

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EFEECTO DE LA TASA DE VAPOR INYECTADA Y DEL PERÍODO DE
REMOJO EN PROCESOS DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR EN
POZOS HORIZONTALES Y VERTICALES DE LA FAJA PETROLÍFERA
DEL ORINOCO.**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Marian V., Bolívar M.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2014

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EFECTO DE LA TASA DE VAPOR INYECTADA Y DEL PERÍODO DE
REMOJO EN PROCESOS DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR EN
POZOS HORIZONTALES Y VERTICALES DE LA FAJA PETROLÍFERA
DEL ORINOCO.**

Tutor académico: Prof. Sandro Gasbarri.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Marian V., Bolívar M.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2014

Caracas, junio de 2014

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller, titulado:

EFFECTO DE LA TASA DE VAPOR INYECTADA Y DEL PERÍODO DE REMOJO EN PROCESOS DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR EN POZOS HORIZONTALES Y VERTICALES DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.

Prof. Carlos Gil
Jurado

Prof. René Rojas
Jurado



Prof. Sandro Gasbarri
Tutor Académico

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por ser la luz que me mantiene en el camino que transito todos los días de mi vida, por ser la roca en la que me afianzó para conseguir las metas en mi vida.

A la Universidad Central de Venezuela que me proporcionó mi formación como profesional, a través del personal docente que me instruyo durante éste proceso.

Al Prof. Adafel Rincón y Prof. Sandro Gasbarri, por su colaboración, orientación y aporte de ideas e información para la elaboración de este trabajo de grado.

A mis padres, a mis hermanos, que me han apoyado incondicionalmente a lo largo de toda mi carrera, por su amor, por su confianza, ésta meta es tanto mía como de ustedes. A mis sobrinos por ser un gran impulso y una enorme motivación.

Marian Bolívar

Bolívar M., Marian V.

EFFECTO DE LA TASA DE VAPOR INYECTADA Y DEL PERÍODO DE REMOJO EN PROCESOS DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR EN POZOS HORIZONTALES Y VERTICALES DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.

Tutor académico: Prof. Sandro Gasbarri. Tesis. Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2014. 82 p.

Palabras claves: Recuperación Térmica, Inyección Alternada de Vapor, Pozos Verticales, Pozos Horizontales, Simulación Numérica, Simulador ECLIPSE 300.

Resumen: La recuperación térmica se ha convertido en la mejor opción para el desarrollo de yacimientos de crudo pesado y extrapesado, ya que mejora la movilidad del crudo hacia los pozos, generando una mayor recuperación de crudo. En Venezuela, la Faja Petrolífera del Orinoco, representa la mayor reserva de crudos pesados y extrapesados, por lo que se han implementado procesos de recuperación térmica para su desarrollo, uno de ellos es la Inyección Alternada de Vapor (IAV). La IAV consiste en la inyección de vapor en un pozo por un cierto de período de tiempo, un período de remojo, y un periodo de producción en un mismo pozo. Este trabajo de grado se enfoca en sensibilizar parámetros de este proceso de recuperación térmica, tales como: tasa de inyección y el tiempo de remojo, para estudiar su influencia sobre la producción de petróleo y la duración de los ciclos, evaluando su aplicación en pozos verticales y horizontales. Los resultados obtenidos por medio de la simulación numérica de yacimientos, reflejan que tiempos de remojo de 4 a 7 días y tasas de inyección de 100 y 200 ton/d de vapor, producen las tasas de petróleo más elevadas. También se pone en evidencia una mayor producción de petróleo cuando se implementa el proceso en pozos horizontales que en pozos verticales, ya que los pozos horizontales proporcionan mayor área de contacto con el yacimiento.

CONTENIDO

Índice de tablas.....	x
Índice de figuras.....	xii
Introducción.....	1
Capítulo I: Planteamiento del problema.....	3
1.1 Objetivos.....	5
1.1.1 Objetivo General.....	5
1.1.2 Objetivos específicos.....	5
1.2 Justificación.....	5
1.3 Alcance.....	6
1.4 Limitaciones.....	6
Capítulo II: Marco Teórico.....	7
2.1 Propiedades Térmicas de Rocas y Fluidos.....	7
2.1.1 Calor Específico.....	7
2.1.2 Conductividad Térmica.....	8
2.1.3 Difusividad Térmica.....	13
2.1.4 Capacidad Calorífica.....	13
2.1.5 Coeficiente de Expansión Térmica.....	14
2.1.6 Viscosidad.....	14
2.1.7 Densidad.....	15
2.2 Propiedades Térmicas del Agua y el Vapor.....	16
2.2.1 Temperatura de Saturación del Agua.....	16
2.2.2 Calor Específico del Agua y del Vapor.....	16
2.2.3 Calor Sensible del Agua.....	17
2.2.4 Calor Latente de Vaporización.....	18
2.2.5 Calor Total o Entalpía del Vapor Seco y Saturado.....	18
2.2.6 Calidad del Vapor Seco y del Vapor Húmedo.....	19
2.2.7 Densidad del Vapor.....	20
2.3 Pérdidas de Calor durante la Trasmisión de Fluidos Calientes.....	21

2.3.1	Mecanismos de Transferencia de Calor.....	21
2.3.2	Secuencia de las Pérdidas de calor durante la Inyección de Fluidos Calientes.....	22
2.4	Recuperación Térmica.....	24
2.5	Inyección de Agua Caliente.....	24
2.5.1	Ventajas y Desventajas de la Inyección de Agua Caliente.....	25
2.6	Combustión In Situ.....	26
2.6.1	Combustión Convencional.....	26
2.6.2	Combustión en Reverso.....	28
2.6.3	Combustión Húmeda.....	29
2.7	Inyección Continua de Vapor	29
2.7.1	Mecanismos de Recuperación en la Inyección Continua de Vapor...	29
2.7.2	Criterios para la selección de un yacimiento para la Inyección Continua de Vapor.....	30
2.8	Inyección Alternada de Vapor.....	31
2.8.1	Etapas en un proceso de Inyección Alternada de Vapor.....	32
2.8.2	Mecanismos de Recuperación en la Inyección Alternada de Vapor...	34
2.8.3	Criterios de Diseño para la Inyección Alternada de Vapor.....	35
2.8.4	Ventajas de la Inyección Alternada de Vapor.....	37
2.8.5	Desventajas de la Inyección Alternada de Vapor.....	37
2.9	Pozos Horizontales.....	38
2.10	Faja Petrolífera del Orinoco.....	39
2.11	Simulación Numérica de Yacimientos.....	40
2.11.1	Objetivos de la Simulación de Yacimientos.....	41
2.11.2	Tipos de Simuladores de Yacimientos.....	41
2.11.3	Etapas de la Simulación Numérica.....	42
Capítulo III: Metodología.....		44
3.1	Revisión Bibliográfica.....	45
3.2	Construcción del Modelo de Simulación.....	45

3.2.1	Malla de Simulación.....	45
3.2.2	Propiedades del Yacimiento.....	46
3.2.3	Propiedades Roca-Fluidos.....	47
3.2.4	Propiedades de los Fluidos.....	48
3.2.4.1	Composición y Peso Molecular.....	49
3.2.4.2	Presión y Temperatura Crítica de los Componentes.....	49
3.2.4.3	Factor Acéntrico.....	49
3.2.4.4	Calor Específico del Petróleo.....	50
3.2.4.5	Calor Específico del Gas.....	51
3.2.4.6	Calor de Vaporización.....	51
3.2.4.7	Coefficiente de Expansión Térmica.....	51
3.2.4.8	Temperaturas, Densidades y Presiones de Referencia.....	52
3.2.4.9	Viscosidad del Petróleo.....	52
3.2.4.10	Viscosidad del Gas y el Agua.....	53
3.2.5	Diseño de los Pozos.....	55
3.2.5.1	Ubicación de los Pozos.....	55
3.2.5.1.1	Ubicación del pozo vertical.....	56
3.2.5.1.2	Ubicación del pozo horizontal.....	56
3.2.5.2	Parámetros Operacionales de los Pozos.....	57
3.3	Simulación.....	57
Capítulo IV: Discusión de Resultados.....		60
4.1	Producción en frío en un pozo vertical.....	60
4.2	Inyección Alternada de Vapor en un pozo vertical.....	62
4.2.1	Efecto del tiempo de remojo sobre la producción, con una tasa de inyección de 100 ton/d.....	62
4.2.2	Efecto del tiempo de remojo sobre la producción de petróleo, con una tasa de inyección de 200 ton/d.....	63
4.2.3	Efecto del tiempo de remojo sobre la producción de petróleo, con una tasa de inyección de 500 ton/d.....	65

4.2.4	Efecto de la tasa de vapor inyectado sobre la recuperación de crudo en un pozo vertical.....	67
4.2.5	Efecto de la tasa de vapor inyectado y el tiempo de remojo sobre la duración de los ciclos en un proceso de IAV en un pozo vertical.....	68
4.3	Producción en frío en un pozo horizontal.....	69
4.4	Inyección Alternada de Vapor en un pozo horizontal.....	71
4.4.1	Efecto del tiempo de remojo sobre la producción de petróleo, con una tasa de inyección de 100 ton/d.....	71
4.4.2	Efecto del tiempo de remojo sobre la producción de petróleo, con una tasa de inyección de 200 ton/d.....	72
4.4.3	Efecto del tiempo de remojo sobre la producción de petróleo, con una tasa de inyección de 500 ton/d.....	74
4.4.4	Efecto de la tasa de vapor inyectado sobre la recuperación de crudo en un pozo horizontal.....	75
4.4.5	Efecto de la tasa de vapor inyectado y el tiempo de remojo sobre la duración de los ciclos en un proceso de IAV en un pozo horizontal.....	77
	Conclusiones.....	78
	Recomendaciones.....	80
	Bibliografía.....	81

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Correlación de valores calculados para la conductividad térmica de acuerdo a la ecuación de Assad	11
Tabla 2.2. Criterios de diseño para la aplicación de Inyección Continua de Vapor...31	
Tabla 2.3. Criterios de diseño para la aplicación de Inyección Alternada de Vapor.....36	
Tabla 3.1. Propiedades de la Malla de Simulación.....45	
Tabla 3.2. Propiedades del yacimiento.....46	
Tabla 3.3. Puntos extremos de las curvas de permeabilidades relativas.....47	
Tabla 3.4 Peso molecular y fracción molar de la cada componente.....49	
Tabla 3.5 Presión y Temperatura Crítica de los componentes.....49	
Tabla 3.6. Factor acéntrico de los componentes del fluido.....50	
Tabla 3.7 Coeficientes para el cálculo de la entalpía del petróleo.....50	
Tabla 3.8 Coeficientes para el cálculo de la entalpía del gas.....51	
Tabla 3.9 Calor de vaporización de los componentes del fluido.....51	
Tabla 3.10 Coeficientes de expansión térmica de los componentes del fluido.....52	
Tabla 3.11 Temperatura, Presión y Densidad de Referencia de los componentes.....52	
Tabla 3.12 Viscosidad del petróleo.....52	
Tabla 3.13 Viscosidad del Gas.....53	
Tabla 3.14 Viscosidad del Agua.....54	
Tabla 3.15 Condiciones Operacionales de producción de los pozos para el proceso de IAV.....57	
Tabla 3.16 Condiciones Operacionales de inyección de los pozos para el proceso de IAV.....57	
Tabla 3.17. Casos de estudio en la aplicación de Inyección Alternada de Vapor....58	
Tabla 4.1 Producción en frío en un pozo vertical durante 650 días.....60	
Tabla 4.2. Producción en frío en un pozo vertical durante 30 años.....61	
Tabla 4.3. Producción acumulada de petróleo total y por ciclo para una tasa de inyección de 100 ton/d en un proceso de IAV en un pozo vertical.....62	

Tabla 4.4. Producción acumulada de petróleo total y por ciclo para una tasa de inyección de 200 ton/d en un proceso de IAV en un pozo vertical.....	64
Tabla 4.5. Producción acumulada de petróleo total y por ciclo para una tasa de inyección de 500 ton/d en un proceso de IAV en un pozo vertical.....	65
Tabla 4.6. Producción acumulada de petróleo, para diferentes tasas de inyección en un pozo vertical.....	68
Tabla 4.7 Duración de los ciclos en el proceso de IAV considerando una dosis de inyección por ciclo de 5000 ton en un pozo vertical.....	68
Tabla 4.8 Producción en frío durante 650 días en un pozo horizontal.....	69
Tabla 4.9 Producción en frío durante 30 años en un pozo horizontal.....	70
Tabla 4.10. Producción acumulada de petróleo total y por ciclo para una tasa de inyección de 100 ton/d en un proceso de IAV en un pozo horizontal.....	71
Tabla 4.11. Producción acumulada de petróleo total y por ciclo para una tasa de inyección de 200 ton/d en un proceso de IAV en un pozo horizontal.....	72
Tabla 4.12. Producción acumulada de petróleo total y por ciclo para una tasa de inyección de 500 ton/d en un proceso de IAV en un pozo horizontal.....	74
Tabla 4.13. Producción acumulada de petróleo, para diferentes tasas de inyección en un pozo horizontal.....	76
Tabla 4.14 Duración de los ciclos en el proceso de IAV considerando una dosis de inyección por ciclo de 5000 ton en un pozo horizontal.....	77

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Calor Sensible, Calor Latente y Calor total en función de la presión.....	19
Figura 2.2. Mecanismos de transferencia de calor.....	22
Figura 2.3. Pérdidas de calor durante la inyección de fluidos calientes.....	23
Figura 2.4. Contribuciones de los mecanismos a la eficiencia del desplazamiento de petróleo por agua caliente.....	25
Figura 2.5. Distribución esquemática por zonas y perfil de temperaturas en un proceso de combustión convencional.....	27
Figura 2.6. Zonas formadas durante la Combustión en Reverso y perfil de temperaturas.....	28
Figura 2.7. Proceso de Inyección Continua de Vapor.....	30
Figura 2.8. Etapas de un proceso de Inyección Alternada de Vapor.....	33
Figura 2.9. Respuestas de producción de la Inyección Alternada de Vapor.....	34
Figura 2.10. Ubicación de la Faja Petrolífera.....	40
Figura 3.1. Metodología de trabajo.....	44
Figura 3.2. Malla cartesiana usada para la simulación.....	46
Figura 3.3. Curvas de Permeabilidades Relativas.....	48
Figura 3.4. Viscosidad del Gas.....	54
Figura 3.5 Viscosidad del Agua.....	55
Figura 3.6. Ubicación del pozo vertical en la malla de trabajo.....	56
Figura 4.1 Producción de petróleo en frío en un pozo vertical durante 650 días.....	60
Figura 4.2 Producción de petróleo en frío en un pozo vertical durante 30 años.....	61
Figura 4.3. Producción de petróleo para un proceso de IAV con una tasa de inyección de 100 ton/d y tiempo de remojo 4 días en un pozo vertical.....	63
Figura 4.4. Producción de petróleo para un proceso de IAV con una tasa de inyección de 200 ton/d y tiempo de remojo 4 días en un pozo vertical.....	65
Figura 4.5. Producción de petróleo para un proceso de IAV con una tasa de inyección de 500 ton/d y tiempo de remojo 4 días en un pozo vertical.....	66

Figura 4.6. Producción acumulada de petróleo para un tiempo de remojo de 4 días en un pozo vertical.....	67
Figura 4.7 Producción de petróleo en frío en un pozo horizontal durante 650 días..	69
Figura 4.8 Producción de petróleo en frío durante 30 años en un pozo horizontal..	70
Figura 4.9. Producción de petróleo para un proceso de IAV con una tasa de inyección de 100 ton/d y tiempo de remojo 7 días en un pozo horizontal.....	72
Figura 4.10 Producción de petróleo para un proceso de IAV con una tasa de inyección de 200 ton/d y tiempo de remojo 7 días en un pozo horizontal.....	73
Figura 4.11. Producción de petróleo para un proceso de IAV con tasa de inyección de 500 ton/d y tiempo de remojo 7 días en un pozo horizontal.....	75
Figura 4.12. Producción acumulada de petróleo para un tiempo de remojo de 7 días en un pozo horizontal.....	76

INTRODUCCIÓN

La disminución de las reservas mundiales de crudo convencional y el incremento del requerimiento energético, ha incrementado el desarrollo de las reservas de crudos pesados y extrapesados. Para ello se han desarrollado diversos métodos que permitan una extracción de la mayor cantidad de este tipo de hidrocarburos, actualmente se emplean una gran variedad de procesos de recuperación térmica para tal fin.

