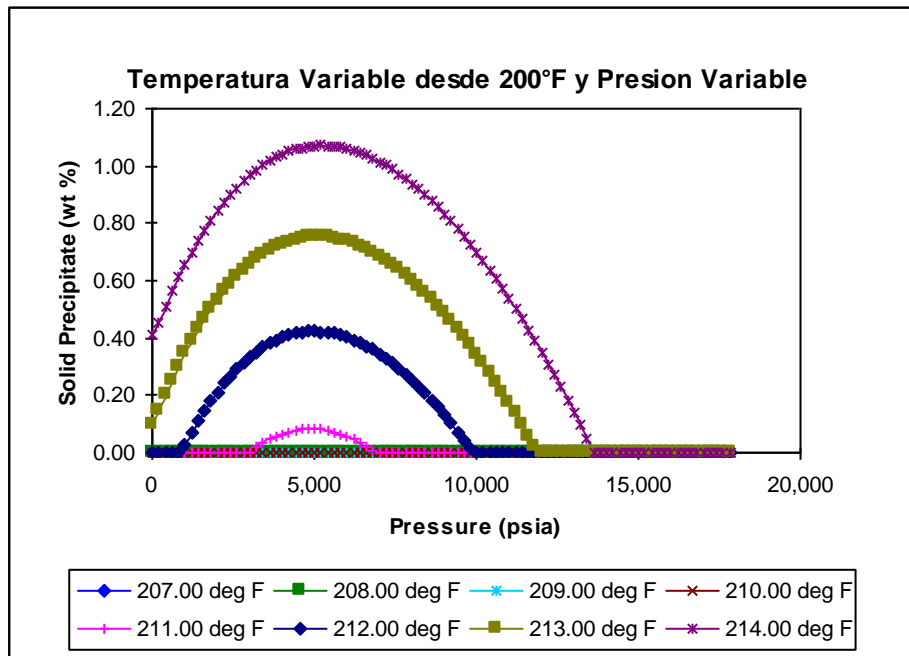


Winprop-CMG

Como se puede ver en la gráfica 4, la precipitación de asfaltenos no ocurre a la temperatura del yacimiento. En conclusión con base a la gráfica 4 se puede decir que a las condiciones iniciales del yacimiento no ocurre ninguna clase de precipitación de asfaltenos, según el modelo de sólidos utilizado por el Winprop-CMG.

Para conocer a que punto de temperatura y presión ocurre la precipitación de asfaltenos se realizó una serie de cálculos con el Winprop-CMG. El procedimiento para este caso en especial, es igual al mostrado en la gráfica 4, exceptuando que para no va a existir una solo isoterma sino varias isotermas, con el fin de observar a que punto de presión y temperatura comienza la precipitación de asfaltenos. Ver gráfica 5.

Gráfica 5. Precipitación de asfaltenos a temperatura variable y presión variable.



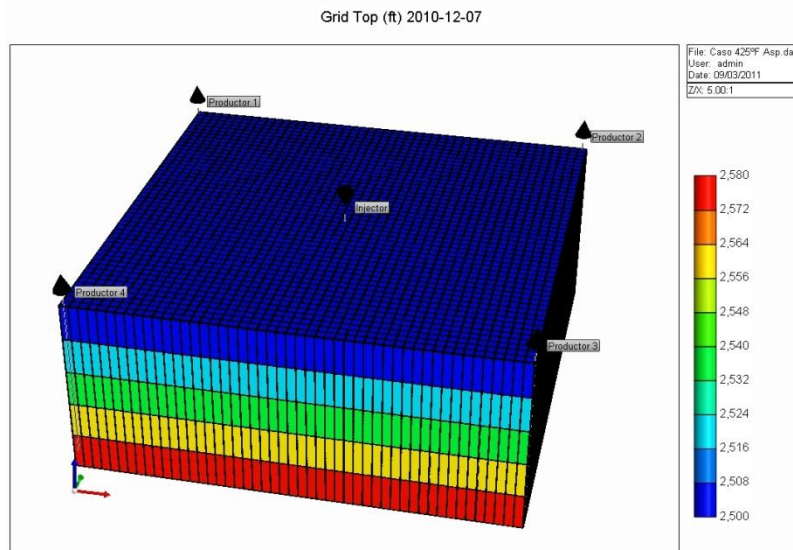
Winprop-CMG

Según la gráfica 5 se observa que la precipitación de los asfaltenos ocurre a partir de los 211 °F, a temperaturas inferiores a esta isoterma no ocurre la precipitación de asfaltenos. También se puede observar que a medida que aumenta la temperatura aumenta el porcentaje de sólidos precipitados (asfaltenos).

2.4 PERFORADOS Y CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS POZOS.

Los perforados de los pozos se realizó con base a un sistema de 5 puntos invertido (4 pozos productores y uno inyector), en donde los pozos productores fueron perforados horizontalmente y en la última capa. El pozo productor fue perforado verticalmente a través de toda la malla. Ver figura 12

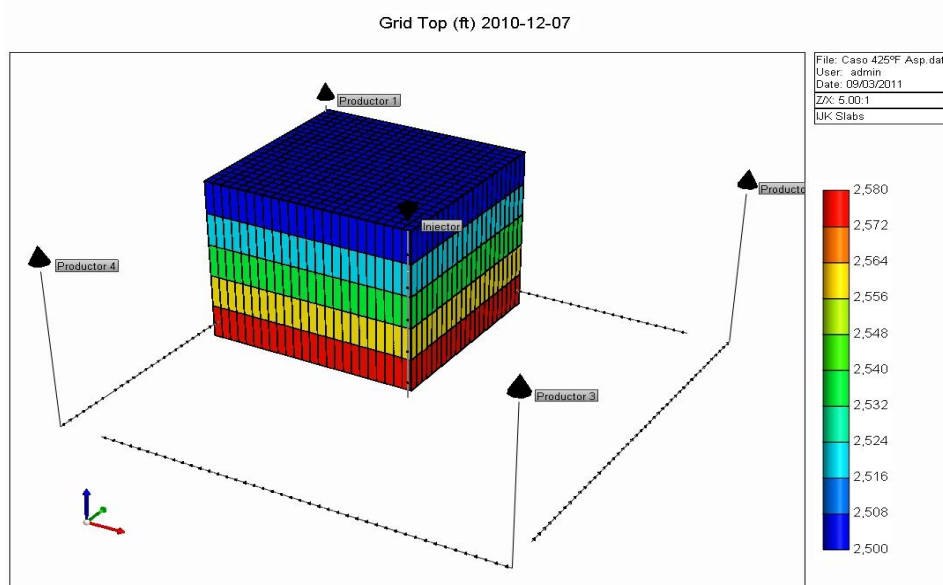
Figura 12. Bloque y pozos.



Builder-CMG

Los perforados se visualizan en la siguiente figura. Ver figura 13.

Figura 13. Perforados



Builder-CMG

La perforación de los pozos productores se realizó horizontalmente debido a que: ofrecen mejor área de drenaje, la eficiencia de producción es mejor a comparación de un pozo vertical y ofrecen mejor factor de recobro en un tiempo determinado. Para el pozo inyector se realizó verticalmente con el fin de que

proporcione un barrido homogéneo y el desplazamiento sea efectivo. Ver figura 13.

La condición de operación de los pozos productores se determinó con base a unas corridas en frío (ver capítulo 3. Pág. 55) en la cual se llegó a la conclusión que la condición de operación de los pozos productores debe ser como se muestra a continuación. Ver tabla 9.

Tabla 9. Condiciones de operación de los pozos productores

Nombre del pozo	Tipo de pozo	Definido por	Valor
Productor 1	Productor	BHP (psi)	50
Productor 2	Productor	BHP (psi)	50
Productor 3	Productor	BHP (psi)	50
Productor 4	Productor	BHP (psi)	50

Builder-CMG

El tiempo de inyección se determinó con base a las corridas en frío, en la cual se observó la presión del yacimiento versus tiempo, para determinar a qué fecha es óptima la inyección de vapor si al comienzo de la producción o tiempo después. Para este caso se determinó que para la fecha 2011-1-7 la presión del yacimiento es de 40 psi en promedio y que para esa fecha es adecuado comenzar a inyectar a presión constante (ver capítulo 3. Pág. 55).

Para determinar la eficiencia de la inyección con respecto a la presión de inyección, temperatura de inyección y calidad del vapor, se determinó un panorama de trabajo para estimar cual de todos estos ofrecen mejores factores de recobro, mejor eficiencia y ganancia neta (según el estudio de análisis económico). Ver gráfica 6

En la gráfica 6 se pueden observar que sobre la curva de saturación del agua, hay tres panoramas de trabajo para la presión de inyección de vapor de agua. El objetivo de tener estos tres panoramas de trabajo es de conocer o considerar los efectos sobre la inyección y la producción en el yacimiento y como afecta estos parámetros en el factor de recobro. Como el objetivo es comparar con algún patrón de comparación entonces se realizaran dos simulaciones para las mismas condiciones, la primera no teniendo en cuenta la precipitación de asfaltenos y el otro teniendo en cuenta la precipitación de asfaltenos. Para los tres panoramas de trabajo se tuvo en cuenta la temperatura de saturación a la presión de inyección para determinar las temperaturas de trabajo a partir de la temperatura de saturación. Ver tabla 10.

Gráfica 6. Panorama de trabajo del pozo inyector.

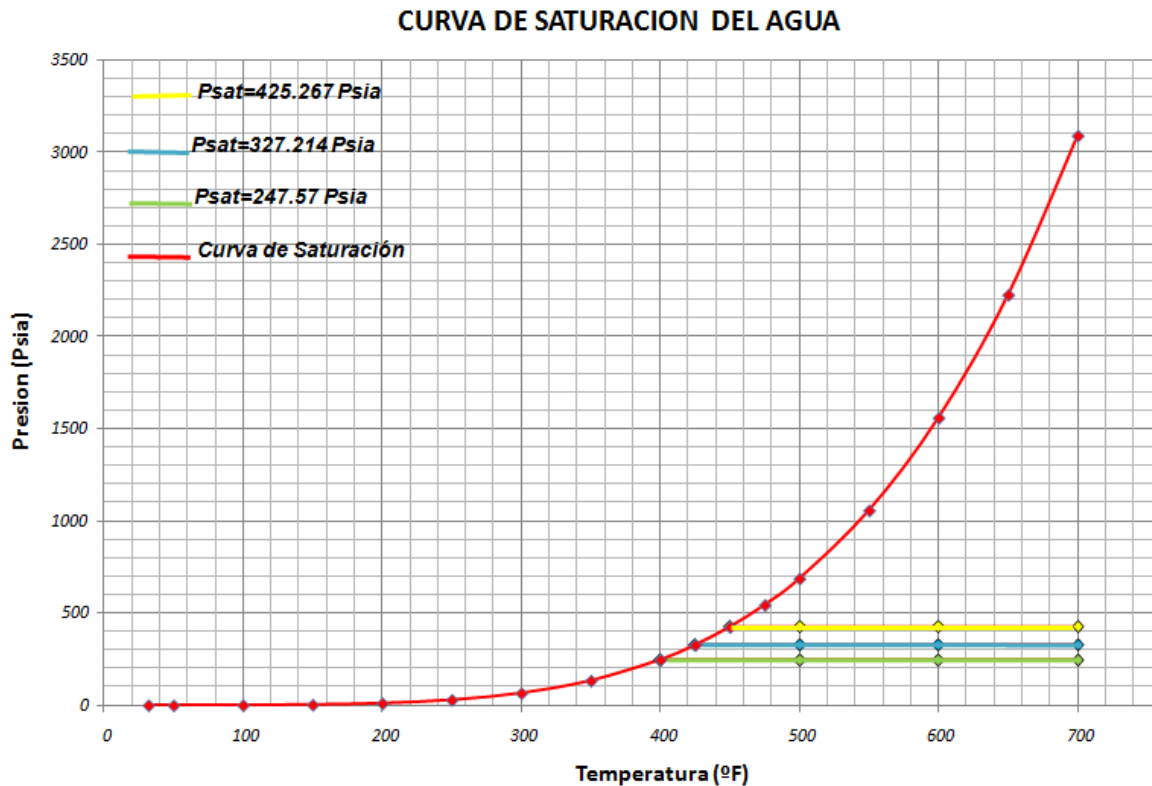


Tabla 10. Condiciones de trabajo

Panorama	Presión de trabajo (Psi)	Temperatura (°F)
1	247.57	400 (sat)
		500
		600
		700
2	327.214	425 (sat)
		500
		600
		700
3	425.267	450 (sat)
		500
		600
		700

Como se puede observar para cada panorama de trabajo se trabajará cuatro temperaturas de inyección incluyendo en ellas la temperatura de saturación para cada caso, dadas que son tres panoramas y cuatro condiciones de trabajo se tiene que el número de simulaciones son 12, como son dos los casos que hay

que tener en cuenta (sin asfaltenos y con asfaltenos) se extiende a 24 simulaciones.

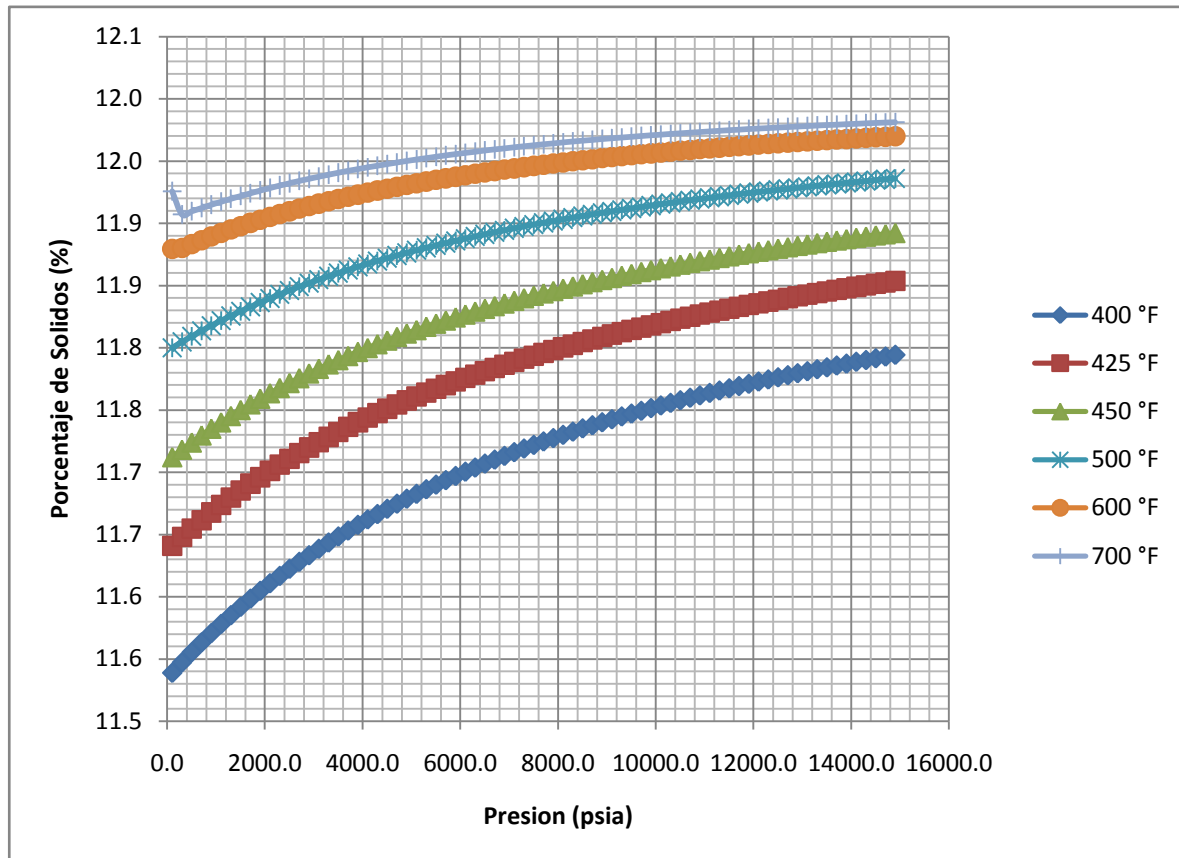
Una vez evaluado los tres panoramas, se determinará el mejor factor recobro de acuerdo a los casos mostrados. Para el mejor caso y a las condiciones saturadas se evaluarán varios valores de calidad con el fin de observar la eficiencia del barrido conjunto al factor de recobro. Ver tabla 11.

Tabla 11. Variación de la calidad a condiciones de saturación.

Calidad
0.75
0.8
0.85
0.95
1.0

Variando la calidad para cada caso se obtuvo que el número de simulaciones total queda igual a 29. Otro factor importante analizar es que si a esa condiciones de trabajo para cada panorama pueda existir el componente sólido por precipitación de los asfaltenos, para ello se realizó un modelamiento para esos puntos de temperatura y presión. Ver gráfica 7.

