

UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

**Evaluación técnica de la inyección de vapor en forma
continua en un campo de crudo pesado con alta saturación
de agua inicial y empuje hidráulico. Cuenca de los Llanos
Orientales, Colombia.**

Claudia Fernanda Reina Laiton

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía
Medellín, Colombia
2017

Evaluación técnica de la inyección de vapor en forma continua en un campo de crudo pesado con alta saturación de agua inicial y empuje hidráulico. Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia.

Claudia Fernanda Reina Laiton

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería de Petróleos

Director:
Ph.D. Juan Manuel Mejía Cárdenas

Línea de Investigación:
Modelamiento y Simulación de Sistemas Dinámicos en Medios Porosos
Grupo de Investigación:
Grupo de Investigación en dinámicas de flujo y transporte en medios porosos

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía
Medellín, Colombia
2017

A Dios y a mi familia por ser siempre mi fuerza y mi mayor motivación.

“Cuando hayamos descubierto las leyes que rigen la vida, nos daremos cuenta de que el hombre de acción se ilusiona más que el soñador.”

Oscar Wilde

Agradecimientos

El esfuerzo, el compromiso y la dedicación son claves para que esta etapa educativa haya culminado con éxito, pero sin la ayuda de Dios y el apoyo de mi familia, esto no hubiese sido posible; a ellos agradezco infinitamente.

Manifiesto mi gratitud a Pacific Exploration & Production Corp. por permitirme llevar a cabo el estudio en sus campos, sin duda un factor fundamental para el desarrollo de este proyecto. Además exalto la labor de mi director de tesis Ph.D. Juan Manuel Mejía Cárdenas, quien con su guianza me permitió aprender y enfocar este trabajo por el rumbo adecuado. Por último y no menos importante, quiero agradecer a todas aquellas personas que a nivel profesional han impactado en mí e indirectamente en la realización de este texto.

Resumen

La extracción de crudo pesado en la Cuenca de los Llanos Orientales es un reto constante para la industria, no solo por la presencia de un acuífero activo de fondo sino por las características generales de las zonas productoras allí presentes. Esto ha llevado a las empresas a considerar métodos extractivos más efectivos, como técnicas de recobro mejorado, pero las limitaciones económicas y los riesgos que acometen, permiten que herramientas a bajo costo como la simulación de yacimientos, puedan estimar las condiciones operativas del proceso y su viabilidad técnica. El modelo de simulación planteado para evaluar los casos de predicción para la producción en frío y en caliente (posterior a la inyección continua de vapor), está construido a partir del modelo estático y la información histórica del campo obtenida hasta el momento. Las condiciones operacionales de la inyección de vapor se han mantenido constantes, tal que la calidad de vapor, la presión de inyección y la tasa de extracción no cambian en los diferentes escenarios estimados. Con variaciones en arreglos (5 y 7 puntos invertido), tasa de inyección y espaciamiento de pozos y las más de 100 corridas realizadas para obtener los resultados presentados, se ha determinado que la inyección de vapor de forma continua puede ser viable técnicamente como mecanismo de recobro mejorado en arenas de alta saturación de agua inicial y con un acuífero activo de fondo. Además, se identifica que la continuidad del yacimiento entre el pozo inyector y los pozos productores es un aspecto crítico para este proceso de recobro térmico, reconociendo la importancia y el efecto que tienen el espaciamiento de los pozos y la configuración de los mismos, sobre la producción obtenida. No obstante, dado las altas relaciones vapor-petróleo acumulado, otras tecnologías en conjunto con la inyección de vapor deben evaluarse para optimizar el proceso.

Palabras clave: simulación, crudo pesado, inyección continua de vapor.

Contenido

	Pág.
Resumen	IX
Lista de figuras	XIII
Lista de tablas	XV
Lista de Símbolos y abreviaturas	XVI
Introducción	1
1. Marco teórico	5
1.1 Inyección continua de vapor.....	7
1.2 . Conceptos de energía.....	9
1.2.1 Temperatura.....	9
1.2.2 Calor.....	9
1.2.3 Capacidad Calorífica.....	9
1.2.4 Capacidad calorífica volumétrica total.....	9
1.2.5 Calor Latente de vaporización (Lv).....	10
1.2.6 Calor Sensible.....	10
1.2.7 Conductividad Térmica.....	10
1.2.8 Difusividad térmica (α).....	11
1.2.9 Entalpía (H, h).....	11
1.2.10 Presión de vapor o presión de saturación.....	11
1.2.11 Calidad del vapor.....	12
1.2.12 Energía potencial gravitacional (E_g).....	12
1.2.13 Energía cinética (E_k).....	12
1.2.14 Energía total (E_T).....	12
1.2.15 Viscosidad del aceite dependiente de la temperatura.....	12
1.3 . Mecanismos de transferencia de Calor.....	13
1.3.1 Conducción térmica.....	13
1.3.1 Convección.....	13
1.3.1 Radiación.....	15
1.4 . Transferencia de Masa.....	15
1.4.1 Difusión molecular.....	15
1.4.2 Difusión por convección.....	16
1.5 . Modelamiento del proceso en el simulador.....	16
1.5.1 Método de solución.....	17
2. Construcción del modelo de simulación sectorizado	19
2.1 Descripción general del modelo estático.....	19

XII Evaluación técnica de la inyección de vapor en forma continua en un campo de crudo pesado con alta saturación de agua inicial y empuje hidráulico. Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia.

2.2	Propiedades de la roca y los fluidos	21
2.3	Propiedades térmicas	24
2.4	Elección del modelo térmico de los fluidos	24
2.5	Inicialización del modelo	26
2.6	Definición del acuífero	27
2.7	Ajuste histórico	27
3.	Estimación del Factor de Recobro	31
3.1	Análisis de Resultados: Producción en Frio.....	32
3.1.1	Caso 1	32
3.1.2	Caso 2	34
3.1.3	Caso 3	36
3.2	Análisis de Resultados: Producción en caliente.....	39
3.2.1	Caso 4	39
3.2.2	Caso 5	41
3.2.3	Caso 6	47
3.2.4	Caso 7	49
3.2.5	Caso 8	52
3.2.6	Caso 9	55
3.3	Resumen de resultados	57
4.	Conclusiones y recomendaciones	63
4.1	Conclusiones	63
4.2	Recomendaciones	64
	Bibliografía.....	65

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1. Esquema de un proceso de inyección continua de vapor.	8
Figura 1-2. Perfiles de Temperatura resultantes de la convección y conducción.	14
Figura 2-1. Modelo estático, distribución de facies.	20
Figura 2-2. Modelo estático del sector de simulación, distribución de facies.	20
Figura 2-3. Curvas de permeabilidad relativa disponibles.	22
Figura 2-4. Curva de flujo fraccional. Roca tipo 1 y tipo 2.	23
Figura 2-5. Comportamiento de la viscosidad del crudo vivo a diferentes temperaturas a presión de yacimiento.	25
Figura 2-6. Descripción de un Modelo de Fluidos Térmico – Crudo vivo.	26
Figura 2-7. Distribución de Saturación de Agua durante la inicialización.	27
Figura 2-8. Curvas de Permeabilidad Relativa usadas durante el ajuste histórico.	28
Figura 2-9. Ajuste histórico de producción del sector.	29
Figura 3-1. Distribución 5 Puntos Invertido – Pozos Verticales – 125 mt (Caso 1).	32
Figura 3-2. Distribución de la Saturación de Agua al 2025 – Área de Influencia de la perforación (Caso 1).	33
Figura 3-3. Predicción Perforación de pozos verticales (Caso 1).	33
Figura 3-4. Distribución 7 pozos Invertido – Pozos Verticales – 225 mt (Caso 2).	34
Figura 3-5. Distribución de la saturación de agua al 2025 – Área de Influencia de la perforación (Caso 2).	35
Figura 3-6. Predicción perforación de pozos verticales (Caso 2).	35
Figura 3-7. Distribución 5 pozos invertido – Pozos horizontales – 225 mt (Caso 3).	36
Figura 3-8. Distribución areal de la saturación de agua al 2025 – Pozos horizontales (Caso 3).	37
Figura 3-9. Distribución vertical de la saturación de agua al 2025 – Pozos horizontales (Caso 3).	37
Figura 3-10. Predicción perforación de pozos horizontales (Caso 3).	38
Figura 3-11. Comparación producción acumula de aceite en frio – Diferentes configuraciones.	38
Figura 3-12. Corte transversal del patrón de 5 puntos invertidos – Perfil de viscosidad al 2022 (Caso 4).	39
Figura 3-13. Perfil de viscosidad al 2022 – Pozos verticales 125 mt (Caso 4).	40
Figura 3-14. Saturación de gas desde el pozo inyector – Patrón de 5 puntos invertido al 2022 (Caso 4).	40
Figura 3-15. Comportamiento de la temperatura por pozo con el tiempo (Caso 4).	41
Figura 3-16. Distribución de la viscosidad – 225 mt Pozos verticales- 400 Ton/día al 2020 (Caso 5).	42
Figura 3-17. Saturación de gas desde el pozo Inyector – Patrón de 5 puntos Invertido al 2020 (Caso 5).	42
Figura 3-18. Producción de vapor por pozo contra tiempo (Caso 5).	43
Figura 3-19. Iso-superficies de temperatura desde el pozo inyector – Patrón de 5 puntos invertido al 2020 (Caso 5).	43
Figura 3-20. Comparación producción acumulada Vs. SOR a diferente tasa de vapor inyectado (240 ton/día Vs 400 ton/día) (Caso 5).	44

Figura 3-21. Comparación producción en frío Vs. inyección continua de vapor – patrón de 5 puntos invertido (240 ton/día Vs 400 ton/día) (Caso 5).....	45
Figura 3-22. Avance del frente de calor y producción acumulada de aceite contra tiempo por pozo productor.	46
Figura 3-23. Configuración del patrón 7 puntos invertido – 225 mt (Caso 6).....	47
Figura 3-24. Distribución de la Viscosidad al 2025 (Caso 6).....	47
Figura 3-25. Distribución de la saturación de fluidos al 2025. Patrón 7 puntos invertido. 240 Ton/día (Caso 6).	48
Figura 3-26. Perfil de Temperatura contra Tiempo –240 Ton/día (Caso 6).	49
Figura 3-27. Perfil de Temperatura vs Tiempo por pozo – 240 Ton/día (Caso 7).....	49
Figura 3-28. Comparación perfil de Temperatura vs Tiempo por pozo – 240 Ton/día (Caso 7).....	50
Figura 3-29. Comparación: relación de vapor aceite acumulada – a 240 Ton/día y 400 Ton/día (Caso 7). ...	50
Figura 3-30. Comportamiento de la Temperatura y Producción Acumulada Pozo a Pozo (Caso 7).	51
Figura 3-31. Comparación producción acumulada de petróleo Vs. SOR – 240 y 400 Ton/día (Caso 7).	52
Figura 3-32. Comparación de la producción acumulada producción en frío e inyección de vapor a 240 Ton/día y 400 Ton/día (Caso 7).....	52
Figura 3-33. Arreglo 5 puntos invertido con pozos horizontales (Caso 8).	53
Figura 3-34. Distribución de saturaciones a 2025 - 240 Ton/día (Caso 8).	54
Figura 3-35. Distribución de la viscosidad a 2025 - 240 Ton/día (Caso 8).	54
Figura 3-36. Perfil de Temperatura Vs. Tiempo - 240 Ton/día (Caso 8).	54
Figura 3-37. Comparación del perfil de temperatura y producción acumulada Vs. Tiempo por pozo productor. Sensibilidad 240 Ton/día y 400 Ton/día (Caso 9).	55
Figura 3-38. Tasa de producción de vapor Vs. Tiempo por pozo. Para 240 Ton/día y 400 Ton/día (Caso 9).56	56
Figura 3-39. Comportamiento de la relación vapor-petróleo acumulada vs producción acumulada (Caso 9).56	56
Figura 3-40. Comparación producción acumulada de petróleo – Patrón de 5 puntos invertido- Pozos horizontales	57
Figura 3-41. Distribución de la energía con el tiempo con la inyección de vapor a 240 Ton/día para los diferentes arreglos.	58
Figura 3-42. Pérdidas de calor contra el tiempo – Casos de Predicción.	58
Figura 3-43. Tasa de producción de Vapor – Casos de Predicción.	59
Figura 3-44. Iso-superficies de temperatura para cada arreglo evaluado a 240 Ton/día	59
Figura 3-45. Comparación de la Tasa de producción en las diferentes predicciones y sensibilidades.....	60

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 2-1. Propiedades generales del yacimiento.....	21
Tabla 2-2. Propiedades del agua de formación.....	21
Tabla 2-3. Propiedades del aceite de formación.	21
Tabla 2-4. Resumen de la información obtenida a partir de las curvas permeabilidades relativas.	23
Tabla 2-5. Propiedades térmicas de la roca.....	24
Tabla 2-6. Resultados de la inicialización del modelo.	26
Tabla 2-7. Propiedades del acuífero.....	27
Tabla 3-1. Resumen Casos de Predicción.....	31
Tabla 3-2. Resumen de Resultados Casos y Sensibilidades.....	61

Lista de Símbolos y abreviaturas

Símbolos

Símbolo	Término
g	Aceleración de la gravedad
STB	Barril de tanque de almacenamiento
bbl	Barriles
BFPD	Barriles de fluido por día
BOPD	Barriles de petróleo por día
bpd	Barriles por día
x	Calidad del vapor
L_v	Calor Latente de vaporización
q	Calor por conducción
$H_{sensible}, h_w$	Calor sensible
u	Capacidad calorífica
C_p	Capacidad calorífica medida a presión constante
C	Capacidad calorífica medida a volumen constante
C_v	Capacidad calorífica volumétrica (C por la densidad "bulk")
M_f	Capacidad calorífica volumétrica del fluido.
M_R	Capacidad calorífica volumétrica total
cm	Centímetros
cP	Centipoise
k	Coefficiente conductividad térmica del material
D	Coefficiente de difusión
h_c	Coefficiente de transferencia de calor del fluido
λ_R	Conductividad térmica
σ	Constante de Stefan-Boltzmann (1,713x10 ⁻⁹ Btu/ft ² h °R)
∂	Delta: cambio
ρ	Densidad
D	Difusividad térmica
h	Distancia, altura, espesor
ε	Emisividad adimensional de la superficie.
E_k	Energía cinética
U	Energía interna
E_g	Energía potencial gravitacional
E_T	Energía total
H, h	Entalpía
$u_{\lambda,x}$	Flujo de calor por conducción en términos de la velocidad Darcy para la dirección x
$u_{C,x}$	Flujo de calor por convección en la dirección x
$u_{e,x}$	Flujo total de calor debido al movimiento de un fluido en una dirección x
f_g	Fracción volumétrica de cuarzo en la arena
lbm	Libra masa

Símbolo	Término
l	Litro
m	Masa
mt	Metro
μm	Micrómetros
mD	Milidarcy
mg	Miligramos
MM	Millones
K	Permeabilidad absoluta
K_o	Permeabilidad efectiva al aceite
K_w	Permeabilidad efectiva al agua
K_r	Permeabilidad relativa
ft	Pie
SCF	Pies cúbicos estándar
ϕ	Porosidad
P	Presión
S	Saturación
,	Separador de decimales
.	Separador de miles
v_T	Tasa de avance de un frente de calor convectivo
T	Temperatura
Ton	Tonelada
ϕ	Velocidad
v	Velocidad Darcy
μ	Viscosidad
V	Volumen

Subíndices

Subíndice	Término
o	Petróleo
w	Agua
s	Vapor
g	Gas
l	Líquido
r	Reservorio
r	Residual
0	Inicial, cero
irr	Irreducible
x	Indica dirección eje

Abreviaturas

Abreviatura	Término
EOR	Enhanced Oil Recovery
SPE	Society of Petroleum Engineers
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
OOIP	Original Oil In Place
PETREL	Petrel E&P Software Platform - Schlumberger

XV Evaluación técnica de la inyección de vapor en forma continua en un campo de crudo pesado con
III alta saturación de agua inicial y empuje hidráulico. Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia.

Abreviatura	Término
ECLIPSE	ECLIPSE Industry-Reference Reservoir Simulator - Schlumberger
e.j.	Ejemplo
Pyac	Presión de yacimiento
T°yac	Temperatura de yacimiento

Introducción

La volatilidad que ha sufrido el precio del petróleo en el mundo, y la necesidad constante de las compañías operadoras por mantener a flote su producción, ha incentivado la búsqueda e implementación de tecnologías eficientes y rentables para la extracción del crudo. En términos generales, el petróleo original en sitio recuperable por métodos convencionales se estima cercano al 30% del volumen total del reservorio, además es posible incrementar reservas mediante (i) la incorporación de volúmenes nuevos a partir de actividad exploratoria, (ii) la delimitación de campos, (iii) el desarrollo de los campos – e.j. implementación de recuperación secundaria y terciaria según sea el caso – y (iv) el análisis de nueva información de los campos existentes (Lake, Johns, Rossen, & Pope, 2014). Todo lo anterior, ha impulsado el uso de técnicas de recobro mejorado (EOR, por su nombre en inglés “Enhanced Oil Recovery”) principalmente en campos maduros, que hacen posible acceder a reservas adicionales importantes. Estos procesos involucran materiales o fuentes externas de energía, para con ellas recuperar el aceite que no puede ser producido por los métodos convencionales y busca de esta forma, optimizar la producción, incrementando el volumen de aceite en superficie y la eficiencia de barrido en el yacimiento mientras se disminuye la saturación de petróleo en el mismo.

En el marco de la industria petrolera mundial los procesos térmicos de extracción de petróleo cobran una importancia primordial que se ve reforzada por el tipo de crudo que caracteriza nuestras reservas en Colombia (petróleo pesado), el cuarto productor de petróleo de Latinoamérica (Energy Information Administration, 2017), y que al igual que otros países tiene la necesidad de incrementar su producción de hidrocarburos para compensar además, el impacto de la caída de los precios de petróleo a nivel mundial que ha afectado considerablemente su balanza fiscal. Sin embargo, para finales 2016 (Energy Information Administration, 2017), su producción diaria decayó en casi 200.000 bpd en comparación a cierre de 2015, disminución que coincide con la reducción de la inversión en el sector y el cierre de pozos por condiciones económicas. Con el desarrollo de los campos y los nuevos descubrimientos en crudos pesados, en Colombia, se espera que en el 2018 la producción de estos hidrocarburos contribuya en un 60% a la producción diaria del país (Energía Colombia, 2013), pero para alcanzar esta meta se hace necesario la implementación de procesos de recuperación secundaria y terciaria que si bien es cierto, han sido utilizados a gran escala en países como Venezuela, Trinidad y Tobago, China y Canadá, para Colombia aun implican incertidumbres y retos importantes pues las características de los yacimientos presentes ya hacen compleja su explotación bajo mecanismo de producción primario.

Los “Bloques de crudos pesados”, denominados así por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se encuentran ubicados (en su mayoría) en la cuenca de los Llanos Orientales. Esta cuenca involucra alrededor de 70 campos de petróleo, que producen, en general, de unidades de arenas no consolidadas provenientes del Paleógeno y están caracterizadas por su buena permeabilidad (Pardo, Barrero, Vargas, & Martínez, 2007). La dificultad en la producción de estos hidrocarburos, ha llevado a las compañías operadoras a realizar diferentes *screening*

tecnológicos (que consideran producción en frío, procesos químicos y térmicos) en busca de alternativas que pudiesen ser aplicadas a los campos. Gracias a esto se ha concluido que la aplicación de técnicas de recobro mejorado por métodos térmicos para disminuir la viscosidad del crudo al interior del yacimiento, es una alternativa a evaluar para incrementar la productividad de estos campos. Sin embargo, la aplicación de proyectos de recobro térmico en Colombia en los últimos años ha sido limitada a programas piloto, que no sobrepasan operaciones de inyección alterna de vapor en algunos campos de crudo pesado, principalmente en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena (Castro et al., 2010).

Estos métodos térmicos como la inyección cíclica o continua de vapor, la inyección de agua caliente, el calentamiento eléctrico y la combustión in situ son en general proyectos costosos que no superan en su mayoría los pilotos realizados en campo, sea por razones técnicas, económicas, o afectaciones propias al yacimiento. Así pues, mediante la simulación de yacimientos es posible considerar diferentes escenarios, disminuir los riesgos de incertidumbre del proceso y de esta forma verificar la viabilidad técnica y económica del mismo.

El screening tecnológico elaborado por la Compañía operadora para el Campo de crudo pesado en estudio, arroja que la inyección continua de vapor puede ser el método térmico a implementarse en campo, sin embargo, dadas las características del yacimiento, así como la presencia de un acuífero de fondo y el ambiente de depositación fluvial, donde el espesor y la intercalación de diferentes tipos de roca originan una incertidumbre que debe ser estimada antes de avanzar a una prueba piloto. En este orden de ideas, este trabajo pretende predecir el comportamiento de la inyección continua de vapor, mediante la simulación de yacimientos, en un sector de un campo de crudo pesado con arenas con alta saturación de agua y la presencia de un acuífero activo de fondo. Esto se realizará mediante la identificación y descripción de los fenómenos físicos de transferencia de masa y calor al interior del yacimiento presentes durante un proceso de inyección continua de vapor. Además, a través de un software comercial diseñando para evaluar procesos térmicos, se construirá un modelo numérico de simulación para un sector del campo en estudio, a partir del modelo estático actual del mismo. Una vez el modelo represente las condiciones históricas de producción, se sensibilizarán diferentes variables de incertidumbre de una manera técnicamente robusta para finalmente proponer diferentes escenarios que permitan evaluar la efectividad de esta tecnología de recobro, mediante la estimación del factor de recobro bajo la estrategia de producción en frío para compararlo con el factor de recobro obtenido después de la inyección continua de vapor.

Se espera que a partir de los casos de predicción planteados, exista una dependencia de la eficiencia del proceso respecto al tiempo y a la tasa de inyección. Además de que ocurran los mecanismos adecuados para que el incremento en la temperatura del yacimiento gracias a inyección continua del vapor, implique una reducción sustancial en la viscosidad del aceite, y que a su vez se traduzca en un aumento en la producción esperada. Se tiene presente que la continuidad del yacimiento entre el pozo inyector y los pozos productores es un aspecto crítico para la implementación de este método térmico, se reconoce también la importancia en el diseño del proyecto, del efecto que tiene el espaciamiento de los pozos y la configuración de los mismos.

Finalmente, la simulación de yacimientos es una herramienta poderosa para la optimización de variables y evaluación de diferentes escenarios, cuyo fin es perfeccionar las condiciones técnico-operacionales para llevar un proyecto posteriormente a campo, siempre y cuando el análisis económico lo ratifique. Esta es una primera etapa dentro de la evaluación de tecnologías de recobro mejorado en este yacimiento, la combinación de ésta

con tecnologías de punta tales como nanotecnología podría constituirse en una segunda etapa de investigación futura.

1. Marco teórico

Entender el proceso térmico de inyección continua de vapor es fundamental al momento de iniciar una simulación del mismo, por esto, se hace necesario conocer, además de la definición de recobro térmico y sus diferentes métodos, las interacciones que para el caso en estudio, tiene el vapor de agua inyectado con la roca yacimiento y los fluidos presentes en el mismo. Información que será presentada en este capítulo.

En general, la extracción térmica es un proceso por el cual intencionalmente se introduce calor dentro de las acumulaciones subterráneas de compuestos orgánicos con el propósito de producir combustibles fósiles por medio de pozos (Prats, 1987). Estos métodos, tienen como finalidad reducir la resistencia al flujo en el yacimiento mediante la disminución de la viscosidad del aceite, y se pueden clasificar en dos grupos según su mecanismo de acción, por un lado están los procesos que implican inyección de un fluido caliente y por otro, los mecanismos por los cuales se genera calor en el propio reservorio (procesos *in situ*). Otra clasificación que pueden tener estas técnicas extractivas, está dada según su finalidad, así pueden ser denominados desplazamientos térmicos o métodos de estimulación. En el desplazamiento térmico, el fluido se inyecta de forma continua desde un número determinado de pozos inyectoros para desplazar el aceite y producir en los pozos productores; en este proceso la presión requerida para mantener la presión del fluido aumenta las fuerzas impelentes, que a su vez favorecen un aumento en la tasa de flujo de aceite. Este tipo de desplazamiento requiere inyección de fluidos de un pozo a otro, por ende se hace fundamental garantizar, en lo posible, la continuidad de la arena en distancias mayores a las del espaciamiento de pozos. Por otro lado, el tratamiento por estimulación térmica toma en cuenta un único pozo para realizar trabajos de inyección de fluidos calientes de forma cíclica que actúan en la cara del mismo. La estimulación térmica en combinación con desplazamiento térmico puede ayudar además a la remoción de sólidos orgánicos de la formación (Prats, 1987).

Aunque se estima que entre el 3% y 5% de la producción mundial de petróleo proviene de la implementación de técnicas de recobro mejorado (Alvarado & Manrique, 2010), mucha de la actividad de las compañías en el tema no se publica por razones financieras y estratégicas de mercado, lo que llevaría a conclusiones erradas sobre la pericia que tiene la industria para el desarrollo e implementación de estos métodos.

Algunos antecedentes importantes sobre el desarrollo de técnicas de recobro térmico se presentan a continuación.