La recuperación térmica se puede definir como el proceso por medio del cual se adiciona calor al yacimiento con el objeto de lograr una reducción de la viscosidad del crudo y de esa forma promover una mayor movilidad del mismo, y éste pueda ser producido a través de los pozos. Entre los procesos de recuperación térmica se encuentran: Combustión in situ, Inyección continua de vapor, Inyección alternada de vapor, Inyección de agua caliente, entre otros.

En el marco del desarrollo de este trabajo de grado, destacando lo referente a la inyección alternada de vapor, cabe resaltar que éste es uno de los métodos más ampliamente utilizado en la recuperación de crudos pesados y extrapesados, implementado en Venezuela desde 1959 en el campo Mene Grande, en el Edo. Zulia.

Éste proceso de recuperación térmica consiste básicamente de la inyección de vapor de agua en el yacimiento, a través de los pozos productores por un período de tiempo, que puede durar hasta varios meses, posterior a este período el pozo es cerrado para permitir la distribución del calor, y es colocado nuevamente a producción.

En la Faja Petrolífera del Orinoco, caracterizada por ser un área con una amplia reserva de crudos pesados y extrapesados, la Inyección Alternada de Vapor es un proceso que resulta aplicable, por lo cual se plantea realizar un estudio de la aplicación de éste método, variando parámetros como la tasa de vapor a inyectar y el

período de remojo, para evaluar su influencia sobre la recuperación de petróleo y la duración de los ciclos, aplicado en un pozo vertical y un pozo horizontal.

Para realizar la sensibilidad de dichos parámetros en el proceso de Inyección Alternada de Vapor, se hará uso de la simulación numérica con el software ECLIPSE 300. El modelo de simulación es construido a partir de propiedades de yacimiento y del fluido representativas de la Faja Petrolífera del Orinoco, obtenidas de artículos técnicos de la SPE, publicaciones y trabajos de grado. Con el análisis de los resultados de la simulación numérica se obtendrán aquellos valores de la tasa de inyección y el tiempo de remojo, que resulten óptimos en la aplicación de un proceso de Inyección Alternada de Vapor (IAV), para obtener la mayor producción de crudo de un yacimiento característico de la Faja Petrolífera del Orinoco.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Con el fin de lograr la extracción del crudo del yacimiento se han implementado diversos métodos aplicables específicamente a crudos pesados y extrapesados, los cuales se han convertido en las mayores reservas de crudo que se encuentran en el mundo, ya que las de crudos convencionales se han agotado paulatinamente, entre estos métodos se encuentran los procesos de recuperación térmica.

Los procesos térmicos o de recuperación térmica son aquellos que implican la introducción de calor en el yacimiento a fin de extraer el crudo a través de los diversos pozos. Uno de los métodos de recuperación térmica más utilizados es el de Inyección Alternada de Vapor (IAV), el cual consiste en la inyección de una dosis de vapor en un pozo por un período de tiempo durante el cual el pozo es cerrado, y luego de dicho período es colocado nuevamente en producción. Lo que se espera al aplicar este método es que por efecto de la reducción de la viscosidad del crudo, debido al aumento de la temperatura, se incremente la eficiencia de desplazamiento y en consecuencia la tasa de producción.

En Venezuela en los últimos años se han dirigido esfuerzos para la explotación del crudo pesado y extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco, que cuenta con aproximadamente 297 MMBB de reservas de crudo certificadas por la estatal petrolera PDVSA, otras empresas estatales y transnacionales de alrededor de quince países ^[6]. En la Faja Petrolífera del Orinoco que se encuentra dividida en cuatro áreas, se han aplicado métodos de recuperación como IAV, inyección de diluentes, así como también la implementación de pozos horizontales.

Para la implementación de un método de recuperación térmica, en términos generales se deben considerar diversos aspectos característicos del yacimiento, entre los cuales destacan: la profundidad, el POES, la porosidad, la saturación de agua, la

heterogeneidad del yacimiento, la existencia de segregación, el espesor de la arena y la movilidad del petróleo. Cada uno de estos aspectos será expuesto a profundidad en el capítulo posterior.

En la Faja Petrolífera del Orinoco se han implementado proyectos de inyección de vapor, aproximadamente 50, con los cuales se ha logrado incrementar la productividad de los pozos, para llegar a producirse 200 MBD de petróleo por este método. Entre los proyectos pilotos de recuperación térmica que se han llevado a cabo en pozos verticales destacan: el proyecto de inyección cíclica de vapor implementado en el Jobo en 1982, el Proyecto San Diego Norte de inyección continua de vapor en 1983 y el proyecto Jobo de inyección continua de vapor en 1990.

En la actualidad se estructura un proyecto piloto, por medio del cual se pretende incrementar la productividad de los pozos, a través de la aplicación de los métodos de recuperación térmica en pozos horizontales, que será llevado a cabo por la empresa mixta Petrocedeño.

1.2. Objetivos.

1.2.1. Objetivo General.

Analizar el efecto de la tasa de vapor inyectada y el período de remojo, en procesos de Inyección Alternada de Vapor, sobre la recuperación de crudo por ciclo y la duración de los mismos. Estudiando casos en la Faja Petrolífera del Orinoco tanto en pozos verticales como horizontales.

1.2.2. Objetivos Específicos.

- Determinar la cantidad de petróleo obtenida por ciclo al variar la tasa de inyección de vapor en los valores de 100, 200 y 500 toneladas por día en la Faja Petrolífera del Orinoco, considerando una dosis total de 5000 toneladas por ciclo.
- Determinar la cantidad de petróleo producido por ciclo variando el período de remojo en un rango de 1 día a una semana, con incrementos de un día, para tasas de inyección de 100, 200 y 500 toneladas por día con una dosis total de 5000 toneladas de vapor por ciclo.
- Establecer valores eficaces de la dosis de vapor inyectada y el tiempo de remojo en proceso de Inyección Alternada de Vapor, para ser implementadas en pozos horizontales y verticales en la Faja Petrolífera del Orinoco.

1.3. Justificación.

En la actualidad las reservas de petróleo liviano y mediano se están agotando, mientras los hallazgos de yacimientos de petróleo pesado y extrapesado se incrementan. Esto aunado con el aumento constante de la demanda de energía a nivel mundial, lleva al desarrollo de métodos no convencionales dirigidos a la conversión de los recursos de petróleo pesado y extrapesado, en reservas que puedan ser rentablemente extraídas.

En diversos países del mundo existen amplias reservas de crudos pesados y extrapesados como es el caso de Canadá, Venezuela, China, Indonesia y Rusia. En

Venezuela una amplia reserva de crudos pesados y extrapesado se encuentra en la Faja Petrolífera del Orinoco, abarcando los Estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, con alrededor de 297 MMMBP. Uno de los métodos que permite la extracción de este tipo de crudos es el proceso de Inyección Alternada de Vapor, la cual por medio de la reducción de la viscosidad en este tipo de crudo como consecuencia de un incremento de la temperatura en el yacimiento, va a permitir que este se mueva hasta los pozos para ser producido.

Por lo tanto, el objeto de este estudio se justifica, ya que busca analizar características del proceso térmico de inyección alterna de vapor, tales como el tiempo de remojo y la dosis de vapor inyectado, que permitan su aplicabilidad de una manera eficaz.

1.4. Alcance.

El alcance de este trabajo de grado es establecer los parámetros de tasa de inyección y tiempo de remojo óptimos, para la aplicación del proceso de IAV, que permitan la mayor recuperación de crudo en yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco.

1.5. Limitaciones.

El modelo de simulación utilizado es construido a partir de datos representativos de la Faja Petrolífera del Orinoco, recopilados de artículos técnicos y demás fuentes bibliográficas.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

El siguiente capítulo contiene conceptos que son necesarios para la comprensión de los procesos de recuperación térmica, la descripción de diversos procesos de recuperación térmica y de la simulación numérica de yacimientos, la cual es una herramienta computacional usada para la obtención de los resultados analizados en este trabajo especial de grado.

2.1. Propiedades Térmicas de Rocas y Fluidos.

Para la adecuada comprensión de los diferentes procesos de recuperación térmica, es necesario el manejo de ciertas definiciones relacionadas a las propiedades térmicas de las rocas y de los fluidos. Entre las propiedades térmicas de las rocas se encuentran: el calor específico, la conductividad térmica, la difusividad térmica, la capacidad calorífica y el coeficiente de expansión térmica, las cuales son válidas tanto para rocas secas como para rocas saturadas de fluidos (agua, petróleo y/o gas).

Las propiedades térmicas de los fluidos están definidas por: el calor específico, la conductividad térmica, la densidad y la viscosidad.

2.1.1. Calor Específico.

El calor específico está definido, como la cantidad de calor que se debe suministrar a la unidad de masa para aumentar su temperatura en un grado. Ésta es una propiedad tanto de las rocas como de los fluidos.

El calor específico de las rocas se puede determinar a través de la siguiente expresión de Gambill:

$$c_r = 0,18 + 0,00006T \quad (2.1)$$

Donde: c_r : calor específico, $\frac{BTU}{lb - ^\circ F}$

T: temperatura, $^\circ F$

Por otra parte, las siguientes expresiones presentadas por Gambill permiten obtener el valor del calor específico para los líquidos y gases ^[1].

- **Hidrocarburos líquidos y petróleo**

$$c_o = \frac{0,388 + 0,00045T}{\sqrt{\gamma_o}} \quad (2.2)$$

Donde:

c_o : Calor específico, $\frac{BTU}{lb - ^\circ F}$

γ_o : Gravedad específica del petróleo

T: temperatura, $^\circ F$

- **Hidrocarburos gaseosos**

$$c_g = 4 + 1,30n + 0,012nT (n \geq 3) \quad (2.3)$$

Donde:

c_g : Calor específico, $\frac{BTU}{lb - ^\circ F}$

n: número de átomos de carbono/mol

T: temperatura, K

- **Agua saturada**

$$c_w = 1,0504 - 6,05 \times 10^{-4}T + 1,79 \times 10^{-6}T^2 \quad (2.4)$$

Donde:

c_w : Calor específico, $\frac{BTU}{lb - ^\circ F}$

T: temperatura, $^\circ F$ ($T \leq 500^\circ F$)

2.1.2. Conductividad Térmica ^[1].

Es una propiedad que indica la cantidad de calor transferido, por unidad de área transversal normal a un gradiente unitario de temperatura, bajo condiciones de estado estacionario y en la ausencia de cualquier movimiento de fluido o partículas. La conductividad térmica determina dónde y cuánto calor fluye en respuesta a las

diferencias de temperatura en el yacimiento. Existen diversas relaciones por medio de las cuales se puede obtener el valor de ésta propiedad, las cuales se muestran a continuación:

- **Ecuación de Tikhomirov considerando el efecto de la temperatura:**

$$K_h = 0,047 K_{h20C}^{4,98} T^{(0,17 \ln T - 1,61 \ln K_{h20C} + 0,12)} \quad (2.5)$$

Donde:

K_h : Conductividad térmica de la roca a la temperatura T, $\frac{\text{milicalorias}}{\text{s} - \text{cm} - \text{K}}$ (multiplicar

por 0,24175 para convertir a $\frac{\text{BTU}}{\text{h} - \text{pie} - ^\circ\text{F}}$)

T: temperatura, K

K_{h20C} : Conductividad térmica a 20 °C

- **Ecuación de Tikhomirov considerando el efecto de la densidad de la roca:**

$$K_h = e^{\left(\frac{\rho_r - 1,60}{1,53}\right)} \quad (2.6)$$

Donde:

ρ_r : Densidad de la roca en $\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3}$

K_{h20C} : Conductividad térmica a 20 °C

- **Ecuación de Tikhomirov considerando el efecto combinado de la densidad, saturación de fluidos y temperatura:**

$$K_h = \frac{26,31}{T^{0,55}} e^{0,6(\rho_r + S_w)} \quad (2.7)$$

Donde:

K_h : Conductividad térmica de la roca a la temperatura T, $\frac{\text{milicalorias}}{\text{s} - \text{cm} - \text{K}}$ (multiplicar

por 0,24175 para convertir a $\frac{\text{BTU}}{\text{h} - \text{pie} - ^\circ\text{F}}$)

T: temperatura, K

- **Ecuación de Tikhomirov considerando el efecto combinado de la porosidad de la roca, saturación del fluido y la temperatura:**

$$K_h = \frac{6,36e^{0,6[2,65(1-\phi)+S_l]}}{(0,556T + 255,3)^{0,55}} \quad (2.8)$$

Donde:

K_h : Conductividad térmica de la roca a la temperatura T

S_l : Saturación total de líquido, fracción

T: temperatura, K

ϕ : Porosidad, fracción

- **Ecuación de Assad considerando el efecto de la saturación del fluido y el tipo de fluido saturante:**

$$K_h = K_1 \left(\frac{K_2}{K_1} \right)^m \quad (2.9)$$

Donde:

K_h : Conductividad térmica de la roca saturada de fluido, $\frac{BTU}{h - pie - ^\circ F}$

K_1 : Conductividad térmica de la roca seca, $\frac{BTU}{h - pie - ^\circ F}$

K_2 : Conductividad térmica del fluido saturante, $\frac{BTU}{h - pie - ^\circ F}$

m: $\approx Cx\phi$

C: factor de corrección (Tabla 2.1)

ϕ : Porosidad, fracción

La conductividad térmica de los líquidos disminuye a medida que se incrementa la temperatura, excepto en el caso del agua, en el cual el valor de ésta propiedad aumenta hasta la temperatura de 130 °C, alcanzando un valor máximo de

$0,398 \frac{\text{milicalorias}}{\text{seg} - \text{cm} - \text{K}}$. En general ésta propiedad no se ve afectada por la presión en el caso de los líquidos, ya que los líquidos se consideran prácticamente incompresibles.

Tabla 2.1. Correlación de valores calculados para la conductividad térmica de acuerdo a la ecuación de Assad. ^[1]

ROCA	Φ	K_1	m	C
Arenisca	0,196	5,7	0,460	2,3
Arenisca	0,400	2,2	0,395	1,0
Arena cienosa	0,430	2,30	0,385	0,9
Limonita	0,360	2,2	0,410	1,1
Caliza	0,186	4,8	0,325	1,7
Arena (Fina)	0,380	5,4	0,445	1,2
Arena (Gruesa)	0,340	5,4	0,410	1,2

Para obtener el valor de la conductividad térmica para el agua, se puede emplear la siguiente ecuación:

$$K_w = 0,004T + 0,228 \quad (10^\circ C \leq T \leq 80^\circ C) \quad (2.10)$$

Donde:

T: temperatura, K.

Para obtener el valor de la conductividad térmica de los líquidos se pueden emplear las siguientes expresiones:

$$K_h = 0,5778 \left[0,0984 + 0,109 \left(1 - \frac{T}{T_b} \right) \right] \quad (2.11)$$

$$K_h = 41,2c_p \left(\frac{\gamma_o}{M} \right)^{1,33} \frac{T_b}{L_v} \quad (2.12)$$

Donde:

K_h : Conductividad térmica, $\frac{BTU}{h - pie - ^\circ F}$

c_p : Calor específico, $\frac{BTU}{lb - ^\circ F}$

γ_o : Gravedad específica del petróleo

T_b : Temperatura de ebullición, K

L_v : Calor latente de vaporización a T_b , $\frac{BTU}{lb}$

M: peso molecular, $\frac{lb}{lb - mol}$

Para mezclas de hidrocarburos en general, la conductividad térmica se obtiene a través de la relación de Cragoe:

$$K_h = \frac{0,0677[1,0 - 0,003(T - 32)]}{\sqrt{\gamma_o}} \quad (2.13)$$

Donde:

K_h : Conductividad térmica, $\frac{BTU}{h - pie - ^\circ F}$

T: temperatura, $^\circ F$

γ_o : Gravedad específica del petróleo

La conductividad térmica de los gases en general se incrementa con el aumento de la presión, siendo poco considerable a presiones bajas y moderadas ($10e-3$ bares-10 bares). En condiciones ordinarias de presión y temperatura, la conductividad térmica de los gases varía entre 0,002 y 0,025 $\frac{BTU}{h - pie - ^\circ F}$, con un promedio de 0,007 a 0,008.