Gráfica 7. Precipitación de asfaltenos para cada panorama



Winprop-CMG

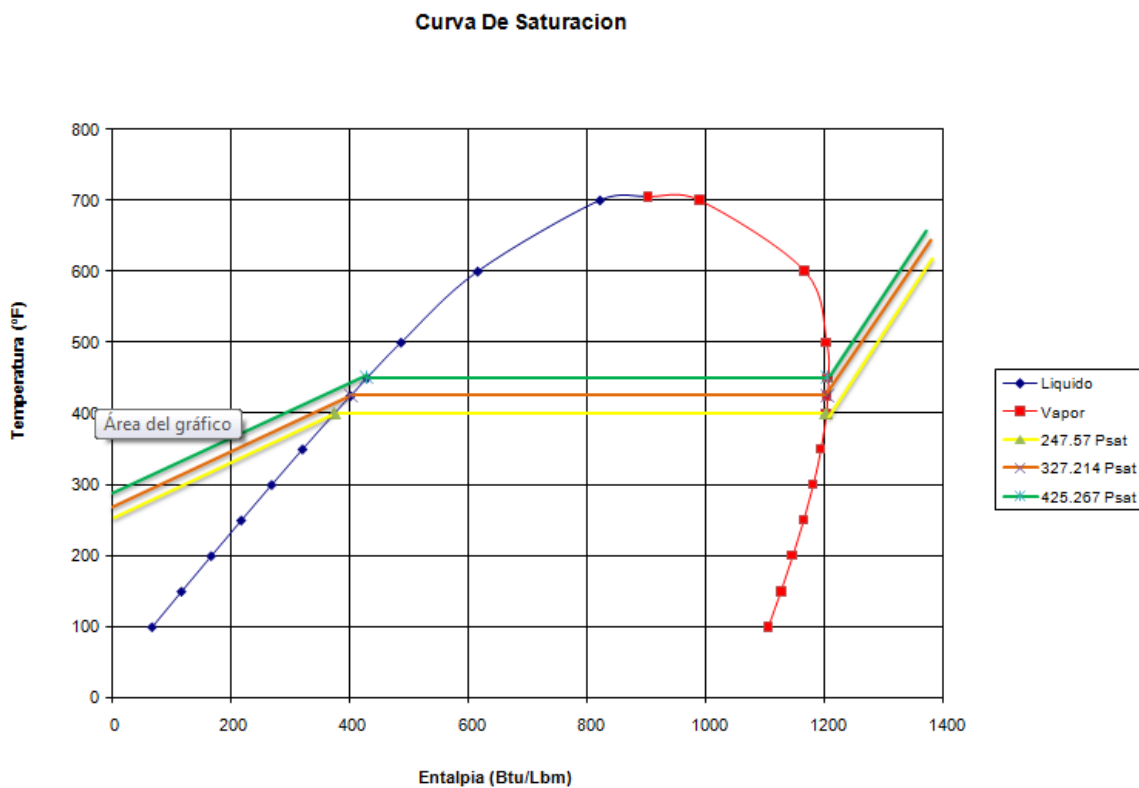
Como se observa en la gráfica 7, para cualquier panorama ocurre la precipitación de asfaltenos, pero a medida que se aumenta la presión y la temperatura el porcentaje de precipitado aumenta, dañando con más severidad los poros y gargantas de la roca. El próximo objetivo es determinar cuál es el daño que realmente se hace al yacimiento tomando el caso de referencia el cual son los mismos panoramas pero sin tener en cuenta la precipitación de los asfaltenos.

2.4.1 Tipo de fluido y condiciones de inyección El tipo de fluido a inyectar es agua en forma de vapor, una de las cosas que hay que tener en cuenta es a qué condiciones de operación va a trabajar el pozo inyector. Según la tabla 10 el pozo inyector va a ser operado bajo presión de fondo, a diferentes panoramas; la temperatura de inyección está condicionada según la presión de inyección.

Si observamos la tabla de saturación del agua (gráfica 6) se observa que para cada presión de cada caso corresponde una temperatura de saturación, lo quiere decir que para asegurar que el agua esté totalmente en región de vapor debe ser

calentado a esa temperatura para asegurar la región de vapor, por debajo de esta temperatura no se estaría inyectando vapor sino agua líquida caliente el cual no es el objetivo de esta investigación. Para todos los casos se aseguró la fase de vapor teniendo en cuenta los factores ya mencionados, pero ahí la necesidad de conocer como verdaderamente se está moviendo en un diagrama de fases cuando variamos tanto las calidades como las condiciones de presión y temperatura para cada panorama, para el caso se graficó el diagrama de fases temperatura versus entalpía para observar el compartimiento dentro el diagrama de fases. Ver gráfica 8.

Gráfica 8. Temperatura versus entalpía para el equilibrio líquido – vapor del agua.



2.5 SIMULACIÓN NÚMERICA

La simulación comienza a partir de la fecha 2010-12-07 hasta 2030-12-07, tiempo suficiente para determinar el comportamiento de los asfaltenos y el impacto con la producción. Para este caso en especial se tuvo que realizar la siguiente modificación en el simulador, que los componente C1 hasta C7 puedan coexistir en dos fases (líquida y gas) pero que el resto de la composición (ver tabla 7) solo puedan coexistir en fase líquida, suponiendo estos componentes como el “dead oil” (aceite muerto), ya que al incrementar la temperatura de inyección ciertos componentes pasan a estado gas y por lo tanto al observar las saturación de aceite durante la inyección de gas es menor que la saturación

irreducible del aceite ya que se fraccionó algunos componentes por el incremento de la temperatura. Para el modelamiento matemático ver manual STARS⁹ y WINPROP¹⁰.

⁷ COMPUTER MODELLING GROUP. Winprop. Phase Property Program. Version 2009. Pág 176.

⁸ COMPUTER MODELLING GROUP. Winprop. Phase Property Program. Version 2009. Pág 65.

⁹ COMPUTER MODELLING GROUP. Stars. Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator. Version 2009. Pág 957.

3 EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES.

3.1 EVALUACIÓN DEL PROCESO.

Las simulaciones realizadas para la evaluación del recobro térmico por inyección de vapor continua fueron realizados para un periodo de tiempo de 20 años, desde el 07/12/2010 hasta 07/12/2030. Los criterios de evaluación para medir la eficacia y el éxito del desarrollo del proyecto, de cada uno de los casos simulados donde se variaron ciertas propiedades, se basaron en las siguientes variables de producción tales como *factor de recobro*, *producción acumulada de aceite*, *inyección acumulada de agua* y *combustible acumulado quemado*.

3.1.1 Producción acumulada de aceite (N_{po}) La producción acumulada de aceite esta expresada en barriles de petróleo (Bbls), estos valores fueron obtenidos de los reportes resultado de las simulaciones realizadas con el STARS para los 20 años de producción.

3.1.2 Inyección acumulada de agua (W_i) La inyección acumulada de agua está expresada en barriles de agua (Bbls), estos valores fueron obtenidos de los reportes de las simulaciones realizadas con el STARS para los 20 años de producción.

3.1.3 Factor de recobro (FR) El factor de recobro (%) es la relación de petróleo producido con el petróleo original in-situ, éste sirve para evaluar la eficiencia técnica del proceso de extracción de hidrocarburos.

$$FR = \frac{N_{oi} - N_o}{N_{oi}} \times 100\% = \frac{N_{po}}{N_{oi}} \times 100\%$$

N_{oi} = Volumen de petróleo original in-situ (MMSTB).

N_o = Volumen de petróleo in-situ al final de un periodo de tiempo dado (MMSTB).

N_{po} = Volumen de producción de aceite acumulada (MMSTB).

Los valores del factor de recobro expresado en porcentaje también fueron obtenidos de los reportes de las simulaciones realizadas con el STARS para los 20 años de producción.

3.1.4 Combustible acumulado quemado (FO_b) Para el cálculo del combustible quemado en este caso *Fuel Oil* se requiere conocer la cantidad de agua inyectada acumulada, y previamente calculando la cantidad de energía necesaria

para volver vapor a las condiciones preestablecidas el agua inyectada al yacimiento.

Se debe conocer inmediatamente el calor de combustión que representa la energía liberada por unidad másica de combustible al ser quemado en su totalidad, para este caso el combustible a utilizar es petróleo crudo producido del mismo yacimiento conocido como Fuel Oil, el calor de combustión de esta sustancia es de 11000 Kcal/kg que para efectos prácticos se maneja en unidades volumétricas en el sistema inglés, para esto se necesitó conocer la gravedad específica del hidrocarburo y convertirlo de la siguiente manera.

$$^{\circ}API_{Oil} = 13.27$$

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + ^{\circ}API} = \frac{141.5}{131.5 + 13.27} = 0.9774$$

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \Rightarrow \rho_o = \gamma_o \times \rho_w = 0.9774 \times 8.34 \frac{lb}{gal} = 8.1516 \frac{lb}{gal}$$

Convirtiendo el calor de combustión de $\frac{Kcal}{Kg}$ a $\frac{BTU}{Bbl}$ de la siguiente forma:

$$Q_{comb} = 11000 \frac{Kcal}{Kg} \times \frac{1000 cal}{1 Kcal} \times \frac{1 BTU}{252 cal} \times \frac{1 Kg}{1000 gr} \times \frac{453.6 gr}{1 lb} \times \frac{8.151 lb}{gal} \times \frac{42 gal}{1 Bbls}$$

$$Q_{comb} = 6.779e^{06} \frac{BTU}{Bbl}$$

Luego conocido el calor de combustión se necesitó conocer cuántos barriles de agua se pueden volver vapor para ser inyectados quemando un barril de combustible. Para conocer este valor es necesario calcular el calor o la entalpía necesaria para llevar el agua de una temperatura de alimentación hasta la temperatura de saturación (calor sensible, H_w) y luego cambiarla de fase líquida a líquido saturado (calor latente, L_v) y finalmente a vapor sobrecalentado a una temperatura final de inyección (calor total, entalpía del vapor sobrecalentado). Este procedimiento se lleva cabo por medio de las siguientes correlaciones:

Calor Sensible, H_w :

$$H_w = 91 \times P_{sat}^{0.2574}$$

Calor Latente, L_v :

$$L_v = 1318 \times P_{sat}^{-0.08774}$$

Calor total, (entalpía del vapor saturado) H_s :

$$H_s = H_w \times L_v$$

Calor total, (entalpía del vapor sobrecalentado) H_{sh} :

$$H_{sh} = H_s + C_s(T_{sh} - T_{sat})$$

Dónde:

$$C_s = \text{Calor Específico del vapor} \cong 0.56 \frac{BTU}{lb - ^\circ F}$$

$$T_{sh} = \text{Temperatura del vapor sobrecalentado } (T_{sh} > T_{sat})$$

$$T_{sat} = \text{Temperatura de saturación a cierta condición de presión}$$

Hay que tener en cuenta que la eficiencia del generador de vapor utilizado para los procesos de inyección con la función de ceder energía en forma de calor al agua y volverla vapor se encuentra en un rango entre el (80-90)%, fuera de esto hay que tener en cuenta que existen pérdidas de calor en el recorrido de los fluidos desde la descarga del compresor hasta la formación inyectada ilustradas en la figura 14 Para efecto de cálculo se asumió una eficiencia del generador del 85% y unas pérdidas equivalentes al 40%, teniendo en cuanto lo anterior se puede calcular el calor total real requerido.

$$H_{Sh-Real} = H_{sh} \times \frac{100}{100 - \text{Pérdidas}} \times \frac{100}{\text{Eficiencia}}$$

$$H_{Sh-Real} = H_{sh} \times \frac{100}{60} \times \frac{100}{85}$$

Se hace necesario convertir el calor total de unidades másicas (BTU/Lb) a volumétricas (BTU/Bbl), para eso se verificó el valor de la densidad del agua y se realizó la correspondiente conversión:

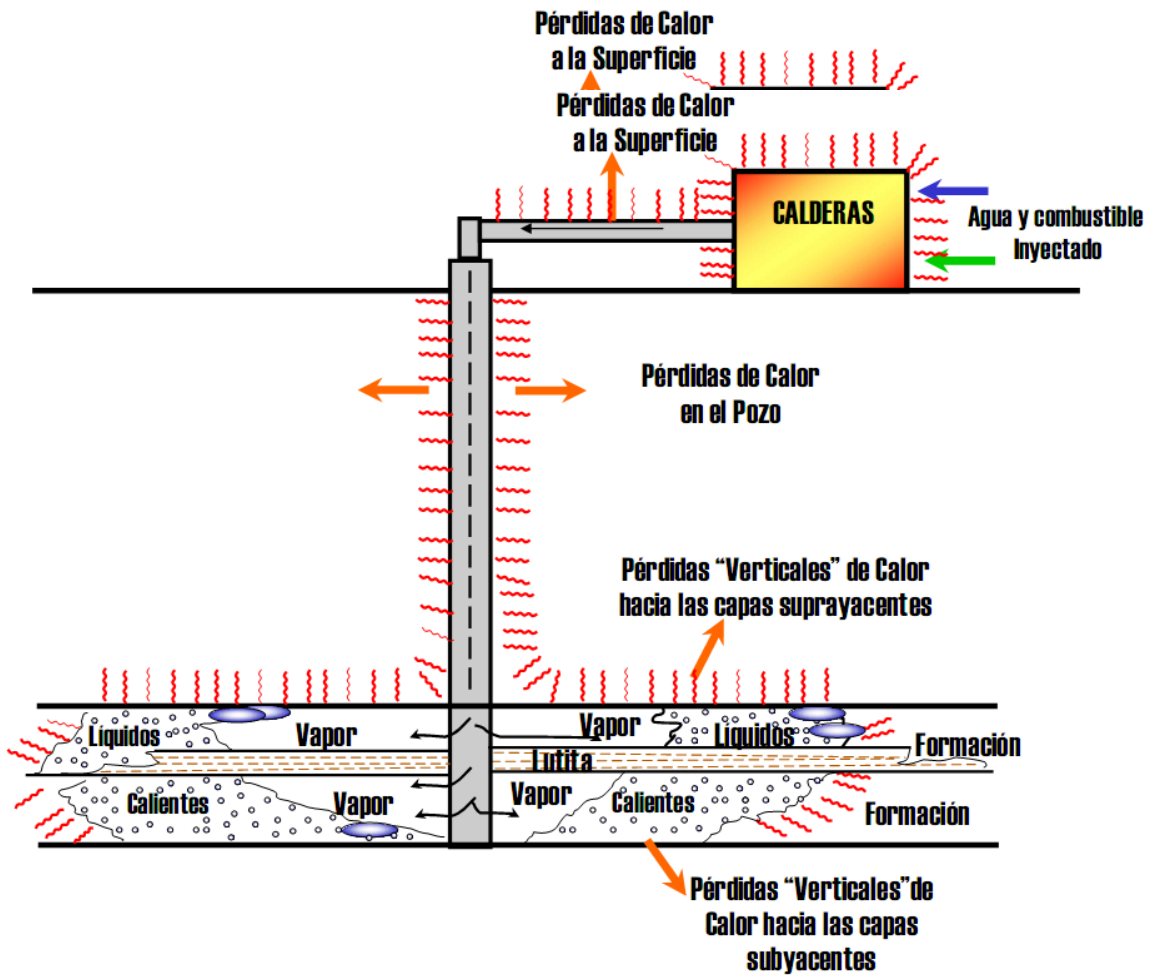
Densidad del agua de inyección:

$$\rho_o = 61.44 \text{ lb/gal}$$

Luego se realizó la conversión de la siguiente manera:

$$H_{Sh-Real} \frac{BTU}{lb} \times 61.44 \frac{lb}{ft^3} \times 5.615 \frac{ft^3}{Bbl} = H_{Sh-Real} \frac{BTU}{Bbl}$$

Figura 14. Pérdidas de calor en un pozo inyector.



Recuperación térmica del petróleo

Finalmente se puede relacionar la cantidad de barriles de agua que se pueden volver vapor por unidad volumétrica de combustible Fuel-Oil. En la tabla 12 se encuentran tabulados los resultados obtenidos para los casos evaluados mediante el simulador térmico STARS, variando temperatura de inyección a la salida del generador a diferentes presiones de inyección.

Tabla 12. Factores de consumo de combustible fuel oil.