1865:	<p>Inicio de publicaciones sobre producción de calor en yacimientos. Perry y Warner (Perry & Warner, 1865) patentan el uso de calentadores de fondo de pozo para:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Disminuir viscosidad y aumentar producción de aceite. ▪ Mantener la temperatura del aceite mayor a la temperatura de fluidez para evitar la formación y deposición de orgánicos (parafinas y asfaltenos). ▪ Estimular la zona productiva y de vecindad inmediata.
1917:	<p>Lewis informa sobre procesos de combustión <i>in situ</i> involuntarios (Lewis, 1971), en procesos de inyección de aire donde su calidad se vio afectada (O₂ deficientes, N₂ bueno).</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Es un método de oxigenación de crudo que produce calor. ▪ El O₂ es absorbido por el aceite en su paso a través de la arena.
1920:	<p>Wolcott y Howard, consideran elementos clave para la combustión <i>in situ</i> efectiva.</p>
1923:	<p>Se emiten patentes para Wolcott y Howard (Wolcott, 1923)(Howard, 1923).</p>
1928:	<p>Lindsly, reporta el primer registro de inyección de gas caliente (Lindsly, 1928):</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Reconoce que el crudo se puede someter a <i>pirolisis</i>, los componentes livianos se despojan aumentando API y reduciendo la viscosidad.
1931-1932:	<p>Inicia inyección continua de vapor por 235 días, en 18 ft de espesor 380 ft de profundidad a 150-200 psi (Stoval, 1934) Woodson, Texas. Proyecto con la tasa de inyección fue de 35.000 bpd, Presión 52.500 lbm/día y 100-150 bpd por 4 horas cada día en los últimos 70 días.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ No se tiene registro de proyectos de inyección de vapor en los siguientes 20 años.
1933:	<p>1ª operación a gran escala de combustión subterránea en la URSS en vetas de carbón (Elder, 1963).</p>
1934:	<p>Campo Woodson, Texas. Piloto de 235 días de inyección continua de vapor, genera un aumento de ocho veces la tasa de producción (Stoval, 1934).</p>
1935:	<p>Chsov, URSS – realiza la 1ª prueba en campo inyectando gas caliente (Sheinman, Malofeev, & A.I., 1973).</p>
1942:	<p>E.W. Hartmann, documenta por primera vez el proceso en Estados Unidos (Bartlesville, Oklahoma), en cual consistía en irradiar 900°F a un yacimiento de agua por un intercambiador de fondo y que generó una respuesta exitosa en pozos distantes de 660ft (Gibbon, 1944).</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Resultados: <ul style="list-style-type: none"> ○ Aumento de la producción ○ Aumento en la tasa de flujo de gas ○ Aumento de la gravedad del crudo ○ Aumento en la temperatura de producción. <p>En el mismo año, el distrito de Ardmore inyecta aire caliente.</p>
1952	<p>Yorba Linda, California – Piloto de inyección de vapor exitoso. En la década de los 70's se divulgó su aplicación en crudos pesados (Stokes, 1974). gracias al aumento en los precios del barril de petróleo.</p>
1953:	<p>Desarrollo de investigaciones del laboratorio de Khun y Koch (Koch & Kuhn, 1953).</p>
1954:	<p>Publicaciones de Grant Szaz. Visualizaron una onda de calor móvil, es decir que el calor dejado atrás en la zona quemada sería llevado corriente abajo por el aire inyectado a temperatura ambiente (Grant & Szasz, 1954).</p>
1957:	<p>Ecopetrol inicia recobro térmico de Colombia.</p>
1958:	<p>Wilson et al. 1958 introdujo a aumentar el concepto de zonas secundarios de petróleo y vapor.</p>

1959:	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mene Grande, Venezuela – Piloto de Shell. Da inicio a la inyección alternada de vapor en pozos inyectoros que producen crudo después del cierre (Giusti, 1974). ▪ La utilización de reglas de escalamiento (Geertsma, Croes, & Schwartz, 1956) y modelos físicos a escala (Stegemeier, Laumbach, & Volek, 1980) desempeñaron un papel importante en el desarrollo de procesos de inyección de vapor.
1960 1965	Inicia inyección cíclica de vapor en el campo Kern River, California (Brelth & Kodl, 1990).
1968:	Dietz y Weijdema, muestran como los aspectos de recuperación de calor de la CIS reconocidos por Grant, pueden mejorar añadiendo agua al aire (Dietz & Weijdema, 1968).
1968	Schoonebeek, Holanda – Proyecto de inyección continua de vapor a gran escala exitoso (van Dijk, 1968).
1969	Tía Juana, Venezuela - Proyecto de inyección continua de vapor a gran escala exitoso (de Hann & Schenk, 1969).
1975	Campo Duri, Sumatra. Inicia piloto de inyección alternada de vapor, se convierte rápidamente en uno de los proyectos a gran escala más rentables del mundo, con un recobro cercano al 70% en algunas áreas del campo (Pearce & Megginson, 1991)(Jenkins, Waite, & Bee, 1997).

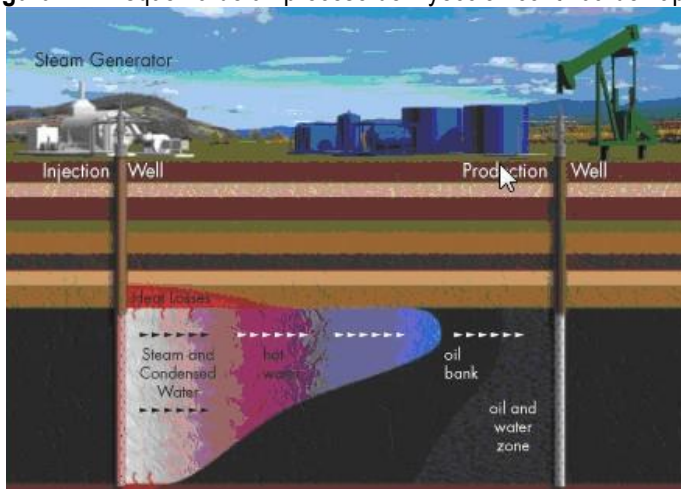
Aunque existen diversas técnicas de recuperación térmica, este trabajo trata únicamente la inyección continua de vapor, explicada a continuación.

1.1 Inyección continua de vapor

La inyección continua de vapor es un proceso de desplazamiento térmico, que consiste en inyectar vapor de agua de manera continua desde un pozo para desplazar hidrocarburos hacia los pozos productores. Este tipo de procesos se realizan generalmente en patrones (5, 7 ó 9 puntos) o en línea. El proceso en general cuenta con pozos inyectoros y productores y consiste en inyectar a la formación vapor que ha sido generado en superficie o con el uso de generadores especiales en fondo. Al interior de la formación, el vapor circula a través del espacio poroso donde se vaporizan ciertos hidrocarburos durante el lapso de tiempo previo a la temperatura de condensación; el crudo que no es movido por el vapor se mantiene a mayor temperatura. El frente de vapor avanza conjunto al frente de crudo, y se condensa fortuitamente gracias a las pérdidas de calor que ocurren hacia las formaciones vecinas. El agua condensada estará a la misma temperatura del vapor, generando a la vez un banco de condensado que favorece el empuje del aceite durante el lapso de tiempo que decae a la temperatura del yacimiento, momento desde el cual se agrega como influjo de agua. Esto define 3 zonas principales en el área de influencia del vapor: zona de vapor, zona de agua caliente y zona de agua fría (temperatura de yacimiento) (Figura 1-1).

Esta técnica térmica pretende aumentar la eficiencia volumétrica de barrido en medida que disminuye la viscosidad del crudo, y por ende acrecentar la eficiencia de desplazamiento (Willman, Valleroy, & Runberg, 1961). Esto lo logra gracias a la acción de 3 mecanismos de desplazamiento que actúan al interior del reservorio: la expansión térmica de fluidos del yacimiento, la reducción de la viscosidad del petróleo y la destilación con vapor, siendo este último el más importante. Se considera que pueden ocurrir otros fenómenos que contribuyen al recobro de petróleo, como: extracción con solventes, empuje por gas en solución y desplazamientos miscibles por efectos de la destilación por vapor (D. A. Alvarado & Banzér, 2002).

Figura 1-1. Esquema de un proceso de inyección continua de vapor.



Fuente: Production Support, Agosto, 2014.

La destilación con vapor se da en la zona de vapor, donde los componentes más livianos del crudo son vaporizados por la presencia de la fase gaseosa exógena a alta temperatura. Estos compuestos livianos del crudo son transportados por el vapor de agua hasta una región más fría del yacimiento creando bancos de baja viscosidad cerca del frente de condensación (Prats, 1987). En esta zona además, ocurre un empuje por gas que deja menos aceite residual en la zona barrida pero con más compuestos pesados de lo que inicialmente tenía; la temperatura del yacimiento es casi igual a la del vapor y solo se mueve el petróleo gaseoso que ha sido vaporizado mientras que la fase líquida del yacimiento permanece inmóvil (Finol P., 1978). La tasa de transporte de los componentes livianos disueltos en el crudo que queda en la zona de vapor y que se transfieren a la fase de vapor está controlada por la difusión y el flujo convectivo y se reduce a medida que la viscosidad del crudo aumenta.

En la zona caliente gobierna la expansión térmica del petróleo, donde el movimiento del crudo por el aumento de temperatura genera una reducción sustancial en la saturación residual del mismo al interior del reservorio.

Luego se encuentra la zona de agua fría, donde la recuperación de aceite está determinado principalmente por las propiedades térmicas del crudo, por lo cual se puede considerar para términos cuantificables, como un proceso similar al de 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. (Finol P., 1978).

Por otra parte, aunque existen condiciones favorables para la implementación de esta tecnología (alta porosidad, bajo costo del combustible, disponibilidad de pozos a usar pozos inyectoros y productores, la calidad del agua de inyección) se han determinado algunos criterios para que un proyecto de inyección continua de vapor pueda llegar a ser viable en algún momento:

- Presión del yacimiento, entre mayor sea, se incurre en mayores temperaturas y presiones de inyección, que finalmente se traduce en mayores costos de operación.
- Contenido de petróleo en sitio, conveniente del orden de 1.200 a 1.700 bbl/pie*acre con el fin de que el proyecto resulte económicamente rentable.
- Gravedad API del petróleo, entre 10° y 25 °API
- Viscosidad del petróleo, a temperatura del yacimiento debe ser menor a 1000 cp.

- Espesor de la formación, mayor a 30 pies para reducir pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes.
- Profundidad de la formación, inferior a 4000 pies con el fin de mantener moderadamente alta la calidad del vapor que llega a la formación.

1.2 . Conceptos de energía

1.2.1 Temperatura

Magnitud física definida como una manifestación de la energía cinética promedio de las moléculas de un material, debido a la agitación térmica (Prats, 1969). La temperatura no es energía, sino una medida del contenido de energía térmica de un material.

1.2.2 Calor

Forma de energía, definida también como el proceso de intercambio de energía térmica que se transfiere entre dos sistemas o un sistema y sus alrededores debido a una diferencia de temperatura. Del mismo modo se denomina calor a la energía en tránsito que se reconoce solo cuando se cruza la frontera de un sistema termodinámico (Bird, Stewart, & Lightfoot, 2006).

1.2.3 Capacidad Calorífica

Cantidad física medible que caracteriza la cantidad de calor requerida para cambiar la temperatura de una sustancia añadiendo calor. Se denomina C_v cuando esta capacidad es medida a volumen constante y C_p cuando se mide a presión constante. (Cengel & Boles, 2002)

$$C = \left(\frac{\partial h}{\partial T} \right) P \quad \text{Ecuación 1}$$

Como propiedades intensivas independientes del tamaño de la muestra, se derivan la capacidad calorífica molar (C por mol de sustancia pura), el calor específico (C por unidad de masa) y la capacidad calorífica volumétrica "M" (C por la densidad "bulk") (Cengel & Boles, 2002).

1.2.4 Capacidad calorífica volumétrica total

Como se explicó en el ítem anterior, es capacidad calorífica por la densidad "bulk". En recobro térmico, su cálculo es necesario para estimar el calor requerido para calentar el yacimiento. Para ello se parte de una porosidad definida, se considera que el reservorio está lleno de fluido seco (aceite no volátil, agua, fase gas/vapor), se encuentra además a presión constante y está sometido a deltas de temperatura pequeños (Prats, 1969).

$$M_R = (1 - \phi) \rho_r C_r + \phi S_o \rho_o C_o + \phi S_w \rho_w C_w + \phi [\rho_g C_g f_g + (1 - f_g)(\rho_s C_w + Lv \rho_g / \Delta T)] \quad \text{Ecuación 2}$$

1.2.5 Calor Latente de vaporización (Lv)

Cantidad de energía en forma de calor que puede ser liberado u absorbido por una sustancia durante un cambio de fase, pero esta energía en forma de calor se invierte para el cambio de fase y no para un aumento de la temperatura y es numéricamente igual al calor latente de condensación. En términos de recobro térmico, se refiere al calor liberado durante la condensación del vapor caliente inyectado que termina siendo agua caliente a la misma temperatura (Cengel & Boles, 2002).

1.2.6 Calor Sensible

Mientras el calor latente es reflejado en un cambio de calor, el calor sensible es un cambio en la temperatura. Se expresa como el producto de la masa con la capacidad calorífica y el cambio en la temperatura de la sustancia.

$$H_{sensible} = m * C * (T - T_0) \quad \text{Ecuación 3}$$

$$h_w = C_w * (T - T_0) = \rho_s C_w \quad \text{Ecuación 4}$$

Por unidad de masa de agua líquida, cualquier diferencial de calor que ocurra, puede ocasionar un diferencial de temperatura en el medio.

1.2.7 Conductividad Térmica

Es la propiedad del material que indica la cantidad de calor transferida por unidad de tiempo a través del material por unidad de área transversal a un gradiente unitario de temperatura. Aquellos materiales que tienen conductividades térmicas altas se llaman conductores y aquellos que tienen bajas conductividades térmicas se llaman aisladores. Este parámetro varía con la presión y la temperatura. Somerton y otros autores (Somerton, Keese., & Chu, 1974)(Anand, Somerton, & Goma, 1973) han informado sobre la conductividad térmica de las rocas del yacimiento, incluyendo los efectos de los fluidos y minerales que contengan, por el tamaño de partícula, por la temperatura y por la presión. La siguiente expresión representa el cálculo de la conductividad térmica a 125 °F:

$$\lambda_R = 0,735 - 1,30\phi + 0,390\lambda_M\sqrt{S_w} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde la conductividad térmica de los minerales se puede estimar utilizando la siguiente ecuación:

$$\lambda_M = 4,45 f_q + 1,65 (1 - f_q) \quad \text{Ecuación 6}$$

El término f_q representa la fracción volumétrica de cuarzo en la arena. Estas ecuaciones fueron determinadas experimentalmente con muestras de roca con una porosidad entre 0.28 y 0.37 y fluidos y minerales de las arenas de Kern River. Para ajustar la ecuación por temperatura se utiliza la siguiente expresión:

$$\lambda_R(T) = \lambda_R - 1,28 \times 10^{-3} (T - 125)(\lambda_R - 0,82) \quad \text{Ecuación 7}$$

El valor de λ_R es estimado de la ecuación a 125 °F.

1.2.8 Difusividad térmica (α)

Es el valor obtenido de la conductividad térmica de un cierto material dividida entre el producto del valor de su densidad y la capacidad calorífica específica del mismo. Es un índice que expresa la velocidad de cambio, y flujo de temperaturas, en un material hasta que alcanza el equilibrio térmico. También es un parámetro que permite averiguar la capacidad que tiene un material para difuminar la temperatura en su interior.

$$\alpha = \frac{k}{\rho C_p} \quad \text{Ecuación 8}$$

1.2.9 Entalpía (H, h)

Magnitud termodinámica, simbolizada con la letra H mayúscula, que es la cantidad de energía calorífica de una sustancia. Sirve para designar aquel fenómeno cuya variación expresa una medida de la cantidad de energía absorbida o cedida por un sistema termodinámico, es decir, la cantidad de energía que un sistema intercambia con su entorno. Es igual a la suma que resulta de su propia energía interna más el resultado de su volumen por la presión exterior (Prats, 1969). Se define como la transformada de *Legendre* de la energía interna con respecto del volumen

$$H = U + PV \quad \text{Ecuación 9}$$

Entalpía de formación: representa la cantidad de calor que se absorbe o se descarga cuando se produce un mol de un compuesto. Esta entalpía será negativa, cuando provenga de una reacción exotérmica, es decir que libera calor, mientras que será positiva, cuando es endotérmica (absorbe el calor).

Entalpía de vaporización: es aquella donde la energía debe consumirse para poder vaporizar un mol de sustancia, es decir, pasar de un estado líquido a uno gaseoso. Como la energía atraída está en forma de calor, se está frente a un proceso endotérmico, por lo tanto, la variación de la entalpía será positiva.

En un cambio de fase, por ejemplo de líquido a gas, el cambio de entalpía del sistema es el calor latente, en este caso el de vaporización. En un simple cambio de temperatura, el cambio de entalpía por cada grado de variación corresponde a la capacidad calorífica del sistema a presión constante.

1.2.10 Presión de vapor o presión de saturación

La presión de vapor es la presión más comúnmente presión de saturación de la fase gaseosa o vapor de un sólido o un líquido sobre la fase líquida, para una temperatura determinada, en la que la fase líquida y el vapor se encuentran en equilibrio dinámico (temperatura de saturación); en la situación de equilibrio, las fases reciben la denominación de líquido saturado y vapor saturado. Esta propiedad posee una relación inversamente proporcional con las fuerzas de atracción intermoleculares, debido a que cuanto mayor sea el módulo de las mismas, menor deberá ser la cantidad de energía entregada (ya sea en forma de calor u otra manifestación) para vencerlas y producir el cambio de estado. La regla de fases establece que la presión del vapor de un líquido puro es función única de la temperatura de saturación.

1.2.11 Calidad del vapor

La calidad del vapor es el porcentaje (fracción) de la masa total de vapor en una mezcla líquido-vapor y suele denotarse con la letra x al tener una mezcla líquido-vapor saturado suelen desconocerse la masa de cada fase, por eso pueden relacionarse los volúmenes, en cuyo caso se definiría como una relación existente entre el aumento de volumen durante la vaporización y el aumento de volumen que correspondería al vapor saturado seco a la misma presión.

$$x = \frac{m_s}{m_s + m_l} \cong \frac{V_x - V}{V_s - V_l} \quad \text{Ecuación 10}$$

1.2.12 Energía potencial gravitacional (E_g)

La energía potencial gravitacional es la energía potencial que depende de la altura asociada con la fuerza gravitatoria. Ésta dependerá de la altura relativa de un objeto a algún punto de referencia, la masa y la fuerza de la gravedad.

$$E_g = mgh \quad \text{Ecuación 11}$$

En recobro térmico, la contribución total de la energía potencial es relativamente pequeña cuando se realiza el proceso a bajas profundidades, aunque no quiere decir que su contribución al gradiente potencial de la ley de Darcy sea despreciable. (Prats, 1987).

1.2.13 Energía cinética (E_k)

La mecánica clásica, considera que la energía cinética de cualquier objeto es la energía asociada a los cuerpos que se encuentran en movimiento, depende de la masa y de la velocidad del cuerpo.

$$E_k = 0,5 mv^2 \quad \text{Ecuación 12}$$

Al integrar el concepto de velocidad Darcy (u) en reemplazo de la velocidad medida del objeto (u/ϕ), se obtiene que la contribución de la energía cinética es usualmente mayor en la cara del pozo donde las velocidades de flujo son mayores, pero para propósitos prácticos se considera despreciable (Prats, 1987).

1.2.14 Energía total (E_T)

La energía total es entonces la sumatoria de todas las energías contempladas en un proceso para su balance final.

$$E_t = mh + E_g + E_k \quad \text{Ecuación 13}$$

1.2.15 Viscosidad del aceite dependiente de la temperatura

En los líquidos, la viscosidad dinámica depende fuertemente de la temperatura, de tal manera que puede haber variaciones de hasta un 10% por cada °C modificado. Por ejemplo, la sensibilidad a la temperatura del agua

es de un 3% por grado centígrado a temperatura ambiente, de tal modo que para tener una precisión del 1% se requiere que la temperatura esté regulada entre 0° y 3 °C. Para líquidos más viscosos, esta dependencia es mayor y han de tomarse mayores precauciones en el control de la temperatura. Para la mayoría de los líquidos, la viscosidad dinámica disminuye exponencialmente con la temperatura, de tal manera que, para altas temperaturas, la viscosidad es muy pequeña. La expresión más común que liga la viscosidad dinámica con la temperatura es la ecuación de Andrade. (Raman, 1923). Ver Ecuación 14, donde la temperatura del fluido (T) está dada en grados absolutos y las constantes A y B son empíricas determinadas por mediciones propias del autor de la ecuación.

$$\mu_o(T) = A \exp(B/T) \quad \text{Ecuación 14}$$

1.3 . Mecanismos de transferencia de Calor

Cuando un fluido caliente gas, líquido o una mezcla de ambos, es inyectado en una formación, parte de su contenido calorífico es transferido a la roca matriz y a los fluidos intersticiales, así como también a las formaciones adyacentes no productivas. Así, en el yacimiento, los fluidos son calentados por conducción y convección, la roca matriz es calentada por conducción. Los fenómenos que se presentan durante la inyección de vapor son complejos por tal razón a continuación se explican los mecanismos de transferencia de calor que se tienen en cuenta en el modelo matemático usado durante el proceso de simulación.

1.3.1 Conducción térmica

Es un proceso de transmisión de calor basado en el contacto directo entre los cuerpos, sin intercambio de materia, por el que el calor fluye desde un cuerpo de mayor temperatura a otro de menor temperatura que está en contacto con el primero. Este proceso es medido por la conductividad térmica, que es una propiedad física de los materiales que evalúa la capacidad de conducción de calor. En otras palabras, la conductividad térmica es también la capacidad de una sustancia de transferir la energía cinética de sus moléculas a otras adyacentes o a sustancias con las que está en contacto. La ley física que describe el flujo de calor por conducción es la primera ley de Fourier (Ecuación 15), que escrita en forma diferencial es similar en forma a la ley de Darcy (Ecuación 16).

$$q = -k\nabla T \quad \text{Ecuación 15}$$

$$u_{\lambda_x} = -\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \quad \text{Ecuación 16}$$

Dónde k es la conductividad térmica del material y u_{λ_x} es el flujo de calor por conducción en términos de la velocidad Darcy para la dirección x .

1.3.1 Convección

Es el transporte de calor por medio del movimiento del fluido entre zonas con diferentes temperaturas. La convección se produce únicamente por medio de materiales, la evaporación del agua o fluidos. La convección está relacionado por la velocidad del fluido y su capacidad calorífica, y matemáticamente está representada

por la ley de Newton, que transformada en velocidad Darcy está dada por la Ecuación 17, donde u_{C_x} es el flujo de calor por convección en la dirección x y u_x es la velocidad Darcy en la misma dirección.

$$u_{C_x} = u_x M_R (T - T_0) = u_x \rho C (T - T_0) \quad \text{Ecuación 17}$$

$$u_{C_x} = h_c (T - T_0) \quad \text{Ecuación 18}$$

El flujo de fluidos en el medio poroso está dominado por el mecanismo de convección, otra forma de representar la convección térmica es teniendo en cuenta el coeficiente de transferencia de calor del fluido h_c .

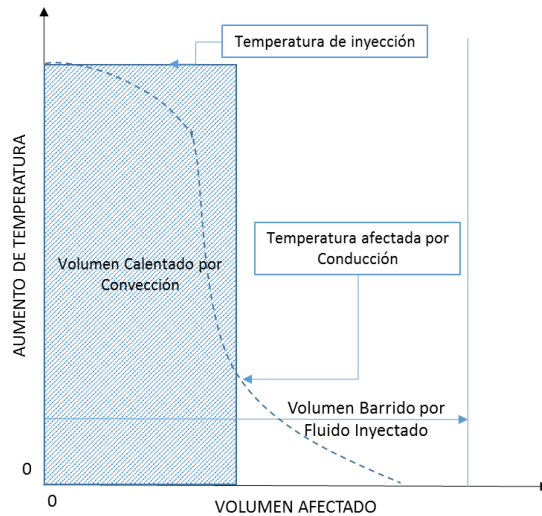
Proceso por el medio del cual se transfiera energía por un fluido en movimiento. La tasa de avance de un frente de calor convectivo (v_T), que resulta del flujo de un líquido caliente que se mueve a una velocidad promedio a través de una roca más fría de una porosidad dada, se expresa así:

$$v_T = \frac{\phi v M_f}{M_R} \quad \text{Ecuación 19}$$

Donde ϕ = Porosidad, v_T = Velocidad promedio del líquido caliente, M_R = Capacidad calorífica volumétrica del yacimiento lleno de fluido y M_f = Capacidad calorífica volumétrica del fluido.

Como puede apreciarse de los valores de ϕ , M_R y M_f , la relación de velocidad v_T , normalmente tendría un valor de alrededor 1/3 (Prats, 1987) para procesos a nivel de yacimiento. Dado lo anterior, así no existan pérdidas de calor, la inyección de agua caliente equivalente a un volumen poroso tendría el efecto de elevar únicamente, la temperatura de inyección en 1/3 en el yacimiento sometido a Inyección. La siguiente figura representa los perfiles de temperatura asociados a los procesos de Conducción y Convección. En esta gráfica se muestra que en ausencia de conducción no puede existir transferencia de calor más allá de la zona calentada por convección y la totalidad de la zona calentada está a temperatura de inyección.

Figura 1-2. Perfiles de Temperatura resultantes de la convección y conducción.



Fuente: Prats, 1987.

1.3.1 Radiación

Se denomina radiación térmica o radiación calorífica a la emitida por un cuerpo debido a su temperatura. En otras palabras, es el calor emitido de un cuerpo o absorbido por otro mediante radiación electromagnética. En lo que respecta a la transferencia de calor la radiación relevante es la comprendida en el rango de longitudes de onda de $0,1 \mu\text{m}$ a $1000 \mu\text{m}$, abarcando por tanto la región infrarroja del espectro electromagnético. El calor irradiado por unidad de área está regido por la ley de Stefan-Boltzmann, donde σ es la constante de Stefan-Boltzmann ($1,713 \times 10^{-9} \text{ Btu/ft}^2 \text{ h } ^\circ\text{R}$), la temperatura está dada en grados Fahrenheit y ε es la emisividad adimensional de la superficie.

$$u_r = \sigma\varepsilon(T^4 - T_0^4) \quad \text{Ecuación 20}$$

Para este mecanismo de transporte de calor, de acuerdo con Prats, existe poca radiación térmica a través de materiales opacos, tales como las rocas, por tanto no se considera como importante en la transferencia de calor en un yacimiento, pero si es considerable en los cálculos de transferencia de calor en sistemas de flujo de superficie.

Teniendo en cuenta los fenómenos de transferencia de calor durante el proceso de inyección y descartando la radiación a nivel de yacimiento, el flujo total de energía debido al movimiento de un fluido en una dirección x es igual a la suma de los componentes conductivos y convectivos.

$$u_{e,x} = u_{\lambda,x} + u_{T,x} \quad \text{Ecuación 21}$$

1.4 . Transferencia de Masa

Se entiende transferencia de masa a la propensión de uno o más componentes de una mezcla a trasladarse desde una zona de alta concentración a otra de menor concentración. Este fenómeno cambia la composición de soluciones y mezclas mediante métodos que no implican necesariamente reacciones químicas y se caracteriza por transferir una sustancia a través de otra u otras a escala molecular. Cuando se ponen en contacto dos fases que tienen diferente composición, la sustancia que se difunde abandona un lugar de una región de alta concentración y pasa a un lugar de baja concentración (Cengel & Boles, 2007). La transferencia de masa, se rige por una ecuación general, la ley de Fick, que describe la transferencia molecular de masa, en sistemas o procesos donde puede ocurrir solo difusión o bien difusión más convección. El mecanismo de transferencia de masa, depende de la dinámica del sistema en que se lleva a cabo (Bird, 2001).

En el yacimiento, ante la inyección continua de vapor la transferencia de masa ocurre cuando la tasa de transporte de los componentes livianos disueltos en el crudo queda en la zona de vapor gracias a la destilación por el vapor y está controlada por la difusión y el flujo convectivo y se reduce a medida que la viscosidad del crudo aumenta.

1.4.1 Difusión molecular

La difusión molecular surge como resultado del movimiento desordenado de las propias moléculas, en un fluido inmóvil, por lo tanto es irreversible, ya que en busca un equilibrio entre las concentraciones de un medio no uniforme. Se define a través de la primera ley de Fick, la cual plantea que la cantidad de masa que se difunde,

durante un intervalo de tiempo, a través de una superficie normal (perpendicular) a la dirección de la difusión, será proporcional al gradiente de la concentración de la sustancia que se difunde.

La ley de Fick es, por su estructura, análoga a la ley de Fourier en transferencia de calor por conducción, por lo que puede establecerse una analogía entre el gradiente de temperatura (dT/dm) y el gradiente de concentración. El coeficiente de difusión es análogo al coeficiente de conductividad térmica (k). Los valores del coeficiente de difusión (D) dependen de: las propiedades de la sustancia que se difunde las propiedades del medio a través del cual se difunde la temperatura y de la presión (condiciones hidrodinámicas del sistema). Comúnmente el valor de D aumenta con la temperatura, y para los gases, aumenta cuando disminuye la presión. En cada caso concreto, el valor de D se determina mediante datos experimentales o mediante ecuaciones semiempíricas, teniendo en cuenta la temperatura y la presión bajo las cuales ocurre la difusión. Usualmente el coeficiente de difusión para el vapor de agua es $0,256 \text{ m}^2/\text{h}$.