Por medio de la siguiente relación propuesta por Gambill, se puede obtener el valor de la conductividad térmica para los gases:

$$K_h = \mu \left(c_g + \frac{2,48}{M} \right) \quad (2.14)$$

Donde:

K_h : Conductividad térmica, $\frac{BTU}{h - pie - ^\circ F}$

μ : viscosidad del gas, $\frac{lb}{pie-h}$, $(1cp = 2,4191 \frac{lb}{pie-h})$

M: peso molecular, $\frac{lb}{lb-mol}$

La siguiente ecuación se emplea en el caso de vapor a altas temperaturas:

$$K_h = 0,5778 \times 10^{-4} (176 + 0,587T + 1,04 \times 10^{-3} T^2 - 4,51 \times 10^{-7} T^3) \quad (2.15)$$

Donde:

K_h : Conductividad térmica, $\frac{BTU}{h-pie-^{\circ}F}$

T: temperatura, $^{\circ}F$

2.1.3. Difusividad Térmica.

La difusividad térmica determina la velocidad con la que se desplaza un frente de temperatura a través del yacimiento, ésta propiedad da una idea de cuán rápido o lenta puede ser la conducción de calor a través del cuerpo rocoso.

Está definida por la expresión siguiente ^[1]:

$$\alpha = \frac{K_h}{M} \quad (2.16)$$

Donde:

α : difusividad térmica, $\frac{pie^2}{h}$

2.1.4. Capacidad Calorífica.

La capacidad calorífica es una propiedad que especifica la cantidad de calor requerido para elevar la temperatura de una unidad de volumen de roca y de cualquier fluido intersticial contenido en su interior, en un grado. Esta propiedad, cuando una roca se encuentra saturada de petróleo, agua y gas, puede ser determinada por medio de la siguiente expresión ^[1]:

$$M = (1 - \phi) \rho_r c_r + \phi (S_o \rho_o c_o + S_w \rho_w c_w + S_g \rho_g c_g) \quad (2.17)$$

Donde:

M: capacidad calorífica, $\frac{BTU}{pie^3 - ^\circ F}$

S: Saturación de fluidos, fracción

C: calor específico, $\frac{BTU}{lb - ^\circ F}$

ρ : densidad, $\frac{lb}{pie^3}$

o, w, r, g: subíndices referentes a petróleo, agua, roca y gas respectivamente.

2.1.5. Coeficiente de Expansión Térmica.

El coeficiente de expansión térmica es una propiedad que relaciona la respuesta térmica y mecánica de la roca yacimiento, por medio de la determinación del grado de expansión de un volumen de roca a medida que se incrementa la temperatura. El conocimiento de esta propiedad es importante, ya que permite evaluar los cambios en la estabilidad mecánica de los pozos, como consecuencia de los cambios de temperatura que tienen lugar en el yacimiento.

2.1.6. Viscosidad.

La viscosidad se define como la resistencia interna de los líquidos al flujo. La viscosidad de los hidrocarburos es uno de los aspectos más importantes en el ámbito de recuperación térmica, ya que ésta determina la movilidad del fluido. Los factores que afectan la viscosidad del petróleo, son:

- Temperatura: Al incrementarse la temperatura de una mezcla de hidrocarburos, la viscosidad tiende a disminuir, como resultado del aumento de la velocidad en las moléculas y en consecuencia disminución de su fuerza de cohesión y de la fuerza interna que se opone al desplazamiento.
- Presión: El incremento de la presión realizado de forma mecánica ocasiona un incremento de la viscosidad, ya que se está disminuyendo la distancia entre las moléculas y por ende existe una mayor resistencia de estas al desplazamiento.

- Gas en solución: Mientras mayor sea la cantidad de gas en solución en el petróleo menor será su viscosidad. Las proporciones de gas disuelto varían desde 100 pie³/bbl para crudos moderadamente pesados hasta un rango de 20-50 pie³/bbl en el caso de crudos pesados.

2.1.7. Densidad.

La gravedad específica de un crudo, conociendo su gravedad API puede ser obtenida por medio de la ecuación:

$$\gamma_o = \frac{141,5}{API + 131,5} \quad (2.18)$$

Donde:

γ_o :Gravedad específica del petróleo

La densidad del petróleo en $\frac{lb}{pie^3}$ es $62,4x\gamma_o$ y en $\frac{kg}{m^3}$ es $1000x\gamma_o$, a condiciones

estándar de 60°F, 15°C o 288 K.

Para obtener la densidad del petróleo a una temperatura determinada se usa una de las siguientes expresiones:

$$\rho_o = \frac{\rho_{osc}}{1 + \frac{T - 68}{1885}} \quad (2.19)$$

$$\frac{\rho}{\rho_{osc}} = 1,034125 - 0,0565x10^{-2}T + 0,2375x10^{-6}T^2 \quad (2.20)$$

Donde:

T: temperatura en °F

ρ_{osc} : Densidad del petróleo a condiciones estándar.

La densidad del agua a la temperatura de saturación T, se obtiene por la ecuación siguiente:

$$\rho_w = \frac{1}{0,01602 + 0,000023G} \quad (2.21)$$

$$G = -6,6 + 0,0325T + 0,000657T^2 \quad (2.22)$$

Donde:

ρ_w : Densidad el agua, en $\frac{lb}{pie^3}$

T: temperatura, en °F

2.2. Propiedades Térmicas del Agua y del Vapor.

Con el fin de llevar a cabo un proceso de recuperación térmica que implique el uso de agua caliente o de vapor de agua es necesario la comprensión y conocimiento de las propiedades térmicas del agua, las cuales son muy buenas, ésta es una de las razones por las que se emplea el agua en este tipo de procesos además de por ser un recurso abundante.

2.2.1. Temperatura de Saturación del Agua.

La temperatura de saturación del agua es la temperatura a la cual el agua alcanza el punto de ebullición a una presión determinada. A medida que se incrementa la presión aumenta la temperatura de saturación del agua. Los valores de la temperatura de saturación del agua pueden ser obtenidos por medio de tablas o por medio de su estimación a través de expresiones como las siguientes:

$$T_s = 115,1 p_s^{0,225} \quad (2.23)$$

Donde:

T_s : Temperatura de saturación, °F

p_s : Presión de saturación, lpca

2.2.2. Calor Específico del Agua y del Vapor.

Como se mencionó anteriormente el calor específico de una sustancia se define como la cantidad de calor necesaria, para que una unidad de masa aumente su temperatura en un grado. Mientras más elevado sea el calor específico de una sustancia, mayor es la cantidad de calor que debe absorber para incrementar su temperatura y por lo tanto mayor es la cantidad de calor que puede liberar al enfriarse.

En el caso del agua, esta es la sustancia con uno de los más altos valores de calor específico $1 \frac{BTU}{lb - ^\circ F}$ a 14,7 lpca y 60 °F, por lo cual el agua es capaz de absorber y transportar más calor que cualquier otro líquido a la misma temperatura. En cambio para el vapor, el calor específico tiene un valor menor de $0,56 \frac{BTU}{lb - ^\circ F}$, éste valor al igual que el del agua varía muy poco con la temperatura, por lo que generalmente se considera constante.

2.2.3. Calor Sensible del Agua.

El calor sensible del agua se define como el calor necesario para incrementar la temperatura hasta alcanzar la temperatura de saturación, a una presión determinada. Esta propiedad del agua puede ser calculada por medio de la ecuación 2.24, tomando en cuenta las siguientes consideraciones: la entalpía del agua a 32 °F (0 °C) es igual a cero y el calor específico del agua se supone constante con respecto a la temperatura.

$$H_w = c_w(T_s - 32) \quad (2.24)$$

Donde:

H_w : Entalpía del agua saturada o calor sensible, en $\frac{BTU}{lb}$

T_s : Temperatura de saturación, en °F

c_w : Calor específico del agua, $1,0 \frac{BTU}{lb - ^\circ F}$

Otra manera de obtener el valor del calor sensible del agua es por medio de su lectura en las tablas de vapor o mediante la ecuación:

$$H_w = 91,0p^{0,2574} \quad (2.25)$$

Donde:

H_w : Entalpía del agua saturada o calor sensible, en $\frac{BTU}{lb}$

p: Presión lpca

Esta expresión puede ser usada para un rango de presiones entre 15 y 1000 lpca, su porcentaje de error es menor que 3%.

2.2.4. Calor Latente de Vaporización.

El calor latente de vaporización es la cantidad de calor necesaria para que una libra de líquido a la temperatura de saturación, pase al estado de vapor. Esta forma de energía disminuye a medida que aumenta la presión: a mayor presión menor calor latente.

Esta propiedad puede ser leída en tablas de vaporización del agua o calculada por medio de la siguiente ecuación ^[1]:

$$L_v = 13,18 p_s^{-0,08744} \quad (2.26)$$

Donde:

L_v : Calor latente de vaporización, en $\frac{BTU}{lb - ^\circ F}$

Esta expresión se emplea para presiones entre 15-1000 lpca y tiene un margen de error menor de 1,9%.

2.2.5. Calor Total o Entalpía del Vapor Seco y Saturado.

El calor total o entalpía del vapor seco y saturado es la suma del calor sensible del agua y el calor latente de vaporización, en otras palabras es la cantidad de calor que contiene una libra de vapor a la temperatura de saturación. Al igual que el calor latente de vaporización y el calor sensible del agua, el calor total también va a depender de la presión (Figura 2.1.).

El valor de ésta propiedad puede ser obtenido por medio de tablas de vapor o a través de las siguientes expresiones ^[1]:

$$H_s = H_w + L_v \quad (2.27)$$

Donde:

H_s = Entalpía del vapor seco y saturado, en $\frac{BTU}{lb}$

$$H_s = 1119 p_s^{0,01267} \quad (2.28)$$

El error que arroja la expresión 2.28 es menor al 0,3% para presiones en el rango de 15 y 1000 lpca.

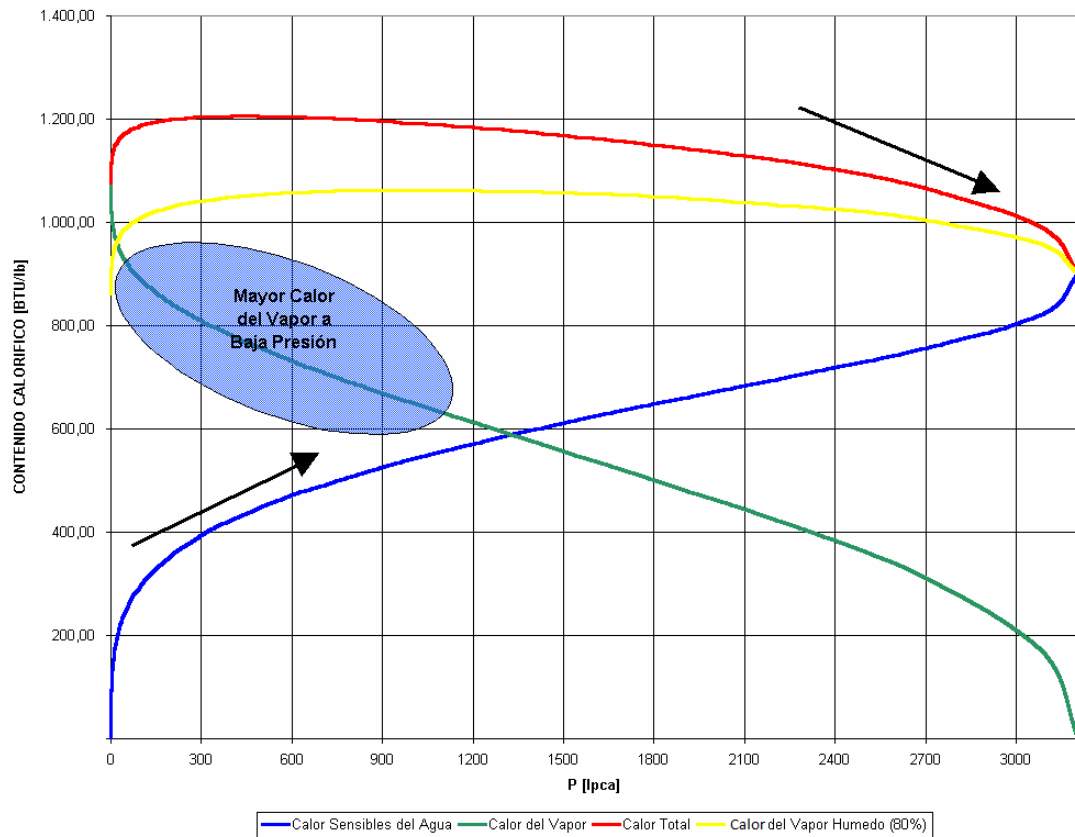


Figura 2.1. Calor Sensible, Calor Latente y Calor total en función de la presión. [9]

2.2.6. Calidad del Vapor Seco y del Vapor Húmedo.

El vapor húmedo se presenta por la coexistencia de las fases tanto líquida como vapor a la temperatura de saturación, y se caracteriza por el contenido de vapor en la mezcla, el cual se expresa como una fracción del peso total de la mezcla, por su calidad. El vapor seco y saturado tiene una calidad de 100%, ya que no existe agua en fase líquida. Por otra parte, el agua saturada se considera vapor húmedo con una calidad de 0%. Al vapor que se encuentra entre estos dos extremos se le denomina vapor húmedo.

El contenido de calor del vapor húmedo viene dado por la entalpía del agua saturada, la calidad del vapor y el calor latente de vaporización, como se muestra en la siguiente expresión ^[1]:

$$H_{ws} = H_w + XL_v \quad (2.29)$$

Donde:

H_{ws} : Calor total o entalpía del vapor húmedo, en $\frac{BTU}{lb}$

H_w : Calor sensible del agua o entalpía del agua saturada, $\frac{BTU}{lb}$

L_v : Calor del vapor o calor latente de vaporización, $\frac{BTU}{lb}$

X : Calidad del vapor, fracción.

En los procesos de inyección de vapor, por lo general se utiliza vapor húmedo, ya que puede transportar más calor que el agua caliente y es capaz de mantener en suspensión partículas sólidas que pueden afectar la vida útil y eficiencia de las calderas y demás equipos del sistema de generación de vapor. En estos procesos de inyección se emplea vapor húmedo con una calidad de entre 80% y 90%. La variación de estos valores va a depender de las propiedades del agua saturada y el tratamiento al que ha sido sometida.

2.2.7. Densidad del Vapor.

Los valores de la densidad del vapor seco y saturado pueden ser obtenidos de las tablas de vapor usando los valores del volumen específico del vapor seco y saturado. La densidad del vapor seco y saturado hasta presiones de 1000 lpc se puede estimar por medio de la ecuación derivada por Farouq Alí ^[1]:

$$\rho_s = 0,0000440189 p_s^{0,9588} \quad (2.30)$$

Donde:

ρ_s : Densidad del vapor seco y saturado, en $\frac{gr}{cm^3}$

2.3. Pérdidas de Calor durante la Trasmisión de Fluidos Calientes.

Los fluidos calientes, sea agua, aire o vapor, tienden a perder parte del calor que contienen debido a las diferencias de temperatura entre ellos y el medio ambiente que los rodea. Se producen pérdidas de calor desde el equipo generador de calor, a través de las líneas de superficie, el cabezal de inyección, el hoyo del pozo y hasta en los estratos adyacentes de la formación, es importante hacer una cuantificación de las pérdidas de calor que ocurren con el fin de poder reducirlas y optimizar el proceso térmico que se esté llevando a cabo.

2.3.1. Mecanismos de Transferencia de Calor.

El calor se puede definir como la energía transmitida como consecuencia de diferencias de temperaturas o gradiente de temperatura. Es un flujo de energía de regiones de altas temperaturas a regiones de bajas temperaturas. El calor puede ser transmitido por tres mecanismos, los cuales son: conducción, radiación y convección.

- **Conducción.**

La conducción es un mecanismo de transferencia de calor en el cual la energía fluye desde la parte de un cuerpo a alta temperatura a una de menor temperatura del mismo, o desde un cuerpo a alta temperatura a otro de baja temperatura, por medio de contacto físico.