$P_{sat} (psia) = 247.57$		$T_s (°F) = 400$			$X \text{ Bblw/Bbl FO}$
$T(°F)$	$H_s = H_w + L_v$	$H_{sh}(btu/lb)$	$H_s\text{-real}(btu/lb)$	$H_s\text{-real}(btu/Bbl)$	Fuel Oil
400	1188.622	1188.622	2330.631	8.04E+05	8.43
500	1188.622	1244.622	2440.435	8.42E+05	8.05
600	1188.622	1300.622	2550.238	8.80E+05	7.70
700	1188.622	1356.622	2660.042	9.18E+05	7.38

$P_{sat} (psia) = 327.214$		$T_s (°F) = 425$			$X \text{ Bblw/Bbl FO}$
$T(°F)$	$H_s = H_w + L_v$	$H_{sh}(btu/lb)$	$H_s\text{-real}(btu/lb)$	$H_s\text{-real}(btu/Bbl)$	Fuel Oil
425	1196.963	1196.963	2346.986	8.10E+05	8.37
500	1196.963	1238.963	2429.339	8.38E+05	8.09
600	1196.963	1294.963	2539.142	8.76E+05	7.74
700	1196.963	1350.963	2648.946	9.14E+05	7.42

$P_{sat} (psia) = 425.267$		$T_s (°F) = 450$			$X \text{ Bblw/Bbl FO}$
$T(°F)$	$H_s = H_w + L_v$	$H_{sh}(btu/lb)$	$H_s\text{-real}(btu/lb)$	$H_s\text{-real}(btu/Bbl)$	Fuel Oil
450	1207.130	1207.130	2366.921	8.17E+05	8.30
500	1207.130	1235.130	2421.823	8.35E+05	8.11
600	1207.130	1291.130	2531.627	8.73E+05	7.76
700	1207.130	1347.130	2641.430	9.11E+05	7.44

El cálculo del combustible quemado (FO_b) será el producto inyección acumulada de agua por el factor que representa la cantidad de barriles de agua que se pueden volver vapor con un barril quemado de combustible de la siguiente manera:

$$W_i \text{ BblsW} \times \frac{1 \text{ BblFO}}{X \text{ BblW}} = \text{Bbl Fuel Oil (Necesarios para ser quemados)}$$

3.2 RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS SIMULACIONES.

Para definir algunas variables usadas en los casos simulados, como fecha de inicio de inyección a partir de la fecha de inicio del proyecto y presión de fondo fluyente de los pozos productores fue necesario evaluar el efecto de estas variables sobre el factor de recobro final del proyecto y concluir cuales iban a ser los valores usados para simular los diferentes casos citados en el capítulo 2, “descripción de los casos simulados”.

Al hacer diferentes corridas simulando el inicio de inyección a 1, 2, 3, 4, 5, e inmediatamente con el inicio de la producción se encontró que a tiempos tempranos se podían obtener mayores factores de recobro pero inyectando a presiones superiores a la presión del yacimiento lo que limitaba la evaluación de

diferentes temperaturas de inyección y el posterior análisis para la precipitación de asfaltenos.

Ya que el objetivo de la investigación es evaluar la temperatura óptima de inyección para mitigar el efecto de la precipitación de asfaltenos sobre la formación productora y a la vez asegurar la reducción de la viscosidad del fluido como principal consecuencia de implementar un proyecto térmico de recuperación mejorada, se decidió esperar a que las presiones del yacimiento disminuyeran hasta un valor en el cual fuera posible inyectar vapor al yacimiento a presiones moderadas donde existiera el soporte de presión necesario para efectuar el barrido por parte del fluido desplazante y permitiera evaluar un buen rango de temperaturas.

Por defecto, el dato inicial de P_{wf} fue 200 psia, pero eso generaba que el yacimiento tardara más en depletar, por lo tanto se realizaron corridas variando P_{wf} desde 200 psia, 150 psia, 100 psia y 50 psia creando diferentes diferenciales de presión en el yacimiento determinando así que a una $P_{wf}=50$ psia se depleta más rápidamente el yacimiento, lo que permite inyectar a tiempos más tempranos, cercanos al inicio de la producción.

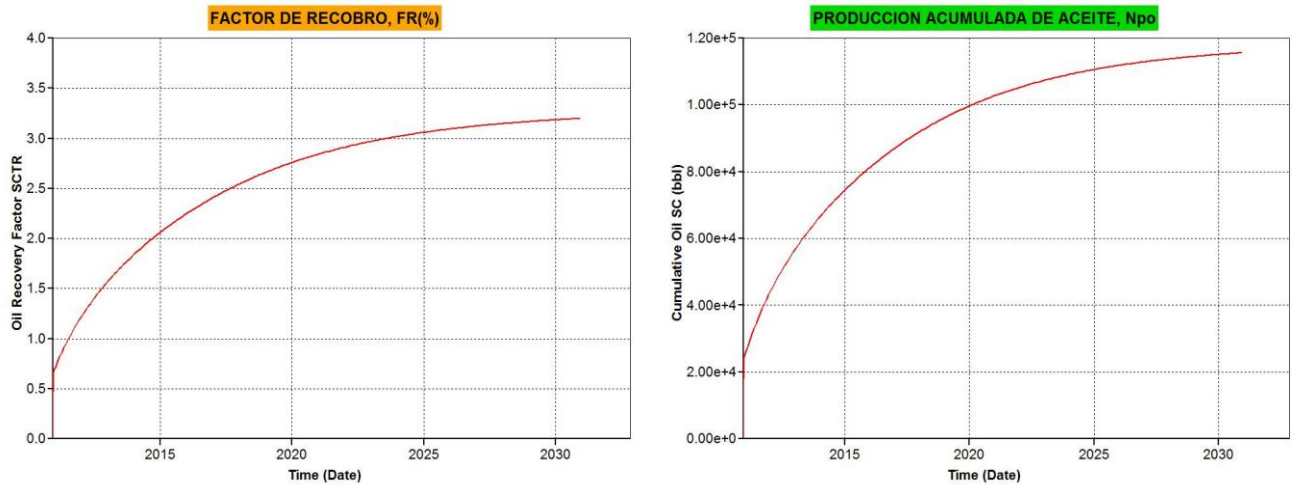
Luego de establecer la fecha de inicio de inyección y la presión de fondo fluyente, se procedió a evaluar las temperaturas de inyección del vapor para diferentes presiones de inyección. Para ver los efectos de la precipitación de asfaltenos se comparan las corridas realizadas a las mismas condiciones presión y temperatura con y sin asfaltenos.

3.2.1 Evaluación del caso en frío El caso en frío es evaluado para unas condiciones de producción primaria donde el yacimiento produce únicamente por los mecanismos naturales presentes, sin ningún tipo de intervención a la formación productora (soporte de presión), para este caso se obtuvo los siguientes resultados. Ver tabla 13

Tabla 13. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso en frío

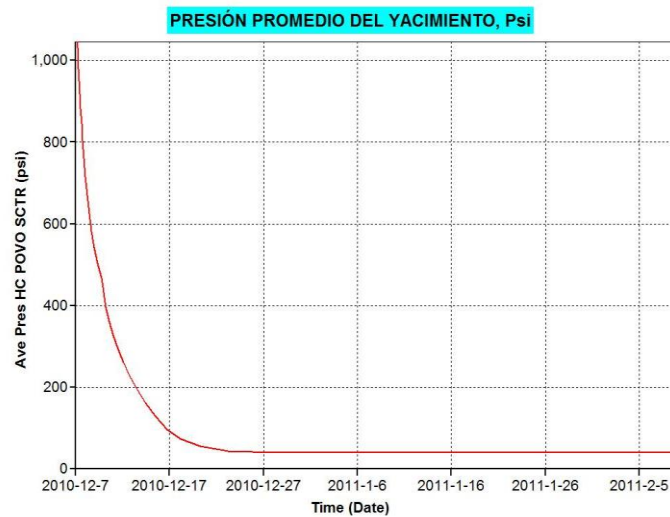
Caso en Frío			
F.R. (%)	N_{po} (Bbls)	W_i (Bbls)	FO_b (Bbls)
3.19796	115616	-----	-----

Gráfica 9. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso en frío.



(a)

(b)



(C)

Result report - CMG

Se puede observar que factor de recobro al cabo de 20 años de producción pudo alcanzar un máximo valor aproximado de 3.2% para una producción acumulada de 115616 barriles de aceite (a condiciones estándar) cifras que no presentan atractivo para ninguna empresa (ver gráfica 9). De allí que este yacimiento piloto sea explotable únicamente si se implementa un proyecto de recobro mejorado, para este caso se evaluó la inyección de vapor continua.

Al analizar esta gráfica se encuentra que la presión promedio del yacimiento al cabo de solo 20 días de producción se encuentra en un valor cercano a la P_{wf} utilizada como dato de arranque 50 psi; esto se presenta por dos factores, primero el tamaño del yacimiento este es pequeño por lo cual la onda de presión llega en un tiempo corto a los límites del yacimiento por lo cual se depleta

repentinamente y segundo a estas condiciones de temperatura del yacimiento este crudo es muy viscoso por ende cuenta con muy poca movilidad. Debido a esto se puede determinar que el inicio de inyección será después de un mes de iniciada la producción, permitiendo evaluar un buen rango de temperaturas.

3.2.2 Variación de la temperatura a $P_{sat} = 247.57$ psia Para esta presión de inyección del vapor se evaluaron varias temperaturas a las condiciones de saturación de 400 °F y vapor sobrecalentado a 500 °F, 600 °F y 700 °F, realizando unas corridas con y sin asfaltenos los resultados obtenidos fueron analizados a continuación.

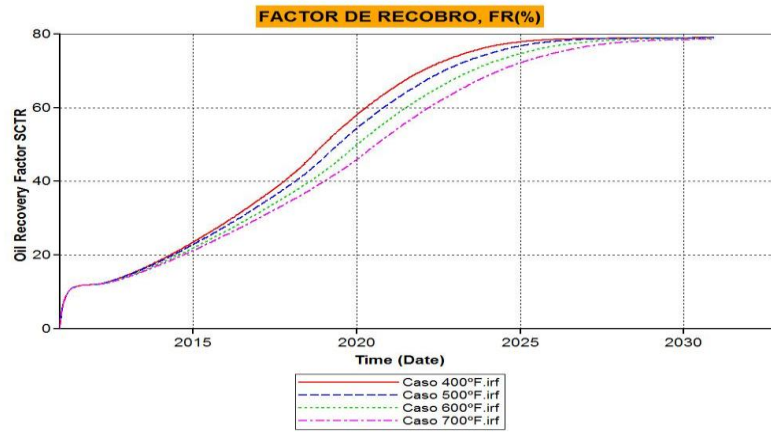
3.2.2.1 Simulaciones asfaltenos Los resultados obtenidos se encuentran tabulados en la siguiente tabla. Ver tabla 14

Tabla 14. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso con $P_{sat}=247.57$ psia sin asfaltenos.

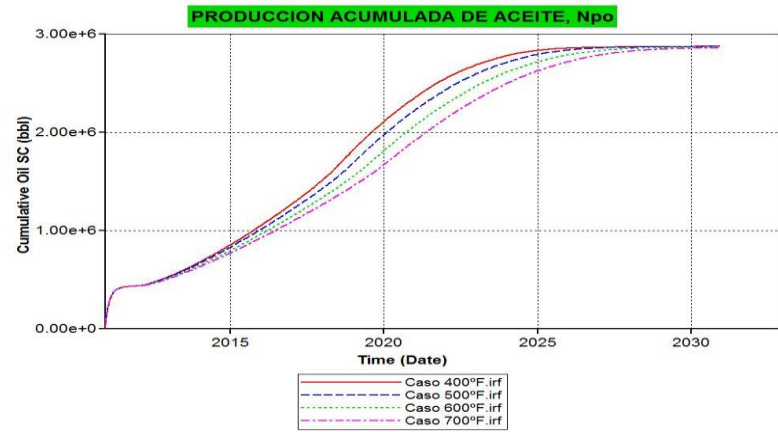
Caso $P_{sat}= 247.57$ psi sin asp					
T_{iny}(°F)	F.R. (%)	N_{po} (Bbls)	W_i (Bbls)	FO_b (Bbls)	X BW/BFO
400	79.00	2874289	490266	58148.8	8.431
500	79.00	2874170	410771	51015.5	8.052
600	78.79	2866453	348711	45256.5	7.705
700	78.60	2859664	301319	40789.7	7.387

Propio del autor

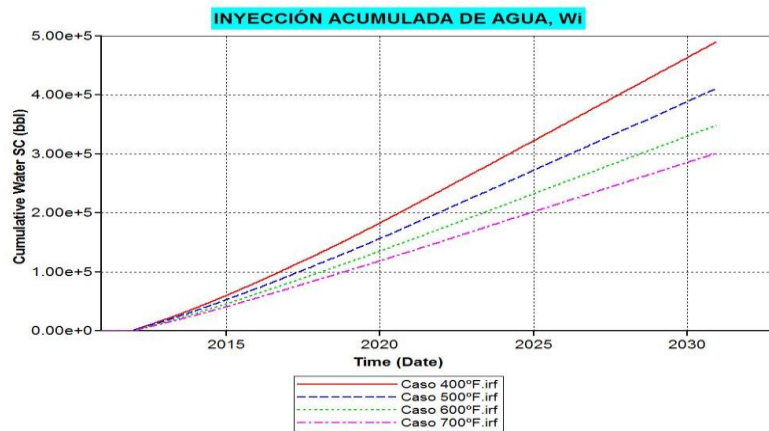
Gráfica 10. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso con $p_{sat} = 247.57$ psia sin asfaltenos



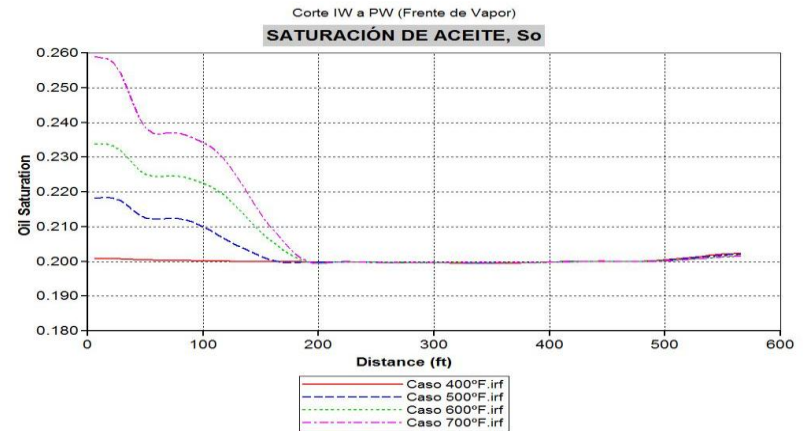
(a)



(h)



(c)



(d)

La variación de la temperatura a estas condiciones de presión de inyección no representa un parámetro crítico ya que los resultados obtenidos como el factor de recobro varían muy poco desde 78.6% para la $T_{iny}=700$ °F hasta 79% para la $T_{iny}=400$ °F solo 0.4 % pero el consumo de combustible si se ve aumentado para bajas temperaturas por efecto del aumento en la cantidad de agua inyectada. Ver gráfica 10.

Se observa sobre en la gráfica 10 el factor de recobro y producción acumulada que no es recomendable continuar produciendo después de los 17 años de producción ya que la cantidad de fluido extraído no es representativa en los últimos 3 años de producción.

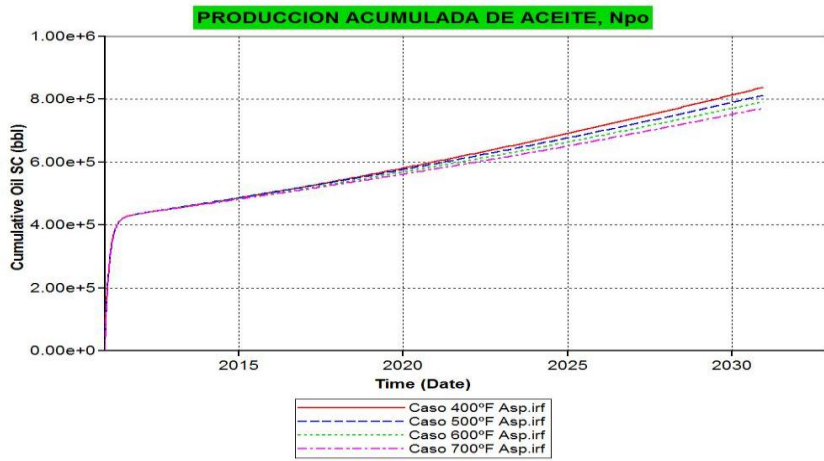
Para mantener la presión de inyección es necesario convertir más agua en vapor para ser introducida al yacimiento a temperaturas bajas, ya que puede pasar de la región saturada a la líquida y en esté estado el líquido no tiene la propiedad de ocupar todo el volumen disponible, por ende es necesario inyectar mayor volumen; a diferencia del efecto generado por el vapor en su estado gaseoso.