1.4.2 Difusión por convección

La cantidad de masa que se transfiere dentro de una misma fase a consecuencia del movimiento global del fluido sea en régimen laminar o turbulento, además por analogía a la difusión molecular, depende de la superficie, del tiempo y del gradiente de la concentración; aunque este mecanismo no es tan simple y depende en gran medida de las condiciones hidromecánicas definidas (características dinámicas del flujo, tales como densidad, viscosidad, turbulencia, etc.). A consecuencia de la complejidad del proceso de transferencia de masa entre las fases, se considera, que la cantidad de masa transferida en la unidad de tiempo desde la fase que entrega el componente que se transfiere, a la interfase, o de la interfase a la fase que toma dicho componente, es proporcional a la superficie y a la diferencia de concentraciones parciales del componente distribuido en la fase y cerca de la interfase. Este fenómeno es análogo a la transferencia de calor por convección.

1.5 . Modelamiento del proceso en el simulador

A través de la opción térmica de ECLIPSE 300, el simulador permite modelar el flujo del vapor así como el flujo del agua caliente o fría en el yacimiento. El simulador utilizado para este proyecto corre en modo completamente implícito, por tanto la presión y la saturación son determinadas para cada una de las celdas ("*Fully Implicit*" en inglés). Las ecuaciones utilizadas son similares a aquellas usadas en la simulación composicional pero con tres diferencias importantes: la adición de la variable de energía (ecuación de energía), la presencia de un componente "agua" en la fase gaseosa al igual que en la fase acuosa y finalmente, la dependencia de las propiedades a la temperatura. En base a esto, es necesario especificar todas las propiedades térmicas de los fluidos y del reservorio (conductividad térmica y calor específico).

En este proyecto, el modelo se construye teniendo en cuenta un fluido vivo ("*Live-Oil*" en inglés) para considerar durante la simulación componentes de hidrocarburos tanto en la fase oleica como en la fase gaseosa y componentes del agua presentes en el agua de formación y en la fase gaseosa.

Otra consideración importante al momento de simular con la herramienta térmica del programa, es que no se toma en cuenta la ecuación de estado para determinar las propiedades termodinámicas, pues se aplican las

contantes de equilibrio (“*K-values*” en inglés) para determinar, como lo indica su nombre, el equilibrio, la densidad, la viscosidad y la entalpia para los componentes en cada fase (Schlumberger, 2013).

1.5.1 Método de solución

Para cada celda existen $N+3$ variables (presión, N componentes -hidrocarburos y componente agua- y energía) y $N+3$ ecuaciones ($N+1$ ecuaciones de conservación de componentes incluyendo la ecuación de conservación de agua, la ecuación de conservación de energía y la ecuación de conservación del volumen). Si existen “ N ” celdas en el modelo, entonces existirán $(N_c+3) \cdot N_{\text{celdas}}$ ecuaciones residuales no lineales y por tal razón estas son solucionadas de manera iterativa.

Las variables primarias de solución en todos los estados de las fases son:

$$X = (P, m_1, \dots, m_N, m_w, e)$$

Donde, P es la presión, m_1, \dots, m_N son fracciones molares de cada componente de hidrocarburo, m_w es la densidad molar del componente agua y e es la densidad de energía interna de la roca (“*bulk internal energy density*”) medida en energía por unidad de volumen de roca.

- **Conservación de componentes y agua**

Residual no-lineal R_{fl} se determina a partir de la ecuación de conservación de componentes de los fluidos (agua e hidrocarburo) en cada celda y en cada paso de tiempo así:

$$R_{fl} = \frac{d}{dt}(V_p m_{fl}) + F_{fl} + Q_{fl} = 0 \quad \text{Ecuación 22}$$

Donde, V_p = volumen poroso, F_{fl} = tasa de flujo neto en las vecindades de las celdas, Q_{fl} = tasa de flujo neto en los pozos durante cada tiempo y los términos F_{fl} y Q_{fl} se evalúan en cada nuevo tiempo así:

$$F_{fl} = F_{fl}(P_{t+\Delta t}, T_{t+\Delta t}, S_{t+\Delta t}) \quad \text{Ecuación 23}$$

$$Q_{fl} = Q_{fl}(P_{t+\Delta t}, T_{t+\Delta t}, S_{t+\Delta t}) \quad \text{Ecuación 24}$$

- **Conservación de la energía**

El Residual no-lineal R_e se determina a partir de la ecuación de conservación de energía en cada celda para cada paso de tiempo así:

$$R_e = \frac{d}{dt}(V_b e) + F_e + C_e + Q_{HL} + Q_e = 0 \quad \text{Ecuación 25}$$

Donde, V_b = volumen de roca (bulk volume), F_e = flujo de entalpia convectiva en las vecindades de las celdas, C_e = flujo de entalpia conductiva en las vecindades de las celdas, Q_{HL} = flujo de energía conductiva hacia las rocas adyacentes, es decir, las pérdidas de calor y Q_e = flujo de entalpia neta en los pozos en el paso del tiempo.

- **Conservación del volumen**

El Residual no-lineal R_v se determina a partir de la ecuación de conservación de volumen en cada celda para cada paso de tiempo así:

$$R_v = V_p - V_f = 0 \quad \text{Ecuación 26}$$

Donde, V_p = volumen poroso y V_f = volumen de fluido.

2. Construcción del modelo de simulación sectorizado

El alto impacto económico que involucra la implementación de un piloto de recobro térmico en campo, además de los múltiples riesgos implícitos en el proceso, llevan a optar por la simulación de yacimientos como una herramienta práctica de análisis y predicción no sólo a nivel de pozo sino a nivel areal. Este método predictivo permite integrar diversas complejidades del área y algunas variables de incertidumbre, además de los fenómenos a escala yacimiento y las condiciones operativas. La construcción de un modelo permite representar los fenómenos descritos y finalmente generar escenarios, que bajo ciertos parámetros, pueden ser comparados y así establecer la viabilidad técnica del proyecto.

El campo de crudo pesado en estudio situado en la cuenca de los Llanos Orientales, cuenta actualmente con un modelo estático 3D construido en “*PETREL E&P Software Platform*” que facilita una buena resolución para la descripción geológica del área y dentro de un flujo de trabajo, permite continuar con la simulación de procesos de recobro mejorado que en este caso en particular se evaluó el recobro térmico. El modelo disponible cuenta con una buena resolución en cuanto a tamaño de celda (10mt x 10mt) y espesor (3ft), sin embargo tiene más de 400 millones de celdas para todo el campo, suscitando así que los requerimientos computacionales sean muy altos. Teniendo en cuenta lo anterior, se hace necesario que el modelamiento de esta tecnología se realice en sectores más pequeños, donde los fenómenos puedan evaluarse con tiempos de respuesta aceptables.

El modelo de simulación fue construido a partir de un modelo estático existente en un sector del campo con un área de 210 acres aproximadamente. Para su construcción se utilizó PETREL, software comercial especializado como pre-procesador y como simulador ECLIPSE 300. A continuación se describirán los principales aspectos considerados dentro de la construcción de este, así como la información disponible para ello.

2.1 Descripción general del modelo estático

El modelo estático ha sido construido por la compañía operadora teniendo en cuenta los diferentes tipos de rocas observadas a través del análisis en núcleos y su distribución realizada bajo un ambiente de deposición fluvial (Figura 2-1).

El yacimiento está localizado en la parte central de la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia. La columna estratigráfica está representada por rocas que van del Paleozoico hasta el Reciente, la zona productora está representada por los miembros más basales de la formación Carbonera C-7 y está compuesta por cuarzo arenitas de grano fino grueso, regularmente seleccionadas y baja consolidación, con bajo contenido de

feldespato potásico, plagioclasas y pirita, pero paradójicamente, un contenido importante de arcillas (principalmente kaolinita, clorita y esmectita). (Pacific E&P, 2015). El cubrimiento sísmico 3D en el bloque muestra que la estructura está definida por un monoclinal ligeramente plegado que buza hacia el suroeste con una inclinación que no sobrepasa los 3°. La estructura se encuentra controlada principalmente por la morfología de un valle cavado con orientación preferencial noreste-suroeste que controla el sistema de fallas existente, afectando las secuencias estratigráficas inferiores de las unidades Intra Carbonera (Pardo et al., 2007).

La formación evaluada fue depositada en un ambiente de sedimentación fluvial el cual es favorable para la presencia de hidrocarburos, pero en simultáneo limita la continuidad misma de la arena a lo largo del campo (Pacific E&P, 2015) Esta condición es crítica para el proceso y su impacto será evaluado durante las diferentes corridas de predicción del modelo de simulación

Figura 2-1. Modelo estático, distribución de facies.

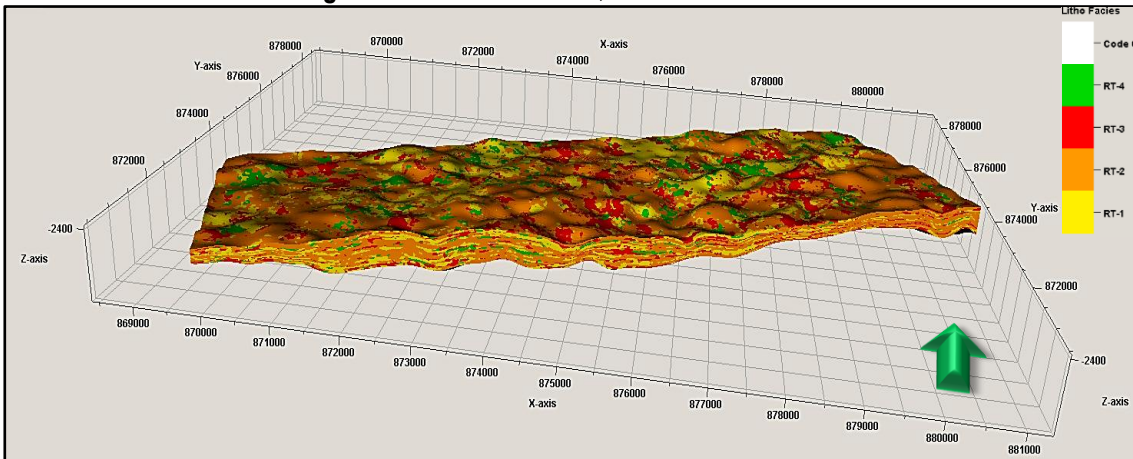
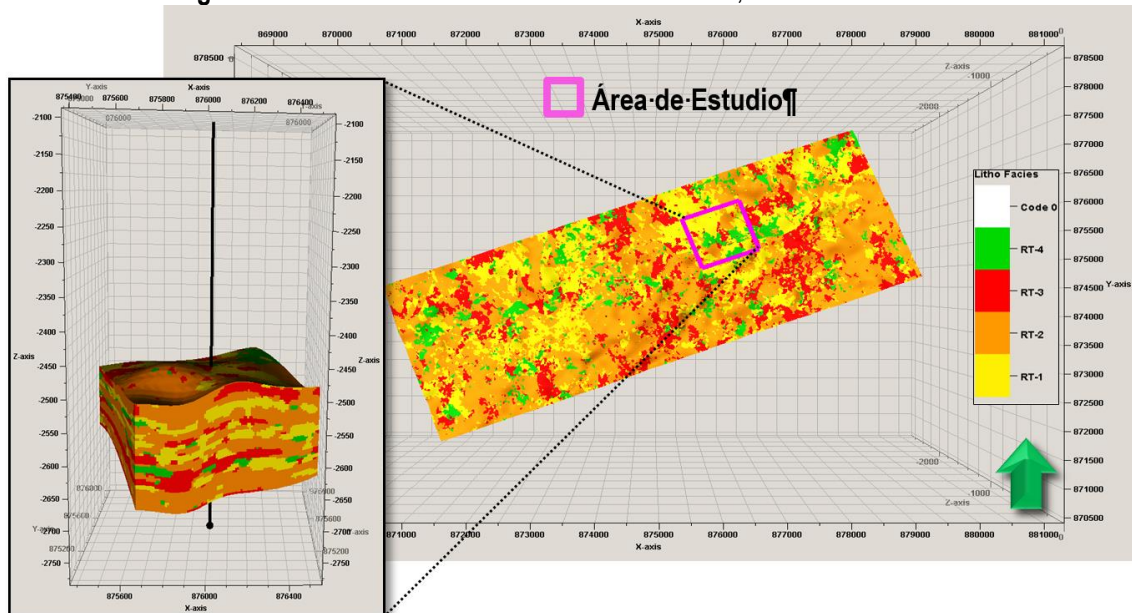


Figura 2-2. Modelo estático del sector de simulación, distribución de facies.



Se enfoca el modelo hacia la principal unidad productora, sección basal de Carbonera C7, donde se tiene una distribución de facies que gobernara la variación de la saturación de agua asociada a los diferentes tipos de roca. En la Figura 2-2 se observa la ubicación del sector con respecto a toda el área donde se realizó el modelamiento estático. La grilla de simulación es una grilla tipo “Corner Point” de 560.522 celdas (nI 92, nJ 89, nK 67), en la cual fueron consideradas algunas propiedades tales como tipos de roca, porosidad y permeabilidad.

2.2 Propiedades de la roca y los fluidos

Aparte de considerar características del sector descritas en el numeral anterior, se presentan las propiedades del yacimiento (Tabla 2-1) y sus fluidos (Tabla 2-2 y Tabla 2-3). Estos son los valores reales son la base para delimitar las variables que pueden influir directamente en el modelo de simulación.

Tabla 2-1. Propiedades generales del yacimiento.

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	
Formación	Arenas Basales
Mecanismo de producción	Empuje - acuífero activo
Profundidad TVD (ft)	3320
Temperatura (°F)	160
Datum- TVDss (ft)	2551
Presión de yacimiento (psi)	1281
Presión de yacimiento @ Datum (psi)	1293
Gradiente de fluido (psi/ft)	0,428
Gradiente de presión de formación (psi)	0,383

Fuente: Pacific E&P.

Tabla 2-2. Propiedades del agua de formación.

PROPIEDADES DEL AGUA DE FORMACIÓN	
Salinidad (mg/l)	1100
pH	8
Conductividad (microSiemens/cm)	2,12
Resistividad @77 °F (Ohm-mt)	4,72

Fuente: Pacific E&P.

Tabla 2-3. Propiedades del aceite de formación.

PROPIEDADES DEL ACEITE	
Gravedad Especifica (°API)	11,61
Viscosidad crudo @ Pyac y T°yac (cP)	691,59
Viscosidad crudo @ T°yac (cP)	586,99
Factor Volumétrico (RB/STB)	1,035
Presión de Burbuja (psi)	119

Fuente: Pacific E&P.

Información geológica del lugar apoyada de la sísmica, registros de pozo y evaluación microscópica permitieron caracterizar las propiedades petrofísicas de la formación. La unidad en evaluación tiene una porosidad entre 25% y 32%, permeabilidades de 950 a 10.200 milidarcies con un espesor neto petrolífero que

puede estar entre 4 ft y 40 ft. A continuación se hace una breve descripción de las principales propiedades petrofísicas del yacimiento.

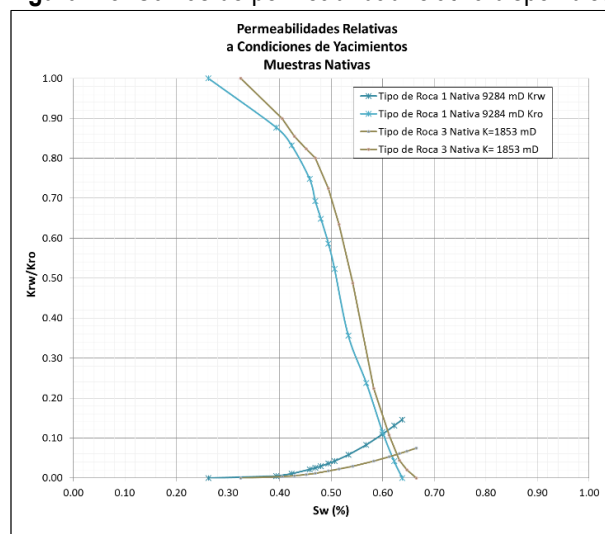
▪ Permeabilidad Relativa

Definida la permeabilidad relativa es "la fracción de área transversal unitaria a una presión P , que ocupa una fase de fluido en un instante de tiempo t , para el cual existen unas condiciones de distribución de fluidos específicas constantes" (Lopera, 2009), y no es más que la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido a una saturación dada con respecto a la permeabilidad absoluta base. (Crain, 2006). Las curvas de permeabilidad relativa dan una idea de la tendencia humectante de la roca yacimiento bajo estudio, y de esta forma, de la movilidad de cada uno de sus fluidos. Se deben observar cuatro características de estas curvas:

- Pendiente, tanto de la curva de aceite, como de la de agua
- Saturaciones residuales de aceite y de agua
- Valores de permeabilidad efectiva a saturación residual de agua y a saturación residual de aceite
- Punto de corte de las curvas de permeabilidad relativa

Como ya se ha mencionado, la saturación de agua en el reservorio está controlada por la distribución de los tipos de roca identificados en el mismo, por tal razón, las curvas de permeabilidad relativa (K_r) juegan un papel importante en el ajuste histórico y la predicción del comportamiento de producción en frío y en caliente del recobro final (COREX, 2004). Para el modelamiento de las propiedades de roca, se integran los valores de las curvas de permeabilidad relativa dispuestas por la compañía operadora del campo, para un sistema agua-petróleo en un sistema mojado preferencialmente por agua (Figura 2-3). Un resumen de la información obtenida a partir de estas curvas se presenta en la Tabla 2-4.

Figura 2-3. Curvas de permeabilidad relativa disponibles.



Fuente: Pacific E&P.

Es claro que la relación de movilidad varía con las propiedades de la roca, y teniendo en cuenta que el petróleo es considerado pesado y su composición no varía en el área de estudio, entonces los pozos que se encuentren completados en rocas tipos 1, tendrán mayor posibilidad de que el agua del acuífero irrumpa más fácilmente

que en los tipos de roca menos óptimos, es por esto que la relación de movilidad juega un papel importante en cálculo de la producción en frío y en caliente.

Tabla 2-4. Resumen de la información obtenida a partir de las curvas permeabilidades relativas.

Tipo de Roca	K_{aire} (mD)	ϕ (%)	S_{wirr} (%)	$K_o@S_{wirr}$	S_{or} (%)	$K_{rw}@S_{or}$ Fracción	Relación de Movilidad
1&2	9284	32.9	26.2	6086	36.2	0.146	254
3&4	1853	31.2	32.5	1209	33.5	0.075	130

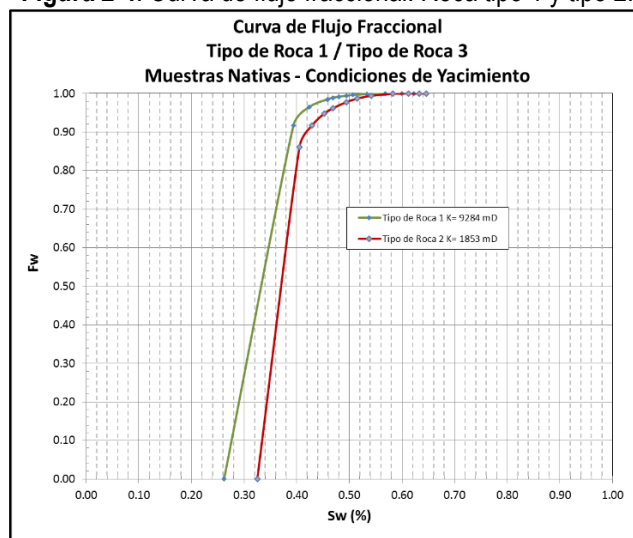
Fuente: Pacific E&P.

Cabe resaltar que durante el proceso de simulación no se incluye el efecto por el aumento en la temperatura en el cambio de las curvas de permeabilidad relativa, ya que no se dispone del análisis de los puntos finales a nivel experimental.

▪ **Saturación**

Para entender la saturación de agua en el modelo y su relación con el corte de agua, se hace uso de las curvas de flujo fraccional para muestras de roca tipo 1 y tipo 2 (Figura 2-4), bajo el supuesto que el influjo constante del acuífero actuaría como una inyección de agua donde existe un mantenimiento de presión a lo largo de la vida productiva del campo, sustentado en parte bajo el del método de Buckley-Leverett fundamentado en la teoría de desplazamiento (Pope, 1980). Si bien es cierto, aunque existen muchas suposiciones en el método, es una primera aproximación para establecer el impacto de la alta saturación de agua - asociada al tipo de crudo en cuestión - en el corte de agua durante la producción en frío, teniendo en cuenta que en el yacimiento existen diferentes tipos de roca que en la práctica no pueden ser representados dada la ausencia de análisis especiales; por esta razón es una de las variables que se desea evaluar mediante el uso del modelo de simulación. La viscosidad del crudo es otro parámetro clave que juega un papel importante en la determinación de la curva de flujo fraccional. La disminución de ésta mediante la aplicación de calor tendría un impacto positivo para la mejora de la productividad de los pozos en el área de estudio, asociada principalmente a la disminución en la relación de movilidad.

Figura 2-4. Curva de flujo fraccional. Roca tipo 1 y tipo 2.



Fuente: Pacific E&P.

La saturación de agua inicial del yacimiento está determinada a partir de los datos de presión capilar (Adams & Van den Oord, 1993) mediante el Método de la Centrifuga del laboratorio. Dado que el espesor del yacimiento en el sector de estudio es de aproximadamente 40 ft, la zona de interés no se encuentra a condiciones de saturación de agua irreducible, se encuentra en una zona de transición, siendo ésta zona definida como el intervalo que produce tanto agua como aceite durante el recobro primario y afecta no solo los cálculos volumétricos, sino la simulación de diferentes estrategias de desarrollo, que en este caso en particular es el proceso de inyección continua de vapor. El uso de estas curvas, en concordancia con el tipo de roca, permite determinar el perfil de saturación en función de la distancia del contacto agua-petróleo en el modelo de simulación y por ende será una variable importante durante el ajuste histórico.

Para cada calidad de roca se asignó una curva tipo de presión capilar. Conociendo la heterogeneidad del yacimiento en área de estudio, las curvas están reflejando la permeabilidad y la porosidad de los diferentes tipos de roca.

2.3 Propiedades térmicas

Para el área objeto de este estudio se cuenta con los resultados de pruebas de conductividad térmica y capacidad calorífica realizados en laboratorio a una muestra nativa a condición de temperatura yacimiento. Las propiedades térmicas de la roca y de los fluidos se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 2-5. Propiedades térmicas de la roca.

Compresibilidad de la Roca Sello (psi⁻¹)	5 x 10 ⁻⁶
Compresibilidad de la Roca RT1 a RT3 (psi⁻¹)	2,2 x 10 ⁻⁵
Capacidad Calorífica (Btu / (ft³.°F))	37,04
Conductividad Térmica del Yacimiento (Btu / (ft. °F))	40,032
Temperatura Inicial del Yacimiento (°F)	160
Compresibilidad isotérmica del Crudo (psi⁻¹)	4,68 x 10 ⁻⁶
Calor Especifico del Crudo (Btu / (lbm.°R))	0.50157
Coefficiente de Expansión Termal del Crudo (°R⁻¹)	0,000436

Fuente: Pacific E&P.

2.4 Elección del modelo térmico de los fluidos

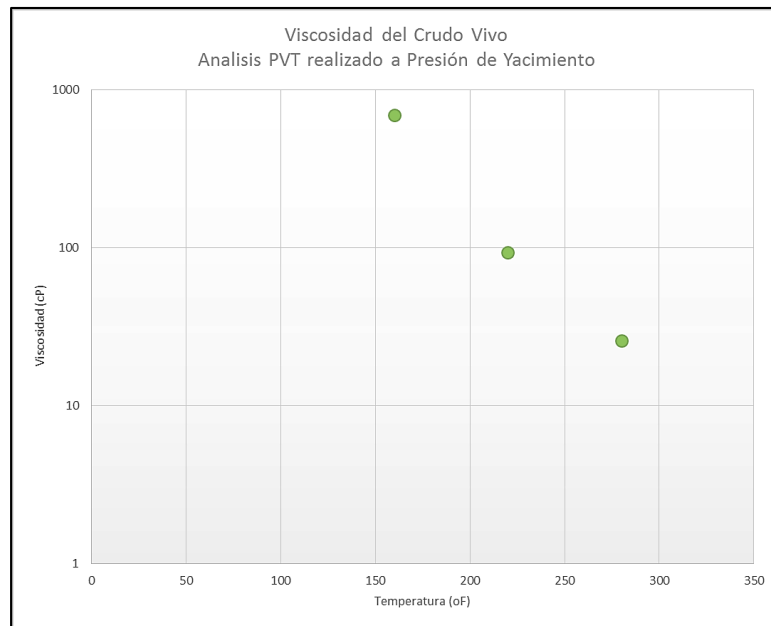
El modelamiento de los fluidos presentes en el yacimiento parte de que el proceso de inyección continua de vapor no es isotérmico y por tanto la información de fluidos es de vital importancia para obtener una respuesta adecuada tras la simulación del mismo. Además, el área en evaluación no cuenta con un PVT representativo, por lo que se hace necesario utilizar para esto, los modelos existentes en el software PETREL, que puedan interpretar de forma adecuada los fluidos del campo. No obstante, se incluyen mediciones de viscosidad a diferentes temperaturas para incorporar el comportamiento de la viscosidad con el cambio de la temperatura durante el transcurso de la inyección de vapor.

La información PVT se complementa además con análisis de campos cercanos, donde el análisis composicional indica la presencia de una variedad importante de componentes, de los cuales más del 50% en peso corresponden a fracciones pesadas agrupadas como fracciones C7+, que al predominar en la composición del crudo, impactan otras características del fluido (McCain, 1994), como la relación Gas-

Petróleo, haciendo esta inicialmente muy baja (7,8 SCF/STB), y por ende, permitiendo tratar el fluido del yacimiento como un crudo muerto. Otras características importantes en estos fluidos análogos son la baja presencia de gases como el CO₂ y H₂S (inferior a 0,01% en peso) y la presión de saturación, muy por debajo a la presión original del yacimiento; que ligado al mecanismo de producción del área – acuífero activo de fondo – genera una baja probabilidad de liberarse gas en el yacimiento.

En la Figura 2-5 se observa el comportamiento de la viscosidad con la temperatura del crudo vivo. En esta figura se puede ver como la aplicación de un método de recobro térmico podría favorecer la movilidad del crudo en el yacimiento dado la disminución de viscosidad que se logra al aplicar calor. A condiciones de yacimiento: Presión inicial de 1293 psi @ 2551 TVdss y temperatura de 160°F, la viscosidad del crudo medida corresponde a 692 cP. En este caso se observa una disminución en la viscosidad del crudo de aproximadamente el 96% con el aumento en la temperatura de yacimiento a 280°F.

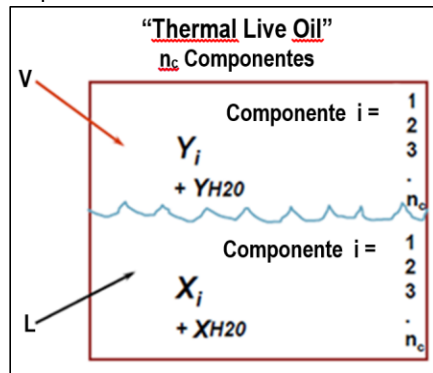
Figura 2-5. Comportamiento de la viscosidad del crudo vivo a diferentes temperaturas a presión de yacimiento.