- **Radiación.**

En este mecanismo de transferencia de energía el calor es transmitido por medio de ondas electromagnéticas. La radiación térmica es energía emitida por la materia que se encuentra a una temperatura dada, se produce directamente desde la fuente hacia afuera en todas las direcciones. A diferencia de la conducción y la convección, que necesitan un medio físico para propagarse, la radiación es independiente de la materia para su propagación.

- **Convección.**

El mecanismo de convección consiste en la transferencia de energía desde una superficie hacia un fluido en movimiento en contacto con ella, o de un fluido en movimiento hacia la superficie, o de una parte de un fluido en movimiento a mayor

temperatura hacia otra parte del mismo fluido a menor temperatura. Este proceso puede ser natural cuando el movimiento de fluidos se produce por la diferencia de densidad, como consecuencia de una diferencia de temperaturas, y se conoce como convección libre. La convección también puede ser forzada, cuando el fluido es obligado a moverse de un lugar a otro, por medio del uso de bombas u otra fuerza para generar el movimiento del fluido.

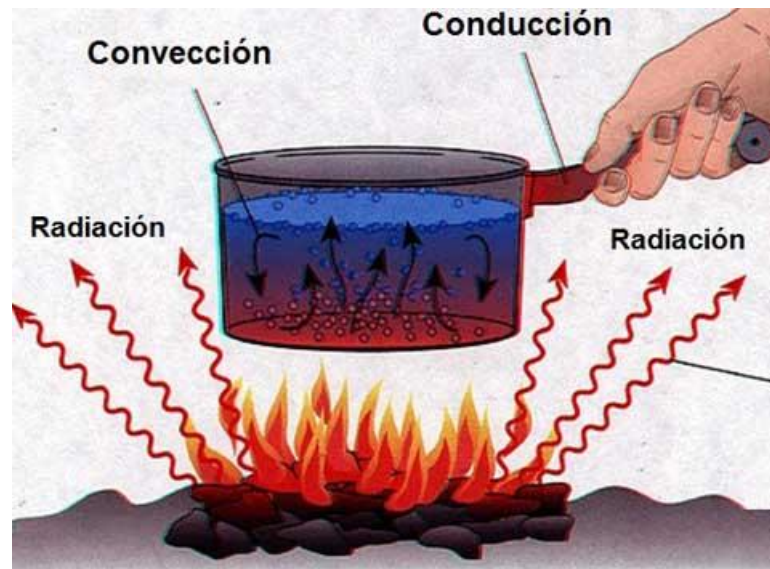


Figura 2.2. Mecanismos de transferencia de calor.

2.3.2. Secuencia de las Pérdidas de calor durante la Inyección de Fluidos Calientes.

La diferencia de temperatura entre el vapor que se inyecta a la formación, y el medio ambiente que rodea las líneas que transportan el fluido hasta el cabezal del pozo, y la tubería de inyección en el hoyo del pozo, produce pérdidas de calor en el vapor antes de llegar a la formación. Las pérdidas de calor en un sistema de inyección comienzan en la unidad térmica o generador de calor. Los generadores usados en los procesos de inyección de vapor son los de tipo de una sola bombeada o de un solo paso, y se conocen como generadores de vapor húmedo. Estos generadores pueden funcionar con petróleo o gas, y su eficiencia térmica es del 80 a 90%.

El próximo punto de pérdidas de calor en un sistema de inyección de vapor, está ubicado en las líneas de superficie, que transmiten el calor del generador al cabezal de inyección del pozo. En este punto están presentes los tres mecanismos de transferencia de calor, conducción, convección y radiación. La magnitud de las pérdidas de calor en esta parte del sistema de inyección va a depender de la longitud de la tubería y su diámetro, de la naturaleza y espesor del aislante, de la temperatura del vapor en la línea y del medio ambiente que lo rodea. Las temperaturas ambiente pueden variar entre -120°F y $+120^{\circ}\text{F}$ y las velocidades del viento entre 0 y 50 millas/h.

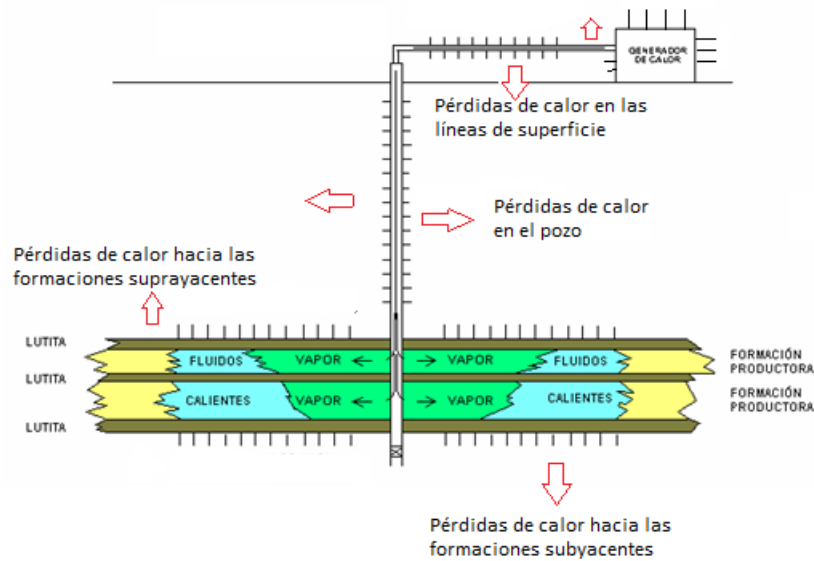


Figura 2.3. Pérdidas de calor durante la inyección de fluidos calientes. ^[10]

El último punto del sistema de inyección donde se originan pérdidas de calor, es el pozo. Existen factores que afectan las pérdidas de calor en este punto, entre los cuales se encuentran: el tiempo de inyección, la tasa de inyección, la profundidad del pozo, la presión de inyección en el caso de vapor saturado, y la presión y temperatura de inyección en el caso de vapor sobrecalentado. Finalmente el calor se disipa hacia las formaciones adyacentes, mediante el mecanismo de transferencia de calor por conducción.

2.4. Recuperación Térmica.

La recuperación térmica consiste en el proceso de introducir calor en el yacimiento de hidrocarburos, con la finalidad de incrementar la producción de crudo. Esta forma de recuperación es ampliamente usada en yacimientos de crudos pesados y extrapesados, ya que producen una reducción de la viscosidad, y como consecuencia una mayor movilidad del crudo hacia los pozos productores. Los procesos de recuperación térmica se pueden clasificar de la siguiente manera:

Desplazamientos Térmicos: Son aquellos en los que un fluido es continuamente inyectado en ciertos pozos inyectoros, para desplazar el crudo y que sea producido por otros pozos productores.

Tratamientos de estimulación térmica: Son aquellos en los que se calienta el área cercana a los pozos productores. Estos pueden ser combinados con los procesos de desplazamiento térmico.

2.5. Inyección de agua caliente.

Debido a las propiedades termodinámicas del agua, en la fase tanto líquida como vapor, hacen que sea el fluido más frecuentemente utilizado durante procesos de inyección, ya que su contenido calorífico por unidad de volumen resulta mayor que el de otros fluidos usados para recuperación secundaria.

La inyección de agua caliente es un proceso de desplazamiento térmico, en el cual por medio de un arreglo de pozos inyectoros y productores, se inyecta agua caliente a través de cierto número de pozos. Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del crudo, durante este proceso son ^[1]:

- La disminución de la viscosidad como consecuencia del incremento de la temperatura, lo cual incrementa la movilidad del crudo y reduce la cantidad de petróleo residual a altas temperaturas.
- La expansión térmica de los fluidos, que contribuye a la reducción del petróleo residual a altas temperaturas.
- Tensión interfacial petróleo-agua, contribuye a la reducción del petróleo residual a altas temperaturas, conjuntamente con las fuerzas entre las superficies de los

minerales y líquidos, especialmente aquellas que puedan retener compuestos orgánicos complejos.

- La humectabilidad, durante este proceso los sistemas rocas/fluidos se tornan más humectados por el agua a medida que aumenta la temperatura, lo que origina una disminución de las fuerzas capilares.

En la Figura 2.4 se muestra esquemáticamente como los mecanismos, afectan la eficiencia del desplazamiento de crudos de diferentes densidades. Cualitativamente se puede apreciar, que la expansión térmica es más importante para crudo livianos, mientras que para los crudos pesados, son más importantes la reducción de la viscosidad y los cambios de humectabilidad.

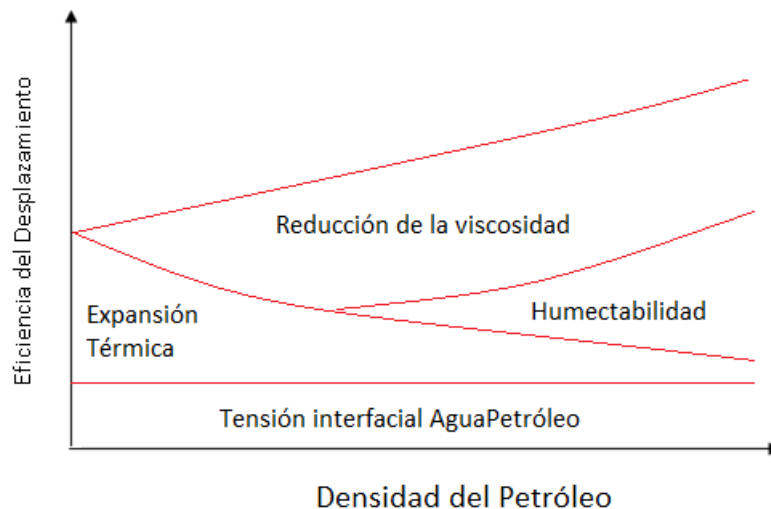


Figura 2.4. Contribuciones de los mecanismos a la eficiencia del desplazamiento de petróleo por agua caliente. ^[1]

2.5.1. Ventajas y Desventajas de la Inyección de Agua Caliente.

Ventajas:

- Se puede aplicar en formaciones con alta permeabilidad, que permitan mantener una tasa de inyección alta, para minimizar las pérdidas de calor.

- Es aplicable en formaciones con presencia de arcillas sensibles al agua, ya que el vapor podría dañar la formación en esas circunstancias.
- Los problemas en los equipos de inyección de agua caliente, serán menos severos que en la inyección de vapor.

Desventajas:

- La inyectividad del agua caliente es menor que la del vapor, a pesar de tener una entalpía mayor que el vapor.
- Se logra un menor incremento de la temperatura.
- Aunque el agua caliente tiene una mejor movilidad que el vapor, ésta tiende a formar canales y digitarse.
- Las pérdidas de calor en las líneas de superficie y en el pozo, pueden causar una severa disminución de la temperatura.
- Poco aplicable en el caso de petróleos livianos, donde la destilación con vapor contribuye en gran proporción a la recuperación del crudo, y en la inyección de agua caliente no es efectiva, debido a la ausencia de una fase gaseosa.

2.6. Combustión In Situ.

El proceso de combustión in situ consiste en la inyección de un gas con alto contenido de oxígeno, el cual por medio de la ignición espontánea o inducida, crea un frente de combustión que propaga calor dentro del yacimiento. Los principales mecanismos que contribuyen a aumentar la movilidad del crudo, durante la aplicación de este proceso son: empuje por gas, desplazamientos miscibles, condensación, empuje por vapor, vaporización y reacciones químicas. Este proceso se puede producir de tres maneras: Combustión Convencional, Combustión en Reverso y Combustión Húmeda.

2.6.1. Combustión Convencional.

En la combustión convencional los fluidos inyectados y el frente de combustión se mueven en el mismo sentido, desde los inyectores hacia los pozos productores. Los

mecanismos que actúan durante este proceso son la vaporización, la condensación, el empuje por gas y el desplazamiento miscible.

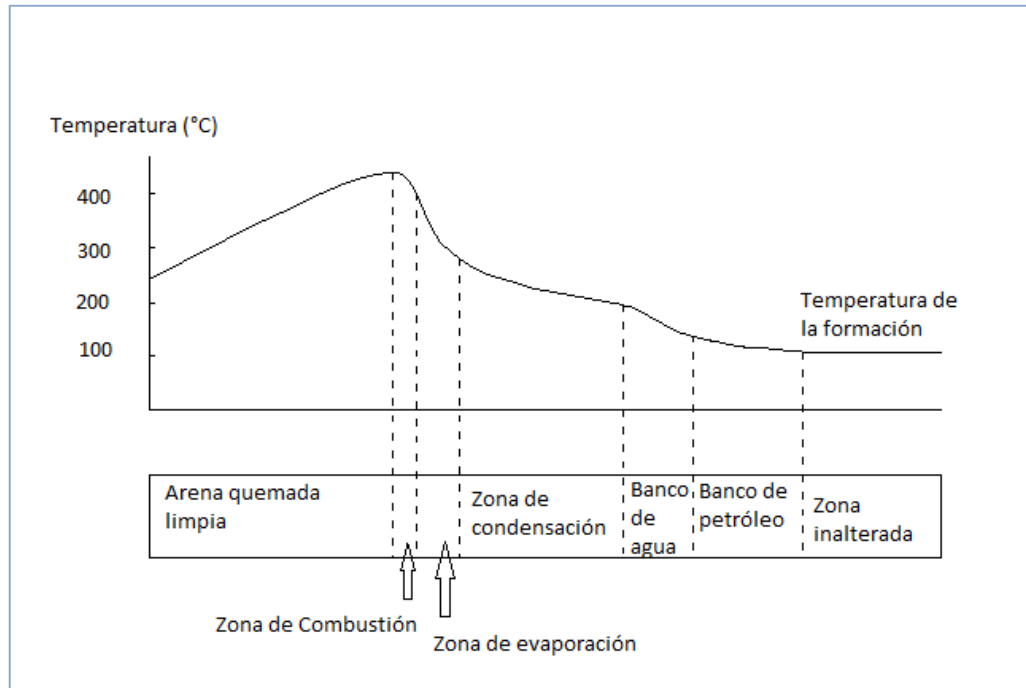


Figura 2.5. Distribución esquemática por zonas y perfil de temperaturas en un proceso de combustión convencional. ^[9]

En la Figura 2.5 se distinguen las diferentes zonas de éste proceso, que son las siguientes: (1) la zona quemada, llena de aire y puede contener hasta un 2% de combustible orgánico sólido no quemado; (2) la zona de combustión, donde las temperaturas son más altas, comúnmente se idealiza que todo el oxígeno es consumido en esta zona; (3) la zona de evaporación, donde el crudo es craqueado y destilado por la corriente de aire; (4) la zona de condensación que coincide con la zona de vapor de agua saturado, posee una temperatura bastante uniforme, y desplaza la mayor parte del crudo; (5) el banco de agua, con una temperatura entre la temperatura del yacimiento y la zona de vapor; (6) el banco de petróleo donde las temperaturas son más bajas; y finalmente (7) la zona inalterada por el proceso de combustión.

2.6.2. Combustión en Reverso.

En este tipo de proceso el frente de combustión se mueve en sentido contrario al flujo de aire y la combustión del crudo se produce en los pozos productores. El frente de combustión se mueve hacia las zonas de mayor contenido de oxígeno y los fluidos atraviesan dicho frente, siendo desplazados por empuje por gravedad y por gas hacia los pozos productores. Las principales diferencias entre este mecanismo de combustión in situ y el convencional, es que en éste caso la zona de combustión no consume todo el combustible que se encuentra delante de ella, sino los componentes medianos y livianos del crudo, además de producir menos monóxido o bióxido de carbono.