3.2.2.2 Simulaciones con asfaltenos Los resultados obtenidos se encuentran tabulados en la siguiente tabla 15.

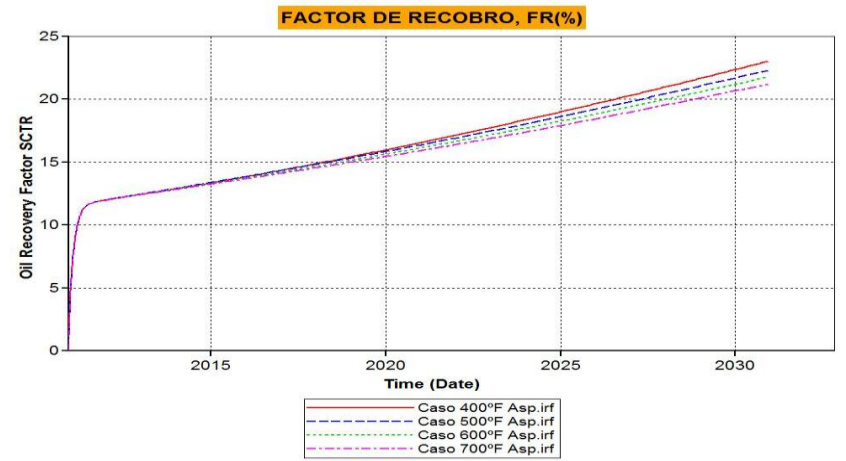
Tabla 15. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso con $P_{sat}=247.57$ psia con asfaltenos

Caso $P_{sat}= 247.57$ psi con asp					
$T_{iny}(^{\circ}F)$	<i>F.R. (%)</i>	N_{po} (Bbls)	W_i (Bbls)	FO_b (Bbls)	$X_{BW/BFO}$
400	23.03	837878	39675	4705.7	8.431
500	22.31	811809	34206	4248.2	8.052
600	21.79	792632	30727	3987.9	7.705
700	21.21	771694	27380	3706.5	7.387

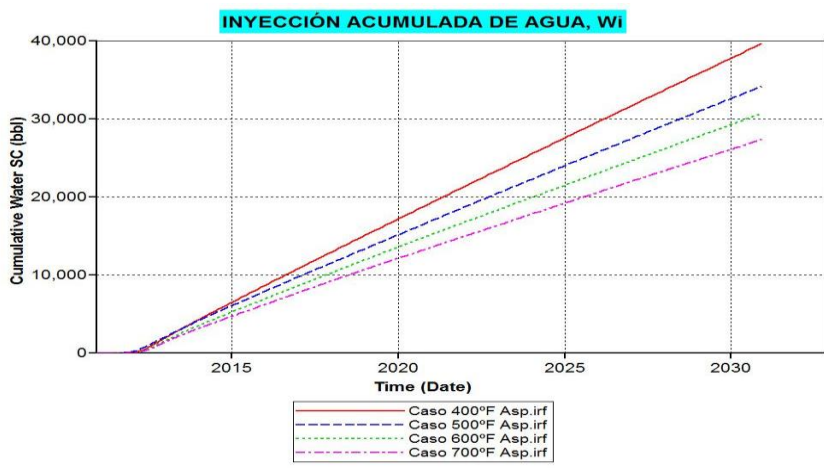
Gráfica 11. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso con $p_{sat} = 247.57$ psia con asfaltenos.



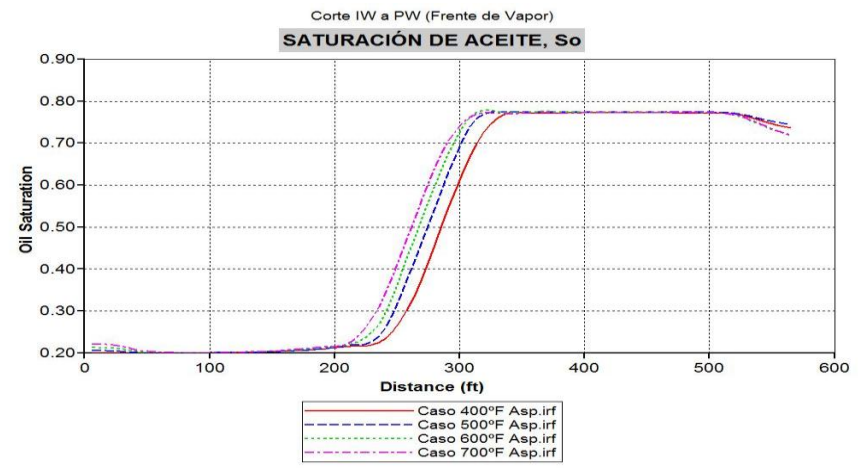
(a)



(b)

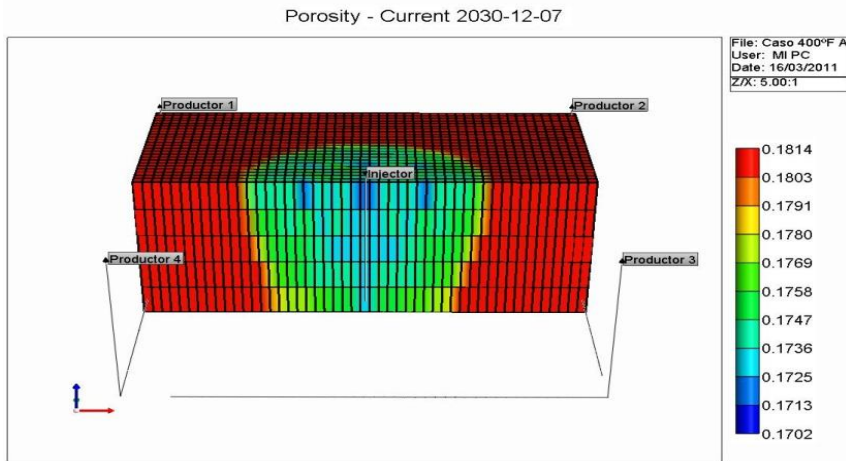


(c)

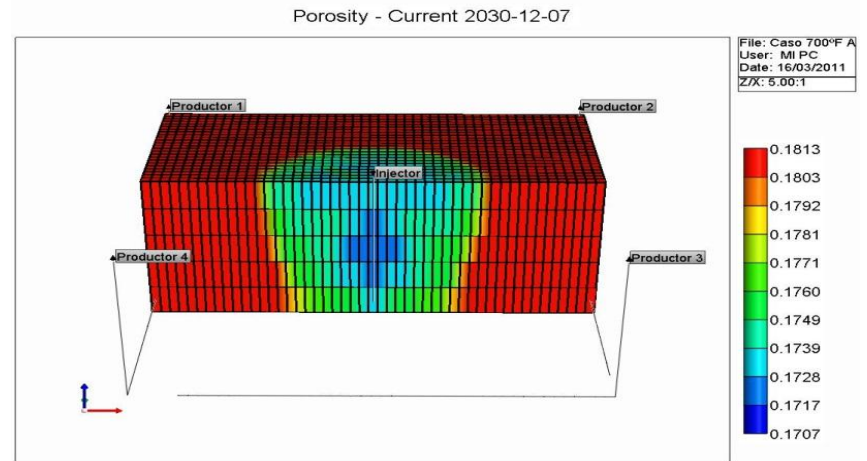


(d)

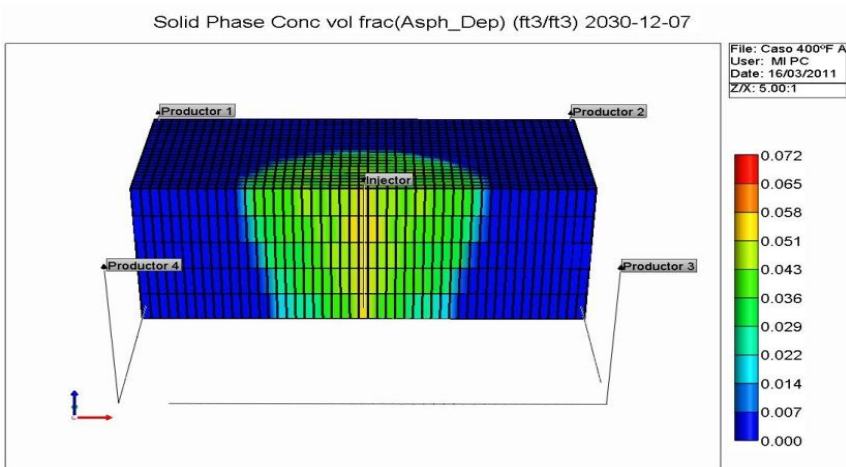
Figura 15. Efecto de la precipitación de asfaltenos sobre la porosidad y depositación $P_{sat} = 247.57$ psia.



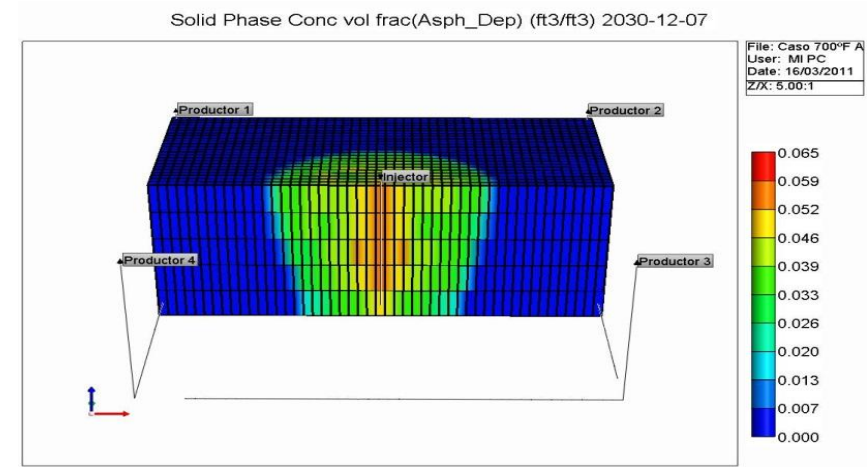
(a)



(b)



(c)



(d)

Result report - CMG

Para estas condiciones de presión de inyección 247.57 psia, simulando el comportamiento con asfaltenos lo más parecido al caso real, se obtuvo un factor de recobro del 23% para el mejor de los casos a una temperatura de inyección correspondiente a la temperatura de saturación igual a 400 °F (ver gráfica 11). Por la pendiente que presentan las curvas en la gráfica 11.(b) se observa que al finalizar el proyecto todavía se continuaba produciendo volumen de fluidos considerables del yacimiento.

En comparación con el caso idealizado sin presencia de asfaltenos la inyección acumulada de agua es aproximadamente 12 veces menor por varias razones, una de ellas es que el frente de avance del vapor se encuentra a la mitad del radio del yacimiento aproximadamente 300 ft y no ha llegado a los pozos productores.

En la figura 15 (a y b), se ilustran los cambios en la porosidad actual por efecto de la precipitación de asfaltenos o fase sólida sobre el volumen poroso ilustrado, en la figura 15 (c y d), se muestran al lado izquierdo el mejor caso $T_{iny}=400$ °F y a la derecha el peor $T_{iny}=700$ °F donde la precipitación es crítica y presenta restricción al flujo de vapor en el yacimiento.

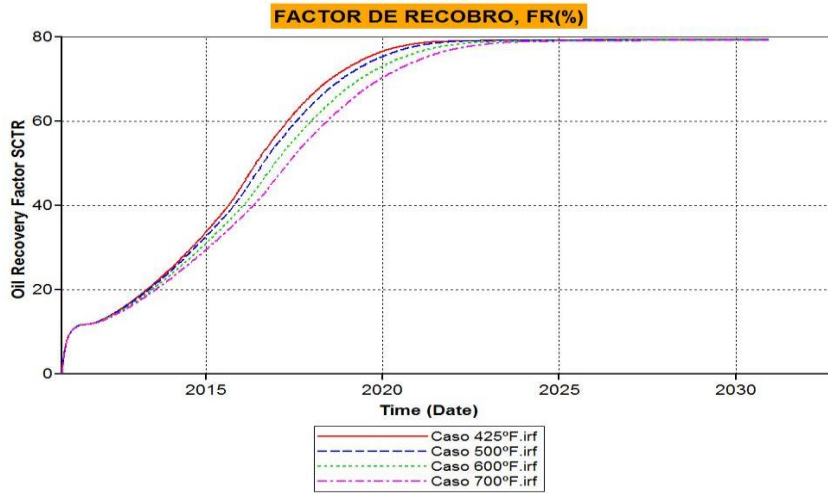
3.2.3 Variación de la temperatura a $P_{sat} = 327.214$ psia Para esta presión de inyección del vapor se evaluaron varias temperaturas a las condiciones de saturación de 425 °F y vapor sobrecalentado a 500 °F, 600 °F y 700 °F, realizando unas corridas con y sin asfaltenos los resultados obtenidos fueron analizados a continuación.

3.2.3.1 Simulaciones sin asfaltenos Los resultados obtenidos se encuentran tabulados en la siguiente tabla 16.

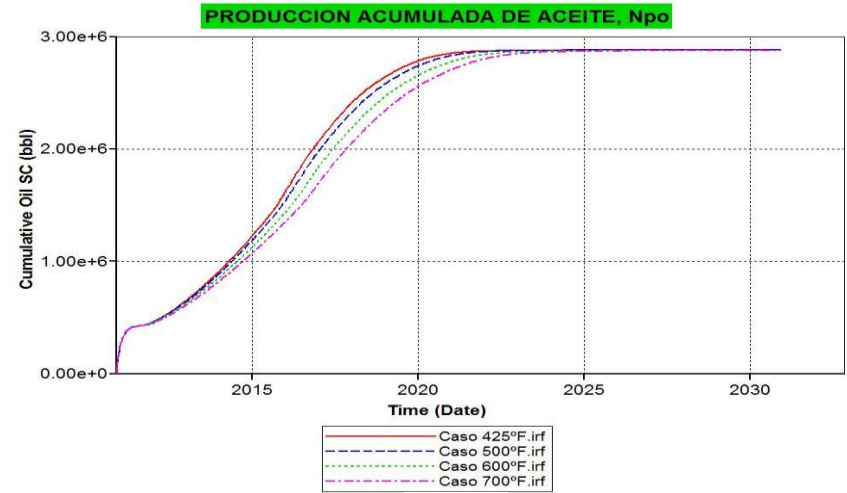
Tabla 16. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso con $P_{sat}=327.214$ psia sin asfaltenos.

Caso $P_{sat}=327.214$ psi sin asp					
$T_{iny}(^{\circ}F)$	$F.R. (%)$	$N_{po} (Bbls)$	$W_i (Bbls)$	$FO_b (Bbls)$	$X_{BW/BFO}$
425	79.30	2885089	875595	104580.1	8.372
500	79.33	2885968	758552	93779.6	8.089
600	79.16	2879848	635969	82178.6	7.739
700	79.16	2880033	543318	73242.4	7.418

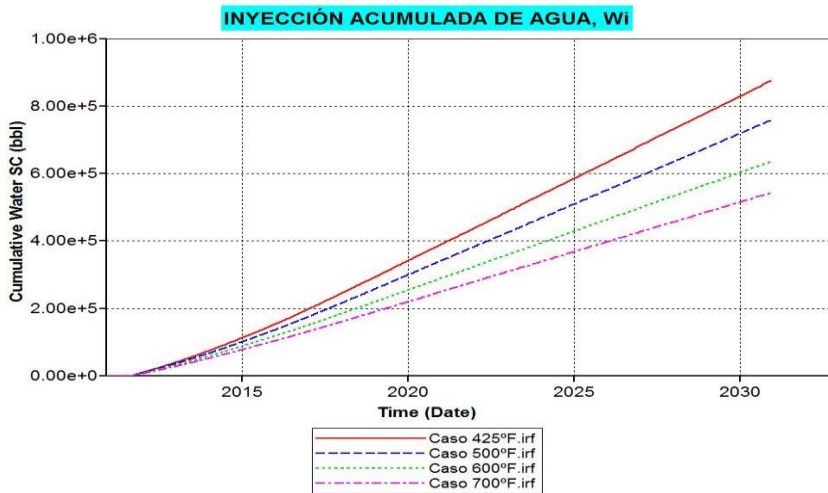
Gráfica 12. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso con $p_{sat} = 327.214$ psia sin asfaltenos



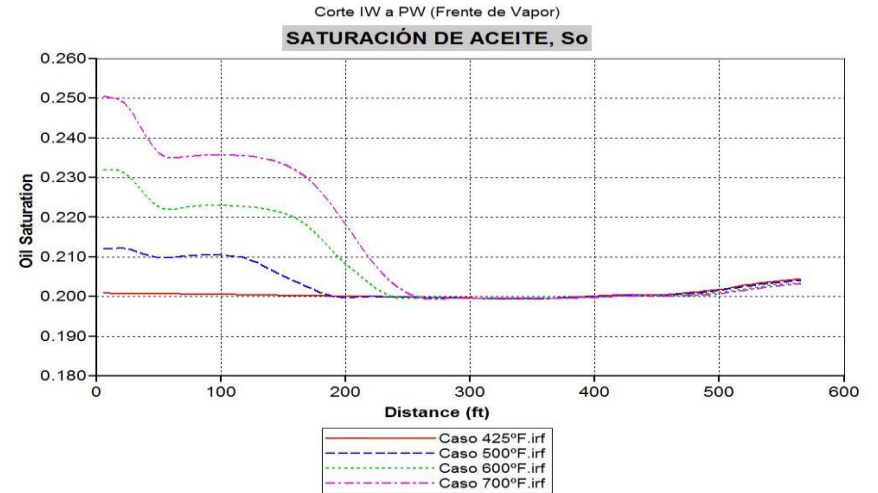
(a)



(b)



(c)



(d)

La variación de la temperatura a estas condiciones de presión de inyección de 327.214 psi no representa un parámetro crítico ya que los resultados obtenidos como el factor de recobro varían muy poco desde 79.3% para la $T_{iny}=700$ °F hasta 79.16% para la $T_{iny}=425$ °F solo 0.14 % (ver gráfica 12) pero el consumo de combustible si se ve aumentado para bajas temperaturas por efecto del aumento en la cantidad de agua inyectada, en comparación con el caso anterior se duplican estos valores para este aumento de presión.