Fuente: Pacific E&P.

La simulación de procesos térmicos es compleja ya que involucra elementos de simulación composicional, y variación de temperatura, que puede a su vez generar vaporización o condensación de algunos elementos. Para el caso del crudo en estudio, fue utilizado un modelo “*Thermal live oil*” (Figura 2-6) en el cual la fase aceite es representada por dos componentes y el agua puede ser agua o vapor. La fase gaseosa es constituida por hidrocarburos y vapor. La caracterización del modelo de fluidos mediante esta herramienta implica que el crudo debe ser ajustado por uno o más componentes, algunos de ellos pueden ser volátiles y pueden estar en la fase gaseosa. (Schlumberger, 2007).

Figura 2-6. Descripción de un Modelo de Fluidos Térmico – Crudo vivo.



Fuente: Schlumberger.

El modelo de fluido utilizado tiene en cuenta las propiedades térmicas y las constantes de equilibrio *K-Values* para cada componente en función de la presión y la temperatura. Estas últimas determinarían el equilibrio entre la fase gaseosa y la fase aceite así como las entalpías, densidades y viscosidades (Schlumberger, 2013). Además, solo dos componentes fueron utilizados para caracterizar el crudo con el fin de disminuir los tiempos de cómputo: un componente pesado que contiene la cadena de componentes pesados y un segundo componente que contiene metano y trazas de componentes de bajo peso molecular.

2.5 Inicialización del modelo

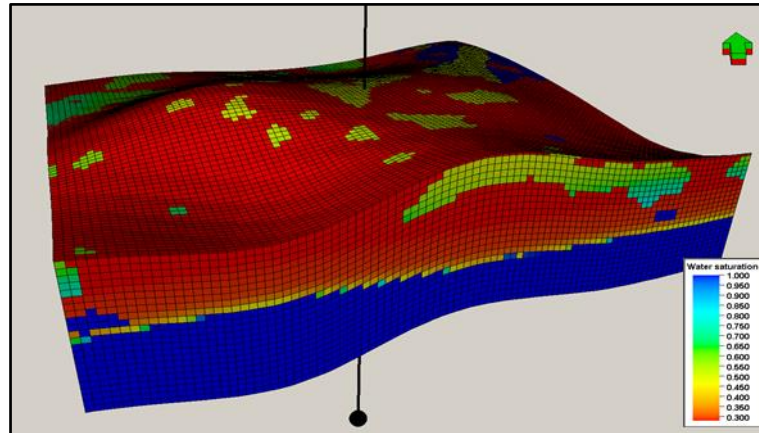
Las condiciones iniciales del yacimiento son utilizadas por el modelo de simulación para calcular la presión y la saturación de las fases presentes en cada celda de la grilla durante la inicialización y de esta manera estimar los fluidos originales en sitio.

En este caso el modelo fue inicializado en equilibrio donde se asume que el yacimiento se encuentra en equilibrio hidrostático. Para un yacimiento que contiene un fluido en una sola fase, el gradiente de presión vertical puede ser determinado a partir de su densidad. Una vez la presión es dada a una profundidad de referencia, la densidad del fluido es calculada a dicha profundidad y la presión en el yacimiento determinada (Schlumberger, 2013). El objetivo de inicializar en equilibrio es ajustar la configuración estática inicial en las cuales las fases presentes se encuentran en equilibrio y el flujo entre bloques es cero. En este caso la saturación de las fases en cada zona es tomada de las funciones de saturación. Para inicializar en equilibrio se definió el contacto agua-petróleo a una profundidad de 2543 ft TVss, con una presión de 1117 Psi a esta profundidad de referencia y una temperatura constante a lo largo del sector de 160 °F. En la Tabla 2-6 se presenta los resultados de la Inicialización del modelo y en la Figura 2-7 la distribución de la saturación

Tabla 2-6. Resultados de la inicialización del modelo.

FLUIDOS INICIALES EN SITIO	
Presión promedio (psi)	1.225
Temperatura promedio (°F)	160
Volumen poroso total (MMRBL)	45,6
Volumen de aceite @ Cond. yacimiento (MMRBL)	11,06
Volumen de aceite @ Cond. superficie (MMSTB)	10,61

Figura 2-7. Distribución de Saturación de Agua durante la inicialización.



2.6 Definición del acuífero

Como se ha mencionado a lo largo del documento el mecanismo de producción de la sección en evaluación corresponde a un acuífero de fondo, que provee un mantenimiento efectivo de la presión al yacimiento. El acuífero utilizado en el modelo corresponde a un acuífero analítico tipo *Carter Tracy* que conecta todas las celdas que se encuentran a partir de -2543 ft TVDss. Los modelos de acuífero de estado inestable son mejores capturando la dinámica real de los yacimientos donde la caída de presión se transmite en todo el yacimiento y el acuífero reacciona en forma instantánea (Carter & Tracy, 1960). Este modelo usa tablas de tiempo adimensional versus una función de presión adimensional con el fin de determinar la cantidad de flujo del acuífero (Schlumberger, 2013). Adicionalmente el modelo *Carter Tracy* toma en cuenta el efecto del periodo transiente del acuífero, haciéndolo efectivo en términos de tiempo de cómputo y simplicidad en comparación con acuíferos numéricos (Marques & Trevisa, 2007). Las propiedades del acuífero se presentan en la Tabla 2-7.

Tabla 2-7. Propiedades del acuífero.

PROPIEDADES DEL ACUÍFERO	
Permeabilidad (mD)	10.000
Espesor (ft)	200
Porosidad (%)	28
Radio externo (ft)	50.000

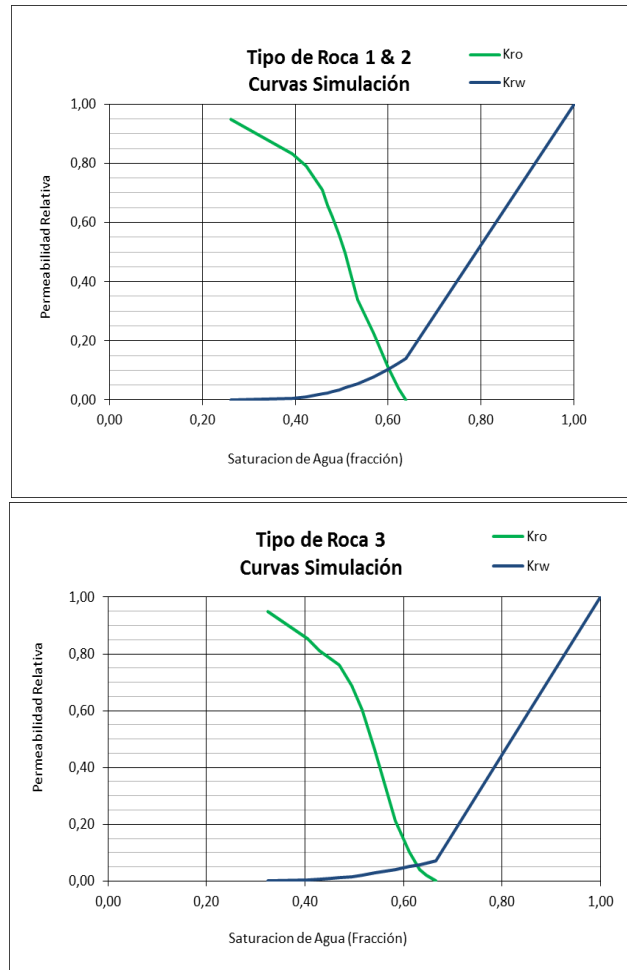
En este caso la influencia del acuífero está regida por la permeabilidad ya que con altas permeabilidades, con caídas mínimas de presión el acuífero actúa. Siendo el acuífero activo, el flujo de agua es igual al vaciamiento del yacimiento y por ende la declinación de la presión es lenta.

2.7 Ajuste histórico

El ajuste histórico se realizó controlando la tasa de aceite y teniendo como mínima presión de fondo fluyendo 800 Psi. Ya que el campo es un nuevo descubrimiento, la medición de los volúmenes de agua no es una prioridad siendo la fiscalización del crudo la variable de mayor peso, por tal razón el parámetro de control

durante esta etapa fue la tasa de aceite. Las curvas de permeabilidad relativa (Figura 2-8) obtenidas de laboratorio fueron normalizadas y durante el ajuste histórico no sufrieron modificaciones.

Figura 2-8. Curvas de Permeabilidad Relativa usadas durante el ajuste histórico

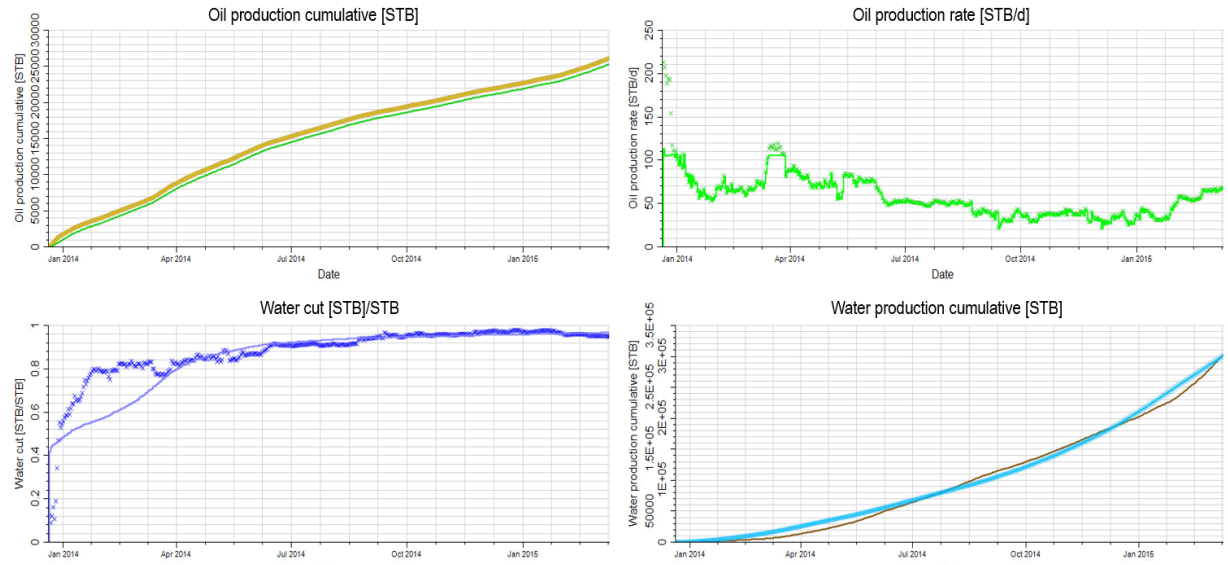


Durante esta etapa fue necesario trabajar en conjunto con el geólogo para representar los sellos y discontinuidades que permitieran representar adecuadamente el comportamiento histórico de producción, siendo el modelo estratigráfico el de mayor sensibilidad durante el ajuste histórico.

En la Figura 2-9 se observa el ajuste histórico alcanzado en el sector en términos de producción acumulada de agua y aceite, tasa diaria de aceite y corte de agua, siendo este ajuste realizado a nivel de pozo. La presión de fondo fluyente también fue considerada como parámetro de observación dentro del ajuste histórico para evitar ajuste de fluidos con caídas drásticas de presión de fondo.

En términos generales, el ajuste es considerado bueno existiendo sólo un 3% de diferencia entre la producción acumulada de real de aceite del campo y la producción obtenida después del ajuste histórico. En cuanto a la producción acumulada de agua, la diferencia es del 1%, produciendo mayor cantidad de agua el modelo con respecto a la producción real.

Figura 2-9. Ajuste histórico de producción del sector.



3. Estimación del Factor de Recobro

Con el fin de estimar el factor de recobro tanto para la producción en frío como posterior a la inyección continua de vapor, se crean casos de predicción basados en una estrategia de perforación de pozos para evaluar de manera semejante ambos resultados de producción y para validar además, la futura viabilidad técnica del proceso en campo. Adicionalmente, se realizan varias sensibilidades bajo el mismo escenario, con la premisa de que durante el proceso de inyección continua de vapor se utiliza un pozo vertical existente como inyector.

Durante esta etapa de simulación, se parte del modelo ajustado del campo con el comportamiento histórico de producción y para así predecir lo que será el desempeño del yacimiento en evaluación a lo largo de un período de tiempo, en este caso, 10 años. Los resultados acá presentados son las soluciones más aproximadas, representando el comportamiento dinámico y teniendo en cuenta que los datos de entrada en el simulador son los datos disponibles a la fecha de realización del proyecto y reflejan la realidad conocida hasta dicho momento.

En total, se generaron nueve (9) casos en donde se evalúan dos (2) tipos de arreglos: 5 puntos invertidos y 7 puntos invertidos. De igual forma, se evalúa la geometría de perforación, es decir, la perforación de pozos verticales y pozos horizontales. Las condiciones operacionales de la inyección de vapor se mantienen constantes, tal que la calidad de vapor, la presión de inyección y la tasa de extracción no cambian en los diferentes escenarios evaluados. Estas condiciones operacionales fueron suministradas por Pacific E&P y contemplan las características de la caldera disponible en el área, así como los equipos de sistema de levantamiento artificial utilizados por el operador teniendo en cuenta la configuración mecánica futura de los pozos. La Tabla 3-1 resume las consideraciones importantes de los casos evaluados.

Tabla 3-1. Resumen Casos de Predicción.

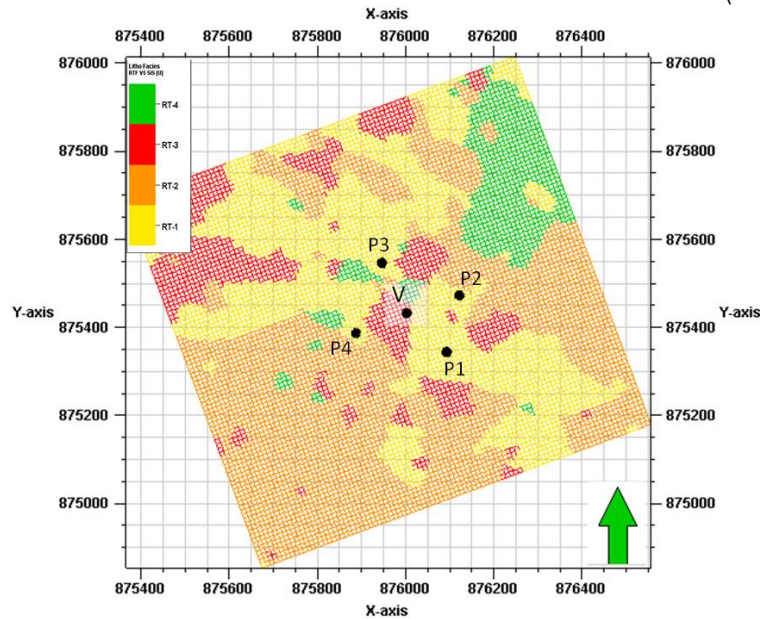
Caso N°	Patrón	Pozos a perforar	Consideraciones				Calidad de vapor (fracción)
			Tipo	Espaciamiento (mt)	Tasa Inyección vapor (Ton/día)	Tasa líquido (BFPD)	
PRODUCCIÓN EN FRÍO							
1	5 puntos invertido	4	Verticales	125	-	5.000	-
2	7 puntos invertido	6	Verticales	225	-	5.000	-
3	5 puntos invertido	4	Horizontales	225	-	5.000	-
INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR							
4	5 puntos invertido	4	Verticales	125	240	5.000	0,8
5	5 puntos invertido	4	Verticales	125	400	5.000	0,8
6	7 puntos invertido	6	Verticales	225	240	5.000	0,8
7	7 puntos invertido	6	Verticales	225	400	5.000	0,8
8	5 puntos invertido	4	Horizontales	225	240	5.000	0,8
9	5 puntos invertido	4	Horizontales	225	400	5.000	0,8

3.1 Análisis de Resultados: Producción en Frio

3.1.1 Caso 1

Se plantea la perforación de 4 pozos verticales espaciados 125 metros. La disposición de los pozos conforman un patrón de 5 puntos donde la tasa de extracción es de 5000 BFPD en cada pozo y el máximo corte de agua de 99% (dadas las condiciones propias del yacimiento). Adicionalmente, se impone una presión de fondo fluyendo mínima de 600 psi. Acorde con las operaciones que se llevan en el área, los pozos son perforados en sección de 8.5 pulgadas, completados y protegidos con revestidor de 7 pulgadas. En la sección de interés, solo 10 ft son abiertos a producción y allí el hueco es ensanchado a 16 pulgadas. Estas condiciones operativas fueron incluidas en el modelo de pozo. La distribución del arreglo se presenta en la Figura 3-1.

Figura 3-1. Distribución 5 Puntos Invertido – Pozos Verticales – 125 mt (Caso 1).



Bajo esta configuración, el modelo predice que después de 10 años se obtendría una producción acumulada de 491 Mbbl alcanzando un factor de recobro de 4.6% con un pico máximo de producción de 600 BOPD (Figura 3-3), los cuales declinan rápidamente debido a la intrusión del agua. De acuerdo con la distribución de saturación de agua, se observa un aumento rápido de la misma en las cercanías del pozo que hace que el corte de agua inicial sea superior al 85% superando rápidamente el 95%. La mayor contribución de agua corresponde al aporte del acuífero, como se observa en la Figura 3-2.

Figura 3-2. Distribución de la Saturación de Agua al 2025 – Área de Influencia de la perforación (Caso 1).

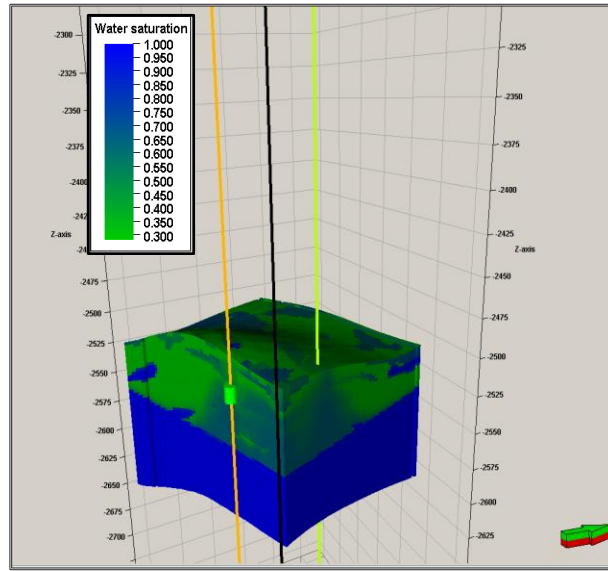
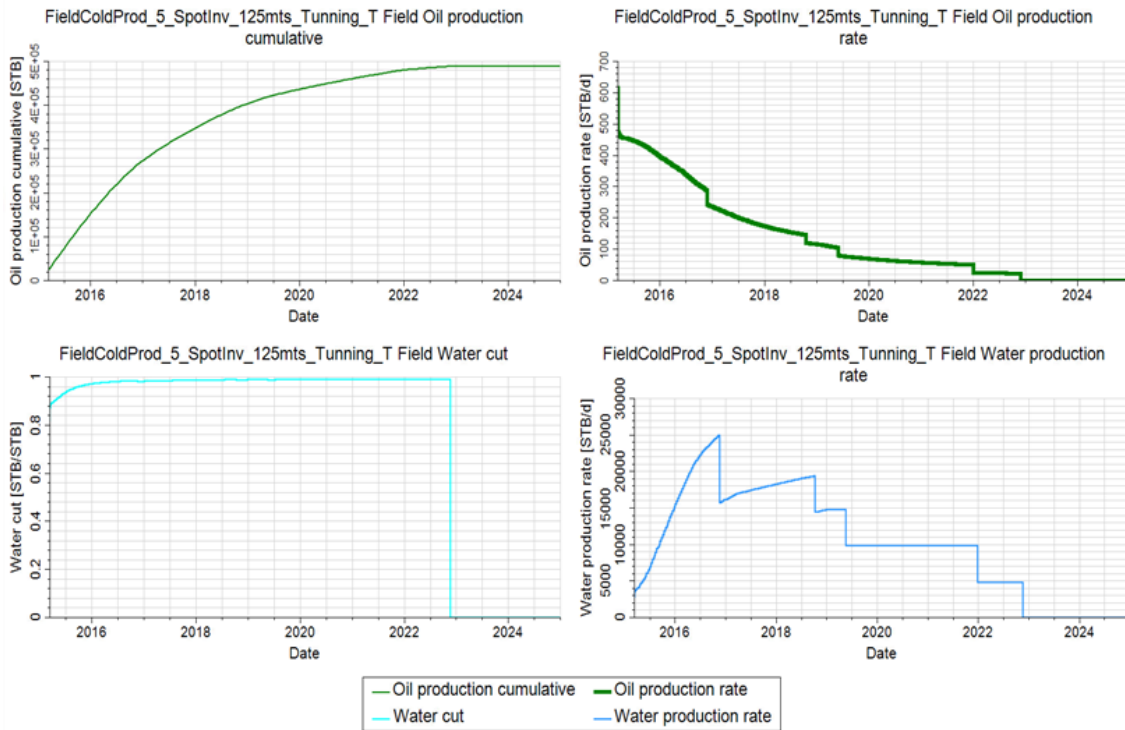


Figura 3-3. Predicción Perforación de pozos verticales (Caso 1).



3.1.2 Caso 2

Se plantea la perforación de 6 pozos verticales con un mayor espaciamiento en comparación al caso 1. En este escenario se utiliza un espaciamiento de 225 metros. La disposición de los pozos conforman un patrón de 7 puntos invertido donde la tasa de extracción es de 5000 BFPD por pozo. Las condiciones operativas se mantienen constantes acordes a las definidas en el caso anterior, con el fin de que sean comparables. La distribución del arreglo se presenta en la Figura 3-4.

Bajo este arreglo de pozos, el modelo predice que después de 10 años se obtendría una producción acumulada de 535 Mbbl alcanzando un factor de recobro en frío, por el mismo periodo de tiempo, cercano al 5% con una tasa máxima de producción de 700 BOPD, la cual declina rápidamente por la conificación del agua que hace que dos años después la producción baje a niveles de 150 BOPD. De acuerdo con la distribución de saturación de agua, se observa un aumento rápido de la misma en las cercanías del pozo que hace que el corte de agua inicial sea superior al 80% alcanzando rápidamente más del 95%. La mayor contribución de agua corresponde al aporte del acuífero y se observa al finalizar la etapa de evaluación, saturaciones de aceite altas entre los pozos (Figura 3-5), es decir un drenaje poco eficiente.

La predicción de la tasa de aceite así como el comportamiento del corte de agua se pueden observar en la Figura 3-6.

Figura 3-4. Distribución 7 pozos Invertido – Pozos Verticales – 225 mt (Caso 2).

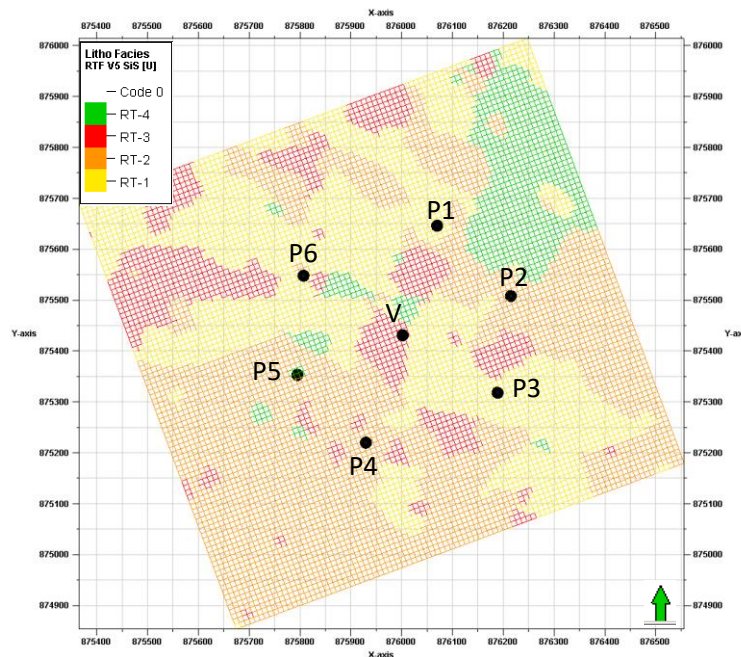


Figura 3-5. Distribución de la saturación de agua al 2025 – Área de Influencia de la perforación (Caso 2).

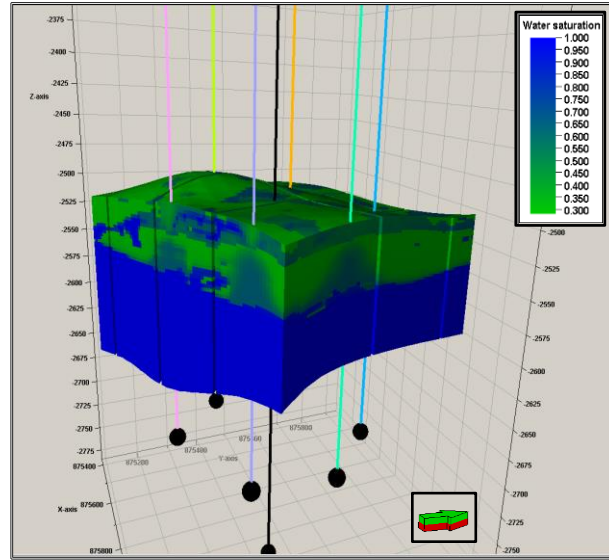
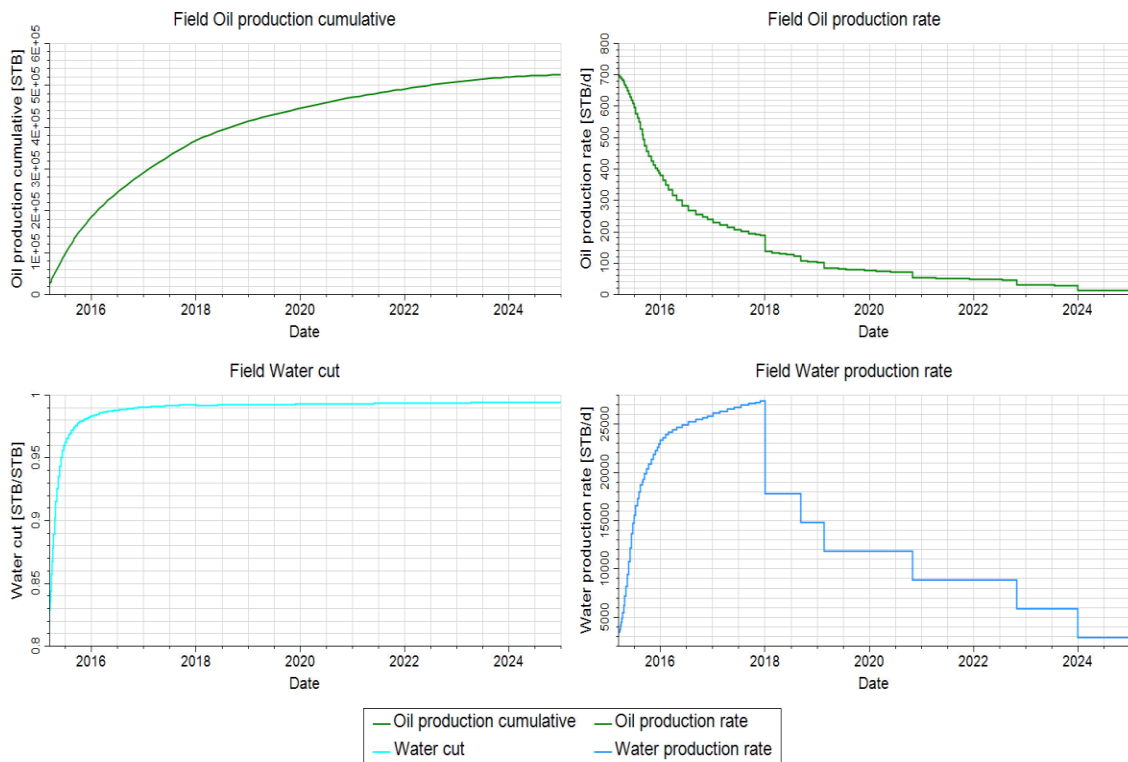


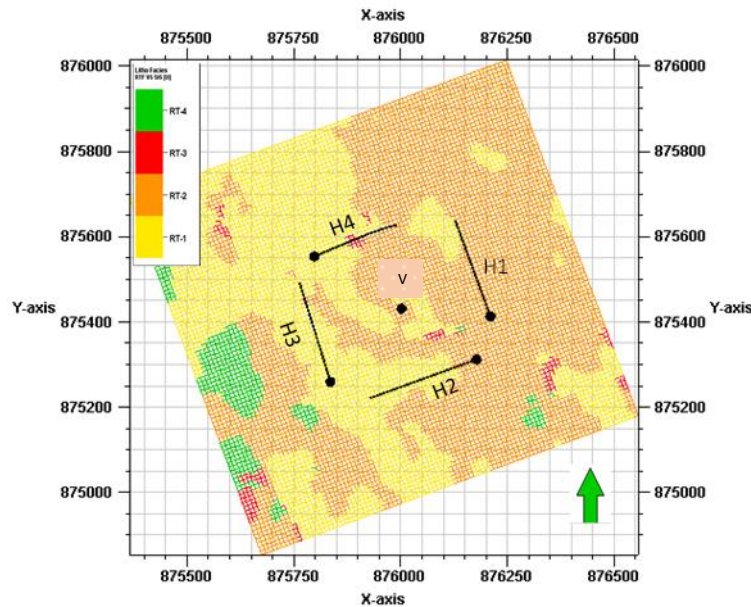
Figura 3-6. Predicción perforación de pozos verticales (Caso 2).