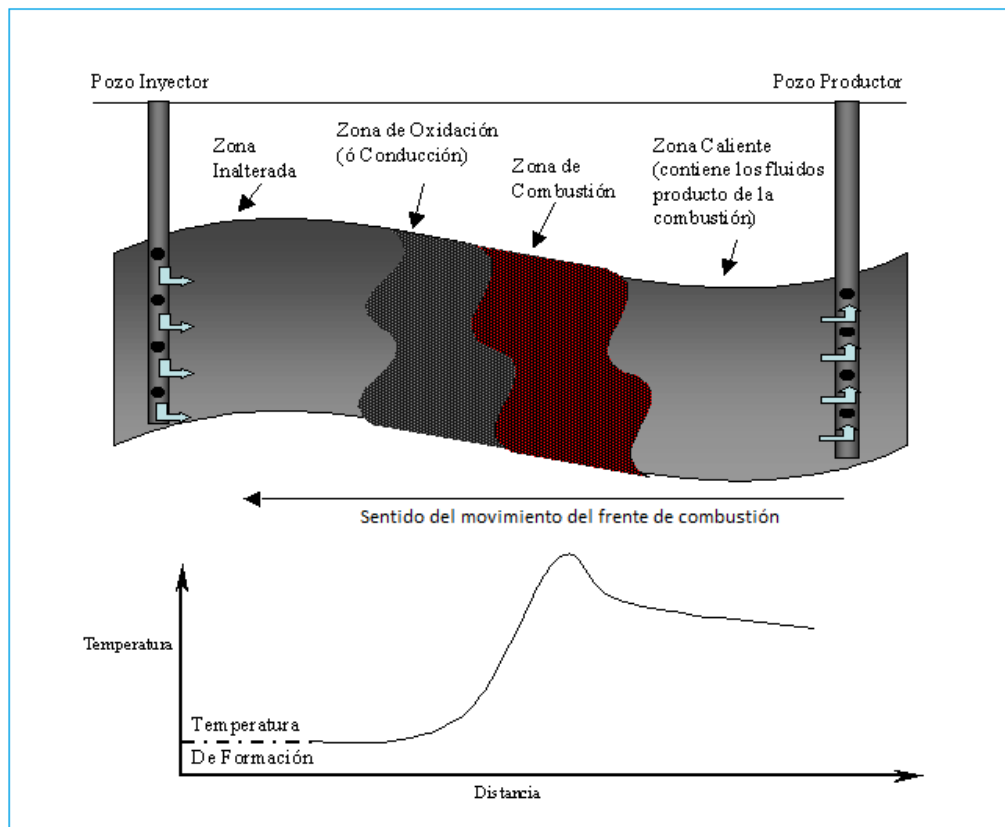


Figura 2.6. Zonas formadas durante la Combustión en Reverso y perfil de temperaturas. ^[10]

2.6.3. Combustión Húmeda

En esta variante de la combustión in situ, se inyecta agua alternada con el aire, una vez que se ha logrado la ignición del crudo en sitio, esto disminuye el requerimiento de aire y una mejor distribución del calor, ya que parte del agua o toda se vaporiza y viaja delante del frente de combustión transfiriendo calor delante del frente. La combustión húmeda se puede clasificar en normal, incompleta y super húmeda. En el primer caso el coque depositado se consume por completo; en el segundo caso la cantidad de agua inyectada provoca que el combustible depositado no se quemara por completo y en el tercer caso, la cantidad de calor de la zona quemada no es suficiente para vaporizar toda el agua inyectada al sistema.

2.7. Inyección Continua de Vapor.

La inyección continua de vapor es un proceso de desplazamiento, que consiste en suministrar energía térmica al yacimiento, por medio de la inyección de vapor de agua a través de pozos inyectoros, mientras el petróleo es producido a través de pozos adyacentes.

2.7.1. Mecanismos de Recuperación en la Inyección Continua de Vapor.

Los mecanismos que contribuyen a mejorar la movilidad del petróleo en la inyección continua de vapor son los siguientes: la destilación con vapor, la reducción de la viscosidad, la expansión térmica de los fluidos, la extracción con solventes, el empuje por gas en solución, siendo el más importante el de destilación con vapor.

Los mecanismos de recuperación por inyección continua de vapor se pueden visualizar considerando un yacimiento lo suficientemente largo, saturado con petróleo y agua connata inicialmente. El petróleo en el extremo de inyección es vaporizado y desplazado hacia adelante. A medida que el vapor avanza en la formación, va transfiriendo calor a los fluidos y parte se disipa a las capas adyacentes, por lo que parte del vapor se condensa, creando un banco de agua caliente que va desplazando

crudo, y continúa enfriándose hasta alcanzar la temperatura del yacimiento (Figura 2.7).

Donde se encuentra el vapor, las porciones livianas del petróleo son destiladas y transportadas como componentes hidrocarburos en fase gaseosa. En aquella área donde se condensa el vapor, también lo hacen los hidrocarburos condensables, lo cual disminuye la viscosidad del crudo e incrementa su movilidad hacia los pozos productores.

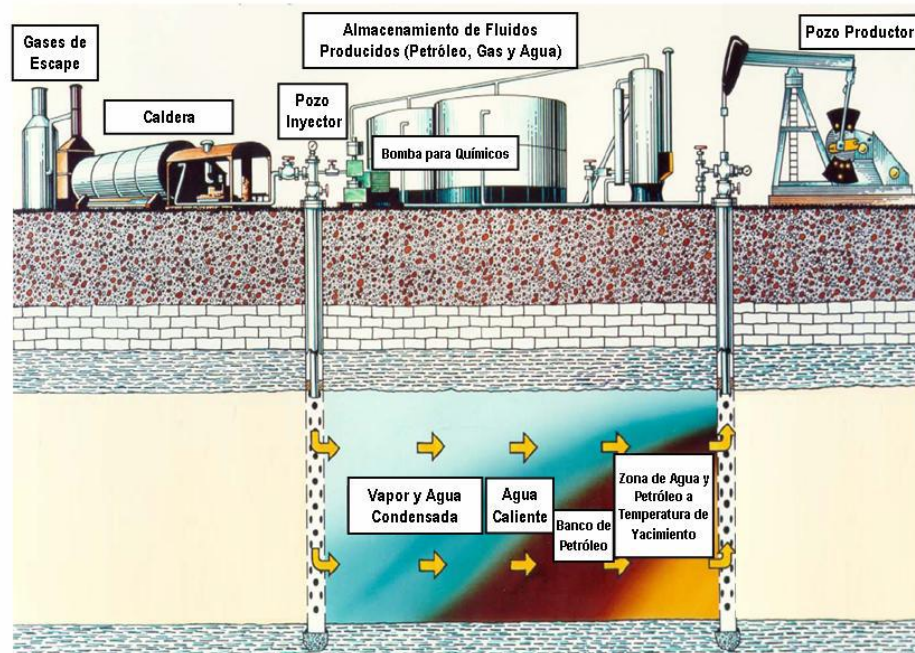


Figura 2.7. Proceso de Inyección Continua de Vapor ^[1]

2.7.2. Criterios para la Selección de un Yacimiento para Inyección Continua de Vapor. ^[1]

Estos criterios están basados en experiencias de campo, en las cuales la aplicación del proceso de Inyección Continua de Vapor ha resultado exitosa, y se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 2.2. Criterios de diseño para la aplicación de Inyección Continua de Vapor.

Espesor de la arena, pies	≥ 30
Profundidad, pies	<3000
Porosidad, %	>30
Permeabilidad, md	~ 1000
Tiempo de inyección, días	14-21
Saturación de petróleo, $\frac{Bl}{acre - pie}$	1200-1700
Calidad del vapor, %	80-85
Gravedad, °API	12-25
Viscosidad del petróleo (cond. de yac.), cp	<1000
Presión de inyección, lpc	<2500
Espaciamiento, acres	2-8
$Kh/\mu, mD\text{-pie}/cp$	30-3000

2.8. Inyección Alternada de Vapor.

El surgimiento de la Inyección Alternada de Vapor ocurre de manera accidental, cuando se probaba un proceso de inyección de vapor en el campo Mene Grande en el año de 1959 y se produjo la irrupción del vapor en la formación somera. Ésta irrupción trajo como consecuencia que la prueba se detuviera, y cuando los pozos inyectoros se abrieron para liberar la presión se produjo petróleo a tasas mayores a 100 B/D, cuando inicialmente sin estimulación producían de 3 a 10 B/D. De ésta manera se descubre la Inyección Alternada de Vapor, también conocida como remojo con vapor, inyección cíclica de vapor o estimulación con vapor.

La inyección cíclica de vapor es uno de los métodos de recuperación de petróleos pesados más implementado en la actualidad, ya que ofrece ciertas ventajas económicas, al requerir una baja inversión y una recuperación de la misma en un breve período de tiempo.

Este proceso consiste básicamente en la inyección de vapor a un pozo por un período de una o más semanas, posterior al cual el pozo es cerrado por un lapso de tiempo,

conocido como período de remojo, el cual puede variar de días (3-5) a semanas, luego nuevamente el pozo se abre a producción por un período de 4 a 6 meses, obteniéndose una mayor tasa de crudo producido por semanas o meses hasta que se implemente un nuevo ciclo de inyección.

Se pueden emplear varios ciclos de inyección, la tasa de petróleo recuperado a medida que se incrementen los ciclos ira declinando, pero en general se habrá obtenido una mayor recuperación de crudo que con producción en frío. La cantidad de ciclos a realizar, dependerá del estudio de las condiciones operacionales y económicas existentes, así como la posible implementación de otros métodos de recuperación en un futuro.

2.8.1. Etapas en un proceso de Inyección Alternada de Vapor.

El proceso de Inyección Alternada de vapor consta de tres etapas descritas a continuación y reflejadas en la Figura 2.8.

- **Etapas de inyección:** Durante ésta etapa se inyecta vapor de agua por 2 o 3 semanas en el pozo inyector/productor. La tasa debe ser lo suficientemente elevada, de manera que se produzcan las menores pérdidas de calor durante el proceso, se alcance una temperatura elevada en el pozo, se mantenga el menor tiempo posible el pozo sin producir, y que la presión de inyección de dicha tasa no exceda la presión de fractura del yacimiento. Para determinar la tasa de inyección por ciclo se deben tomar en cuenta aspectos del yacimiento, como su espesor, la distribución del vapor, la viscosidad del crudo, saturación de petróleo, saturación de agua, entre otros.
- **Etapas de remojo:** Esta etapa es clave en el proceso de IAV, porque determina la distribución del vapor en las adyacencias del pozo y el yacimiento. Durante éste período el pozo permanece cerrado, su duración depende de la experiencia de campo y del yacimiento. Para yacimientos en los que se encuentran activos los mecanismos de recuperación primaria, se recomiendan tiempos de remojo elevados que permitan al vapor desplazar por medio del medio poroso y disipe la mayor cantidad de vapor posible en el yacimiento, sin embargo este período no debe ser muy prolongado ya que esto ocasionaría la condensación del vapor, aumentando la saturación de agua en

el yacimiento. Por otro lado si los mecanismos primarios de recuperación están ausentes y la presión es baja, el tiempo de remojo debe ser breve, de manera que se aproveche el aumento de presión en la vecindad del pozo para la producción del petróleo.

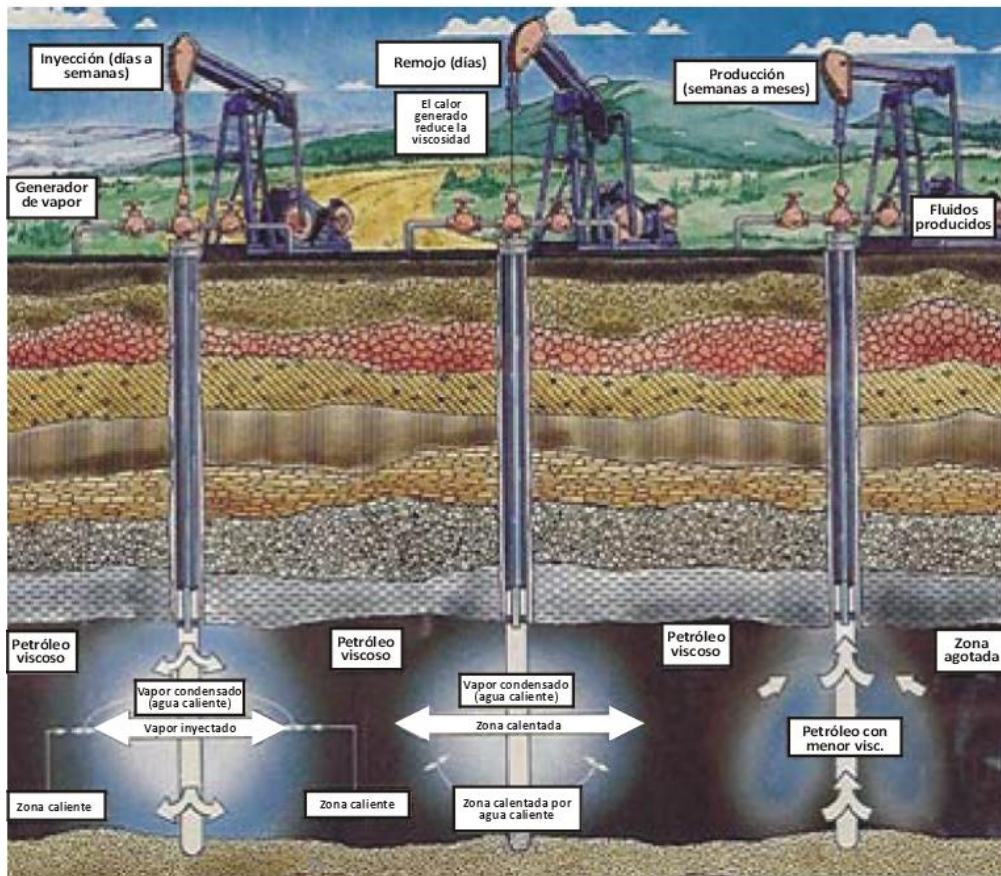


Figura 2.8. Etapas de un proceso de Inyección Alternada de Vapor. ^[1]

- **Etapa de producción:** En esta etapa el pozo se abre a producción por un período de varios meses, al inicio se observa un alto corte de agua, debido a la condensación del vapor en las adyacencias del pozo, luego de eso se comenzará a producir petróleo, hasta que las tasas de producción sean similares a la producción en frío o sean no rentables.

Un indicador de la rentabilidad de un proceso de Inyección Alternada de Vapor es la Razón Vapor/ Petróleo, la cual es la relación entre la cantidad de vapor inyectada en

barriles equivalentes de agua y el petróleo producido. Se considera que una razón vapor/ petróleo debe ser mucho menor que 15 para considerar un proyecto rentable.

Todas las etapas anteriormente descritas conforman un ciclo, en el proceso de IAV. A medida que se repiten los ciclos la producción ira declinando. (Figura 2.9)

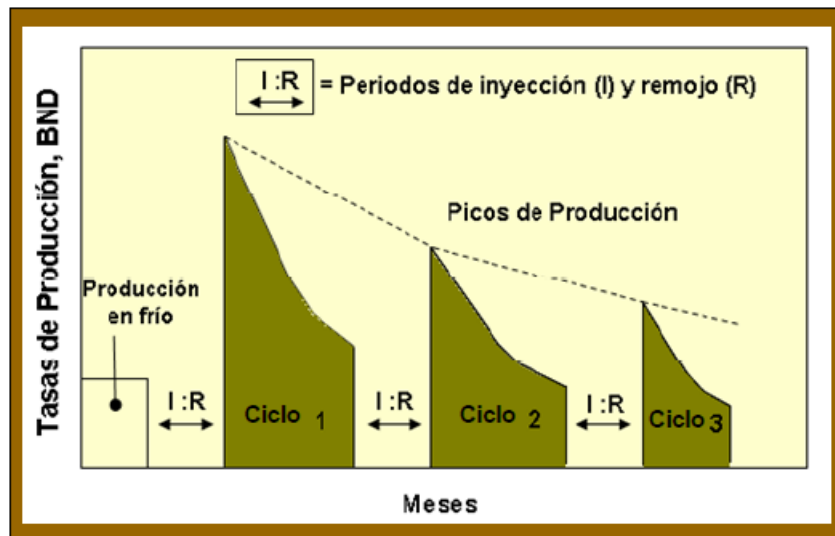


Figura 2.9. Respuestas de producción de la Inyección Alternada de Vapor. ^[12]

2.8.2. Mecanismos de Recuperación en la Inyección Alternada de Vapor.

Durante la aplicación la inyección alternada de vapor actúan diversos mecanismos que contribuyen a la recuperación de crudo del yacimiento, estos son:

- Reducción de la viscosidad, que evidentemente se produce cuando el vapor hace contacto con el crudo de la formación lo que aumenta la movilidad del mismo, haciendo que fluya con mayor facilidad hacia el pozo y a tasas aún mayores si la presión es elevada.
- Gas en solución, en la inyección alternada de vapor el gas libre que se encuentre es forzado en solución, por el incremento de la presión en la formación, lo cual hace que una mayor cantidad de gas disuelto se encuentre en el crudo para impulsarlo a fluir hacia el pozo. Éste mecanismo suele ser efectivo solo en el primer ciclo de inyección, ya que para los ciclos posteriores habrá menos cantidad de gas disuelto, ya que probablemente se ha producido con el crudo en el ciclo anterior.