Se observa sobre la gráfica 12 de factor de recobro y producción acumulada que no es recomendable continuar produciendo después de los 13 años de producción ya que la cantidad de fluido extraído no es representativa en los últimos 7 años de producción.

Para mantener la presión de inyección es necesario convertir más agua en vapor para ser introducida al yacimiento a bajas temperaturas, ya que esta puede pasar de la región saturada a la líquida y en este estado el líquido no tiene la propiedad de ocupar todo el volumen disponible, por ende es necesario inyectar mayor volumen; a diferencia del efecto generado por el vapor en su estado gaseoso.

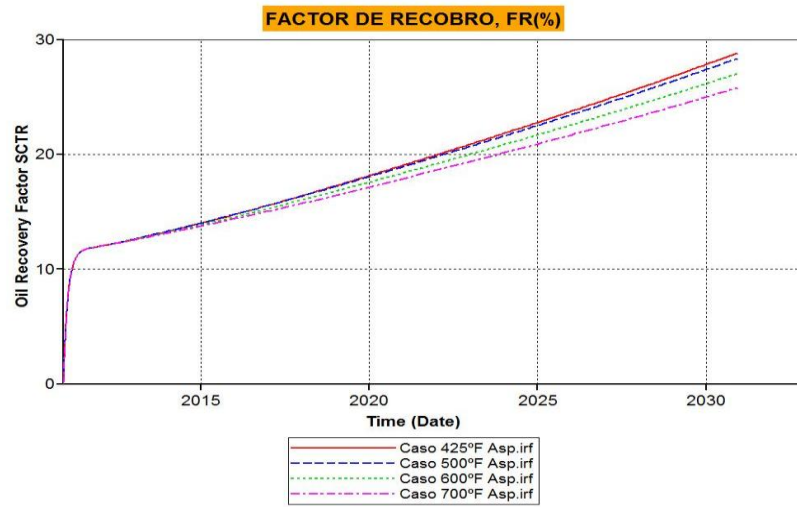
En la gráfica 12 (d), se observa que la saturación de aceite a radios cercanos al pozo es alta a altas temperaturas de inyección, ya que este se encuentra a condiciones de vapor sobrecalentado y por diferencias de densidad este fluye preferiblemente por la parte superior de los estratos hasta que condensa por efecto de la caída de temperatura.

3.2.3.2 Simulaciones con asfaltenos Los resultados obtenidos se encuentran tabulados en la siguiente tabla:

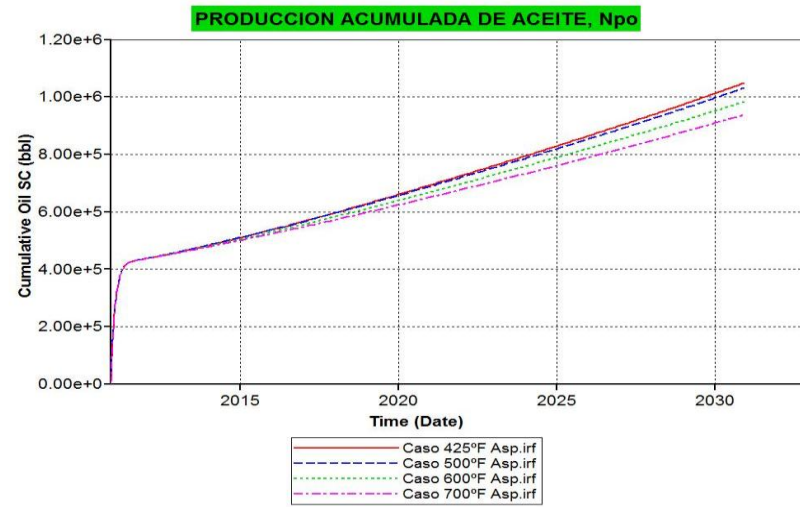
Tabla 17. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso con $P_{sat}=327.214$ psia con asfaltenos

Caso $P_{sat}= 327.214$ psi con asp					
$T_{iny}(^{\circ}F)$	<i>F.R.</i> (%)	N_{po} (Bbls)	W_i (Bbls)	FO_b (Bbls)	X BW/BFO
425	28.85	1049437	62261	7436.4	8.372
500	28.37	1032258	56979	7044.3	8.089
600	27.05	984248	49218	6359.8	7.739
700	25.82	939269	42838	5774.8	7.418

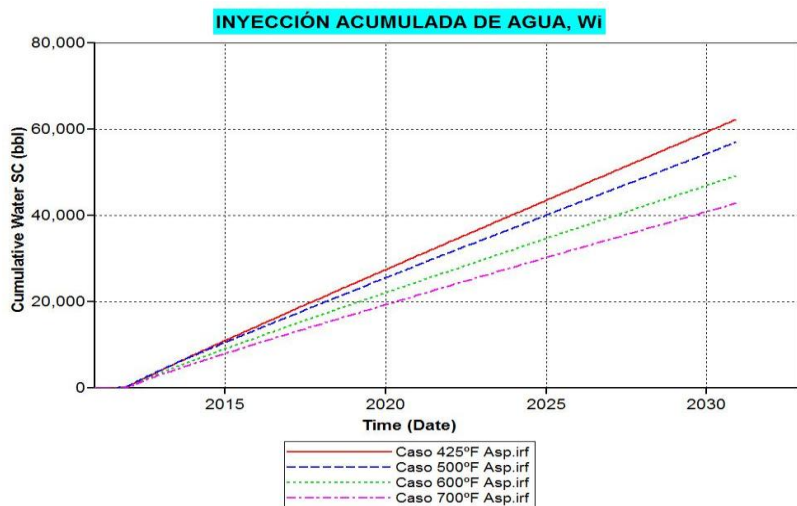
Gráfica 13. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso con $p_{sat} = 327.214$ psia con asfaltenos.



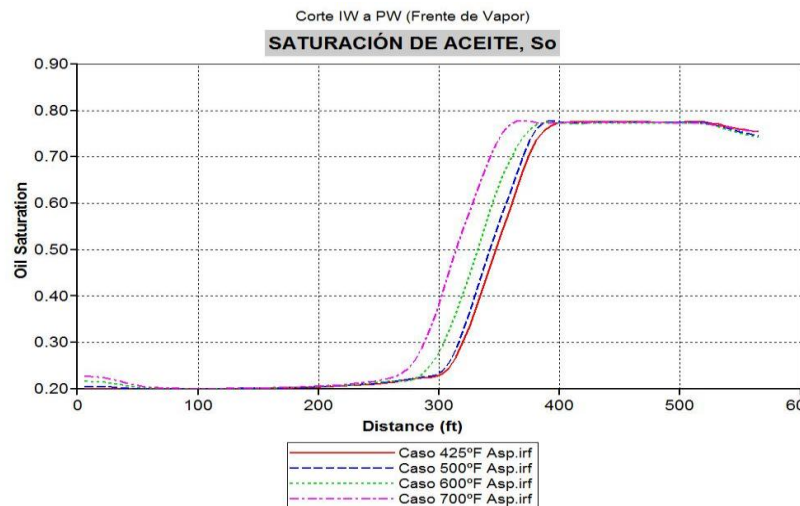
(a)



(b)



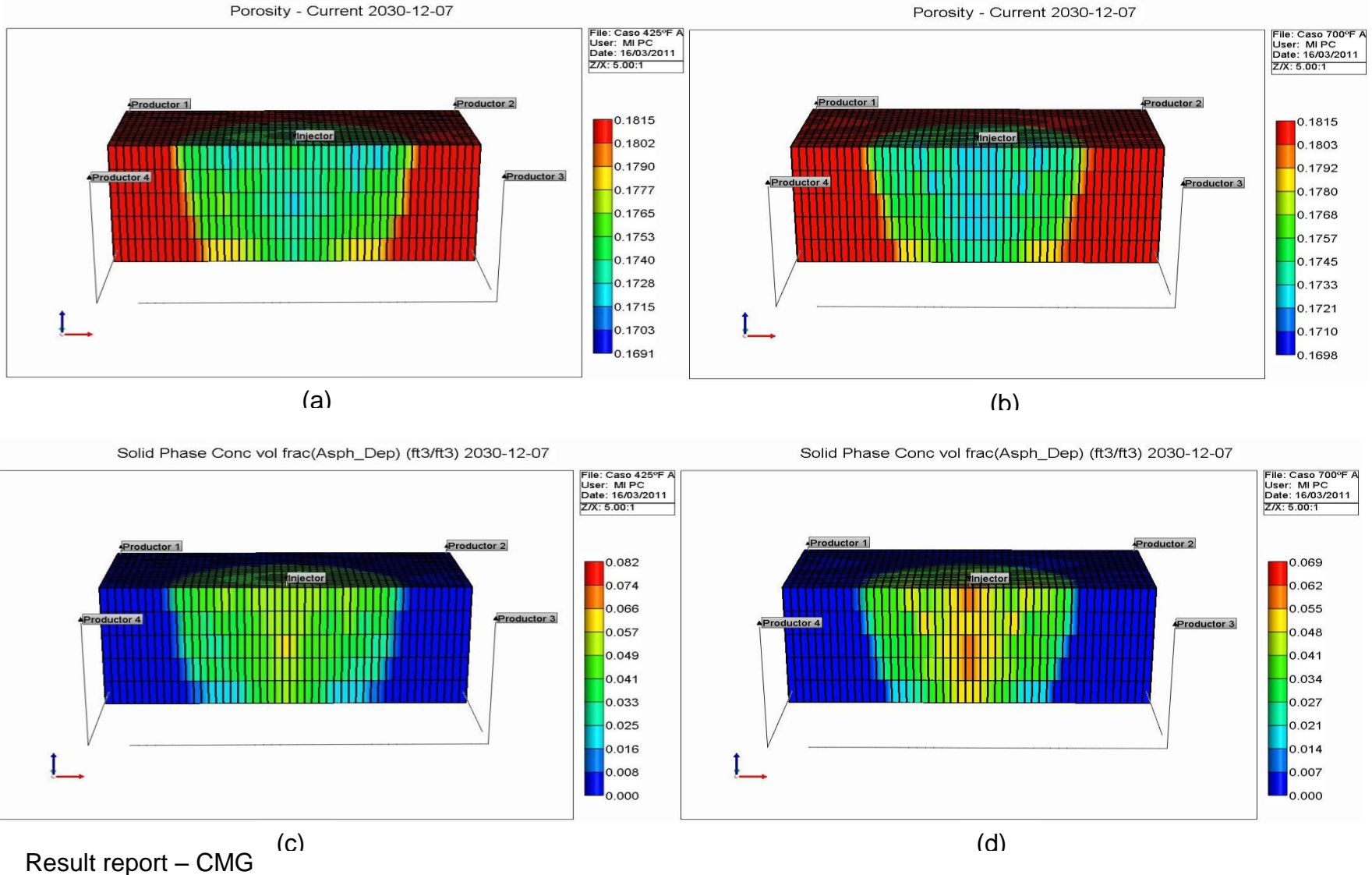
(c)



(d)

Result report - CMG

Figura 16. Efecto de la precipitación de asfaltenos sobre la porosidad y depositación $P_{sat}= 327.214$ psia.



Para estas condiciones de presión de inyección 327.214 psia, simulando el comportamiento con asfaltenos lo más parecido al caso real, se obtiene un factor de recobro del 29% para el mejor de los casos a una temperatura de inyección correspondiente a la temperatura de saturación igual a 425 °F. Por la pendiente que presentan las curvas en la gráfica 13 (a) se observa que al finalizar el proyecto todavía se continuaba produciendo volumen de fluidos considerables del yacimiento.

En la figura 16 (d), se ilustra un perfil del yacimiento desde el pozo inyector hasta el productor, donde se relaciona la saturación de aceite versus distancia, al final del proyecto. Allí se observa un barrido muy efectivo desde áreas cercanas al pozo inyector a diferencia de lo que pasa en corridas sin tener en cuenta los asfaltenos ya que la precipitación de la fase sólida ocasiona una restricción y esto una caída de presión que produce la condensación del agua pasando de vapor, región saturada y finalmente a líquida, y por diferencia de densidades este se ubique en la parte más baja y haga este desplazamiento más efectivo pero más lento.

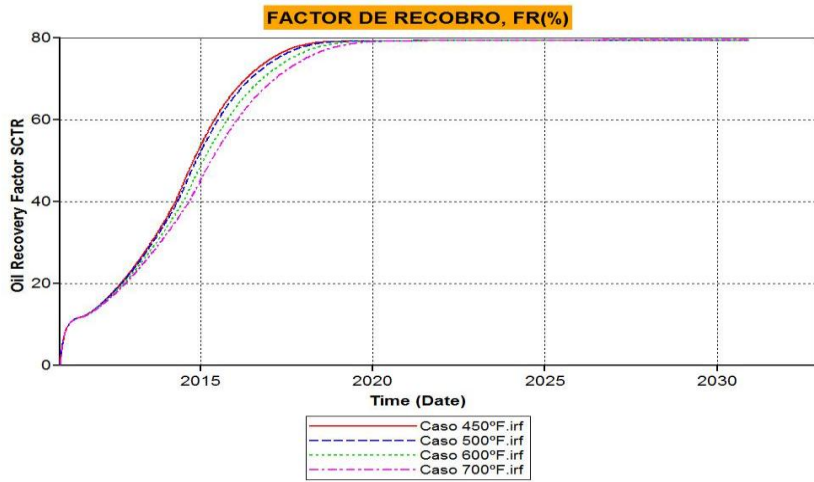
3.2.4 Variación de la temperatura a $P_{sat} = 425.267$ psia Para esta presión de inyección del vapor se evaluaron varias temperaturas a las condiciones de saturación de 450 °F y vapor sobrecalentado a 500 °F, 600 °F y 700 °F, realizando unas corridas con y sin asfaltenos los resultados obtenidos fueron analizados a continuación,

3.2.4.1 Simulaciones sin asfaltenos Los resultados obtenidos se encuentran tabulados en la siguiente tabla:

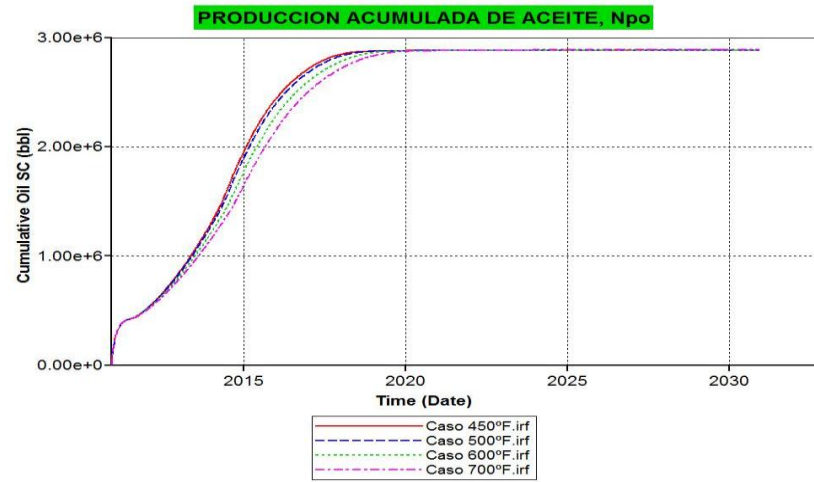
Tabla 18. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso con $P_{sat}=425.267$ psia sin asfaltenos.

Caso $P_{sat}= 425.267$ psi sin asp					
$T_{iny}(^{\circ}F)$	F.R. (%)	N_{po} (Bbls)	W_i (Bbls)	FO_b (Bbls)	X BW/BFO
450	79.29	2884692	1491992	179715.5	8.302
500	79.31	2885235	1348209	166163.3	8.114
600	79.34	2886351	1114336	143565.8	7.762
700	79.41	2889054	942831	126738.5	7.439

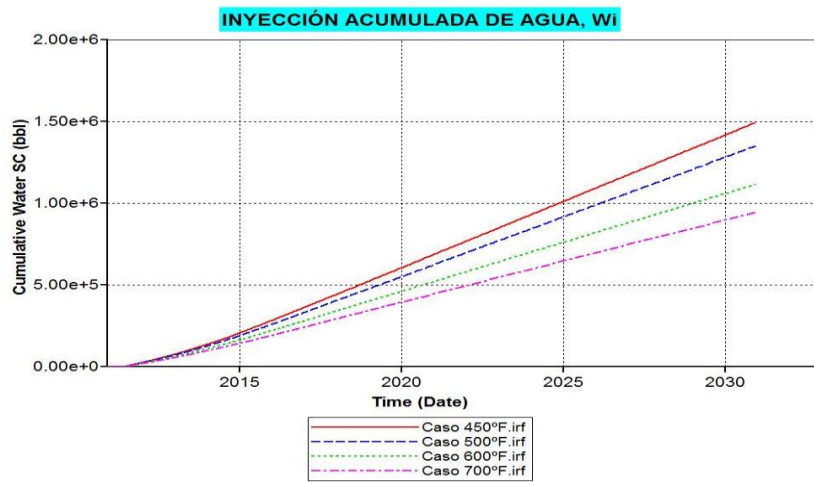
Gráfica 14. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso con $p_{sat} = 425.267$ psia sin asfaltenos.