3.1.3 Caso 3

Se plantea la perforación de 4 pozos horizontales para formar un patrón de 5 puntos con espaciamiento de 225 metros. Los pozos horizontales son perforados con una sección horizontal de 850 ft. Al igual que los patrones anteriores, la tasa de extracción de líquidos es restringida a 5000 BFPD, el corte de agua máximo permitido de 99% y la presión de fondo fluyente mínima de 600 psi. La configuración de los pozos consiste en secciones horizontales de 6.5 pulgadas de diámetro. Si bien es cierto la perforación de pozos horizontales permiten volúmenes de extracción mayores el propósito de este caso es comparar la configuración de pozos bajo las mismas condiciones de extracción, siendo la variable más importante el corte de agua. En la Figura 3-7 se observa la distribución areal de los pozos horizontales respecto al pozo vertical.

Figura 3-7. Distribución 5 pozos invertido – Pozos horizontales – 225 mt (Caso 3).



Los resultados de este caso de predicción indican que, después de 10 años de producción se alcanza una producción acumulada de aproximadamente 805 Mbbbl, correspondiente a un 7.6% de factor de recobro. En este caso, la tasa máxima de aceite alcanzada por el patrón es de 12000 BOPD, siendo una tasa instantánea ya que el aumento del corte de agua es muy rápido en los primeros meses de producción del piloto (Figura 3-10). Debido a la perforación de pozos horizontales se puede determinar, a través del modelo, que el corte de agua inicial es menor (46%), comparado con los casos de perforación de pozos verticales donde los cortes de agua superan inicialmente el 80%. La Figura 3-8 y la Figura 3-9 muestran la distribución de la saturación de agua después de 10 años de producción. Se observa el área de drenaje alrededor de los pozos y el aumento de saturación de agua ocasionado por el avance del acuífero hacia los pozos. El escalonamiento en la producción de agua, observado en la Figura 3-10, se encuentra asociada al cierre gradual de pozos por alcanzar el límite permitido en el corte de agua.

Figura 3-8. Distribución areal de la saturación de agua al 2025 – Pozos horizontales (Caso 3).

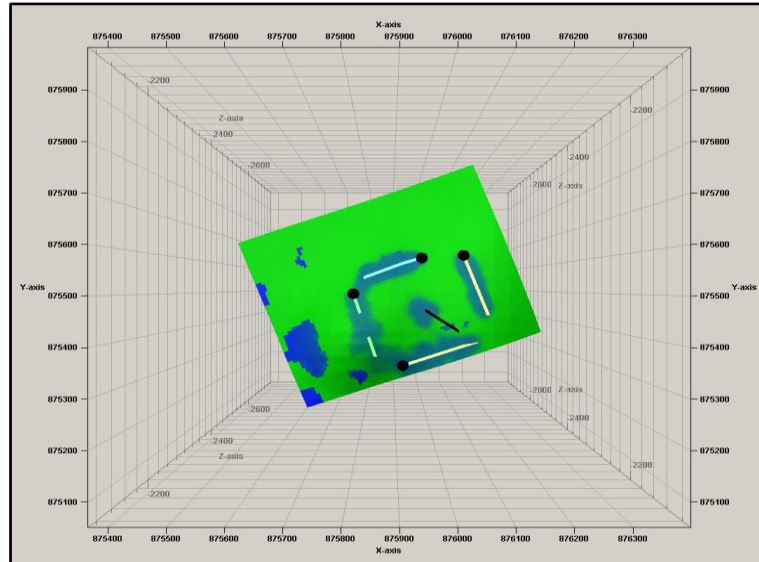
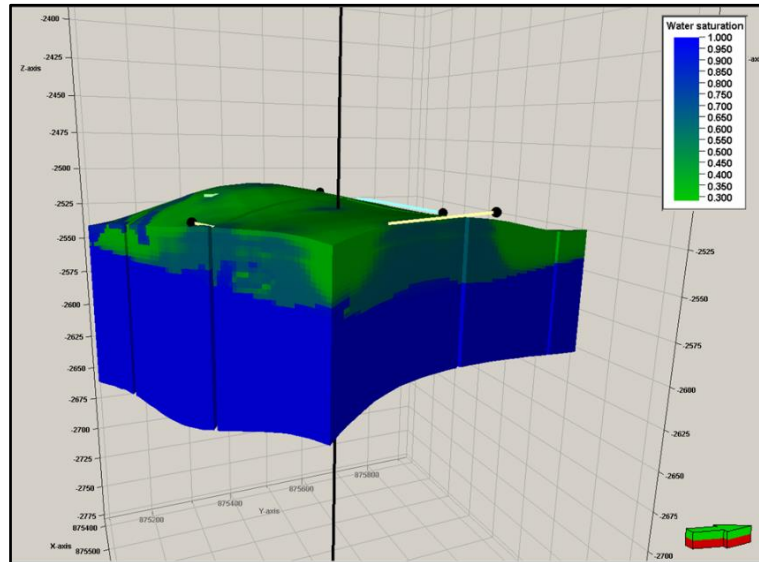


Figura 3-9. Distribución vertical de la saturación de agua al 2025 – Pozos horizontales (Caso 3).



En la Figura 3-11 se incluye la producción acumulada de los tres casos de producción en frío evaluados con el fin de comparar cual arreglo es el más efectivo en términos de recobro final, bajo la estrategia de producción en frío. Se pudo determinar que de los casos evaluados la perforación de 4 pozos horizontales es la alternativa con la cual se obtiene mayor factor de recobro, demostrando que en este tipo de yacimientos el manejo del corte de agua, la conificación y por ende los fluidos totales es más efectivo en pozos horizontales, no solo por la geometría del pozo sino por la presencia de barreras de permeabilidad vertical, que pueden hacer un mejor control sobre el avance del acuífero. Adicionalmente, el área contactada por la sección horizontal es mayor conllevando a mayores productividades.

Figura 3-10. Predicción perforación de pozos horizontales (Caso 3).

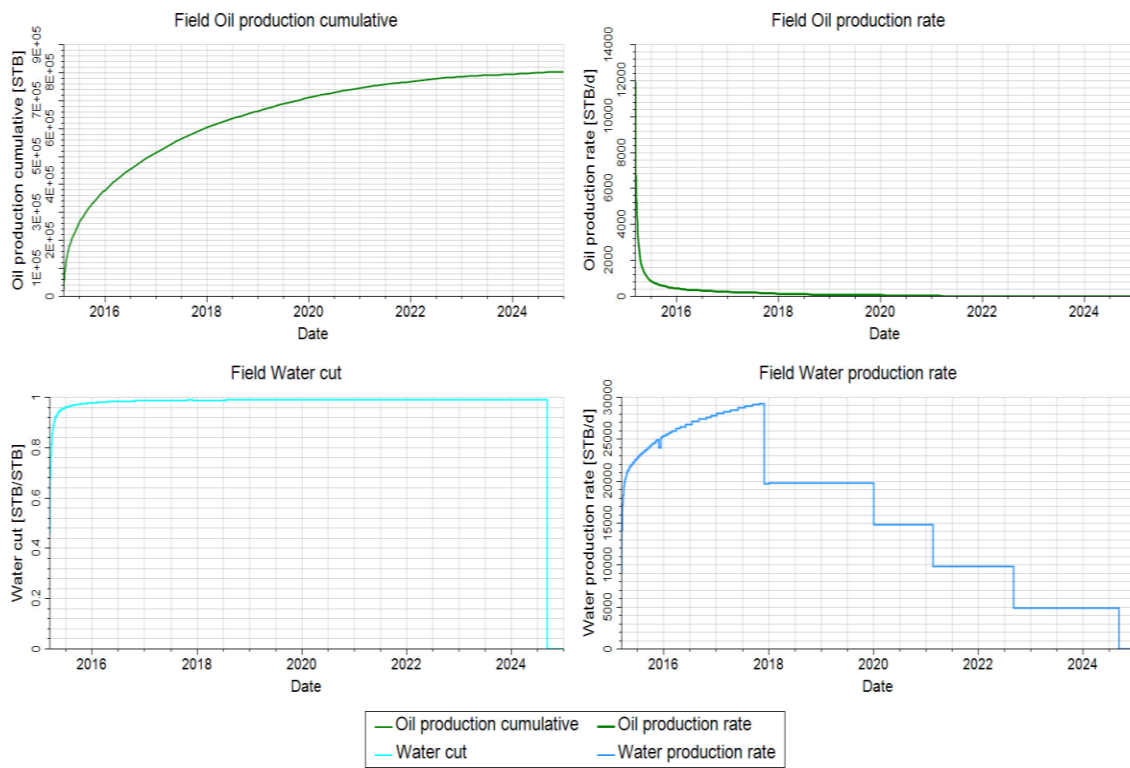
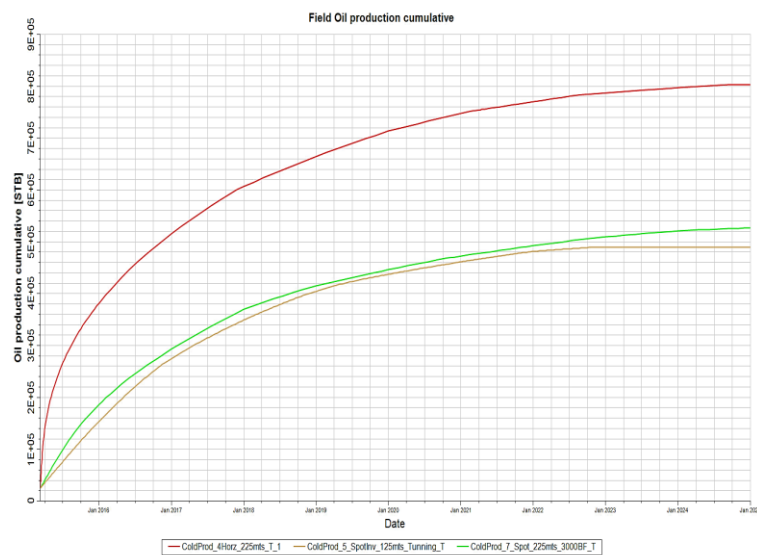


Figura 3-11. Comparación producción acumula de aceite en frio – Diferentes configuraciones.



3.2 Análisis de Resultados: Producción en caliente

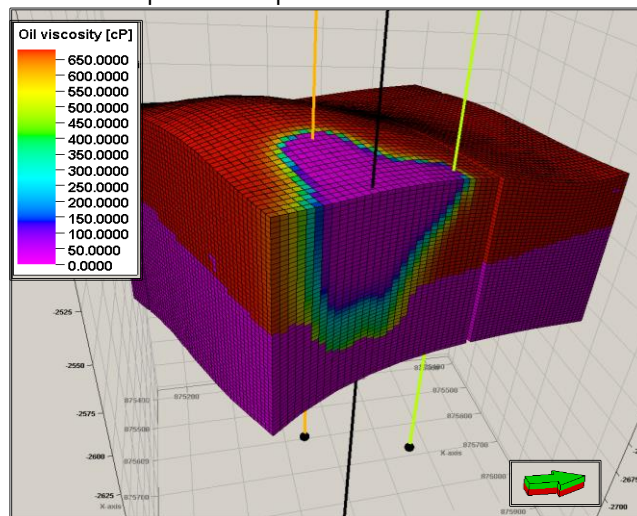
Los casos que se presentan a continuación corresponden a los resultados obtenidos para la simulación del proceso de inyección de vapor teniendo en cuenta las configuraciones evaluadas en los casos 1 a 3 de producción en frío. Para todos los casos de inyección, el pozo vertical existente es convertido a inyector de vapor en los intervalos completados inicialmente. Las condiciones operacionales de presión de inyección (2500 psi) y calidad del vapor (80%) fueron suministradas por Pacific E&P y permanecen constantes en todas las simulaciones. Además, la tasa de extracción de fluido y presión de fondo fluuyente son consecuentes con las establecidas en los casos anteriores a fin de generar casos comparables y que los efectos de la inyección de vapor sean aislados de las modificaciones de las condiciones operacionales..

3.2.1 Caso 4

Este caso de predicción parte de la configuración de la perforación presentada en el caso 1 (4 pozos verticales a 125 metros de espaciamento) la cual permite formar un patrón de 5 puntos invertido, teniendo como inyector el pozo vertical existente. La distribución areal se observa en la Figura 3-12. Esta predicción se realiza con una tasa de inyección de 240 Ton/día.

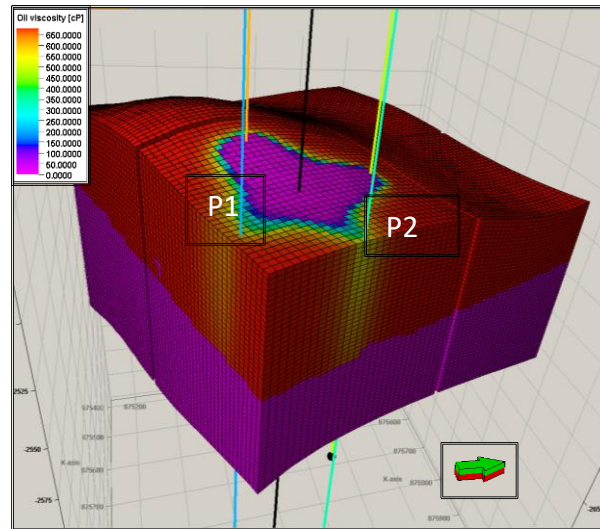
Los resultados de este escenario de producción indican como la viscosidad se ve afectada drásticamente por la inyección de vapor en 2 de los 5 pozos, llegando a reducciones en la viscosidad, por efecto de la inyección de vapor, hasta valores inferiores de 1 cP. En la Figura 3-12 se presenta un corte transversal del patrón y la distribución de la viscosidad en el último espacio de tiempo (*time step*). También se observa como parte del calor generado va hacia el acuífero y parte de la energía se pierde.

Figura 3-12. Corte transversal del patrón de 5 puntos invertidos – Perfil de viscosidad al 2022 (Caso 4).



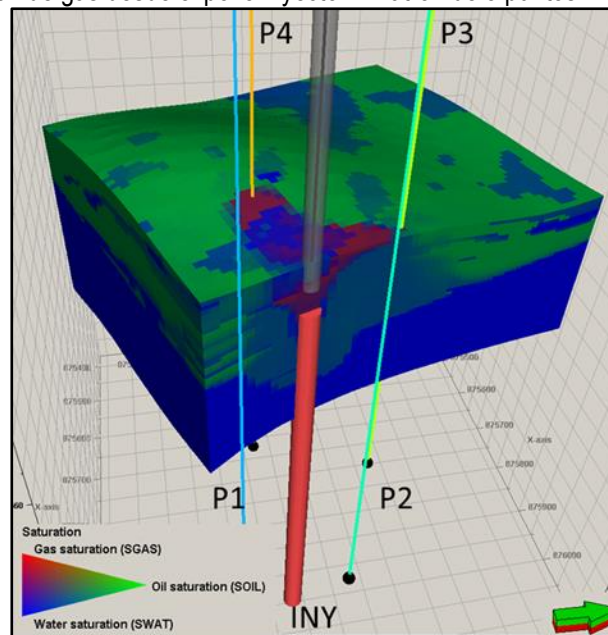
Aunque el efecto es significativo en la dirección de los pozos P4 y P3, en la dirección de los pozos P1 y P2 la reducción en este parámetro no es tan significativo ya que solo reduce la viscosidad a valores cercanos a 400 cP. Esto se debe, principalmente, a la heterogeneidad del yacimiento asociada a la presencia de diferentes tipos de roca de menores propiedades petrofísicas que retrasan el desplazamiento del frente de calor. (Figura 3-13).

Figura 3-13. Perfil de viscosidad al 2022 – Pozos verticales 125 mt (Caso 4).



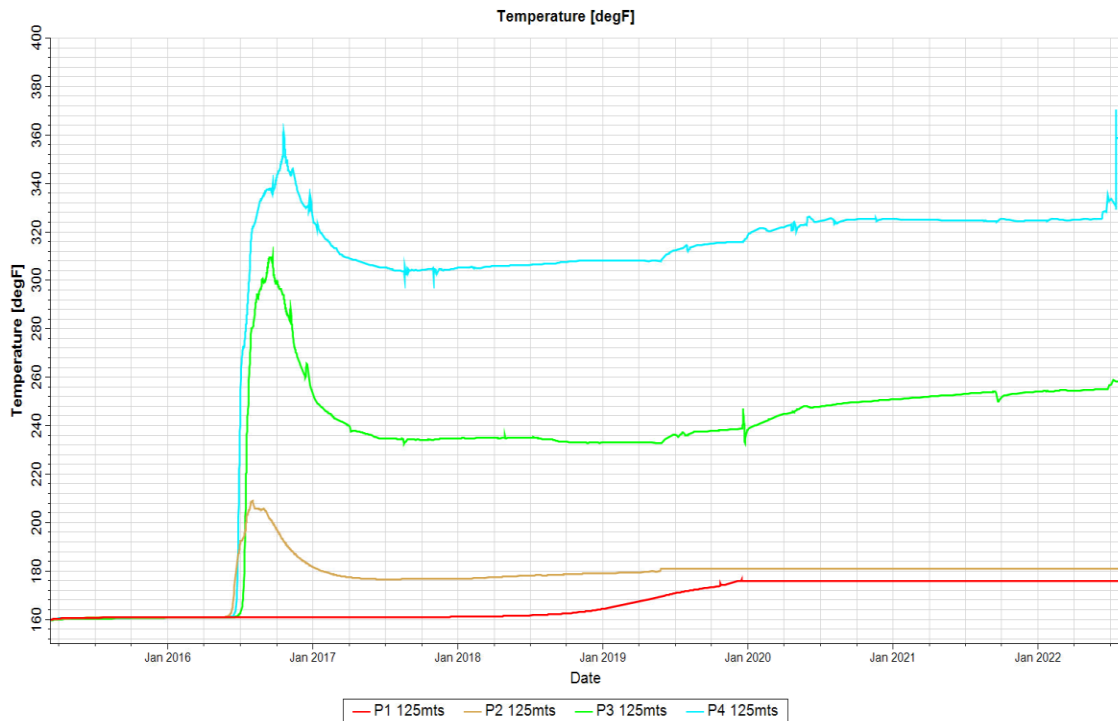
En términos de la saturación de gas, en dirección de los pozos P3 y P4 esta es mayor. Se observa cómo el vapor sobrepasa el crudo para ir a la parte más alta de los intervalos completados. En este caso, la eficiencia de barrido es baja debido a la tendencia del vapor de sobrepasar el hidrocarburo más pesado, aun en intervalos de bajo espesor. Este efecto se visualiza en la Figura 3-14 donde parte del hidrocarburo es sobrepasado por el vapor incluso desplazándolo a intervalos inferiores. Si se tiene en cuenta que el modelo de fluidos es un modelo representado como crudo vivo donde la fase gaseosa está constituida por componentes de hidrocarburos y vapor, al visualizar la saturación de gas en el sector, se puede incluso inferir como parte del vapor es canalizado hacia los pozos P3 y P4. El vapor inyectado, aumenta la saturación de agua en el yacimiento y por ende el aumento del corte de agua en los pozos productores.

Figura 3-14. Saturación de gas desde el pozo inyector – Patrón de 5 puntos invertido al 2022 (Caso 4).



Para visualizar la llegada del frente de calor se graficó la temperatura en cada uno de los pozos productores con el tiempo (Figura 3-15), en esta se observa el aumento de la misma en la medida en que el frente de calor se aproxima a cada uno de ellos. Se corrobora como el avance del frente no es uniforme en todos los pozos así estos se encuentren equidistantes del pozo inyector 125 metros. Para este patrón en particular, después de aproximadamente 3 meses de haber iniciado la inyección de vapor el aumento de temperatura se observa en los pozos P3 y P4. A pesar de que la inyección de vapor se realiza a una temperatura de 580 °F, la máxima temperatura que llega a los pozos es un pico de 360 °F en el pozo P4. Esta información es importante para el diseño del sistema de levantamiento de los pozos. En el pozo P1, la máxima temperatura alcanzada se alcanza en el año 2020 y solo alcanza 160 °F, después de inyectar por un periodo de 4 años aproximadamente.

Figura 3-15. Comportamiento de la temperatura por pozo con el tiempo (Caso 4).



También, se puede observar en la Figura 3-15, que dado la heterogeneidad vertical, el avance del frente de calor no es uniforme y una vez alcanza un pico máximo de temperatura hay una drástica caída de esta variable, para luego estabilizarse. Un segundo frente de calor es observado en los pozos P3 y P4 después de 4 años de inyección en forma continua. Esta misma tendencia se observa, en menor magnitud en los pozos P2 y P3, siendo el pozo P1 el que menores cambio experimenta por la inyección de vapor.

Con la inyección de 240 Ton/día, 5 años después de iniciar la inyección de vapor se alcanza el corte de agua establecido como límite económico, y por ende todos los pozos se cierran.

3.2.2 Caso 5

Este caso de predicción es una sensibilidad al caso anterior, la única variable que se modifica es la tasa de inyección la cual aumenta a 400 Ton/día.

Al aumentar el tonelaje de inyección de vapor se observa como todos los pozos del patrón se ven afectados en mayor grado llegando la viscosidad a niveles inferiores de 1 cP en los pozos P4 y P3 y menores de 50 cP en los pozos P1 y P2 que con 240 Ton/día no se veían afectados notoriamente. (Figura 3-16). De igual forma se observa como la saturación de gas aumenta en dirección de los pozos P4 y P3. (Figura 3-17).

Figura 3-16. Distribución de la viscosidad – 225 mt Pozos verticales- 400 Ton/día al 2020 (Caso 5).

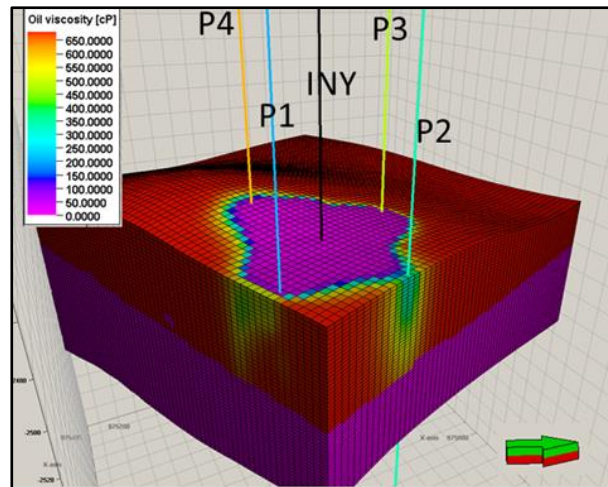
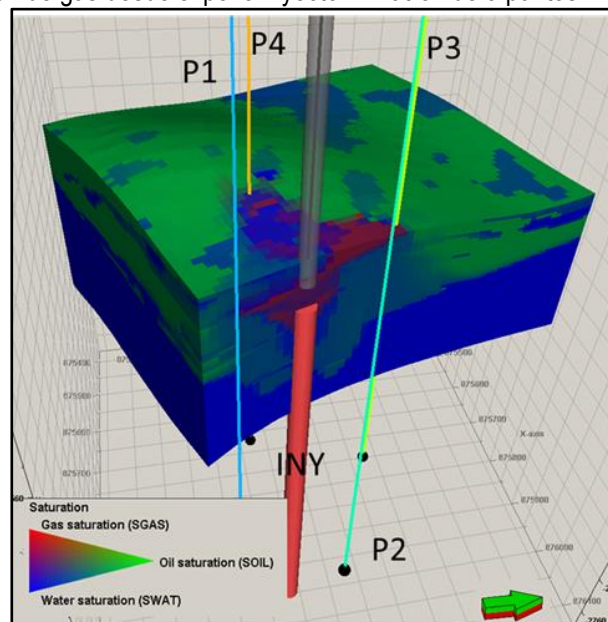


Figura 3-17. Saturación de gas desde el pozo Inyector – Patrón de 5 puntos Invertido al 2020 (Caso 5).



Con el aumento de la tasa de inyección, los pozos P4 y P3 producen vapor por efecto de canalización de algún intervalo (Figura 3-19). Este fenómeno se puede atribuir a la canalización por una de las zonas del pozo inyector hacia el pozo productor, haciendo ineficiente el proceso si se tiene en cuenta que la eficiencia de la inyección de vapor en forma continua se debe a la combinación de dos fenómenos, el desplazamiento y el proceso de transferencia de calor. La corriente de vapor que se canaliza y se produce en los pozos no solo ocasiona una ineficiencia en la inyección asociada a las pérdidas de calor en el sistema, sino que reduce la eficiencia volumétrica del sistema de levantamiento (MacBean, 1972). Lo que se busca, es la transferencia del

calor latente del vapor hacia la roca y no que el vapor se produzca en los pozos. El procedimiento común para reducir estas tendencias a canalización, se convierte entonces en la limitación de la tasa de inyección. Figura 3-18 representa las iso-líneas de temperatura donde se puede ver como las máximas temperaturas son alcanzadas en el pozo P3.

Figura 3-18. Producción de vapor por pozo contra tiempo (Caso 5).