- Imbibición del agua, el vapor que se condensa y se transforma en agua caliente desplaza el petróleo hacia los estratos más permeables.
- Segregación gravitacional, si se está en presencia de estratos de gran espesor y con pocas barreras horizontales, el crudo fluirá por efecto de la gravedad, una vez que el crudo es desplazado de la zona calentada una cantidad de crudo de las zonas adyacentes pasara a ocupar su lugar calentándose.
- Efecto de la temperatura sobre las permeabilidades relativas de los fluidos en movimiento.
- Efecto del calentamiento más allá de la zona contactada.
- Compactación de la roca, en caso de que exista.

2.8.3. Criterios de Diseño para la Inyección Alternada de Vapor. ^[1]

- Petróleo en sitio: Debe ser del orden de los 1200 *Bls/acre – pie*, de manera que el proyecto sea económicamente factible.
- Permeabilidad: Debe ser de valores altos aproximadamente entre 1000 y 2000 md, de ésta forma el vapor se distribuye rápidamente y la tasa de flujo de crudo hacia el pozo es alta.
- Viscosidad: La viscosidad debe estar en el orden de los 4000 cp a condiciones de yacimiento, con una gravedad preferiblemente de 8 a 15 °API. Sin embargo se han aplicado éste tipo de proceso para crudos de viscosidades bajas, de 200 cp.
- Profundidad: Este tipo de proyecto es conveniente aplicarlo a profundidades menores o iguales a 3000 pies, ya que a medida que se incrementa la profundidad se acentúan las pérdidas de calor y aumenta la presión a la que se debe inyectar el vapor.
- Tasa de inyección: Debe ser de valores altos, ya que se esa manera se logra inyectar el vapor requerido en el menor tiempo posible, atenuando las pérdidas de calor.
- Presión del yacimiento: Es conveniente que sea de valores moderados altos, aunque se ha aplicado a yacimientos con presiones de 40 lpc.

- Espesor de la arena: Debe ser mayor de 20 pies.
- Tiempo de remojo: Puede variar de 1 a 4 días, hasta períodos más largos de semanas.
- Producción estimulada: Se puede extender hasta por 24 meses, aunque en algunos casos dura muy poco.
- Tiempo de inyección: Por lo general, tiene una duración de 3 semanas, y el número de ciclos es 3.
- Cantidad de vapor: Es una variable que debe ser establecida de acuerdo al radio calentado que se desee obtener.

En la siguiente tabla se presenta un resumen de los criterios que se acaban de describir.

Tabla 2.3. Criterios de diseño para la aplicación de Inyección Alternada de Vapor.

Espesor de la arena, pies	≥ 30
Profundidad, pies	< 3000
Porosidad, %	> 30
Permeabilidad, md	1000-2000
Tiempo de remojo, días	1-4
Tiempo de inyección, días	14-21
Numero de ciclos	3-5
Saturación de petróleo, $\frac{Bl}{acre - pie}$	1200
Calidad del vapor, %	80-85
Gravedad, °API	< 15
Viscosidad del petróleo (cond. de yac.), cp	< 4000
Presión de inyección, lpc	< 1400
Duración de los ciclos, meses	≈ 6
Inyección de vapor/ ciclos, bls	7000

2.8.4. Ventajas de la Inyección Alternada de Vapor.

- Se obtienen rápidamente elevadas tasas de producción.
- La rentabilidad del proceso es alta y el tiempo de retorno de la inversión es corto.
- No es afectado ampliamente por las heterogeneidades del yacimiento.
- Debido al poco contacto del vapor con el crudo, ocurre menos producción de H₂S que en la Inyección Continua de Vapor.
- La respuesta del yacimiento es inmediata.

2.8.5. Desventajas de la Inyección Alternada de Vapor. ^[1]

- No se obtiene un incremento en la recuperación última del yacimiento. En general se han desarrollado proyectos en yacimientos de crudo pesado, donde se obtiene el 10% del petróleo en sitio con recuperación primaria, y con la estimulación se incrementa hasta un 15-20%. En un proyecto a gran escala llevado a cabo en Venezuela por dos años, se obtuvo un 18% del crudo en sitio con recuperación primaria y 24% con la estimulación.
- Dificultad o ineficiencia en la aplicación de procesos de desplazamiento. La poca producción del agua inyectada como vapor 30-35%, ocasiona que las cantidades remanentes de agua en el yacimiento, formen zonas de alta saturación en los alrededores del pozo, reduciendo la eficiencia areal de desplazamiento.
- El efecto de subsidencia causado por la compactación de la roca. Éste efecto puede causar cambios en la estructura y propiedades de la roca, que resultarían desfavorables para la recuperación de petróleo del yacimiento. La aplicación de procesos de inyección de vapor no es recomendable en yacimientos donde se presente hundimiento activo de la tierra, esto puede ser prevenido por medio de la aplicación de métodos de desplazamiento que mantengan la presión.
- Daño en la permeabilidad del yacimiento. Esto ocurre como consecuencia de la expansión de las arcillas presentes en el yacimiento, al entrar en contacto con el vapor de agua.

Es recomendable tomar en cuenta cada uno de los diferentes aspectos que involucra la aplicación de un proceso de inyección cíclica de vapor, ya que si bien resulta económicamente atractivo, en algunos casos podría resultar más favorable la aplicación de un proceso de recuperación tipo desplazamiento.

2.9. Pozos Horizontales. ^[14]

Los pozos horizontales son pozos perforados de manera direccional, en planos paralelos a las estratificaciones del yacimiento, y su implementación presenta las siguientes ventajas y desventajas:

Ventajas:

- Mejoran la eficiencia de barrido en proyectos de recuperación de petróleo.
- Aumentan el índice de productividad de 3 a 5 veces, para una misma caída de presión.
- Aumentan la inyectividad, en proyectos de inyección de fluidos.
- Incrementan el área de drenaje por pozo en el yacimiento.
- Se pueden implementar en yacimientos en los que el uso de pozos verticales no resulta económicamente factible.
- Aceleran el recobro, debido a las altas tasas de producción.
- Reduce el número de pozos requeridos para desarrollar el yacimiento.
- Reduce la conificación de agua y/o gas en yacimiento con problemas de interfaces de fluidos y producción de arena.
- Pueden hacerse perforaciones perpendiculares a las fracturas en un yacimiento naturalmente fracturado para aumentar la productividad.

Desventajas:

- Requieren mayor tiempo que la perforación de un pozo vertical, y debido a la mayor complejidad de las operaciones existe mayor riesgo de presentar problemas operacionales.
- El daño a la formación, la excesiva ondulación en la trayectoria del pozo y los bajos gradientes de presión, podrían dificultar la limpieza del pozo.

- En formaciones con producción de arena, las secciones onduladas pueden ser taponadas con arena.
- Las barreras de permeabilidad vertical, minimizan la eficiencia de barrido vertical.
- Las opciones de recompletación son limitadas, en caso de controlar problemas ocasionados por altos cortes de agua y/o altas relaciones gas/petróleo.

2.10. Faja Petrolífera del Orinoco.

La Faja Petrolífera del Orinoco representa la mayor reserva de hidrocarburos a nivel mundial, conteniendo más de 297 MMBB de crudo pesado y extrapesado, de acuerdo al Informe de Gestión Anual 2011 presentado por PDVSA. Se encuentra ubicada en la parte sureste de Venezuela, abarcando los estados Guárico, Monagas y Anzoátegui, posee un área de 55314 km², dividida en cuatro zonas para su desarrollo, Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo (Figura 2.10).



Figura 2.10. Ubicación de la Faja Petrolífera. [6]

Los yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco se caracterizan por estar conformados por arenas no consolidadas, lo que hace que tengan una alta porosidad,

de 30% y altas permeabilidades de 10-20 Darcys. Su espesor varía de 50 a 100 pies y se ubican a profundidades someras.

En 1935 el pozo descubridor de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) produjo crudo de 7° API a una tasa de 401 B/D, sin embargo no fue sino hasta el año 1968 cuando se estudio a fondo ésta área. En los años siguientes se generaron estudios que permitieron establecer la implementación de métodos tanto en frío como en caliente y se comprobaron propiedades del yacimiento como la presencia de areniscas someras, no consolidadas de petróleo pesado. A finales de la década de los 80 la producción en caliente no era económicamente viable para desarrollar la Faja Petrolífera del Orinoco, por lo que se implementaron métodos en frío, produciendo a muy bajas tasas, ya que la producción de mayores volúmenes implicaba una mayor producción de arena y requerían la instalación de bombas de fondo más potentes. El primer inconveniente, fue solucionado por medio de la perforación de pozos horizontales, que permitían una producción a altas tasas y menores caídas de presión, reduciendo la producción de arena. Para la década de 1990 con la evolución de las bombas de cavidad progresiva (BCP) y las bombas electrosumergibles (BES), se pueden manejar estos crudos pesados de la Faja, resultando económicamente rentable y técnicamente efectiva la implementación de estas bombas y la perforación de pozos horizontales. En la actualidad el desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco, se lleva a cabo con la implementación de procesos de recuperación térmica, tales como inyección alternada de vapor, inyección continua con vapor, combustión in situ.

2.11. Simulación Numérica de Yacimientos.

La simulación numérica consiste en inferir el comportamiento real de un yacimiento, por medio de la construcción de un modelo físico, conceptual o numérico, con el fin de realizar predicciones al yacimiento, sobre diferentes esquemas de producción. Por lo general, está conformada por tres grandes etapas: descripción del yacimiento o inicialización del modelo, cotejo histórico y predicción del comportamiento futuro del yacimiento. La simulación numérica de yacimientos, se basa en describir adecuadamente el flujo de fases y el comportamiento de fases en el yacimiento por

medio de un conjunto de ecuaciones diferenciales y derivadas parciales (ecuaciones de la conservación de la masa y/o energía), bajo ciertas suposiciones.

Ésta es una herramienta útil en la obtención de soluciones en condiciones de yacimiento complejas, así como en la gerencia de yacimientos, ya que puede administrar, monitorear y evaluar el desempeño de diversas estrategias de desarrollo. Igualmente a través de esta herramienta se pueden establecer mecanismos de producción y su cuantificación con lo cual se estima el factor de recobro aplicable al yacimiento con el objetivo de obtener finalmente las reservas.

2.11.1. Objetivos de la Simulación de Yacimientos.

- Reproducir el comportamiento del yacimiento.
- Determinar escenarios óptimos de explotación.
- Estimar el recobro de petróleo bajo ciertas condiciones.
- Determinación de las reservas recuperables.
- Evaluar los efectos de las variaciones en parámetros operacionales sobre los esquemas de desarrollo.
- Comparar esquemas de recuperación secundaria y/o terciaria.
- Estimar los efectos de localización y espaciamiento de los pozos.

2.11.2. Tipos de Simuladores de Yacimientos.

Los simuladores de yacimientos se pueden clasificar de acuerdo al yacimiento y a los fluidos que éste contiene (petróleo negro y composicional) y de acuerdo al tipo de proceso de recuperación (procesos químicos, térmicos).

- **Simuladores de Petróleo Negro:** Son utilizados en yacimientos isotérmicos, donde hay flujo simultáneo de petróleo, agua y gas, debido a las fuerzas gravitacionales, viscosas y capilares, tomando como principal suposición que la composición de los fluidos no se ve afectada con el agotamiento de la presión. Además supone que el gas es soluble en el petróleo pero no en el agua, y que el agua

y el petróleo son fases inmiscibles en los que no hay intercambio de masa o cambio de fase.

- **Simuladores Composicionales:** Considera la variación de la composición de los fluidos debido a la presión. Con este tipo de simulador se pueden describir fluidos complejos tales como condensados y fluidos volátiles, así como también procesos de inyección de gas. La transferencia de masa entre cada uno de los elementos es calculada en fracciones molares de cada componente individual o pseudocomponentes combinando dos o más componente de los hidrocarburos originales.
- **Simulador Térmico:** Se emplean en aquellos casos en los que los fluidos son afectados por la temperatura, como ocurre en los procesos de recuperación térmica. Este simulador incorpora a los simuladores composicionales una ecuación de intercambio de energía, para tomar en cuenta la transferencia de calor.
- **Simuladores Químicos:** Es utilizado en procesos de inyección de sustancias químicas, tales como surfactantes, polímeros, emulsiones, etc. Debido a la complejidad que conllevan estos procesos, este tipo de simulador no se ha desarrollado exhaustivamente.

2.11.3. Etapas de la Simulación Numérica. ^[12]

Con el fin de llevar a cabo un proyecto de simulación de manera exitosa, es necesario un estudio exhaustivo de los objetivos planteados y la información requerida para su realización, de manera que se obtenga un modelo adecuado que represente las características del yacimiento y arroje resultados confiables. Las principales etapas de la simulación de yacimientos son:

- **Construcción del mallado.**

Incluye datos generales del yacimiento: dimensiones, número de capas, presión inicial, contactos iniciales agua/petróleo y gas petróleo, esta información es obtenida de análisis de núcleos, mapas bases, registros y pruebas de presión de pozos.

- **Integración del PVT y la permeabilidad relativa al modelo.**

Incluye datos de propiedades de rocas y fluidos: saturaciones, permeabilidades relativas, presiones capilares, compresibilidad de la roca y datos PVT obtenidos de pruebas de laboratorio o correlaciones.

- **Incorporación de datos recurrentes al modelo.**

Incluye datos de producción/inyección: producción de petróleo, agua y gas, histórico de inyección, evento de cada pozo, localizaciones, índice de productividad, daño de formación e intervalo de perforación de cada pozo.

- **Cotejo histórico.**

Los datos introducidos inicialmente en el simulador, pocas veces representan las condiciones reales del yacimiento, debido a que la información no es continua, no es fidedigna, por baja resolución de los datos o problemas de escala. Por esto es necesario realizar ciertos ajustes en los parámetros hasta que el simulador reproduzca de manera aceptable el comportamiento histórico de producción y presión. Ésta etapa dentro de la simulación es la que mayor tiempo y esfuerzo requiere para ser completada, dependiendo de la complejidad del modelo, los años de historia y número de pozos.

- **Predicción.**

Es la última etapa en un proceso de simulación, y permite predecir el comportamiento futuro de un pozo o yacimiento bajo una determinada estrategia de desarrollo. Consta de tres fases principales: planificación de los casos, selección de las corridas de predicción y establecimiento de lineamientos y predicciones.

CAPÍTULO III METODOLOGÍA

Este capítulo describe los procedimientos empleados para alcanzar los objetivos planteados en este trabajo, y están agrupados en cuatro etapas que van desde la revisión de diversas fuentes bibliográficas hasta la obtención de los resultados. La Figura 3.1 esquematiza la metodología de trabajo usada.