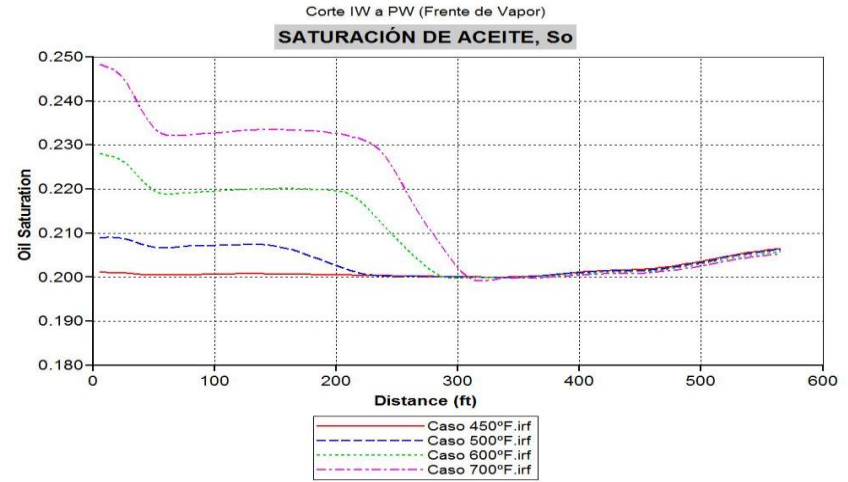
(a)



(h)



(c)



(d)

Result report - CMG

La variación de la temperatura a estas condiciones de presión de inyección de 425.267 psi no representa un parámetro crítico ya que los resultados obtenidos como el factor de recobro tienen una variación mínima desde 79.29% para la $T_{iny}=450$ °F hasta 79.41% para la $T_{iny}=700$ °F solo 0.12 % (ver gráfica 14) pero el consumo de combustible si se ve aumentado para bajas temperaturas por efecto del aumento en la cantidad de agua inyectada, en comparación con el caso anterior se duplican estos valores para este aumento de presión.

Se observa sobre la gráfica de factor de recobro y producción acumulada que no es recomendable continuar produciendo después de los 10 años de producción ya que la cantidad de fluido extraído no es representativa en los últimos 10 años de producción.

Para mantener la presión de inyección es necesario convertir más agua en vapor para ser introducida al yacimiento a bajas temperaturas, ya que esta puede pasar de la región saturada a la líquida y en este estado el líquido no tiene la propiedad de ocupar todo el volumen disponible, por ende es necesario inyectar mayor volumen; a diferencia del efecto generado por el vapor en su estado gaseoso.

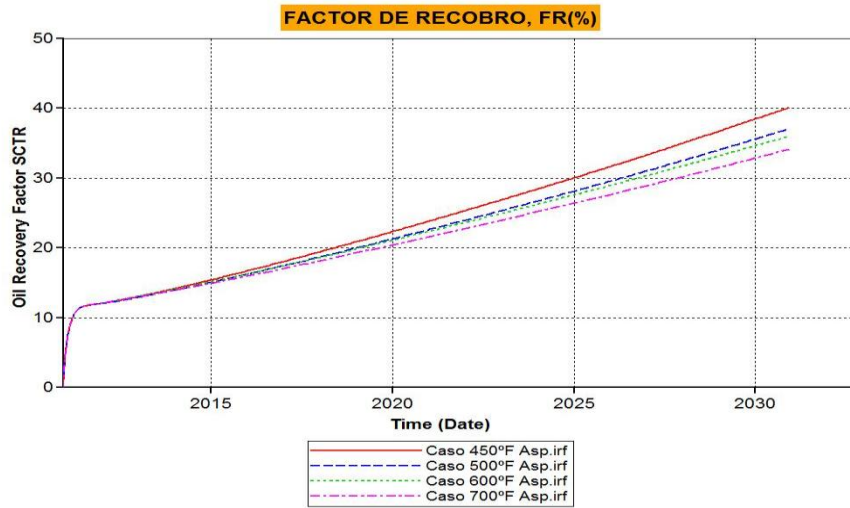
En la gráfica 14, (d) se observa que la saturación de aceite es alta a radios cercanos al pozo a altas temperaturas de inyección, ya que este se encuentra a condiciones de vapor sobrecalentado y por diferencias de densidad este fluye preferiblemente por la parte superior de los estratos hasta que condensa por efecto de la caída de temperatura. Este efecto se ve más pronunciado que en el caso anterior.

3.2.4.2 Simulaciones con asfaltenos Los resultados obtenidos se encuentran tabulados en la siguiente tabla:

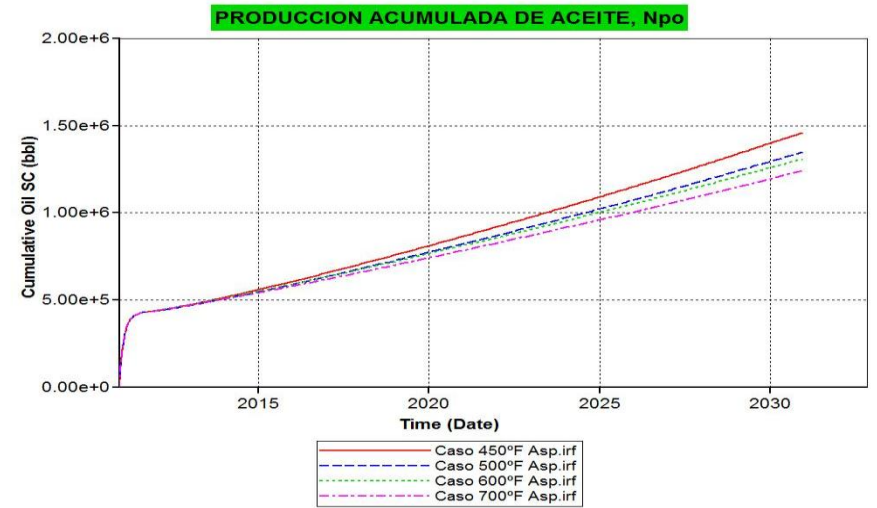
Tabla 19. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso con $P_{sat}=425.267$ psia con asfaltenos

Caso $P_{sat}= 425.267$ psi con asp					
$T_{iny}(^{\circ}F)$	<i>F.R. (%)</i>	<i>N_{po} (Bbls)</i>	<i>W_i (Bbls)</i>	<i>FO_b (Bbls)</i>	<i>X BW/BFO</i>
450	40.12	1459545	108007	13009.8	8.302
500	37.06	1348350	90146	11110.2	8.114
600	36.01	1310245	80643	10389.7	7.762
700	34.14	1241909	70602	9490.6	7.439

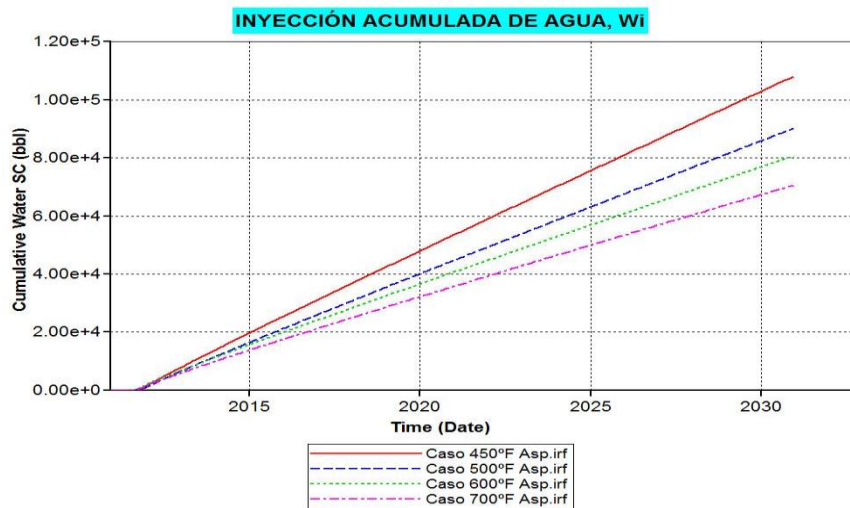
Gráfica 15. Comportamiento de los parámetros de evaluación para el caso con $P_{sat} = 425.267$ psia con asfaltenos.



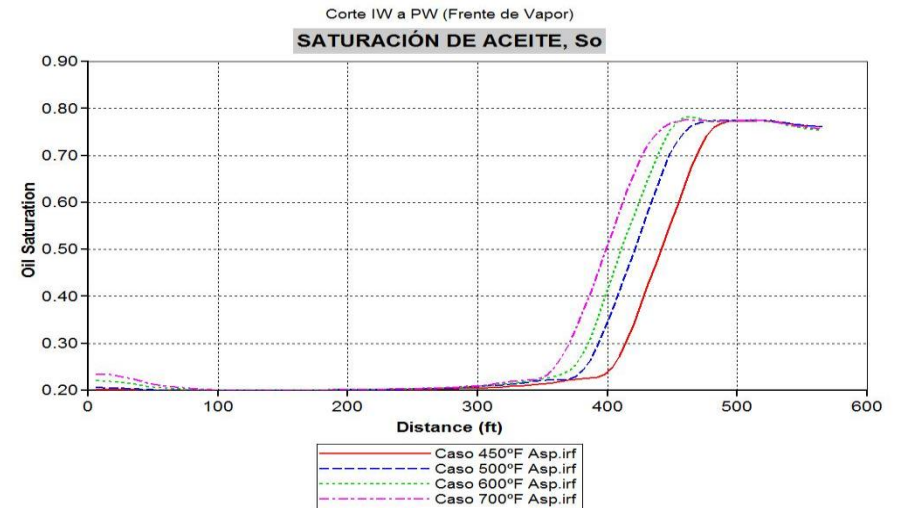
(a)



(h)



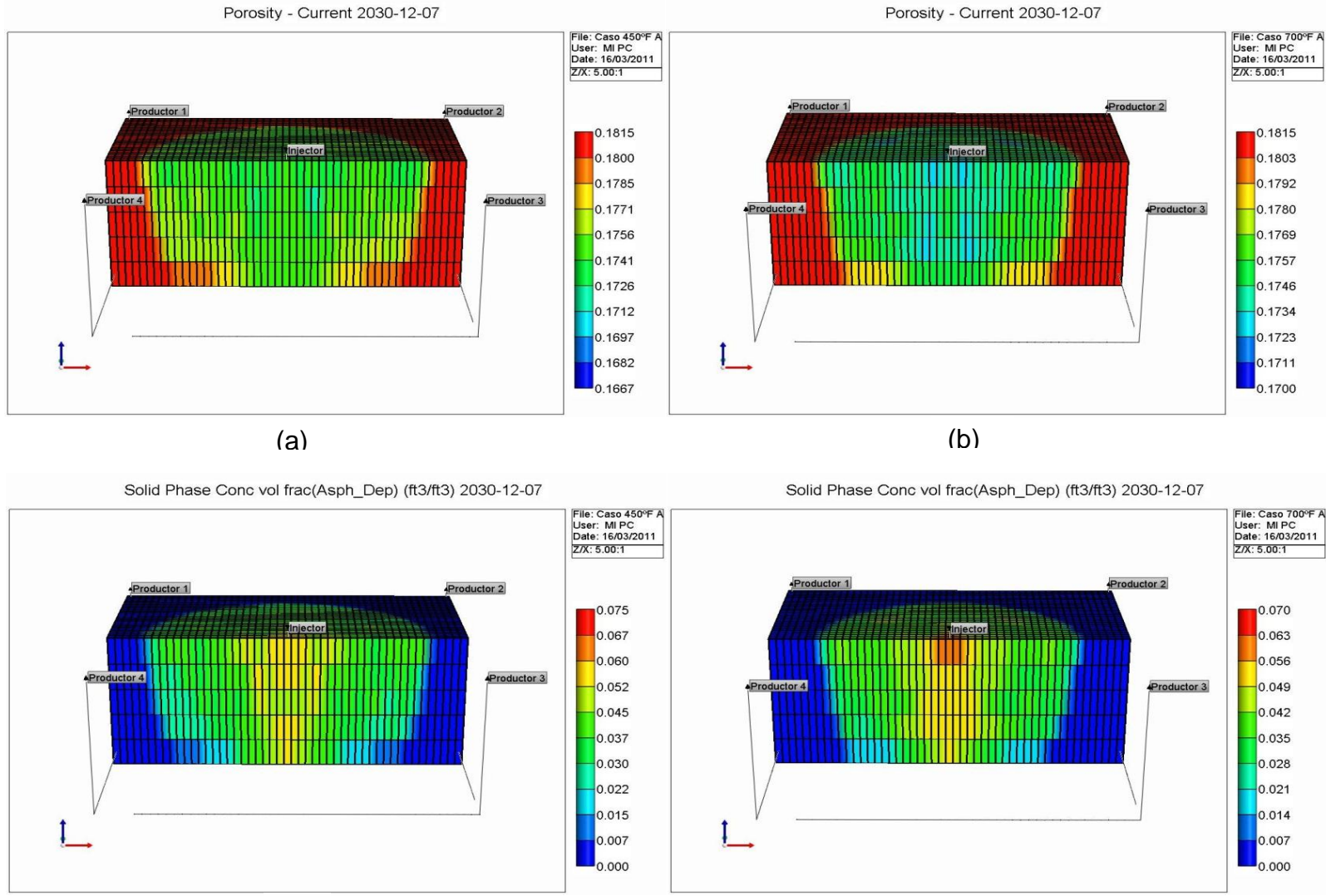
(c)



(d)

Result report - CMG

Figura 17. Efecto de la precipitación de asfaltenos sobre la porosidad y depositación $p_{sat} = 425.267$ psia



(a)

(b)

(c)

(d)

Result report - CMG

Para estas condiciones de presión de inyección 425.267 psia, simulando el comportamiento con asfaltenos lo más parecido al caso real, se obtiene un factor de recobro del 40.1% para el mejor de los casos a una temperatura de saturación igual a 450 °F. Existen dos efectos positivos muy claros como consecuencia de la inyección de vapor que son la disminución de la viscosidad y aumento de la movilidad del fluido como consecuencia del aumento de temperatura en el yacimiento y el soporte de presión producido cuando el vapor es inyectado y obliga a desplazar el petróleo almacenado allí.

En la figura 17(d), se observa un barrido muy efectivo desde áreas cercanas al pozo inyector por la condensación del vapor, este ejerce un desplazamiento lento pero efectivo por resultado del aumento de la presión en aproximadamente 100 psi y 200 psi para los casos anteriores, esto permite avanzar más el frente casi llegando a la ruptura.

Es de resaltar la importancia de reconocer el impacto de los asfaltenos sobre la diferentes variables de producción que definen en muchos casos la rentabilidad de un proyecto donde rápidamente comparando el mejor de los casos con asfaltenos se logra apenas la mitad del recobro logrado en simulaciones sin asfaltenos, incluso en la mitad del tiempo.

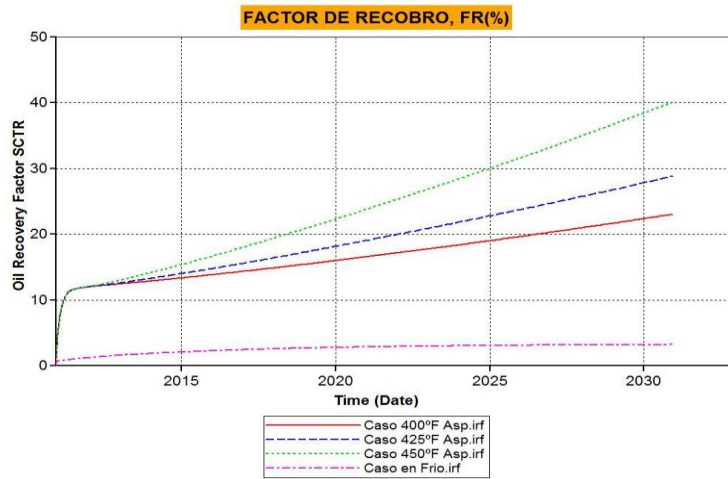
3.2.5 Evaluación de los mejores casos con asfaltenos De acuerdo a los resultados y análisis que se realizaron en los ítems anteriores se determinó para cada una de las presiones de inyección del vapor el mejor caso, siendo este el que permitiera obtener un mayor factor de recobro. Los casos a evaluar serán solo aquellos con asfaltenos ya que son considerados los casos reales para la composición del crudo suministrada por Pacific Rubiales Energy.

Los resultados obtenidos se encuentran tabulados en la siguiente tabla:

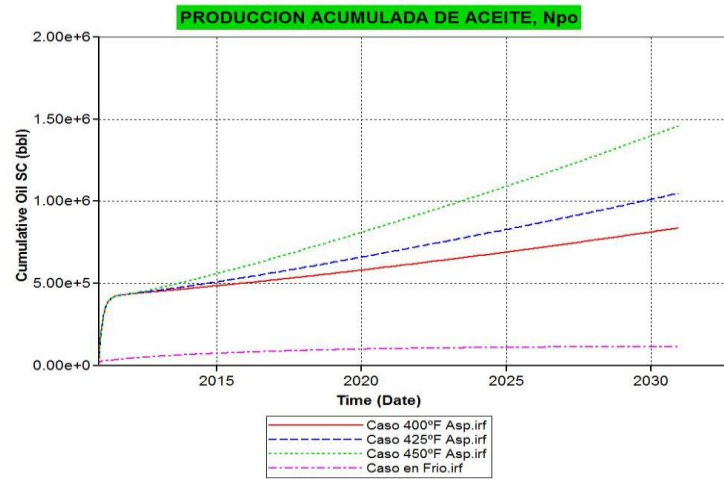
Tabla 20. Comportamiento de los parámetros de evaluación para los mejores casos con asfaltenos.