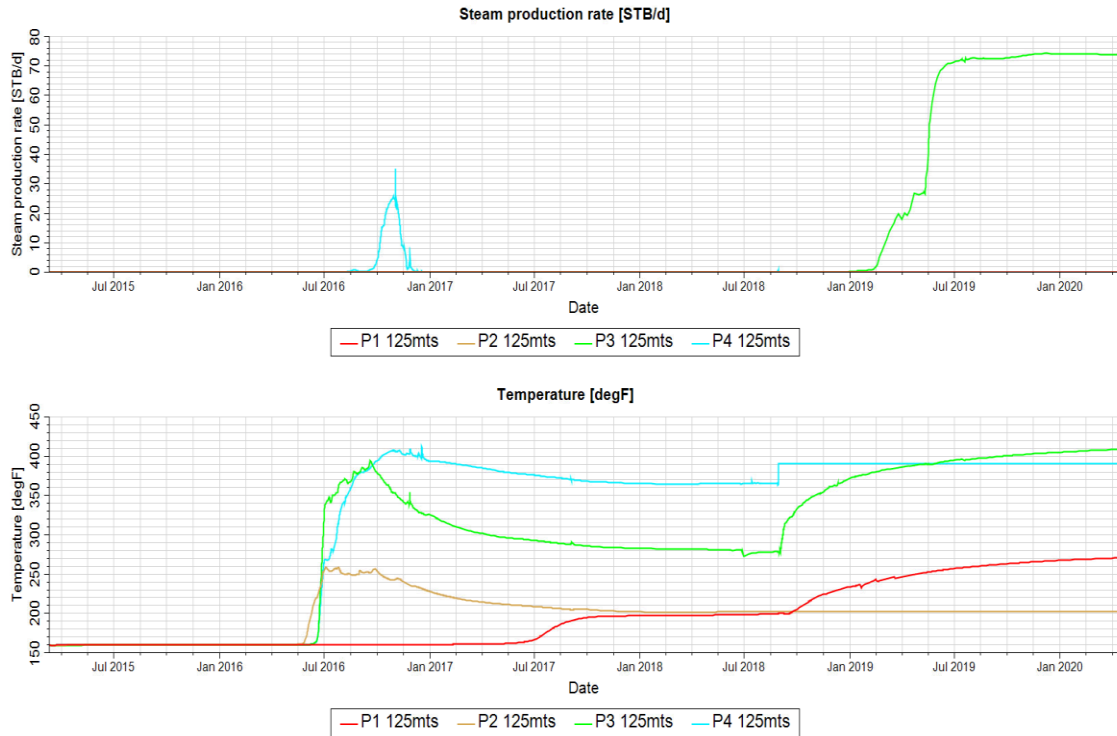
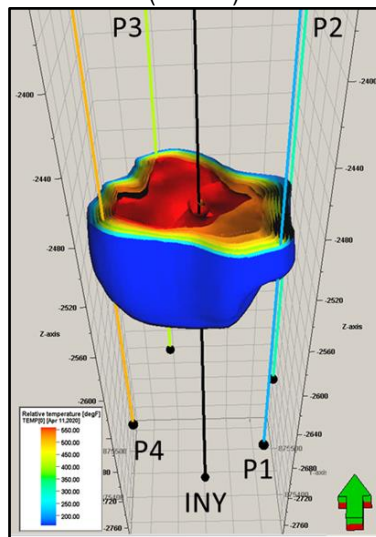
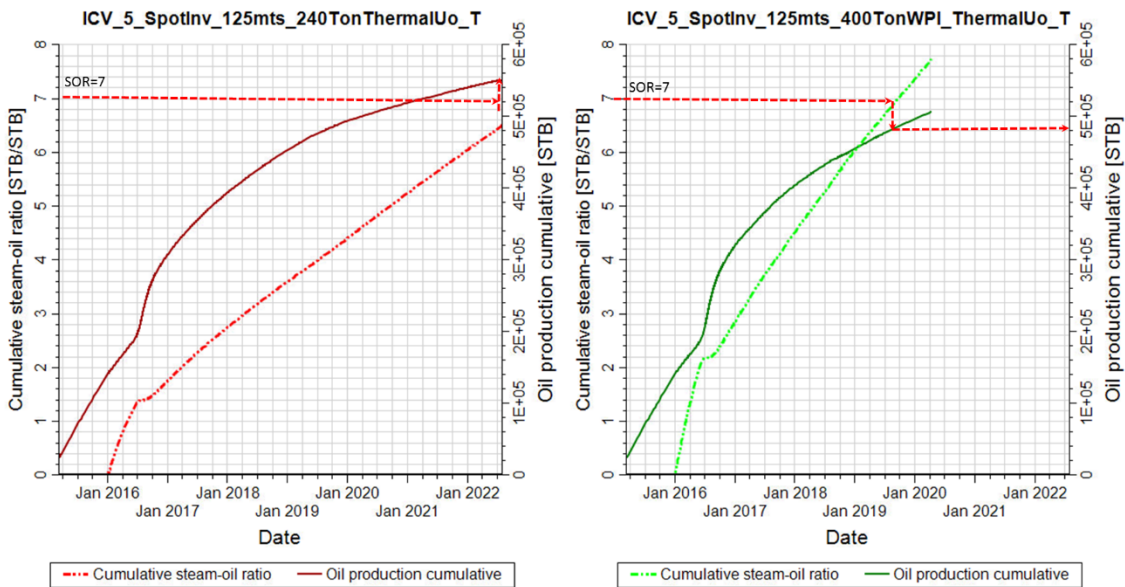


Figura 3-19. Iso-superficies de temperatura desde el pozo inyector – Patrón de 5 puntos invertido al 2020 (Caso 5).



El desempeño de los proyectos de inyección de vapor es frecuentemente evaluado en términos de la relación vapor aceite acumulada o CSOR (“*Cumulative Steam-oil Ratio*”). La relación de vapor aceite es una métrica utilizada para cuantificar la eficiencia del recobro de aceite bajo la inyección de cualquier proceso de vapor (Boberg, 1987). Esta relación mide el volumen de vapor utilizado para producir una unidad de volumen de aceite. Entre más baja sea esta relación, más eficiente será el proceso de inyección de vapor. En otras palabras, en la medida que se utiliza menos vapor para producir un barril de aceite, económicamente será más eficiente el proceso. La compañía operadora ha determinado proyectos que alcancen un SOR cercano a 7, puede ser proyectos económicamente rentables. En este caso, la inyección de vapor en forma continua en este patrón alcanza un acumulado de 508,47 Mbbl con un factor de 4,77%, el incremental asociado al aumento de toneladas de vapor no muestra un impacto significativo comparado con menor tasa de inyección (inferior al 1%). Ahora bien si se toma en cuenta la relación vapor aceite acumulada (SOR) de los dos casos se observa como esta relación se aumenta drásticamente en el caso de mayor tonelaje de vapor, alcanzando en tan solo 4 años después de iniciada la inyección de vapor un valor cercano a 7. Este aumento en la SOR hace que el proyecto con menor tonelaje sea más eficiente, no solo en términos de generación de vapor sino en términos de producción acumulada (Figura 3-20).

Figura 3-20. Comparación producción acumulada Vs. SOR a diferente tasa de vapor inyectado (240 ton/día Vs 400 ton/día) (Caso 5).



Se infiere de además de la Figura 3-21, que el aumento en la saturación de agua en el yacimiento producto de la inyección de vapor hace que el límite del corte de agua se alcance 2 años antes, si se compara con el caso de inyección de vapor de forma continua de 240 Ton/día, por tanto los pozos se cierran.

Graficando en el tiempo diferentes variables simultáneamente como temperatura contra producción acumulada se puede determinar el avance del frente de calor y su impacto en la producción (Figura 3-22). Es así, que para los pozos P2, P3 y P4 el arribo del frente de calor es muy similar independientemente de la cantidad de vapor que se inyecte. De igual forma, se puede identificar que el incremental de producción por el aumento de volumen de inyección no es significativo. Un segundo frente de calor es observado en tiempos tardíos cuando se aumenta la tasa de inyección a 400 Ton/día en los pozos P1 y P3, significando esto la irrupción de agua en

otro intervalo que inicialmente no fue afectado por la inyección ya que la producción de aceite no se ve afectada sustancialmente.

Figura 3-21. Comparación producción en frío Vs. inyección continua de vapor – patrón de 5 puntos invertido (240 ton/día Vs 400 ton/día) (Caso 5).

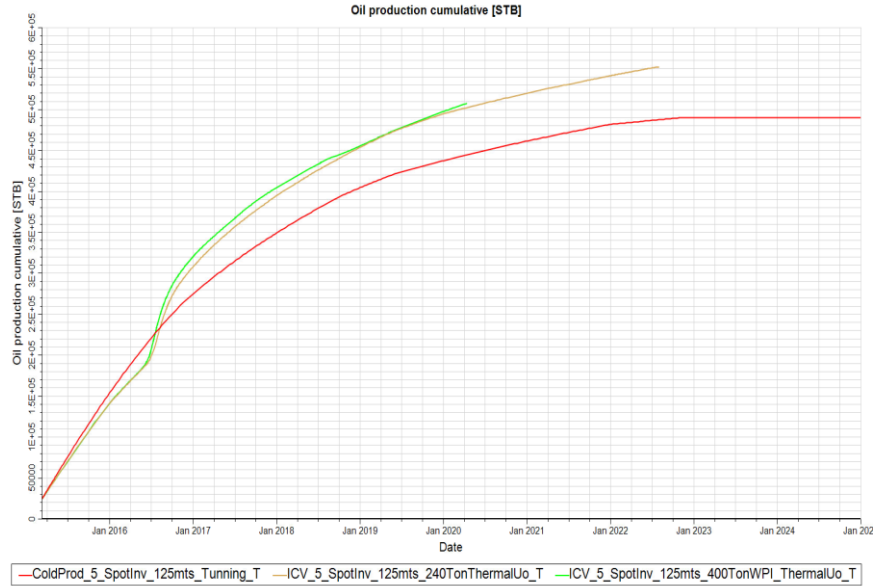
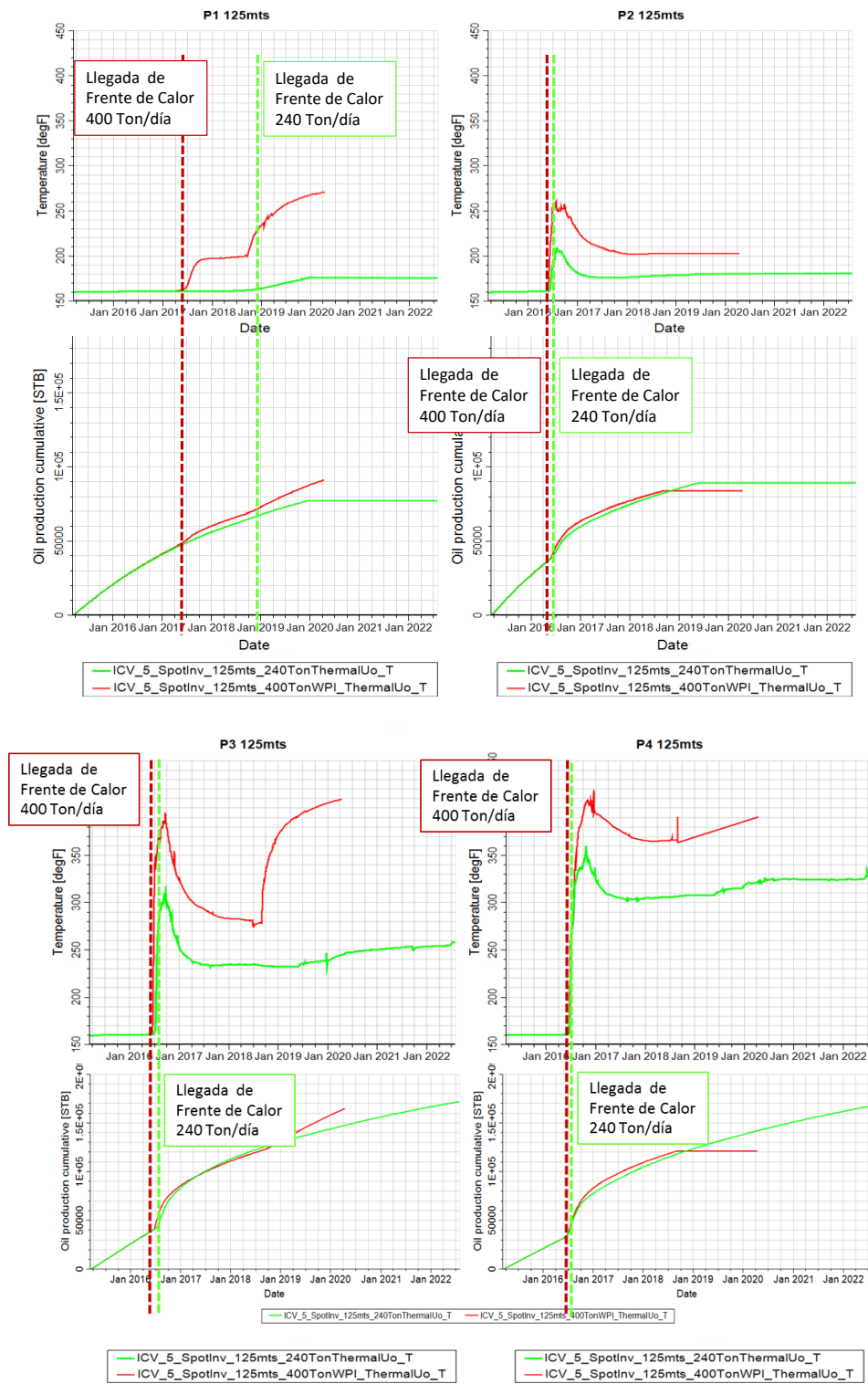


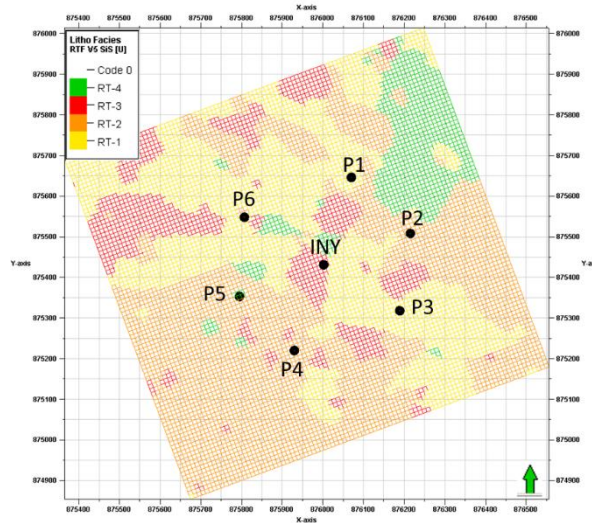
Figura 3-22. Avance del frente de calor y producción acumulada de aceite contra tiempo por pozo productor.



3.2.3 Caso 6

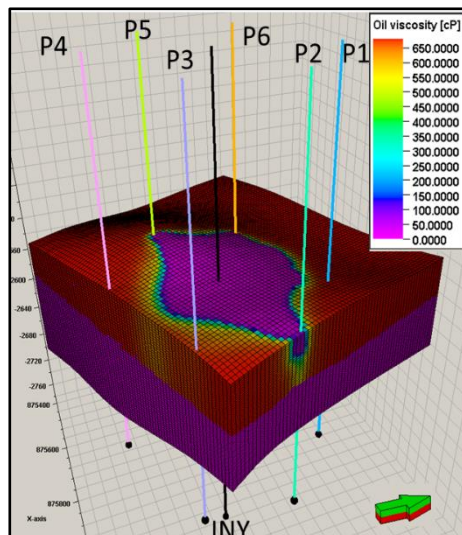
Este caso de predicción parte de la configuración de la perforación presentada en el caso 2 (7 pozos verticales) la cual permite formar un patrón de 7 puntos invertido, teniendo como inyector el pozo vertical existente. La distribución areal se observa en la Figura 3-23.

Figura 3-23. Configuración del patrón 7 puntos invertido – 225 mt (Caso 6).



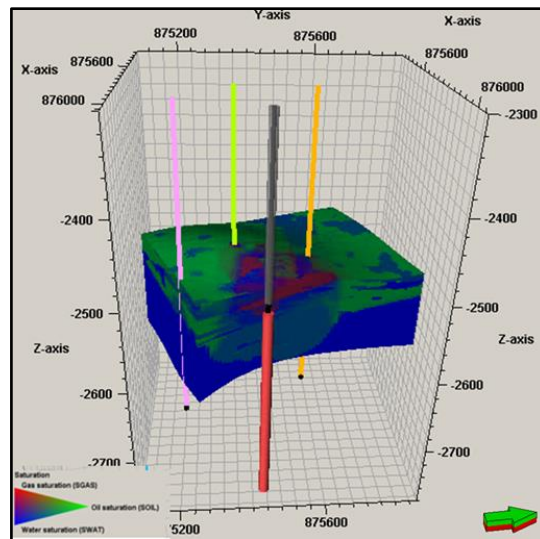
Bajo esta configuración, implementando la inyección continua de vapor el modelo predice un acumulado al 2025 de 766 Mbbl alcanzando un factor de recobro a la finalización del tiempo de evaluación de 7,2%. En la Figura 3-24 se observa arealmente (en el patrón) el cambio de la viscosidad. En esta se puede determinar que la disminución de la viscosidad es preferencialmente hacia los pozos P2, P5, P6, siendo los pozos P1, P3 y P4 los menos afectados al tiempo final de la simulación. Con la inyección de vapor en forma continua se logra disminuir la viscosidad del crudo a valores inferiores a 1 cP en las aras de mayor influencia. Nuevamente se confirma el impacto de la heterogeneidad del yacimiento en el avance del frente de calor.

Figura 3-24. Distribución de la Viscosidad al 2025 (Caso 6).



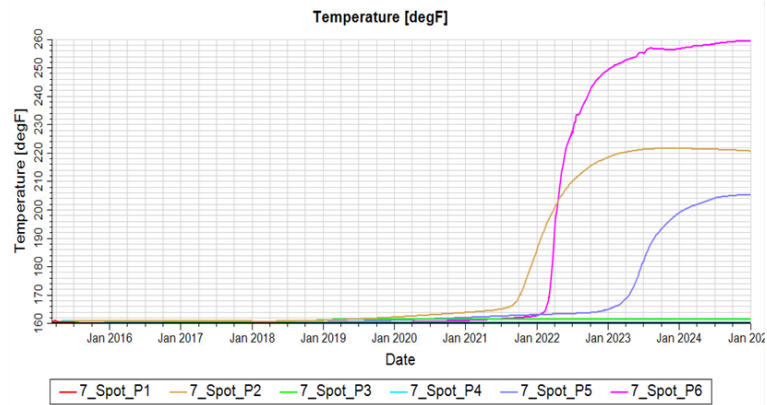
En términos de la saturación de gas, en dirección de los pozos P5 y P6 esta es mayor. Se observa como el vapor sobrepasa el crudo para ir a la parte más alta de los intervalos completados. En este caso, la eficiencia de barrido es baja debido a la tendencia del vapor de sobrepasar el hidrocarburo más pesado, aun en intervalos de bajo espesor. Este efecto se visualiza en la Figura 3-25 donde parte del hidrocarburo es sobrepasado por el vapor incluso desplazándolo a intervalos inferiores. El vapor inyectado, aumenta la saturación de agua en el yacimiento y por ende el aumento del corte de agua en los pozos productores.

Figura 3-25. Distribución de la saturación de fluidos al 2025. Patrón 7 puntos invertido. 240 Ton/día (Caso 6).



En la Figura 3-26 se observa cómo el perfil de temperatura cambia con respecto al espaciamiento y la distribución de los patrones. Para este caso de simulación, el frente de calor llega mucho más tarde que en caso de la inyección de vapor a un espaciamiento de 125 metros, favoreciendo un desplazamiento más eficiente del crudo de menor viscosidad hacia alguno de los pozos. Una vez iniciada la inyección de vapor el frente de calor alcanza primero al pozo P2, 5 años después de iniciada la inyección alcanzando temperaturas máximas de 220 °F. El frente de calor continúa avanzando hasta alcanzar el pozo P6 unos meses después; para este pozo la temperatura máxima alcanzada es de 260 °F. En cualquiera de los pozos se determina mediante el modelo numérico que la máxima temperatura no es superior a la mostrada en el patrón a un espaciamiento menor de 125 metros. En complemento a lo anterior se puede determinar que la tendencia de la temperatura, una vez alcanza el frente de calor a alguno de los pozos, es más constante y no se presentan picos abruptos que indicarían una posible canalización del vapor o de agua caliente hacia los pozos contactados, como sucede en el caso con menos espaciamiento. A su vez, a esta tasa de inyección y con el arreglo evaluado, no se observa vapor en los pozos productores.

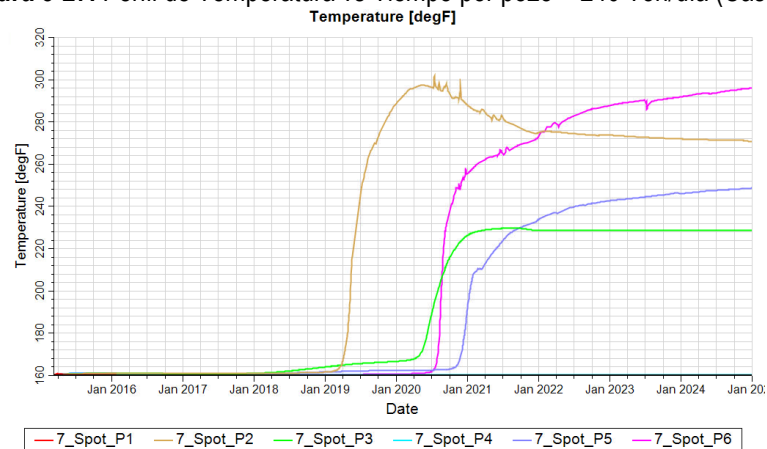
Figura 3-26. Perfil de Temperatura contra Tiempo –240 Ton/día (Caso 6).



3.2.4 Caso 7

Es un caso de sensibilidad al caso 6 en donde la única variable que es modificada durante la predicción, es la tasa de Inyección de Vapor. A diferencia del caso 6, esta predicción se realiza con una tasa de inyección de 400 Ton/día. Al igual que los casos en frío, la tasa de extracción máxima por pozo es de 5000 BFPD para que todos los casos sean comparables entre sí y el efecto de la inyección de vapor sea asociado a los fenómenos físicos del proceso y no a las restricciones operacionales impuestas al simulador. En esta predicción se prestará mayor atención al perfil de temperatura con el tiempo y la relación aceite vapor acumulado o SOR. Estas variables se convierten en parámetros de evaluación debido a su posible efecto en el recobro y por ende en la economía de proyecto. Un aumento súbito en la temperatura en los pozos productores indicaría una posible canalización y poca eficiencia en el proceso de desplazamiento por inyección de vapor. En la Figura 3-27 se observa la temperatura en función del tiempo en cada uno de los pozos productores.

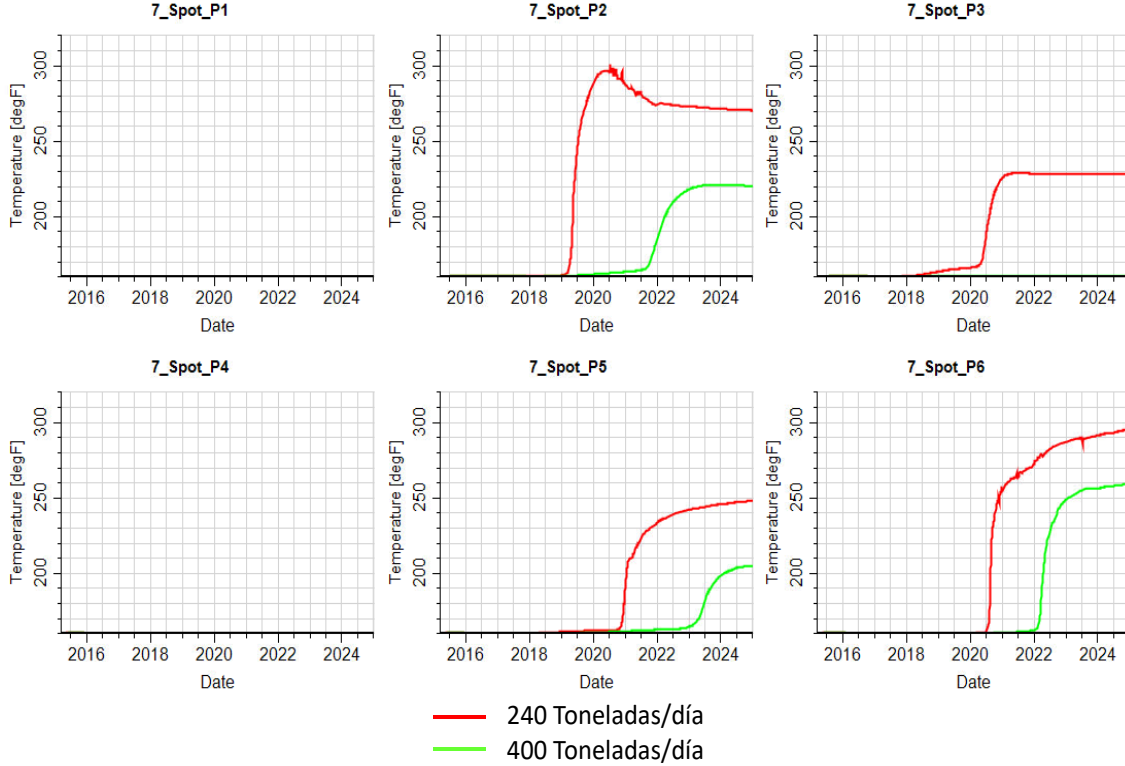
Figura 3-27. Perfil de Temperatura vs Tiempo por pozo – 240 Ton/día (Caso 7).



Con esta sensibilidad se determina que los tiempos en los cuales el frente de calor llega a los pozos productores es menor comparado con el caso de 240 Ton/día (3 años Vs. 5 Años), siendo en ambos casos el pozo P2 el primero en sentir el efecto después de haber iniciado la inyección de vapor en forma continua. No obstante lo anterior, el perfil de temperatura se desarrolla de una manera diferente para cada uno de los pozos, como se observa en la Figura 3-28. Es determinante la geología para que los pozos P1 y P4 no observen

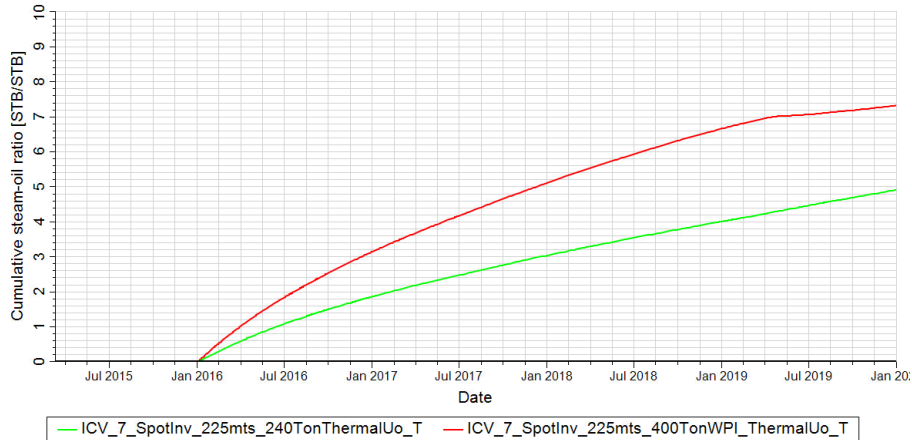
ningún incremento en la temperatura durante el periodo evaluado incluso aun cuando la tasa de inyección es aumentada. El pozo P3, gracias al aumento en la tasa de inyección inicia a sentir la influencia del proceso.