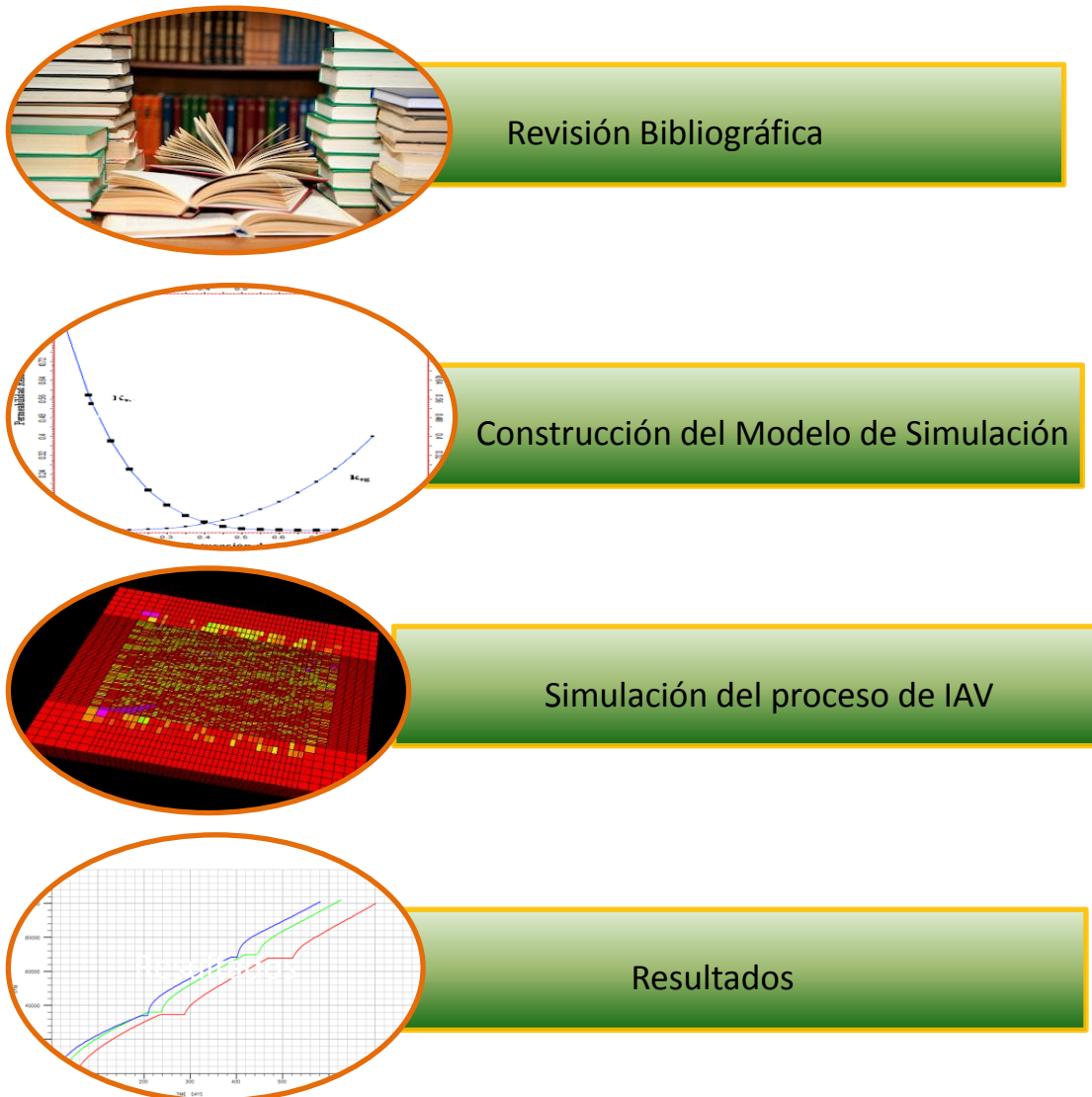


Figura 3.1. Metodología de trabajo.

3.1. Revisión Bibliográfica.

Esta fase comprendió la consulta de diversas fuentes de información relacionadas al tema desarrollado en este trabajo especial de grado, tales como: textos, artículos, publicaciones de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE), manuales, trabajos especiales de grado, las cuales sustentan teóricamente lo expuesto en este contenido. Por medio de esta revisión bibliográfica se pudieron obtener datos necesarios para desarrollar el proceso de simulación del proceso de inyección alternada de vapor, datos tanto de los fluidos como del yacimiento.

3.2. Construcción del Modelo de Simulación.

En esta etapa, se realiza la incorporación de datos de yacimiento y de los fluidos a la malla de trabajo proporcionada, esto se describe en los siguientes puntos.

3.2.1. Malla de Simulación.

La malla y ciertas propiedades de la roca como la porosidad y la permeabilidad, fueron suministradas por trabajos especiales de grado anteriores asociados a las líneas de investigación de la EIP, estas representan valores típicos de lo encontrados en la Faja Petrolífera del Orinoco, el área de estudio de esta investigación. La malla suministrada es de tipo cartesiano, conformada por 54600 celdas, distribuidas de la siguiente manera: 91 celdas en la dirección x, 50 celdas en la dirección y, 12 celdas en la dirección z (Tabla 3.1). Una visualización de la malla se encuentra en la Figura 3.2.

Tabla 3.1. Propiedades de la malla.

Total de celdas en la malla	54600
Número de celdas en la dirección x	91
Número de celdas en la dirección y	50
Número de celdas en la dirección z	12
Tamaño de la malla en la dirección x (pies)	2780

Tamaño de la malla en la dirección y (pies)	3100
Tamaño de la malla en la dirección z (pies)	84

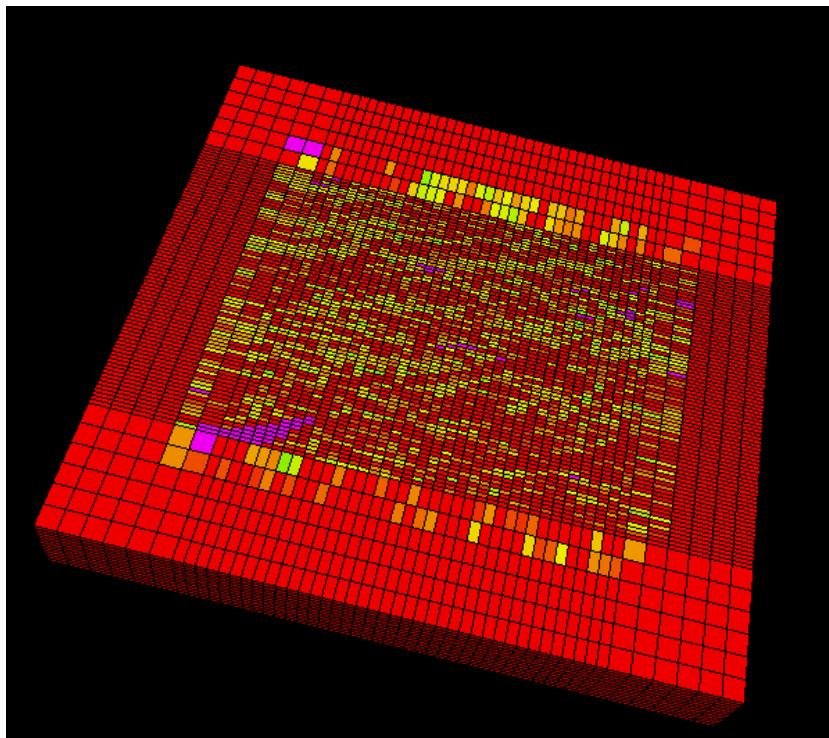


Figura 3.2. Malla cartesiana usada para la simulación.

3.2.2. Propiedades del Yacimiento.

Las propiedades de la roca como la porosidad y permeabilidad fueron suministradas en conjunto con la malla, dichas propiedades se encuentran heterogéneamente distribuidas en el modelo, como se mencionó con valores representativos de la Faja Petrolífera del Orinoco. Las demás propiedades del yacimiento, fueron obtenidas igualmente de manera característica para toda el área de la Faja del Orinoco, del artículo técnico de la SPE González (2009) y la publicación SPE de Colonomos (1994), estas propiedades son presentadas en la tabla 3.2.

Tabla 3.2. Propiedades del yacimiento.

Propiedad	Valor
Presión inicial (psia)	1200

Temperatura (°F)	120
Profundidad (pies)	2500
Saturación inicial de petróleo	0.83
Saturación inicial de agua	0.17
Conductividad térmica (Btu/d-pie-°F)	30
Capacidad Calorífica (Btu/pie)	30
Compresibilidad a 1226 psi (psi ⁻¹)	7x10 ⁻⁵
Razón gas/petróleo (PCN/BNP)	68
POES (Bbls)	7189758,25

3.2.3. Propiedades Roca-Fluidos.

Las propiedades roca-fluidos, referentes a las permeabilidades relativas y saturaciones de los fluidos fueron tomadas del artículo técnico Boardman (2009), el cual proporciona los puntos finales de las curvas de permeabilidades relativas de los fluidos presentes, en la zona de Morichal, campo representativo en la Faja Petrolífera del Orinoco, estos valores son presentados en la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Puntos extremos de las curvas de permeabilidades relativas.

Puntos Extremos	Valor
$S_{or(w)}$	0.40
$S_{or(g)}$	0.15
S_{wc}	0.15
S_{gc}	0.09
$K_{ro(w)'} $	1
K_{rw}	0.085
$K_{ro(g)}$	1
K_{rg}	0.4

A partir de estos valores, por medio del uso de las correlaciones de Corey, se pueden construir las curvas de permeabilidades relativas agua-petróleo y gas-petróleo, mostradas en la Figura 3.3. Las correlaciones de Corey, constan de las siguientes ecuaciones:

$$k_{ro} = (k_{ro})_{Swc} \left(\frac{1-S_w-S_{orw}}{1-S_{wc}-S_{orw}} \right)^{n_o} \quad (3.1)$$

$$k_{rw} = (k_{rw})_{Sor} \left(\frac{S_w-S_{wc}}{1-S_{wc}-S_{orw}} \right)^{n_w} \quad (3.2)$$

$$k_{rg} = (k_{rg})_{Sgc} \left(\frac{1-S_g-(S_{wc}+S_{org})}{1-S_{wc}-S_{org}} \right)^{n_{go}} \quad (3.3)$$

$$k_{ro} = (k_{ro})_{Sgc} \left(\frac{S_g-S_{gc}}{1-S_{gc}-S_{wc}} \right)^{n_g} \quad (3.4)$$

Siendo los valores de los exponentes de Corey: $n_o=3$; $n_w=4$; $n_{go}=4$ y $n_g=3$.

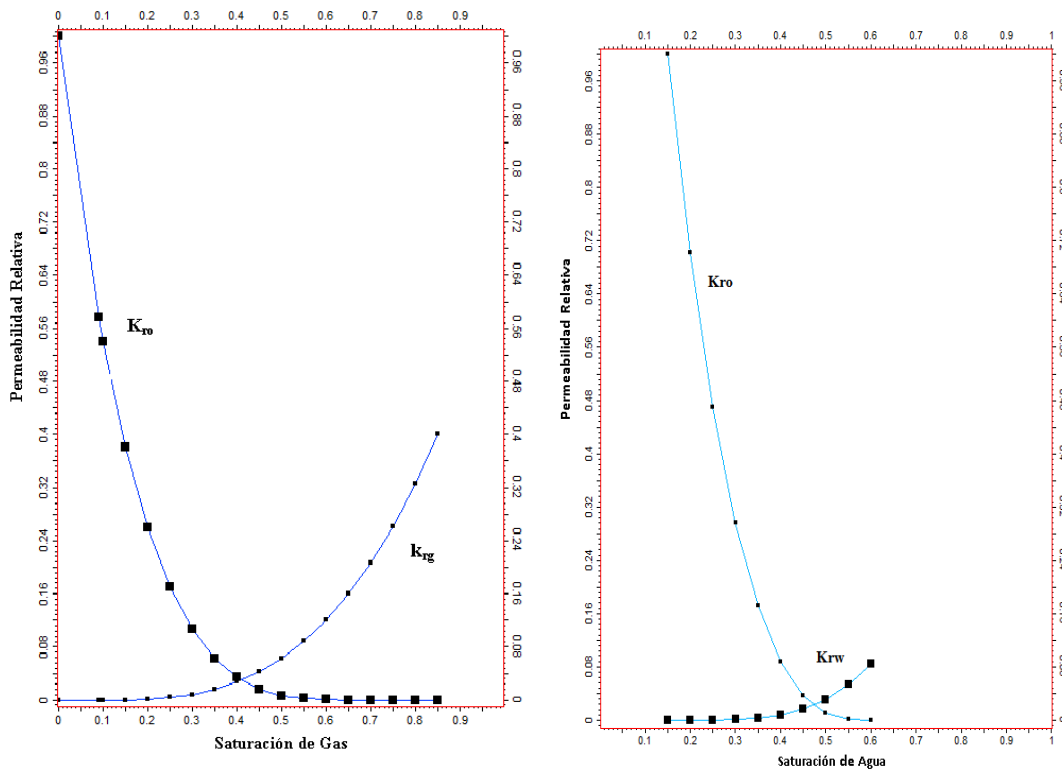


Figura 3.3. Curvas de Permeabilidades Relativas.

3.2.4. Propiedades de los Fluidos.

Las propiedades de los fluidos fueron obtenidas de simulaciones anteriores, y fueron extraídas del trabajo especial de grado de Manfre (2009), que a su vez partió de datos obtenidos de artículos técnicos de la Boardman (1999) y García (2001). Las propiedades térmicas, composición, viscosidad y demás propiedades de los fluidos se detallan a continuación.

3.2.4.1. Composición y peso molecular.

La mezcla de hidrocarburos por medio de un proceso de agrupamiento en sus componentes, quedo reducida a dos pseudo componentes uno representa la fase volátil, llamado X1+ y la otra a los componentes medianos y pesados su nombre C2+. En la siguiente tabla se presenta la fracción molar y peso molecular de cada componente:

Tabla 3.4. Peso molecular y fracción molar de la cada componente

	X1+	C2+
Fracción molar	0.318	0.682
Peso Molecular (lb/mol)	18,04	545,79

3.2.4.2. Presión y Temperatura Crítica de los componentes.

El punto crítico de un sistema de varios componentes, se puede definir como el punto en el cual las propiedades intensivas del gas y el líquido son iguales, siendo propiedades intensivas aquellas que no dependen de la cantidad, tales como: presión, temperatura, viscosidad, densidad y composición. Los valores de presión crítica y temperatura crítica de los componentes del fluido se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 3.5. Presión y Temperatura Crítica de los componentes.

	X1+	C2+
Presión Crítica (psi)	689.637	249.148
Temperatura Crítica (R)	359.442	1678.467

3.2.4.3. Factor Acéntrico.

El factor acéntrico se define como la no-esfericidad de una molécula. Los valores del factor acéntrico para X1+ y C2+ son los siguientes:

Tabla 3.6. Factor acéntrico de los componentes del fluido.

	X1+	C2+
Factor Acéntrico	0.02708	0.69820

3.2.4.4. Calor Específico.

Para simulaciones con sistemas multi-componentes, la entalpía molar de petróleo está definida por la suma ponderada de las fracciones molares de la entalpía de cada componente, expresado en la siguiente ecuación:

$$h_o = \sum_{c=1}^{N_c} x_c \cdot h_c \cdot PM_c \quad (3.5)$$

Donde:

x_c : es la fracción molar del componente c en la fase petróleo

PM_c : es el peso molecular de cada componente

h_c : es la entalpía líquida del componente c expresa en la ecuación 3.6

$$h_c = C_{P1c} \cdot (T - T_{st}) + \frac{1}{2} \cdot C_{P2c} \cdot (T - T_{st})^2 \quad (3.6)$$

Donde:

C_{P1c} : es el primer coeficiente del calor específico del líquido.

C_{P2c} : es el segundo coeficiente de calor específico del líquido.

T_{st} : es la temperatura a condiciones estándar.

Los valores del primer y segundo coeficiente de calor específico para los componentes del fluido se encuentran en la siguiente tabla.

Tabla 3.7 Coeficientes para el cálculo de la entalpía del petróleo.

	X1+	C2+
C_{P1c} (BTU/lb/R)	0.4713	0.2145
C_{P2c} (BTU/lb/R)	0.0004249	0.0003704

3.2.4.5. Calor Específico del Gas.

El calor específico de cada componente en la fase gaseosa es calculado por medio de la expresión 3.7

$$h_c = h_{cs} + C_{P1c} \cdot (T - T_{st}) + \frac{1}{2} \cdot C_{P2c} \cdot (T - T_{st})^2 \quad (3.7)$$

Donde:

h_{cs} : es el calor de vaporización.

C_{P1c} : es el primer coeficiente de calor específico del gas.

C_{P2c} : es el segundo coeficiente del calor específico del gas.

T_{st} : es la temperatura a condiciones estándar.

Tabla 3.8 Coeficientes para el cálculo de la entalpía del gas.

	X1+	C2+
C_{P1c} (BTU/lb/R)	0.4713	0.2145
C_{P2c} (BTU/lb/R)	0.0004249	0.0003704

3.2.4.6. Calor de Vaporización.

Los valores de calor de vaporización de los componentes del fluido se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 3.9 Calor de vaporización de los componentes del fluido.

	X1+	C2+
Calor de Vaporización (BTU/lb)	15.3525	161.2268

3.2.4.7. Coeficiente de Expansión Térmica.

El coeficiente de expansión térmica esta definido por el incremento de la longitud de los enlaces intermoleculares en una sustancia, debido a un incremento de la energía almacenada como consecuencia de un incremento de la temperatura. Los coeficientes de expansión térmica del fluido se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 3.10 Coeficientes de expansión térmica de los componentes del fluido.