Resumen de los Mejores Casos					
$T_{iny}(^{\circ}F)$	F.R. (%)	N_{po} (Bbls)	W_i (Bbls)	FO_b (Bbls)	X BW/BFO
400	23.03	837878	39675	4705.7	8.431
425	28.85	1049437	62261	7436.4	8.372
450	40.12	1459545	108007	13009.8	8.302
Frío	3.19796	115616	-----	-----	-----

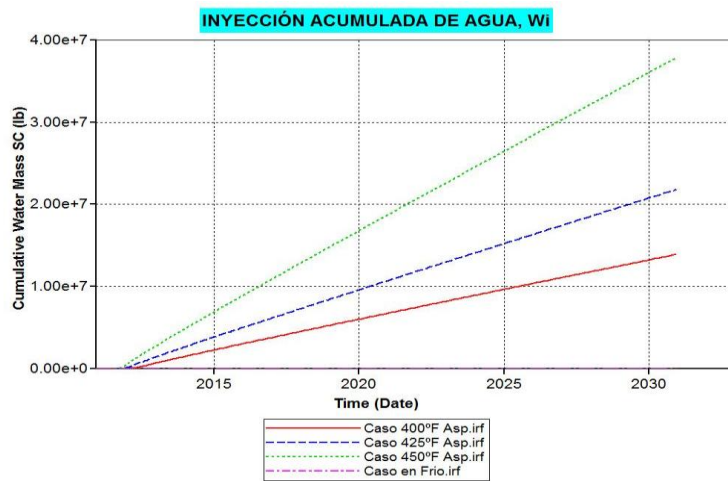
Gráfica 16. Comportamiento de los parámetros de evaluación para los mejores casos con asfaltenos.



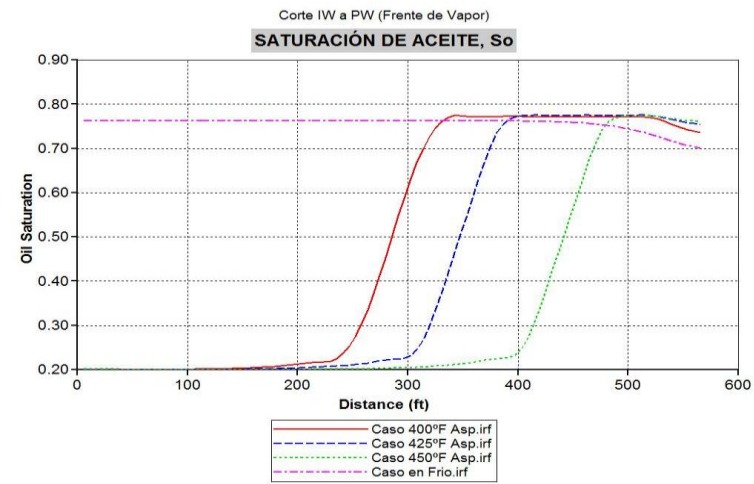
(a)



(b)



(c)



(d)

Result report – CMG

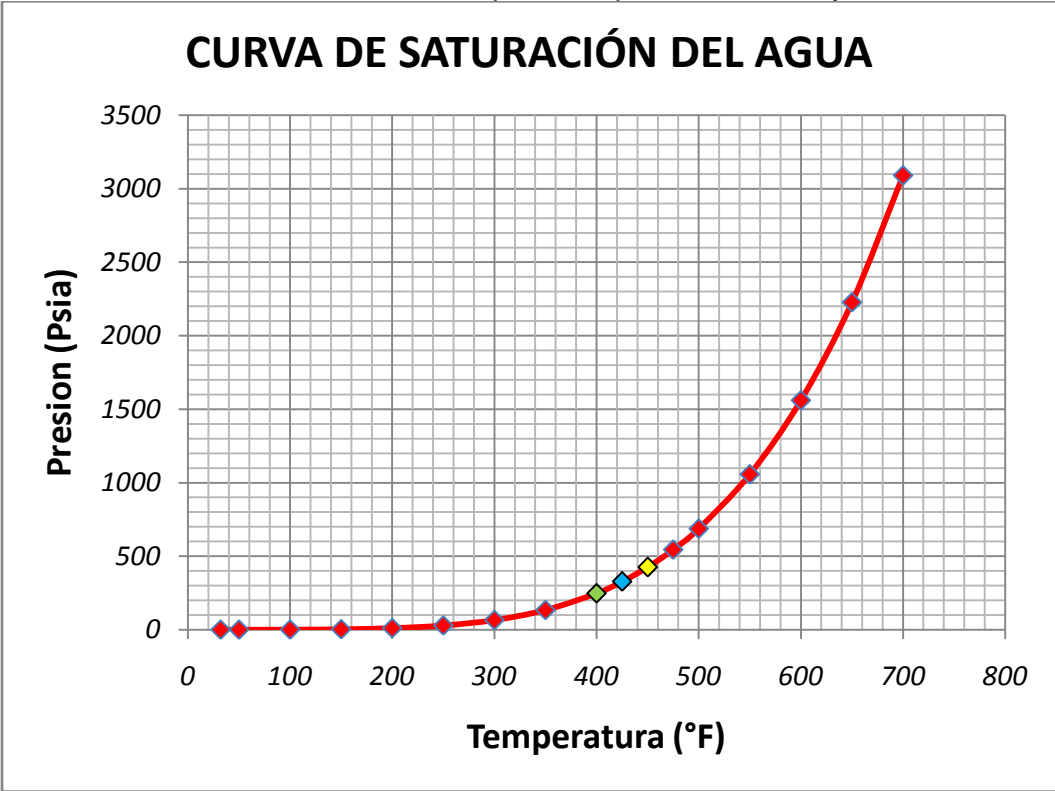
Las gráficas 16 relacionan las variables de evaluación más importantes para poder determinar el mejor caso. Los mejores casos son aquellos donde el vapor se encuentra en condiciones de saturación para este caso vapor saturado (calidad $X=1.0$), donde a esas condiciones de presión de inyección la temperatura de descarga del compresor es equivalente a la temperatura de saturación, para cada una de las presiones relacionadas en la siguiente tabla.

Tabla 21. Condiciones de saturación para las presiones de inyección evaluadas.

P_{sat} (psia)	T_{sat} (°F)
247.57	400
327.214	425
425.267	450

Si se ubicaran estos en un diagrama P-T para una sustancia pura en este caso agua, los puntos estarían ubicados sobre la curva de saturación como se ilustra en la siguiente gráfica 17.

Gráfica 17. Condiciones de saturación para las presiones de inyección evaluadas.



Sobre la gráfica anterior se puede verificar que efectivamente estas condiciones están situadas sobre la curva de saturación e ilustrado con diferentes colores para resaltar los casos evaluados.

Claramente el mejor caso se da a una $P_{iny} = 425.267 P_{sia}$ cuya $T_{sat} = 450$ °F en la gráfica 17 se encuentra ilustrado el punto con color amarillo donde se obtuvo un factor de recobro aproximadamente de un 40%, permitiendo producir 410 MBO y 621 MBO más que en los casos donde la T_{sat} es 425 °F y 400 °F respectivamente; solo consumiendo como combustible acumulado 13 MBFO que no alcanza a ser ni el 1% de la producción acumulada de petróleo para este proyecto de recuperación térmica por inyección de vapor continua.

Comparando el caso en frío donde se alcanzó un factor de recobro cercano al 3.2% resulta muy satisfactorio pensar que es posible obtener 37% más de petróleo del yacimiento implementando un mecanismo de recobro térmico, estos resultados serán analizados económicamente en el capítulo 4 (Análisis Económico), con el objetivo de ver en cifras reales cuanto es la ganancia esperada para el caso optimizado.

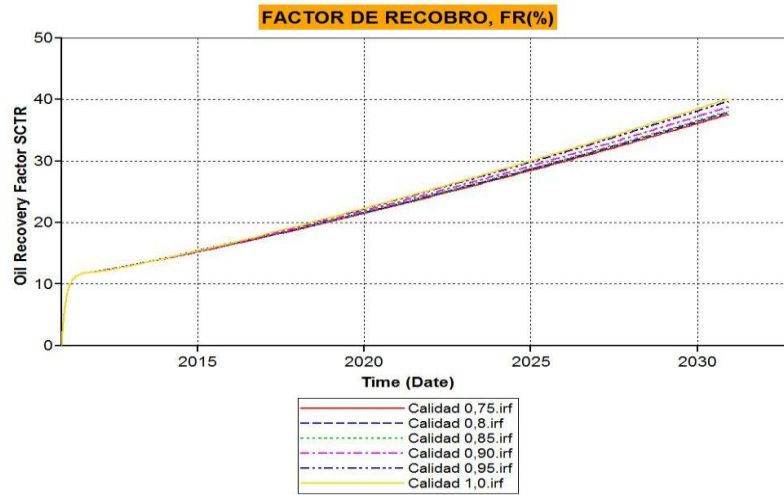
3.2.6 Evaluación de los mejores casos con asfaltenos Para el mejor caso se simuló a diferentes valores de calidad, con el propósito de ver relación de esta variable con los parámetros de evaluación y finalmente poder obtener un caso optimizado para el proyecto de recuperación térmica por inyección de vapor continua.

Los resultados obtenidos se encuentran tabulados en la siguiente tabla:

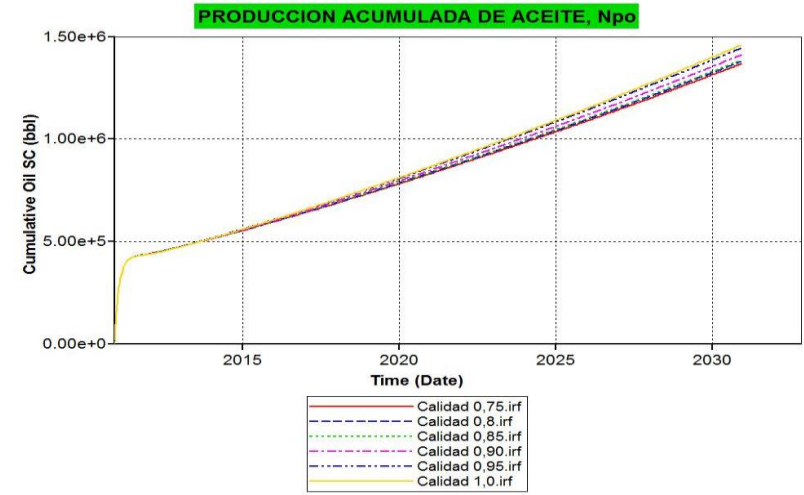
Tabla 22. Comportamiento de la calidad del vapor de agua para el mejor de los casos.

Variación de Calidades @ $P_{sat}=425.67 P_{sia}$ y $T_{sat}=450$ °F					
T_{iny} (°F)	F.R. (%)	N_{po} (Bbls)	W_i (Bbls)	F_{ob} (Bbls)	X BW/BFO
0.75	37.61	1368243	119000	12033.5	9.889
0.8	37.93	1379768	115258	12100.7	9.525
0.85	38.10	1386152	111205	12105.1	9.187
0.9	38.80	1411627	109255	12315.2	8.872
0.95	39.73	1445450	108715	12674.7	8.577
1	40.12	1459545	108007	13009.8	8.302

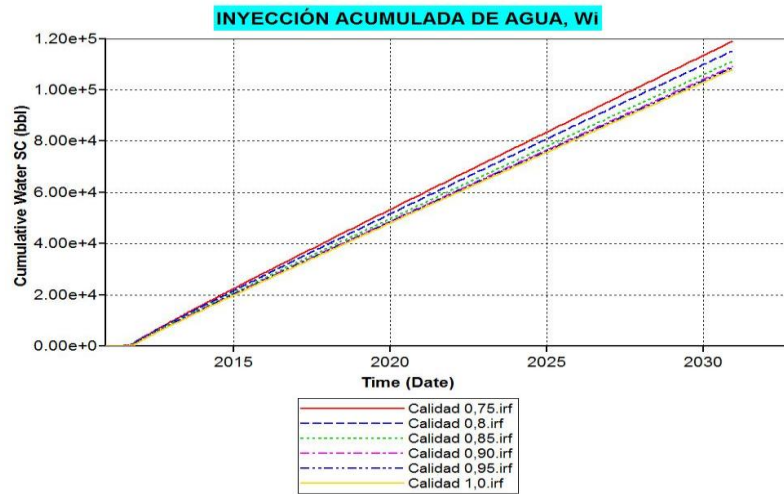
Gráfica 18. Comportamiento de los parámetros de evaluación la variación de calidades en el mejor caso optimizado.



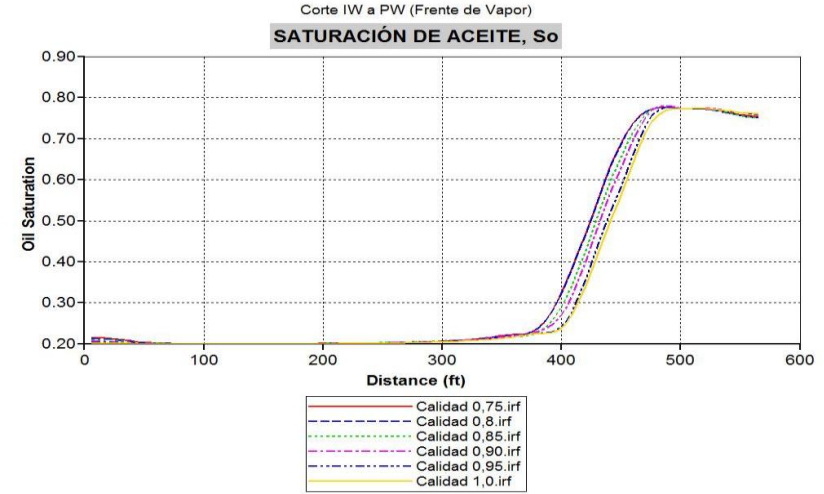
(a)



(h)



(c)



(d)

Result report - CMG

Los parámetros de evaluación no son muy sensibles a los cambios de calidad ya que se observa que sus curvas se comportan de manera muy similar pero ya que el objetivo es determinar el caso optimizado evaluaremos las pequeñas diferencias encontradas en las gráficas anteriores.

Se puede apreciar allí que la relación entre la calidad y el factor de recobro es directa de tal manera que al aumentar la calidad desde 0.75 hasta 1.0, de líquido saturado a vapor saturado el factor de recobro aumenta del 37% al 40% respectivamente (ver gráfica 18). Pero hay que tener en cuenta que normalmente, el vapor que se utiliza en los procesos de inyección de vapor es húmedo, ya que puede transportar más calor que el agua caliente y además es capaz de mantener en solución las impurezas sólidas que de otra manera se depositarían en las calderas o en cualquier otro equipo del sistema de generación de vapor, reduciendo así su eficiencia y vida útil.

Con base al análisis anterior y determinar que la diferencia de producción acumulada entre la calidad de 0.95 y 1.0 es de 14 MBO, la diferencia entre la cantidad acumulada de combustible consumido es 335 BFO favoreciendo a la calidad de 0.95 y permitiendo mitigar el problema relacionado a la precipitación de impurezas y formación de "scale" será seleccionado como caso óptimo para ser desarrollado en un proyecto de recobro térmico por inyección de vapor continua bajo las condiciones actuales de yacimiento y fluidos utilizadas en la prueba piloto el siguiente caso:

"Presión de inyección igual 425.267 Psi correspondiente a una temperatura de saturación igual a 450°F y una calidad de 0.95"

4 ANÁLISIS ECONÓMICO

Para determinar la rentabilidad de los casos simulados se tuvo que tener en cuenta los siguientes parámetros.

• *Precio del barril de crudo:* Para efectos prácticos se considera el precio de venta del petróleo pesado usado para el desarrollo del proyecto como:

$$\text{Precio del Petróleo} = 30 \frac{\text{US\$}}{\text{Bbl}}$$

• *Costos totales por pozo:* Los costos por pozo ya sea productor o inyector de manera general relacionan todos los gastos necesarios para poner en funcionamiento cual sea de estos:

$$\text{Pozo Productor Horizontal} = 2'000.000 \text{ US\$}$$

$$\text{Pozo Inyector} = 800.000 \text{ US\$}$$

• *Costos asociados al proyecto de recuperación térmica:* en éstos se tendrán en cuenta los costos de los equipos, accesorios, líneas de superficie y demás aditamentos necesarios para dar inicio y duración a la inyección de vapor como método de recuperación térmica a utilizar. Se relacionará el costo de inyectar un barril de agua:

$$\text{Agua en forma de Vapor Inyectada} = 5 \frac{\text{US\$}}{\text{Bbl}}$$

Es importante resaltar que se está inyectando vapor a diferentes temperaturas desde condiciones de saturación, 500°F, 600°F y 700°F lo que produce mayores consumos de energía y por ende de combustible en este caso fuel oil. Para los casos tratados en este proyecto es necesario establecer un límite económico para cada uno de estos y evaluar si es rentable o no la realización del proyecto.