Figura 3-28. Comparación perfil de Temperatura vs Tiempo por pozo – 240 Ton/día (Caso 7).



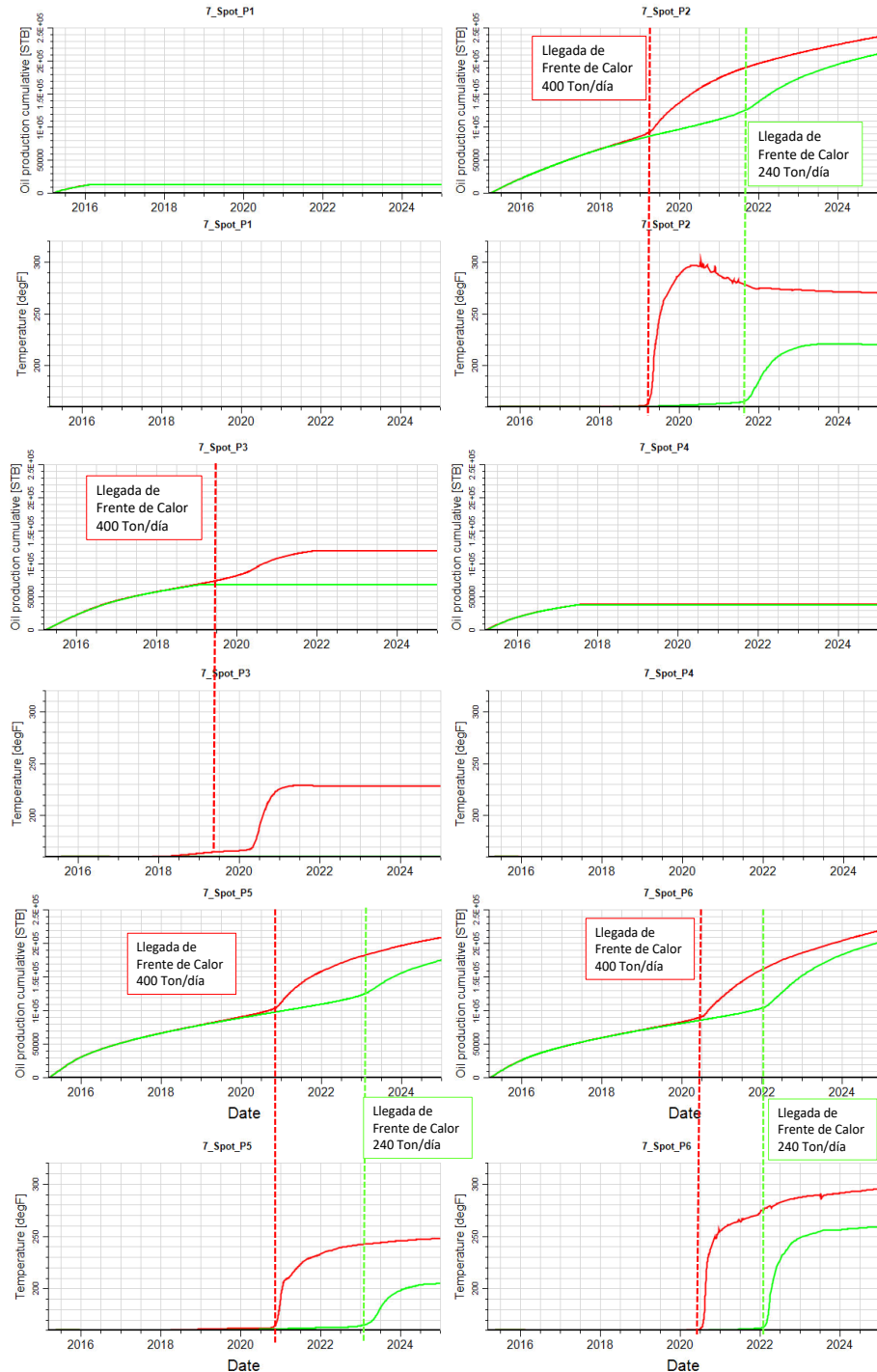
En términos de la relación vapor aceite acumulada (Figura 3-29), se puede determinar que cuando se inyecta en el patrón mayor tonelaje de vapor, esta relación rápidamente se incrementa disminuyendo de esta manera la eficiencia del proyecto. Básicamente el aumento de las tasas de inyección genera una canalización en los pozos productores sin ningún incremento en la producción de hidrocarburos.

Figura 3-29. Comparación: relación de vapor aceite acumulada – a 240 Ton/día y 400 Ton/día (Caso 7).
Cumulative steam-oil ratio [STB/STB]



Cuando se analiza el comportamiento de la temperatura, su sensibilidad a la cantidad de vapor inyectada y su efecto en la producción incremental pozo a pozo (Figura 3-30), se determina que algunos pozos como el P1 y P4 no observan ningún efecto en la producción del pozo comprobando una vez más la heterogeneidad del yacimiento. Por otro lado, el pozo P3 solo observa un incremental en su producción cuando el volumen de inyección es de 400 Ton/día, incrementado la vida productiva. En términos generales, en este patrón se acelera el incremental de producción.

Figura 3-30. Comportamiento de la Temperatura y Producción Acumulada Pozo a Pozo (Caso 7).



A continuación se compara a la luz de la razón vapor aceite acumulada y producción acumulada el patrón de 7 puntos invertidos con las dos tasas de inyección y de esta manera visualizar cuál de los dos volúmenes de inyección resulta ser más efectivo. En la Figura 3-31 se puede observar que con la inyección de 240 Ton/día no se alcanza un SOR= 7, sin embargo con la inyección de 400 Ton/día después de aproximadamente 3 años de inyección esta relación es alcanzada sin que la tendencia en la producción acumulada cambie, es decir que en este patrón con tasas de 400 Ton/día no se considera viable ya que con una producción acumulada de 430 MBls ya se alcanza una SOR de 7. Esta producción acumulada es muy similar a la producción en frío del patrón a la misma fecha de corte (Figura 3-32).

Figura 3-31. Comparación producción acumulada de petróleo Vs. SOR – 240 y 400 Ton/día (Caso 7).

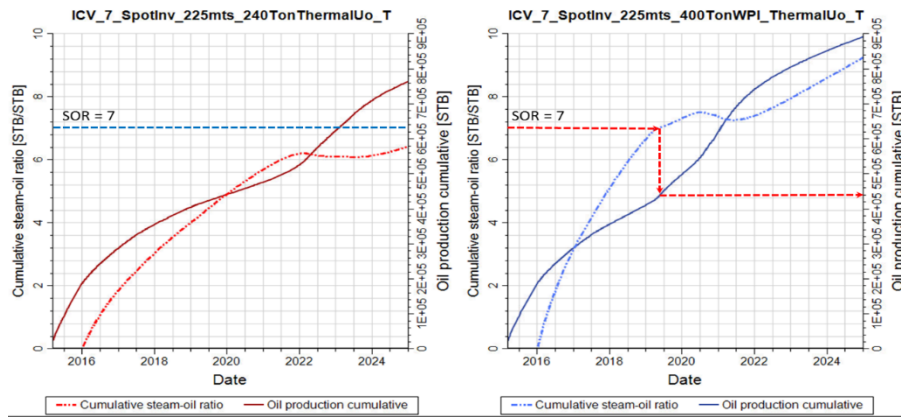
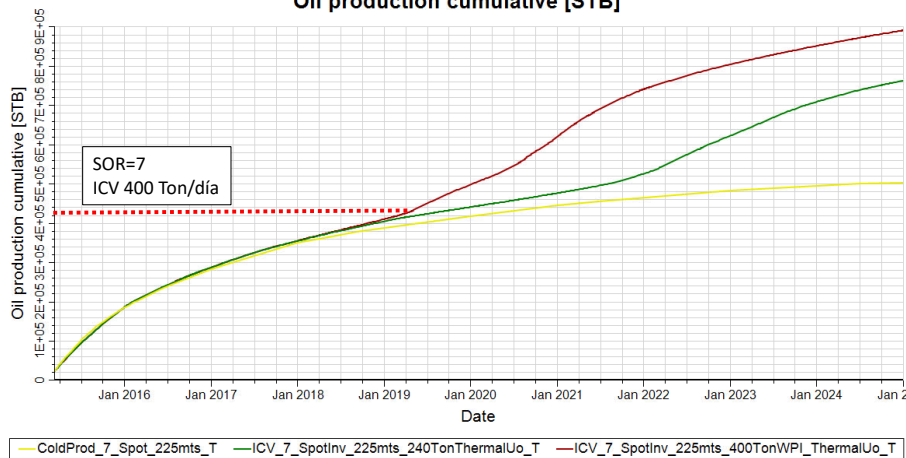


Figura 3-32. Comparación de la producción acumulada producción en frío e inyección de vapor a 240 Ton/día y 400 Ton/día (Caso 7).
Oil production cumulative [STB]

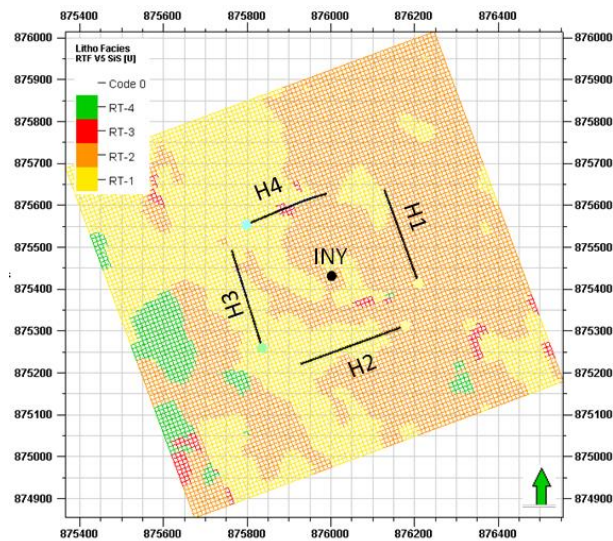


3.2.5 Caso 8

Este caso de predicción parte de la configuración de la perforación presentada en el caso 3 (4 pozos horizontales, espaciamiento de 240mt) la cual permite formar un patrón de 5 puntos invertido, teniendo como inyector el pozo vertical existente. La distribución areal se observa en la Figura 3-33. Esta predicción se realiza con una tasa de inyección de 240 Ton/día y una calidad de Vapor del 80%. Al igual que los casos en frío, la

tasa de extracción máxima por pozo es de 5000 BFPD para que todos los casos sean comparables entre sí y el efecto de la inyección de vapor sea asociado a los fenómenos físicos del proceso y no a las restricciones del simulador. La disposición de los pozos con respecto al pozo vertical se presenta en la Figura 3-33. En este caso, los pozos horizontales fueron posicionados en las capas intermedias dentro de las arenas reservorio buscando optimizar el recobro por inyección de vapor tomando ventaja de algún posible efecto de la segregación gravitacional y la producción de componentes livianos por efecto de la inyección de vapor.

Figura 3-33. Arreglo 5 puntos invertido con pozos horizontales (Caso 8).



Las predicciones realizadas bajo este arreglo de pozos permiten establecer una producción acumulada al tiempo de evaluación de 1043 Mbbl la cual corresponde a un factor de recobro del 9.8%.

Una vez inicia la inyección en forma continua, dada la densidad de vapor y de los componentes más livianos estos buscaran migrar hacia la parte más alta de la estructura. Este fenómeno podría mejorar el desplazamiento de hidrocarburos hacia el pozo, aumentando el recobro último. La Figura 3-34 representa la distribución de la saturación de aceite, gas y agua en las capas superiores del modelo.

Con este arreglo se observa una distribución un poco más uniforme de la temperatura lo cual se refleja en la distribución areal de la viscosidad, pudiese hablarse un drenaje mejor controlado gracias al gradiente de presión ocasionada por los pozos horizontales (Figura 3-35). No obstante lo anterior, se confirma a través de esta predicción, el papel que juega la heterogeneidad del yacimiento, siendo el pozo horizontal H3 el pozo que no observa un aumento en la temperatura durante el periodo de evaluación del proyecto.

El frente de calor, representado por el aumento de temperatura en los pozos productores (Figura 3-36), refleja el incremento, en uno de los pozos, de la temperatura después de tres años de inyección continua de vapor, alcanzando niveles máximos de aproximadamente 280 °F. El comportamiento de la curva de temperatura con el tiempo es uniforme y no muestra altibajos como en algunos de los casos anteriormente simulados.

Figura 3-34. Distribución de saturaciones a 2025 - 240 Ton/día (Caso 8).

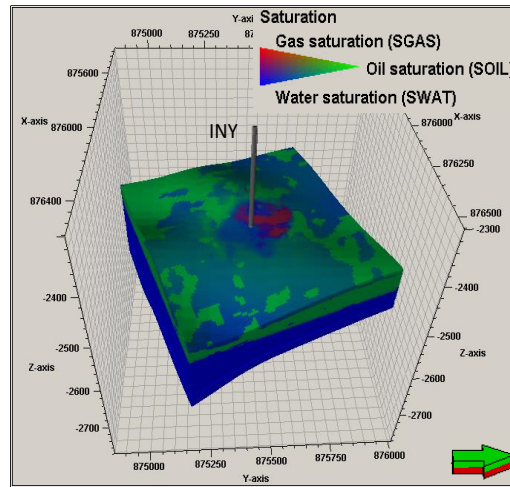


Figura 3-35. Distribución de la viscosidad a 2025 - 240 Ton/día (Caso 8).

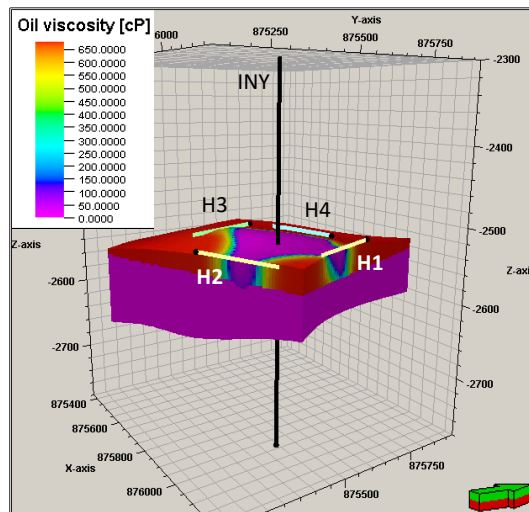
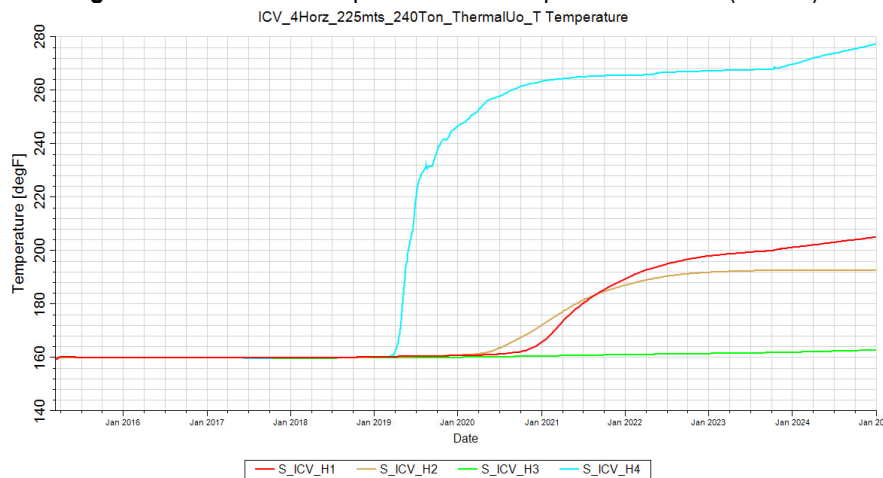


Figura 3-36. Perfil de Temperatura Vs. Tiempo - 240 Ton/día (Caso 8).



3.2.6 Caso 9

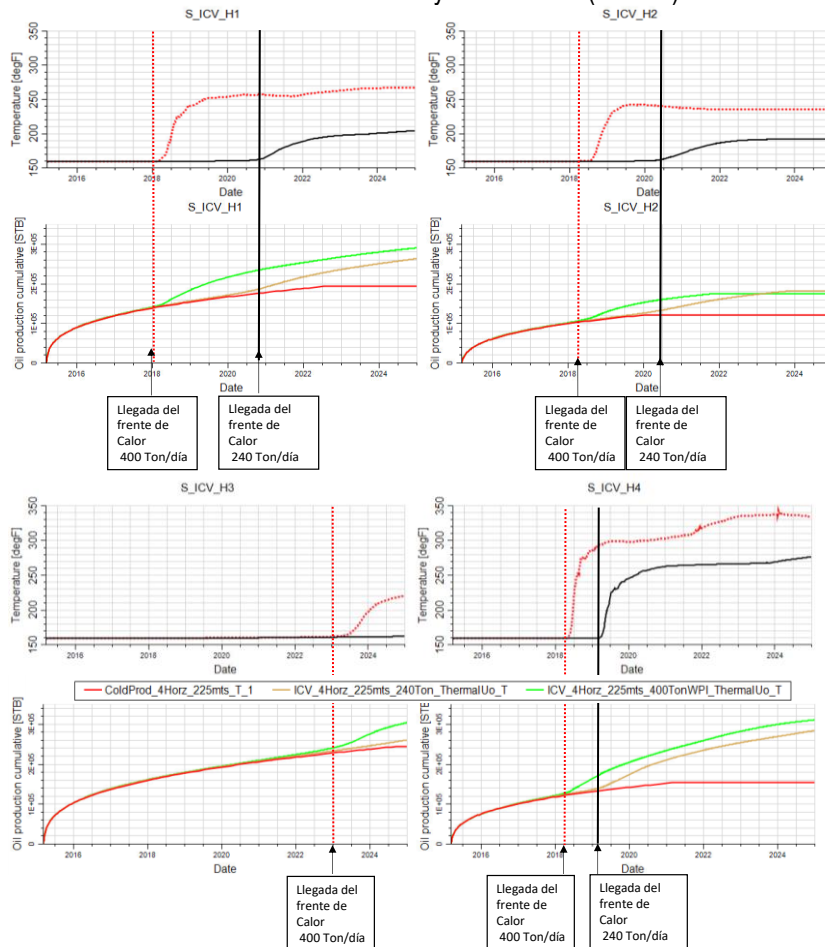
Este caso es un caso de sensibilidad del caso 8, donde la única variable que es modificada es la tasa de inyección, pasando de 240 Toneladas/día a 400 Ton/día.

Los resultados de esta sensibilidad indican una producción acumulada al final de la evaluación de 1133,5 Mbbl representando un Factor de Recobro cercano al 11%.

Para la evaluación de esta sensibilidad se pondrá especial atención en el perfil de temperatura, la relación vapor – aceite acumulado (SOR) y la producción acumulada de petróleo cuando la SOR alcance valores de 7.

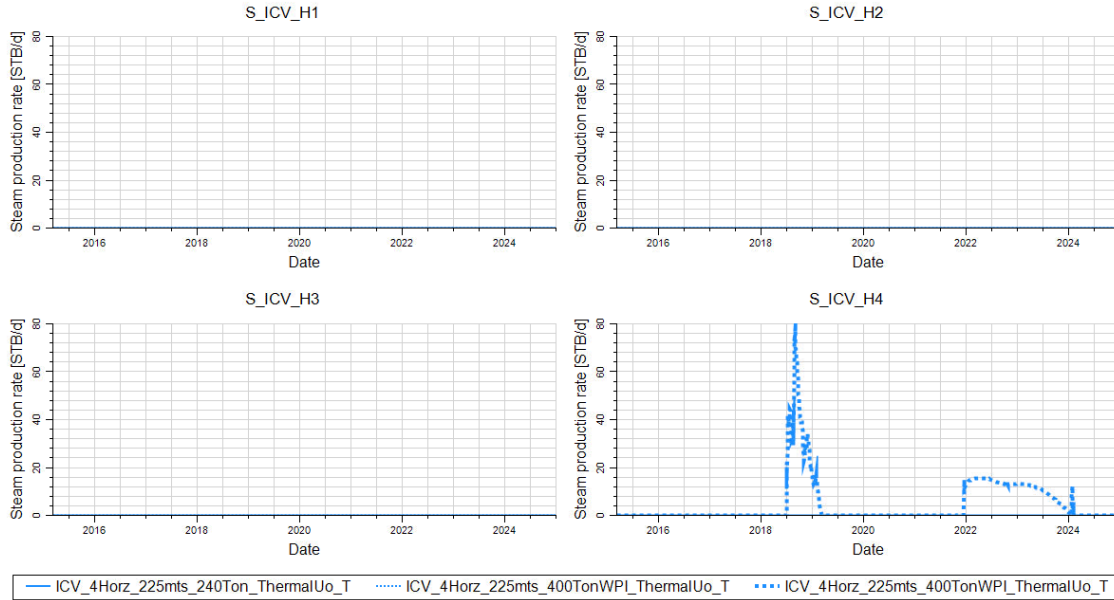
El perfil de temperatura de cada uno de los pozos productores para las dos tasas de inyección sensibilizadas es graficado junto con la producción acumulada de aceite (Figura 3-37). La curva roja, en todos los casos, representa la tasa de inyección de 400 Ton/día mientras que la curva negra indica el comportamiento de la temperatura con tasas de inyección de 240 Ton/día. Esta sensibilidad muestra como a tasas mayores el tiempo de llegada del frente de calor es menor, y en caso del pozo H3 muestra como el frente de calor se observa después de más de 7 años de inyección solo cuando la tasa es aumentada.

Figura 3-37. Comparación del perfil de temperatura y producción acumulada Vs. Tiempo por pozo productor. Sensibilidad 240 Ton/día y 400 Ton/día (Caso 9).



Durante esta sensibilidad también se observa que en el pozo horizontal H4, existe canalización de vapor después de 2 años de inyección produciendo un pico máximo de 80 Bls/día, solo cuando se inyecta 400 Ton/día (Figura 3-38).

Figura 3-38. Tasa de producción de vapor Vs. Tiempo por pozo. Para 240 Ton/día y 400 Ton/día (Caso 9).



En términos de la relación vapor – petróleo acumulada, en este arreglo de pozos se determinó que con 400 Ton/día se alcanza una SOR de 7 muy cerca a la finalización del periodo de evaluación, siendo así este arreglo de pozos uno de los arreglos más eficientes evaluados. Ahora bien, si se compara con el número de pozos a perforar contra la producción acumulada, el arreglo de siete puntos invertido presenta menor recobro final con mayor número de pozos perforados.

Figura 3-39. Comportamiento de la relación vapor-petróleo acumulada vs producción acumulada (Caso 9).

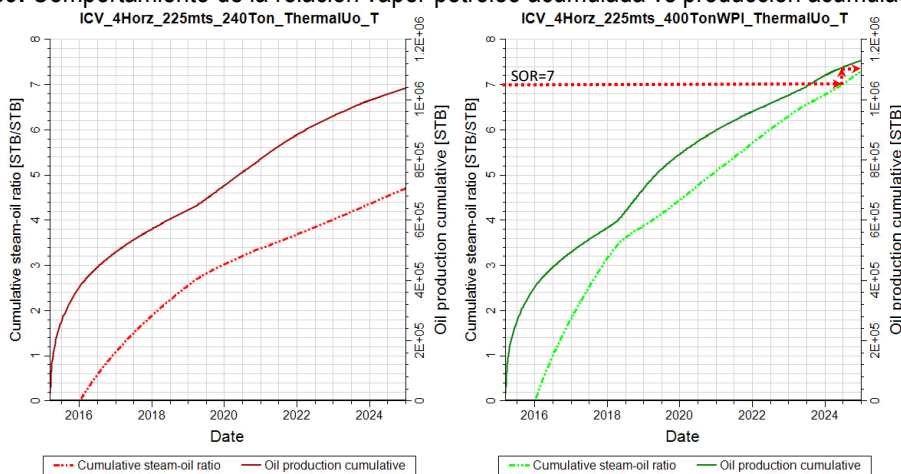
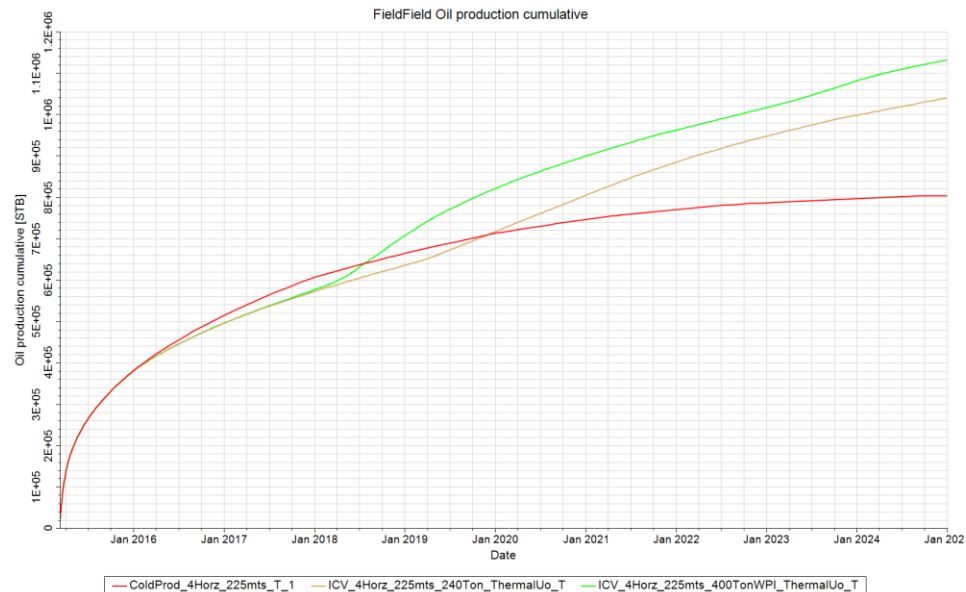


Figura 3-40. Comparación producción acumulada de petróleo – Patrón de 5 puntos invertido- Pozos horizontales



3.3 Resumen de resultados

De acuerdo con el modelo de simulación se determina que el patrón evaluado con el que se alcanza un mayor factor de recobro es el patrón de 5 puntos invertido con pozos horizontales inyectando 400 Ton/día de vapor a través de un pozo vertical. Sin embargo, la diferencia con respecto al mismo patrón con menor tasa de inyección es de tan solo 65 Mbbl de aceite.

En los otros arreglos evaluados, el aumento en la tasa de inyección conlleva a pérdidas en la producción acumulada del sector simulado, asociado, principalmente, al aumento en la saturación de agua y el fenómeno de canalización implícitamente asociado a la heterogeneidad del yacimiento.

Por otro lado, el arreglo con menor espaciamiento (125 metros), es el que menor desempeño tiene frente a la inyección de vapor incrementando tan solo 13 Mbbl aproximadamente de aceite, con respecto a su producción en frío.

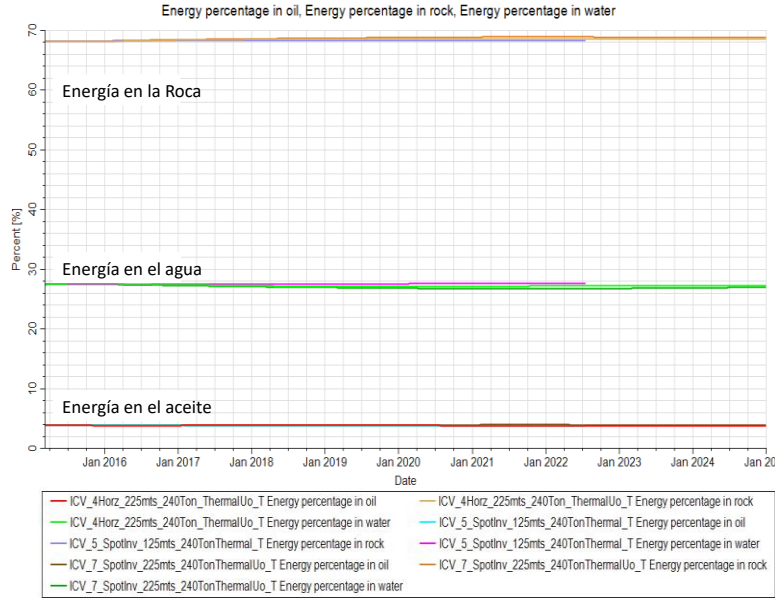
Aunque la producción acumulada incremental de los patrones de 7 puntos invertido con 240 Ton/día y 5 puntos invertido con pozos horizontales e inyección de -240 Ton/día es muy similar, dado el número de pozos a perforar se hace más atractivo el arreglo de pozos horizontales.

En todos los casos simulados los volúmenes porosos inyectados oscilaron entre 1 y 2 volúmenes porosos. Cuando se inyectan más de 1.1 Volúmenes porosos se torna ineficiente la recuperación por inyección de vapor en forma continua, sin embargo, en este estudio la eficiencia de los pilotos fue medida por la relación vapor – petróleo acumulado.

La distribución de la energía que se genera del proceso de la inyección de vapor en forma continua se presenta en la Figura 3-41. En ella se observa, que en términos generales, para todos los casos generados, el 68% de la energía es absorbida por la roca dado a que el proceso de condensación del vapor contribuye principalmente

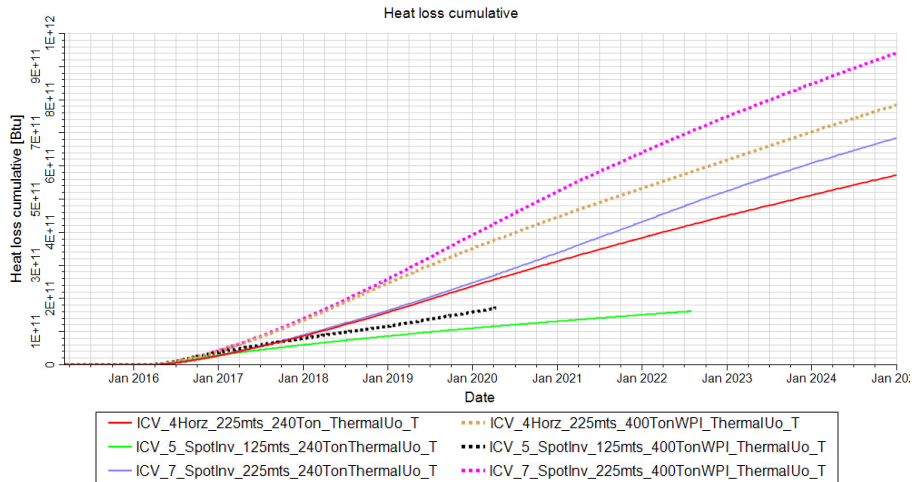
al calor latente de la formación (Orr, Srivasta, Sadestsky, & Stefan, 2010), mientras el 27% de la energía la absorbe el agua para dejar solo un 5% al aceite.

Figura 3-41. Distribución de la energía con el tiempo con la inyección de vapor a 240 Ton/día para los diferentes arreglos.



De todos los casos de predicción evaluados se puede aseverar que a mayor tasa de inyección mayor son las pérdidas acumuladas de calor (Figura 3-42), en este caso el arreglo de 7 puntos invertido es aquel que presenta mayores pérdidas. Estas pérdidas están asociadas probablemente a la presencia de alta saturación de agua en el yacimiento y a la presencia del acuífero de fondo.

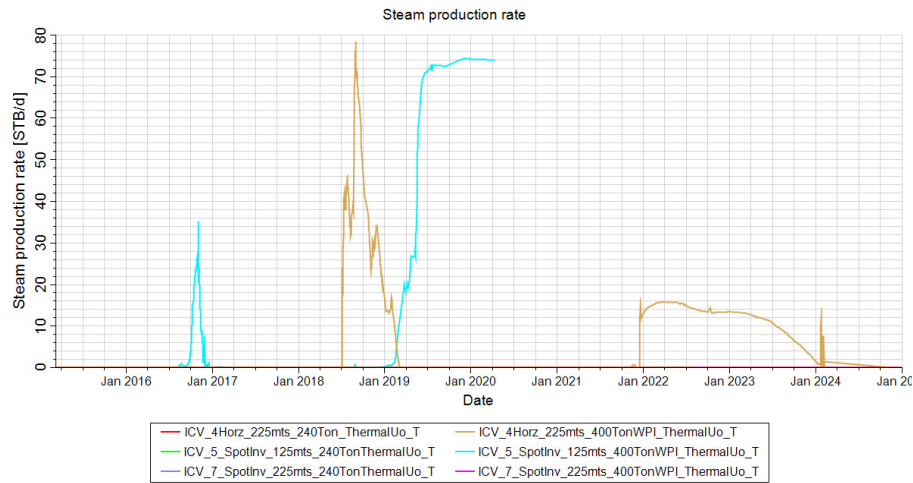
Figura 3-42. Pérdidas de calor contra el tiempo – Casos de Predicción.



En los casos de inyección de 400 Ton/día el modelo construido predice la producción de vapor en algunos pozos de los arreglos. Esto principalmente asociado a la heterogeneidad de las arenas donde el vapor, debido a la alta permeabilidad sobrepasa el crudo pesado y contacta a los pozos productores. La canalización no es

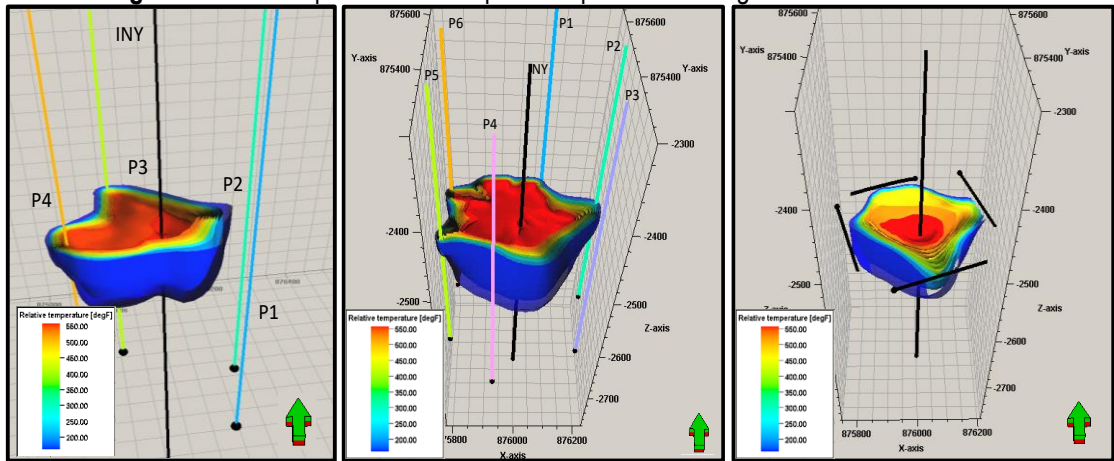
constante a lo largo del tiempo, lo que permite pensar que la anisotropía vertical genera irrupción por baches en los pozos productores a diferentes tiempos.

Figura 3-43. Tasa de producción de Vapor – Casos de Predicción.



Cuando se compara las iso-superficies de temperatura en el último periodo de tiempo en los tres patrones evaluados a una tasa de inyección de 240 ton/día, se puede observar que la distribución de temperatura es más uniforme en el patrón de pozos horizontales, asociado al delta de presión que la configuración horizontal ofrece.

Figura 3-44. Iso-superficies de temperatura para cada arreglo evaluado a 240 Ton/día



5 puntos Invertidos – 125 Mts.

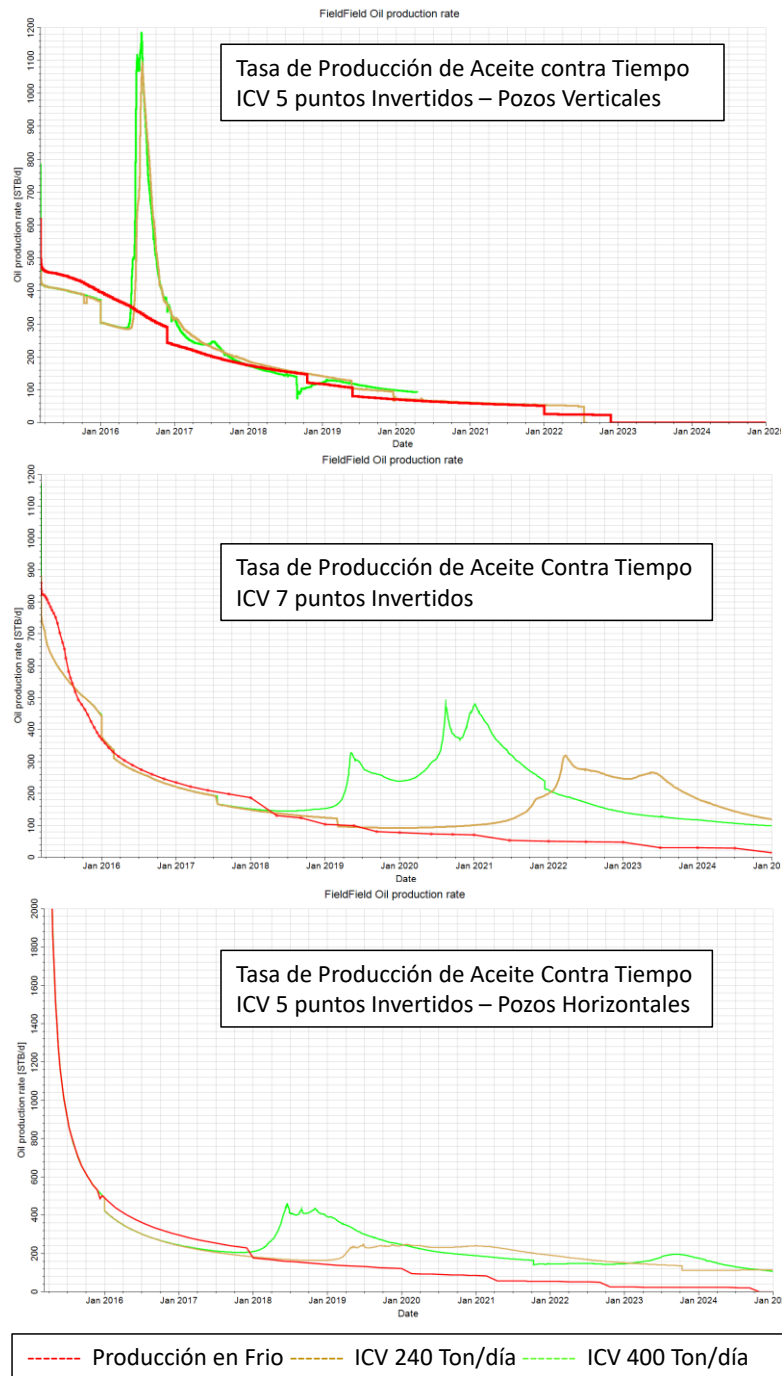
7 puntos Invertidos- 225 Mts.

5 puntos Invertidos- Pozos Horizontales 225 Mts.

En cuanto a las tasas de producción (Figura 3-45) se comparó la producción en frío contra las tasas de producción después de la inyección de vapor. De este análisis se determinó en el patrón de 5 puntos invertido con pozos verticales, que el incremento en la tasa de producción asociado a la inyección de vapor es algo instantáneo que no perdura en el tiempo debido al corto espaciamiento que hace que el aumento en la saturación de agua conlleve a aumentos en el corte de agua en los pozos productores dejando mucho aceite atrapado entre los poros que no se conectaron con los canales formados por el agua. La inyección de vapor en los otros arreglos evaluados muestra un incremental que perdura durante el periodo evaluado, obteniéndose los mayores picos de producción con la inyección de 400 Ton/día con respuestas anticipadas

que con la inyección a 240 Ton/día. Con altas tasas de inyección, se determina que la producción de aceite pudiera ser un escenario más favorable a corto plazo, ya que la transferencia de calor entre el fluido y la formación es más efectiva. No obstante lo anterior, la efectividad del proceso en términos de relación vapor aceite acumulada, la inyección a menor tonelaje resulta ser más efectiva.

Figura 3-45. Comparación de la Tasa de producción en las diferentes predicciones y sensibilidades.



Las bajas tasas de inyección hacen que el proceso de recuperación sea más lento debido a la restricción en el diferencial entre el vapor y la formación siendo la tasa de transferencia de calor por conducción más baja. Esto demuestra que el proceso de transferencia es dependiente del tiempo y por tanto con tasas bajas de inyección la transferencia de calor es más lenta haciendo también que las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes sean mayores.

La siguiente tabla resume los resultados de todos los casos corridos así como las sensibilidades realizadas:

Tabla 3-2. Resumen de Resultados Casos y Sensibilidades.

Caso N°	Patrón	Consideraciones	Np @2025 (Mbbbl)	Producción incremental por IV (Mbbbl)	Producción incremental por IV Aumento de tasa (Mbbbl)	FR @SOR (%)	Vol. poroso inyectado (Rbbl)
		Tasa Inyección vapor (Ton/día)					
PRODUCCIÓN EN FRÍO							
1	5 puntos invertido	-	491,06	-	-	4,61	-
2	7 puntos invertido	-	535,09	-	-	5,02	-
3	5 puntos invertido	-	804,56	-	-	7,55	-
INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR							
4	5 puntos invertido	240	-	12,5	-	4,73	1,1
5	5 puntos invertido	400	-	-	-15,8	4,58	1,7
6	7 puntos invertido	240	765,86	230,8	-	7,19	1,1
7	7 puntos invertido	400	893,91	-	-336,3	4,03	1,8
8	5 puntos invertido	240	1042,72	238,2	-	9,79	1,0
9	5 puntos invertido	400	1133,52	-	64,9	10,40	1,7

4. Conclusiones y recomendaciones

4.1 Conclusiones

Se construyó un modelo numérico de simulación que fue utilizado para investigar las expectativas en producción en frío y en caliente mediante la implementación de un proyecto de recuperación mejorada de inyección continua de vapor. Para entender el proceso, se investigó sobre los mecanismos físicos que lo rigen además de los mecanismos de transferencia de calor y masa que se llevan a cabo al interior de yacimiento. El conocimiento de estos conceptos permite dilucidar el impacto que pueden tener ciertas variables durante el proceso de la simulación de esta técnica extractiva.

Según los casos de predicción planteados, se identifica que la continuidad del yacimiento entre el pozo inyector y los pozos productores es un aspecto crítico para el proceso de inyección continua de vapor, además se reconoce la importancia y el efecto que tienen el espaciamiento de los pozos y la configuración de los mismos, sobre la producción obtenida (que finalmente se traduce en valor obtenido para el factor de recobro). Es allí donde el modelo de simulación construido toma importancia en la conceptualización y diseño del proceso EOR antes de tomar la decisión de implantación en campo.

A partir de las sensibilidades realizadas se observa que el patrón de 5 puntos invertido con espaciamiento de 125 metros es el que presenta mayor canalización de vapor hacia los pozos productores, cuando las tasas de inyección de vapor son altas (400 ton/día), mientras que en el patrón de 7 puntos invertido con espaciamiento a 225 metros no se presenta canalización de vapor a ninguna tasa evaluada.

Las temperaturas que llegan a los pozos, en cualquiera de los escenarios evaluados, indican que el proceso de inyección de vapor genera un frente de agua condensada que contribuye al desplazamiento y por ende al incremento en el factor de recobro. Es decir, que este proceso maximiza el uso eficiente del calor latente del vapor. Se observa que la máxima temperatura alcanzada en los pozos productores fue de 400°F, en el caso de menor espaciamiento.

Con el aumento de las tasas de inyección, no se obtuvo un incremento en las reservas, por el contrario se tuvo pérdida de producción por el rápido aumento en la relación vapor-aceite acumulada.

El aceite original en sitio para el sector evaluado es de 10,61 MMSTB, con la perforación de pozos horizontales y producción en frío se logra alcanzar un factor de recobro del 7,6%. Con la inyección de vapor en forma continua se logra llegar a 10,4%.

Después de inyectar 1,7 volúmenes porosos, el incremento en el factor de recobro es de aproximadamente 3%. Este incremento parece marginal si se consideran los volúmenes de vapor inyectados y las

inversiones asociadas para implementación de este proceso en el área. Sin embargo una evaluación económica determinara la efectividad del proceso.

La presencia de zonas con alta saturación de agua y de un cuerpo de agua en el fondo del yacimiento en combinación con un crudo pesado hace que la inyección continua de vapor muestre incrementales de recobro bajo.

La efectividad de la transferencia de calor en las zonas de mayor saturación de aceite depende de que tan cerca se encuentre el acuífero, la permeabilidad vertical, la saturación de aceite, la tasa de inyección y el tiempo. La ausencia de barreras entre las arenas con hidrocarburos y el acuífero ocasiona que parte del calor no sea contenido y migre de forma incontrolada hacia el acuífero.

4.2 Recomendaciones

Con el fin de mejorar la eficiencia y por ende el recobro final por inyección continua de vapor se recomienda evaluar el uso de solventes en conjunto con el vapor. Esta técnica ha sido usada en campos de crudo pesado y ha demostrado ser efectiva en el proceso de recuperación mejorada. La teoría detrás de esta técnica está basada en que la condensación del vapor contribuye al calor latente de la formación seguida por la condensación y difusión del solvente líquido en el crudo pesado. Estos fenómenos disminuyen la viscosidad y por ende aumentan la tasa de producción de hidrocarburos, siendo en conjunto un proceso más efectivo. Esta combinación ayuda a disminuir la relación vapor-petróleo acumulada.

Tecnología de punta como la aplicación de nanotecnología en conjunto con la inyección de vapor pueden impactar el recobro final de hidrocarburos. Como una fase de investigación, esta tecnología puede ser evaluada en conjunto con la inyección a fin de mejorar el proceso.

Realizar la evaluación económica del proceso de inyección de vapor en forma continua en un piloto de 5 puntos invertidos con pozos productores horizontales donde se incluya los costos asociados a la perforación, completamiento con técnicas térmicas y la generación de vapor, incluyendo técnicas innovadoras para hacer del proyecto un proyecto atractivamente económico.

Bibliografía

- Adams, S. ., & Van den Oord, R. . (1993). *Capillary Pressure and Saturation - Height Functions*. The Hague, the Netherlands: Shell Internationale Petroleum Maatschappij B.V., The Hague Exploration and Production.
- Alvarado, D. A., & Banzér, C. (2002). *Recuperación térmica de petróleo*. (A. C. R. Mora, Ed.). Caracas.
- Alvarado, V. (Vladimir), & Manrique, E. (Eduardo). (2010). *Enhanced oil recovery: field planning and development strategies*. Gulf Professional Pub./Elsevier.
- Anand, J., Somerton, W. H., & Gomaa, E. (1973). Predicting Thermal Conductivities of Formations From Other Known Properties. *Society of Petroleum Engineers*, 267–273.
- Bird, R. B. (2001). Fundamentos de la transferencia de masa, 1–20.
- Bird, R. B., Stewart, W. E., & Lightfoot, E. N. (2006). *Fenómenos de transporte*. (. Departamento de Ingeniería Química Universidad de Wisconsin, Ed.) (Segunda). Limusa Wiley.
- Boberg, R. . (1987). *Thermal Methods of Oil Recovery*. (J. Wiley, Ed.). New York.
- Brelih, D. ., & Kodl, E. J. (1990). Detailed Mapping of Fluvial Sand Bodies Improves Perforating Strategy at Kern River Field. *Society of Petroleum Engineers*, (SPE California Regional Meeting, 4-6 April, Ventura, California), 7.
- Carter, R. ., & Tracy, G. W. (1960). An Improved method for calculating Water Influx. *AIME*, (118), 33.
- Castro, R., Gustavo, M., Mercado, D., Trujillo, M., Soto, C., Pérez, H., ... Sandoval, J. E. (2010). Enhanced oil recovery status - Colombia 2010. *Society of Petroleum Engineers*, (SPE 139199).
- Cengel, Y. A., & Boles, M. A. (2002). Transferencia de calor. In *Termodinámica* (2nd ed.). McGraw-Hill.
- Cengel, Y. A., & Boles, M. A. (2007). Transferencia de masa. In *Termodinámica* (6th ed., pp. 773–790). McGraw-Hill.
- COREX. (2004). Análisis especiales de corazones.
- Crain, R. (2006). *Crain's petrophysical handbook*.
- de Hann, H. ., & Schenk, L. (1969). Performance and analysis of a major steam drive project in the Tía Juana field, Western Venezuela. *Journal of Petroleum Technology*, (1), 111–119.
- Dietz, D. N., & Weijndema, J. (1968). Wet and partially quenched combustion. *Journal of Petroleum Technology*, (4), 411–413.
- Elder, J. L. (1963). The underground gasification coal. In H. H. Lowry (Ed.), *Chemistry of Coal Utilization* (pp. 1023–1040). New York: John Wiley and Sons Inc.

- Energía Colombia. (2013). Crudos pesados, la gran apuesta del sector. Retrieved February 9, 2017, from <http://www.colombiaenergia.com/featured-article/crudos-pesados-la-gran-apuesta-del-sector>
- Energy Information Administration, U. . (2017). International Energy Statistics. Retrieved January 9, 2017, from https://www.eia.gov/beta/international/rankings/#?tl_id=5-A
- Finol P., A. (1978). *Notas sobre recuperación térmica*. Maracaibo, Venezuela: Universidad del Zulia.
- Geertsma, J., Croes, G. A., & Schwartz, N. (1956). Theory of dimensionally scaled models of petroleum reservoirs. *AIME*, 118–123.
- Gibbon, A. (1944). Thermal principle applied to secondary oil recovery. *Oil Weekly*, (11), 170–172.
- Giusti, L. E. (1974). CSV makes steam soak work in Venezuela field. *Oil & Gas Journal*, (11), 88–93.
- Grant, B. R., & Szasz, S. E. (1954). Development of underground heat wave for oil reservoirs. *AIME*, 108–118.
- Howard, F. A. (1923). Method of operating iol wells.
- Jenkins, S. D., Waite, M. W., & Bee, M. F. (1997). Time-lapse monitoring of the Duri steamflood: A pilot and case study. *Society of Exploration Geophysicists*, 16(9), 1267–1274. <http://doi.org/10.1190/1.1437778>
- Koch, R. L., & Kuhn, C. . (1953). In-situ combustion: Newest method of increasing oil recovery. *Oil & Gas Journal*, (8), 52,92-96,113-114.
- Lake, L. W., Johns, R., Rossen, B., & Pope, G. (2014). Fundamentals of Enhanced Oil Recovery.
- Lewis, J. O. (1971). Methods of increasing the recovery from oil sands. *Petroleum Technology*, 148, 1–37.
- Lindsly, B. E. (1928). Recovery by use of heated gas. *Oil & Gas Journal*, (December), 27.
- Lopera, S. H. (Universidad N. de C. (2009). Permeabilidad relativa. In *Análisis petrofísicos básicos y especiales* (pp. 199–225).
- MacBean, W. . (1972). Attic Oil Recovery by Steam Displacement. *AIME*, 12.
- Marques, J. B., & Trevisa, O. V. (2007). Classic Models of Calculation of Influz: A comparative Study. In S. P. E. Society of Petroleum Engineers (Ed.), *Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference* , 15-18 April (p. 12). Buenos Aires: Society of Petroleum Engineers.
- McCain, W. D. (1994). Heavy COmponents Control Reservoir Fluid Behavior. *Journal of Petroleum Technology*, 46.
- Orr, B. ., Srivasta, P., Sadestsky, V., & Stefan, J. (2010). Reducing Steam Oil Ratio in Steam-Assited Gravity Drainage. In *Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference* (p. 13). Calgary.
- Pacific E&P. (2015). Informe técnico anual.
- Pardo, A., Barrero, D., Vargas, C. A., & Martínez, J. F. (2007). *Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal*. Bogotá: Agencia Nacional de Hidrocarburos. <http://doi.org/ISBN: 978-958-98237-0-5>
- Pearce, J. C., & Megginson, E. A. (1991). Current Status Of The Duri Steamflood Project Sumatra, Indonesia.

- Society of Petroleum Engineers*, (SPE International Thermal Operations Symposium, 7-8 February, Bakersfield, California). <http://doi.org/https://doi.org/10.2118/21527-MS>
- Perry, G. T., & Warner, W. S. (1865). Heating oil wells by electricity.
- Pope, G. A. (1980). The application of Fractional Flow Theory to Enhanced Oil Recovery. *Society of Petroleum Engineers*, (7660-PA SPE Journal Paper), 10.
- Prats, M. (1969). The heat efficiency of thermal recovery processes. *Journal of Petroleum Technology*, (March), 323-332.
- Prats, M. (1987). *Procesos térmicos de extracción de petróleo*. (S. P. E. Society of Petroleum Engineers, Ed.). INTEVEP S.A.
- Raman, C. V. (1923). A Theory of the Viscosity of Liquids. *Nature*, 111(2790), 532-533. <http://doi.org/10.1038/111532b0>
- Schlumberger. (2013). *ECLIPSE Technical descriptions 2013.2*. (Schlumberger, Ed.). Schlumberger.
- Sheinman, A. B., Malofeev, G. E., & A.I., S. (1973). The effect of heat on underground formations for the recovery of crude oil - thermal recovery methods of oil production. Marathon Oil Co.
- Somerton, W. H., Keese., J. A., & Chu, S. L. (1974). Thermal Behavior of Unconsolidated Oil Sand. *Society of Petroleum Engineers*, 513-521.
- Stegemeier, G. L., Laumbach, D. D., & Volek, C. W. (1980). Representing steam processes with Vacuum models. *Society of Petroleum Engineers*, (6), 151-174.
- Stokes, D. D. (1974). Shell makes a success of steam flood at Yobarta Linda. *Oil & Gas Journal*, (9), 71-76.
- Stoval, S. L. (1934). Recovery of oil depleted sands by means of dry steam. *Oil Weekly*, (8), 17-24.
- van Dijk, C. (1968). Steam-drive project in the Schoonebeek field, the Netherlands. *Journal of Petroleum Technology*, (3), 295-302.
- Willman, B. T., Valleroy, V. V., & Runberg, G. W. (1961). Laboratory Studies of Oil Recovery by Steam Injection. *Journal of Petroleum Technology*, 1(Julio). <http://doi.org/https://doi.org/10.2118/1537-G-PA>
- Wilson, L. A., Wygal, R. J., Reed, D. W., Gergins, R. L., & Henderson, J. H. (1958). Fluid dynamics during an underground combustion process. *AIME*, 146-154.
- Wolcott, E. R. (1923). Method of increasing yield of oil wells.