Una de las premisas a tener en cuenta es que se considerará una tasa de interés de oportunidad para el proyecto del 20%, lo cual es la rentabilidad mínima que se dispone a obtener.

4.1 ANÁLISIS CASO EN FRÍO

Para el montaje inicial del caso en frío se tiene en cuenta que esta prueba piloto está constituida por 4 pozos productores horizontales, por ende los costos de este caso están dados de la siguiente manera. Ver tabla 23.

Tabla 23. Análisis económico caso en frío.

COSTOS			
<i>Descripción</i>	<i>Valor Unitario (US\$)</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Valor Total (US\$)</i>
<i>Pozos Productores Horizontales</i>	\$ 2,000,000	4	\$ 8,000,000
INGRESOS			
<i>Descripción</i>	<i>Valor Unitario (US\$)</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Valor Total (US\$)</i>
<i>Producción de Petróleo Acumulada</i>	\$ 30	115616	\$ 3,468,480
UTILIDAD =			-\$ 4,531,520

Los resultados obtenidos indican una utilidad negativa lo que representa pérdidas de dinero, de donde se puede concluir que este proyecto no es rentable, para condiciones del yacimiento naturales sin ningún tipo de recuperación térmica.

4.2 RELACIÓN DE VAPOR ACUMULADO ACEITE ACUMULADO (CSOR)¹⁰

Este parámetro CSOR representa la relación entre los barriles equivalentes acumulados de agua inyectados como vapor, por cada barril acumulado de aceite producido. Este parámetro es una de las formas para evaluar la eficiencia y el límite económico de un proyecto.

$$CSOR = \frac{N_{iw}}{N_{po}}$$

N_{iw} = Volumen equivalente de agua acumulada en forma de vapor.

N_{po} = Volumen de producción de aceite acumulada (MMSTB).

Para hallar el límite económico de la relación vapor inyectado acumulado por petróleo producido acumulado $CSOR_{EL}$, se trabajó asumiendo los valores o costos mostrados en la parte inicial del capítulo. El $CSOR_{EL}$ fue hallado mediante las siguientes fórmulas:

$$CSOR_{EL} = \frac{N_{inj}}{N_{po}} = \frac{\text{precio neto de petróleo (US\$)}}{\text{precio vapor (US\$)}}$$

$$\text{precio neto de petróleo (US\$)} = \text{precio petróleo (US\$)} * (100 - \text{utilidad (\%)})$$

Reemplazando se obtuvo:

$$\text{precio neto de petróleo (US\$)} = 30 * (100 - 20)$$

$$\text{precio neto de petróleo (US\$)} = \text{US\$}24$$

$$CSOR_{EL} = \frac{24}{5} = 4.8$$

Este valor de $CSOR_{EL}$ será el tenido en cuenta como límite económico para evaluar los casos simulados, siendo no rentables aquellos casos que presenten valores superiores al 4.8 hallado.

4.3 ANÁLISIS CASO DE $P_{iny}= 247.57$ psia PARA DIFERENTES TEMPERATURAS.

Para este caso y los otros donde se aplique la inyección de vapor habrá unos costos iniciales de mayores que el caso en frío por efecto de la perforación del pozo inyector que serán los siguientes:

Tabla 24. Costos iniciales para el proyecto de inyección de vapor continua.

COSTOS INICIALES			
<i>Descripción</i>	<i>Valor Unitario (US\$)</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Valor Total (US\$)</i>
<i>Pozos Productores Horizontales</i>	\$ 2,000,000	4	\$ 8,000,000
<i>Pozo inyector</i>	\$ 800,000	1	\$ 800,000
<i>Total=</i>			\$ 8,800,000

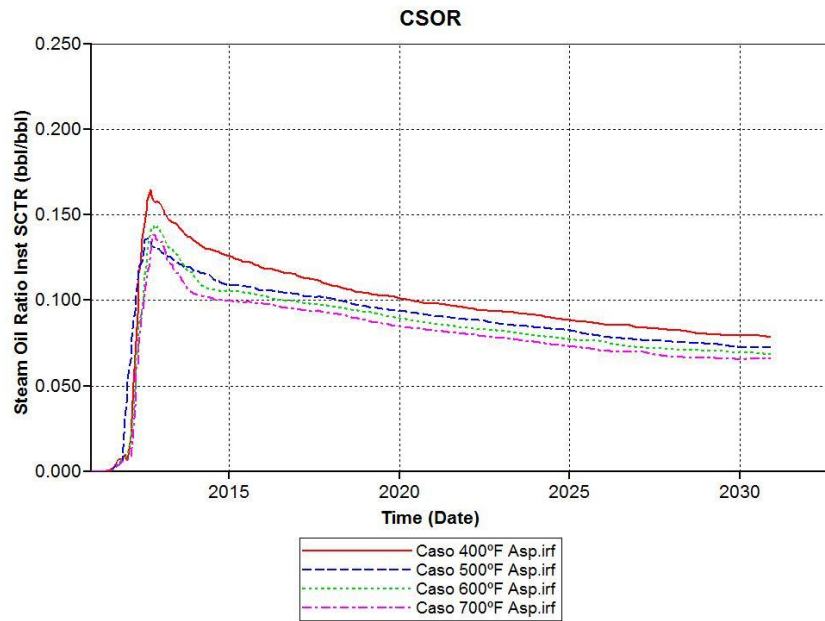
Tabla 25. Costos y precios de venta relacionados al proyecto.

<i>Precio de Venta del Barril de Petróleo</i>	\$ 30
<i>Precio del barril de Fuel Oil Quemado</i>	\$ 30
<i>Costos de Inyección de Barril Agua</i>	\$ 5
<i>Costos iniciales</i>	\$ 8,800,000

Tabla 26. Análisis económico de los casos para $P_{iny}=247.57$ psi

Caso $p_{sat}= 247.57$ psi con asp							
$T_{iny}(^{\circ}F)$	N_{po} (Bbls)	W_i (Bbls)	F_{ob} (Bbls)	N_{po} Neto (Bbls)	Costos	Ingresos	Utilidad
400	837878	39675	4705.7	833172	\$ 8,998,375	\$ 24,995,167	\$ 15,996,792
500	811809	34206	4248.2	807561	\$ 8,971,029	\$ 24,226,818	\$ 15,255,789
600	792632	30727	3987.9	788644	\$ 8,953,637	\$ 23,659,335	\$ 14,705,697
700	771694	27380	3706.5	767988	\$ 8,936,900	\$ 23,039,628	\$ 14,102,728

Gráfica 19. CSOR para el caso $P_{inv}=247.57$ psi con asfaltenos.



Result report - CMG

Se puede observar que todos los casos ofrecen una utilidad por encima de la estimada como mínima, lo que se verifica con la gráfica 19 donde se relaciona el CSOR y este nunca es mayor que $CSOR_{EL}$. Lo que nos indica que cualquiera de los casos anteriores es rentable.

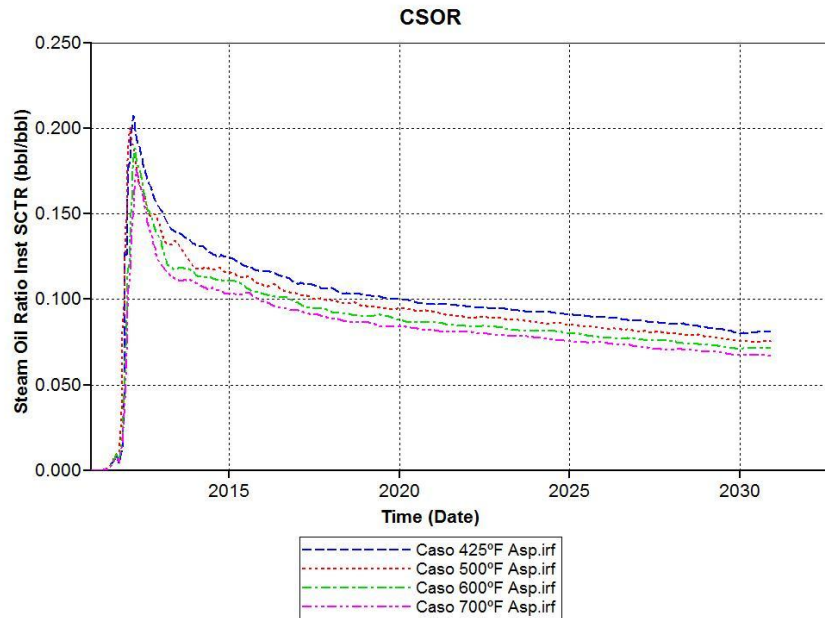
4.4 ANÁLISIS CASO DE $P_{INV}= 327.214$ psia PARA DIFERENTES TEMPERATURAS.

Los costos iniciales son los reportados en la tabla 23, al igual que los reportados en la tabla 24, finalmente el análisis económico para este caso se encuentra en la tabla 27.

Tabla 27. Análisis económico de los casos para $P_{inv}=327.214$ Psi

Caso $P_{sat}= 327.214$ psi con asp							
$T_{inv}(^{\circ}F)$	N_{po} (Bbls)	W_i (Bbls)	F_{Ob} (Bbls)	N_{po} Neto (Bbls)	Costos	Ingresos	Utilidad
425	1049437	62261	7436.4	1042000	\$ 9,111,306	\$ 31,260,014	\$ 22,148,708
500	1032258	56979	7044.3	1025213	\$ 9,084,895	\$ 30,756,397	\$ 21,671,502
600	984248	49218	6359.8	977888	\$ 9,046,088	\$ 29,336,642	\$ 20,290,554
700	939269	42838	5774.8	933495	\$ 9,014,188	\$ 28,004,841	\$ 18,990,653

Gráfica 20. CSOR para el caso $P_{iny}=327.214$ psi con asfaltenos.



Result report - CMG

Como análisis para este caso se puede decir de nuevo que todos los casos ofrecen una utilidad por encima de la estimada como mínima, lo que se verifica con la gráfica 20 donde se relaciona el CSOR y este nunca es mayor que $CSOR_{EL}$. Lo que nos indica que cualquiera de los casos anteriores es más rentable que los casos anteriores a una presión más baja.

4.5 ANÁLISIS CASO DE $P_{INY}= 425.267$ psia PARA DIFERENTES TEMPERATURAS.

Los costos iniciales son los reportados en la tabla 23 al igual que los reportados en la tabla 24, finalmente el análisis económico para este caso se encuentra tabulado a continuación.

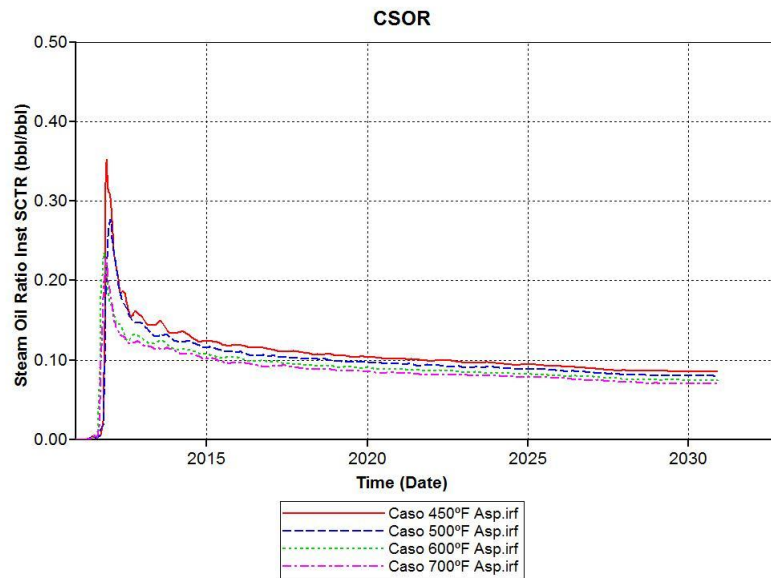
Tabla 28. Análisis económico de los casos para $P_{iny}=425.267$ psi

Caso $p_{sat}= 327.214$ psi CON Asp							
$T_{iny}(^{\circ}F)$	N_{po} (Bbls)	W_i (Bbls)	F_{ob} (Bbls)	N_{op} Neto (Bbls)	Costos	Ingresos	Utilidad
450	1459545	108007	13009.8	1446535	\$ 9,340,034	\$ 43,396,060.51	\$ 34,056,027
500	1348350	90146	11110.2	1337240	\$ 9,250,728	\$ 40,117,190	\$ 30,866,463

Tabla 28 (continuación)

600	1310245	80643	10389.7	1299855	\$ 9,203,217	\$ 38,995,651	\$ 29,792,435
700	1241909	70602	9490.6	1232418	\$ 9,153,011	\$ 36,972,549	\$ 27,819,538

Gráfica 21. CSOR para el caso $P_{inv}=425.267$ psi con asfaltenos.



Result report – CMG

Como análisis para este caso se puede decir de nuevo que todos los casos ofrecen una utilidad por encima de la estimada como mínima, lo que se verifica con la gráfica 21 donde se relaciona el CSOR y este nunca es mayor que $CSOR_{EL}$. Lo que indicó que cualquiera de los casos anteriores es más rentable que los casos anteriores a una presión más baja.

Se verifica que para en estos casos se encuentra el produce más rentabilidad aquel que fue escogido como el mejor caso evaluado por su alto factor de recobro y corroborado con su más alta rentabilidad cercana a los 34 millones de US\$.

¹⁰ MURILLO ANDRADE, Edgar Andrés, NIVIA MANRIQUE, Oscar Andrés. Análisis de la Simulación de Yacimientos de Crudo Pesado Usando un Simulador Termal Mediante la Técnica de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (Sagd). Neiva: Universidad Surcolombiana de Neiva. Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos. 2009.

CONCLUSIONES

- El aumento de la temperatura influye negativamente en la producción neta del proyecto piloto, debido a que al aumentar la temperatura de inyección aumenta la cantidad de sólidos precipitados dentro del yacimiento.
- Se determinó que inyectar a unas temperaturas elevadas pero iguales a las condiciones de saturación, es proporcional a un mejor recobro debido al soporte de presión.
- El caso óptimo se evaluó a diferentes calidades y se obtuvo que el cambio de calidad afecta muy poco el factor de recobro neto, ya que el factor de recobro no es tan sensible a los cambios de calidad.
- La inyección de vapor en condiciones sobrecalentadas ocasiona que éste circule preferencialmente por las zonas superiores del yacimiento por efecto de las densidades, ocasionando un barrido ineficiente.

RECOMENDACIONES

- Para mitigar los efectos de la precipitación de los asfaltenos se recomienda que la temperatura de inyección esté próxima o cercana a la presión de saturación, a la temperatura de inyección determinada.
- Para obtener un factor de recobro alto se recomiendan presiones altas, siempre y cuando la presión y temperatura se encuentre en el punto de saturación
- Para próximas investigaciones sobre este tipo de modelo, se sugiere hacer las pruebas de los puntos de precipitación con base al crudo de estudio, ya que la que se supuso en esta tesis de grado fue con base a otro con características similares.

BIBLIOGRAFIA

¹ SCHLUMBERGER. La Importancia del Petróleo. Otoño 2006. Disponible en la internet: URL:

http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/heavy_oil.ashx

³ G.P.A. Estudios y Servicios Petroleros S.R.L. Norma técnica N° 63. Disponible en la internet: URL:

http://www.oilproduction.net/cms/files/GPA_Nota_Tecnica_63.pdf.

⁴ ALVARADO A. Douglas, BANZER S. Carlos. Recuperación Térmica del Petróleo. Caracas 2002

⁵ SEPULVEDA GAONA Jario Antonio, PINZON TORRES, Carmen, BONILLA CAMACHO, Luis Fernando. Comportamiento de Fases en Sistemas de Hidrocarburos. 1 ed Neiva 2007

⁶ OSPINO CARO, Teddys Guillermo. Aspectos Generales del Daño de Formación por Depositación de Asfaltenos en Yacimientos de Petróleo. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Medellín: Universidad Nacional de Medellín. Facultad de Minas. Departamento de Ingeniería de Petróleos, 2009. 41p.

⁷ COMPUTER MODELLING GROUP. Winprop. Phase Property Program. Version 2009. Pág 176.

⁸ COMPUTER MODELLING GROUP. Winprop. Phase Property Program. Version 2009. Pág 65.

⁹ COMPUTER MODELLING GROUP. Stars. Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator. Version 2009. Pág 957.

¹⁰ MURILLO ANDRADE, Edgar Andrés, NIVIA MANRIQUE, Oscar Andrés. Análisis de la Simulación de Yacimientos de Crudo Pesado Usando un Simulador Termal Mediante la Técnica de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (Sagd). Neiva: Universidad Surcolombiana de Neiva. Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos.2009.