	X1+	C2+
Coeficiente de expansión térmica (1/R)	0,00487411	0,00023031

3.2.4.8. Temperaturas, Densidades y Presiones de Referencia.

Los valores de las temperaturas, densidades y presiones de referencia son mostrados en la tabla 3.10 y por medio de ellos el simulador hace el cálculo de la densidad del petróleo, usando la siguiente expresión:

$$\rho_c = \frac{\rho_{ref,c}}{[1 - C_{p_c}(p - p_{ref,c})][1 + c_T(T - T_{ref,c})]} \quad (3.8)$$

Tabla 3.11 Temperatura, Presión y Densidad de Referencia de los componentes.

	X1+	C2+
Temperatura (R)	222.32	799.77
Presión (psi)	16.90	850
Densidad (lb-mol/pie ³)	17.15	62.8

3.2.4.9. Viscosidad del Petróleo.

Estos son los valores de la viscosidad de cada componente del fluido.

Tabla 3.12 Valores de la viscosidad para cada componente en el fluido

Temperatura (°F)	Viscosidad de X1+ (cp)	Viscosidad de C2+ (cp)
100	306,76	7787,22
120	304,80	5220,03
140	303,15	3499,16
160	301,71	2345,61
180	300,45	1572,34
200	299,32	1053,99
220	298,29	706,53

240	297,36	473,61
260	296,50	317,48
280	295,70	212,81
300	294,96	142,66
320	294,27	95,63
340	293,61	64,10
360	293,00	42,97
380	292,42	28,80
400	291,87	19,31
420	291,34	12,94
440	290,84	8,68
460	306,76	7787,22

3.2.4.10. Viscosidad del Gas y del Agua.

Los valores de la viscosidad del agua y el gas en función de la temperatura fueron obtenidos del trabajo de grado Di Ubaldo (2011).

Tabla 3.13 Viscosidad del Gas.

Temperatura (°F)	Viscosidad (cp)
50	0,01
68	0,01
86	0,01
104	0,02
122	0,02
140	0,02
185	0,02
230	0,02
320	0,02
410	0,02
500	0,02

590	0,03
770	0,03

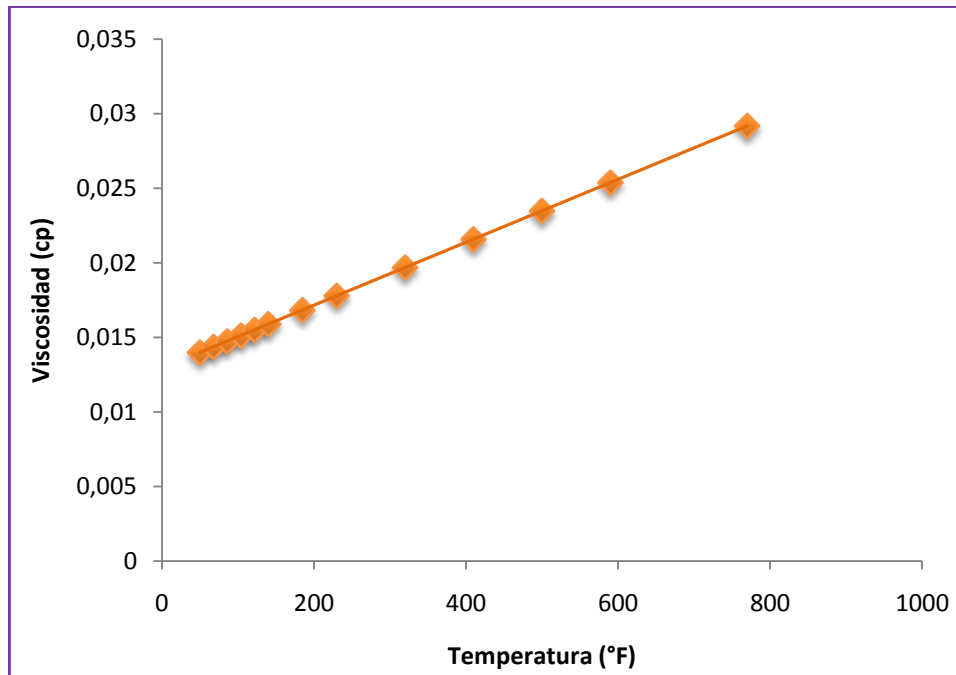


Figura 3.4. Viscosidad del Gas.

Tabla 3.14 Viscosidad del Agua.

Temperatura (°F)	Viscosidad (cp)
41	1,52
59	1,14
77	0,89
95	0,72
113	0,60
137	0,48
180	0,35
210	0,29
255	0,23

300	0,19
345	0,16
390	1,52
435	1,14
480	0,89
525	0,72
570	0,60
615	0,48

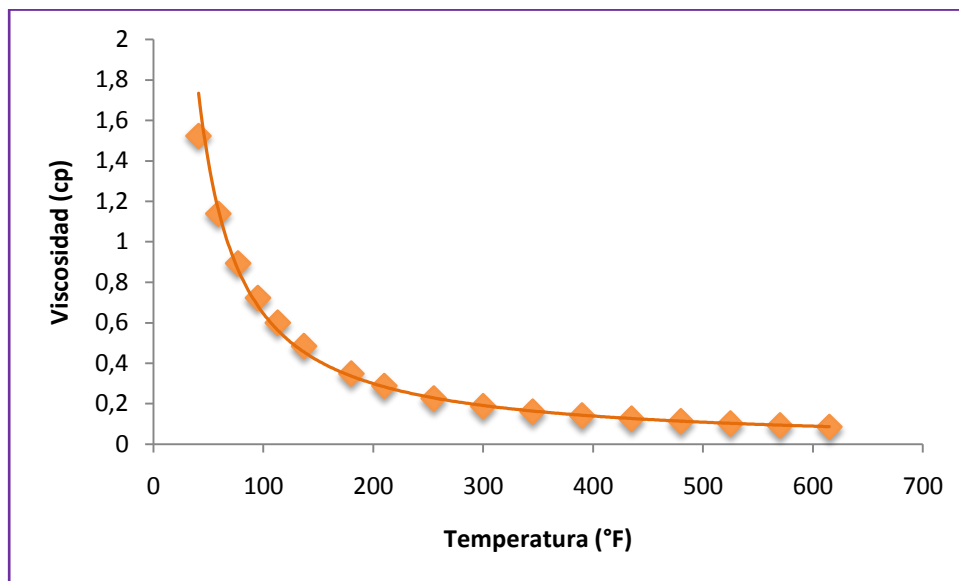


Figura 3.5. Viscosidad del Agua.

3.2.5. Diseño de los Pozos.

Los parámetros operacionales para los pozos fueron extraídos del artículo técnico González (2009), en el cual se establecen parámetros operacionales óptimos para la aplicación de procesos de inyección alternada de vapor.

3.2.5.1. Ubicación de los Pozos.

Para esta simulación se estableció la colocación de un solo pozo, tanto en el caso del estudio con pozo vertical, como con pozo horizontal. Los pozos se ubicaron en la

zona central de la malla que tiene un refinamiento, y por tanto en esta zona las celdas son más delgadas, y al momento de producirse la simulación el efecto de dispersión numérica es menor.

3.2.5.1.1 Ubicación del Pozo Vertical.

En la Figura 3.4 se muestra la ubicación del pozo vertical, siendo sus coordenadas (x;y) de ubicación en la malla (44;28).

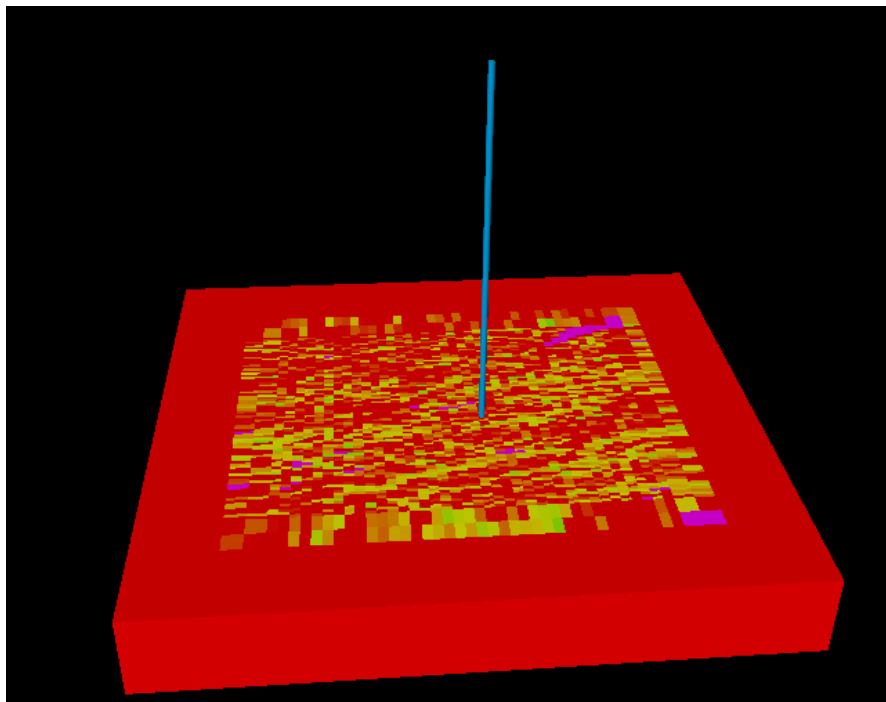


Figura 3.6. Ubicación del pozo vertical en la malla de trabajo.

3.2.5.1.2 Ubicación del Pozo Horizontal.

El pozo horizontal se ubica en las mismas coordenadas (x;y) que el pozo vertical y la longitud de la sección horizontal es de 1200 pies. La ubicación del talón del pozo está a aproximadamente 10 pies por encima del fondo del yacimiento, lo cual de acuerdo a investigaciones previas, es la ubicación más favorable para una mayor obtención de crudo, ya que hay una mayor transferencia de calor hacia los fluidos y una irrupción menos temprana del vapor en el pozo.

3.2.5.2. Parámetros Operacionales de los Pozos.

En las siguientes tablas se resume las condiciones operacionales de los pozos inyectoros y productores tanto para el pozo horizontal como el vertical.

Tabla 3.15 Condiciones Operacionales de producción de los pozos para el proceso de IAV.

Presión de fondo fluyente (psi)	700
Tasa de producción (BDD)	Variable

Tabla 3.16 Condiciones Operacionales de inyección de los pozos para el proceso de IAV.

Temperatura de inyección (°F)	550
Calidad del vapor inyectado	75 %
Presión de fondo fluyente (psi)	700
Ciclos	3
Duración de los ciclos (meses)	6
Tasa de inyección	Variable

3.3. Simulación.

Los casos objeto de estudio se establecieron de acuerdo a la variación de dos parámetros para la aplicación del proceso de Inyección Alternada de Vapor, la tasa de inyección y el tiempo de remojo.

- **Tasa de inyección:** Es el volumen de vapor que será inyectado en el pozo durante el tiempo de inyección que puede ser de una o varias semanas, el cual se expresa como barriles normales equivalentes de agua. Se estableció una variación de la tasa de vapor inyectada en 100 ton/d, 200 ton/d y 500 ton/d, para la obtención de una dosis total de vapor de 5000 toneladas de vapor por ciclo.
- **Tiempo de remojo:** Es el período posterior al tiempo de inyección durante el cual el pozo permanecerá cerrado, en éste estudio el tiempo de remojo variará de uno

a siete días, con incremento de un día. Tiempo de remojo a estudiar: 1 día, 2 días, 3 días, 4 días, 5 días, 6 días y 7 días.

En la siguiente tabla se presentan las diferentes combinaciones de casos a estudiar, esto es aplicado tanto para el estudio con pozos verticales como con pozos horizontales.

Tabla 3.17. Casos de estudio en la aplicación de Inyección Alternada de Vapor.

Caso	Tasa de inyección (ton/d)	Tiempo de remojo (días)	Tiempo de inyección (días)
1	100	1	50
2	100	2	50
3	100	3	50
4	100	4	50
5	100	5	50
6	100	6	50
7	100	7	50
8	200	1	25
9	200	2	25
10	200	3	25
11	200	4	25
12	200	5	25
13	200	6	25
14	200	7	25
15	500	1	10
16	500	2	10
17	500	3	10
18	500	4	10
19	500	5	10
20	500	6	10
21	500	7	10

En la tabla se presenta una totalidad de 21 casos, que serán aplicables para pozos verticales y horizontales, para una totalidad de 42 casos a simular, la herramienta de simulación utilizada es ECLIPSE 300 de Schlumberger.

CAPÍTULO IV

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En el presente capítulo se presentan los resultados obtenidos para los diferentes casos de simulación descritos en el capítulo anterior, así como un análisis de los parámetros variables en el proceso de IAV, tasa de inyección y tiempo de remojo, estudiando su incidencia sobre la producción de crudo en cada caso de simulación.

4.1. Producción en frío en un pozo vertical.

Con la finalidad de visualizar el aporte hecho por la inyección alternada de vapor a la recuperación de petróleo, inicialmente se realizó una simulación en frío, regida por los mecanismos primarios de producción presentes en el yacimiento, lo cual arroja los resultados presentados en la figura 4.1 y tabla 4.1.

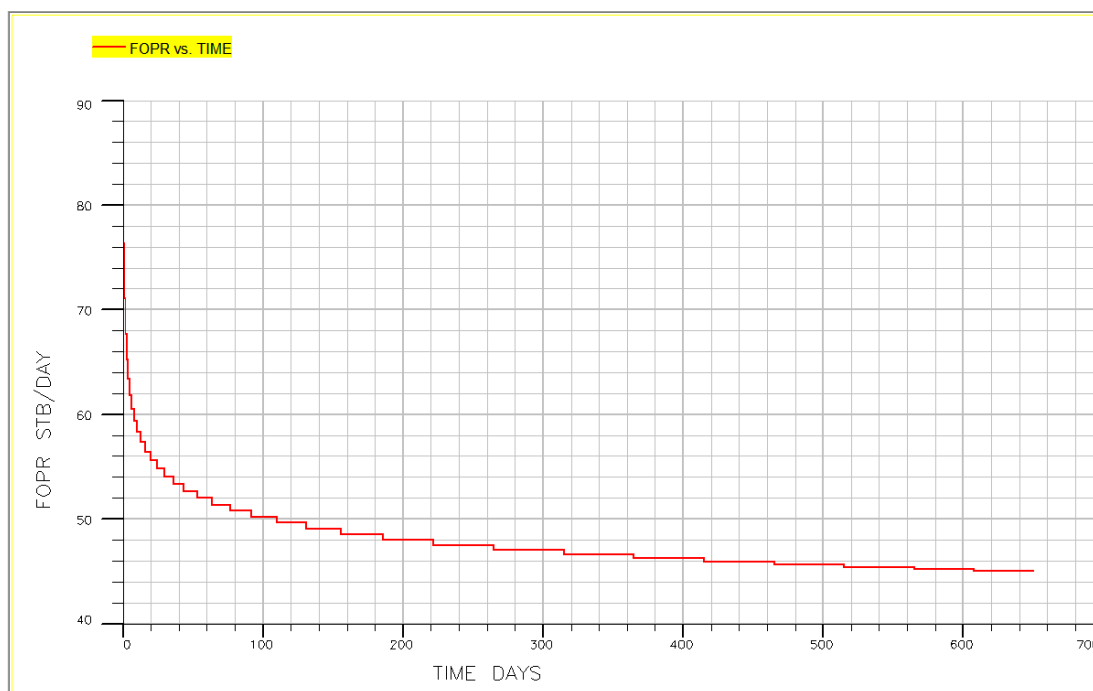


Figura 4.1 Producción de petróleo en frío en un pozo vertical durante 650 días.

Tabla 4.1 Producción en frío en un pozo vertical durante 650 días.

Tiempo de Análisis (días)	650
Producción de petróleo (Bbls)	31.068
Producción de agua (Bbls)	990

Recobro (%)	0,43
-------------	------

Con la producción en frío se recupera apenas el 0,43% del POES lo que representa 31.068 barriles de petróleo, quedando un gran volumen de crudo en el yacimiento.

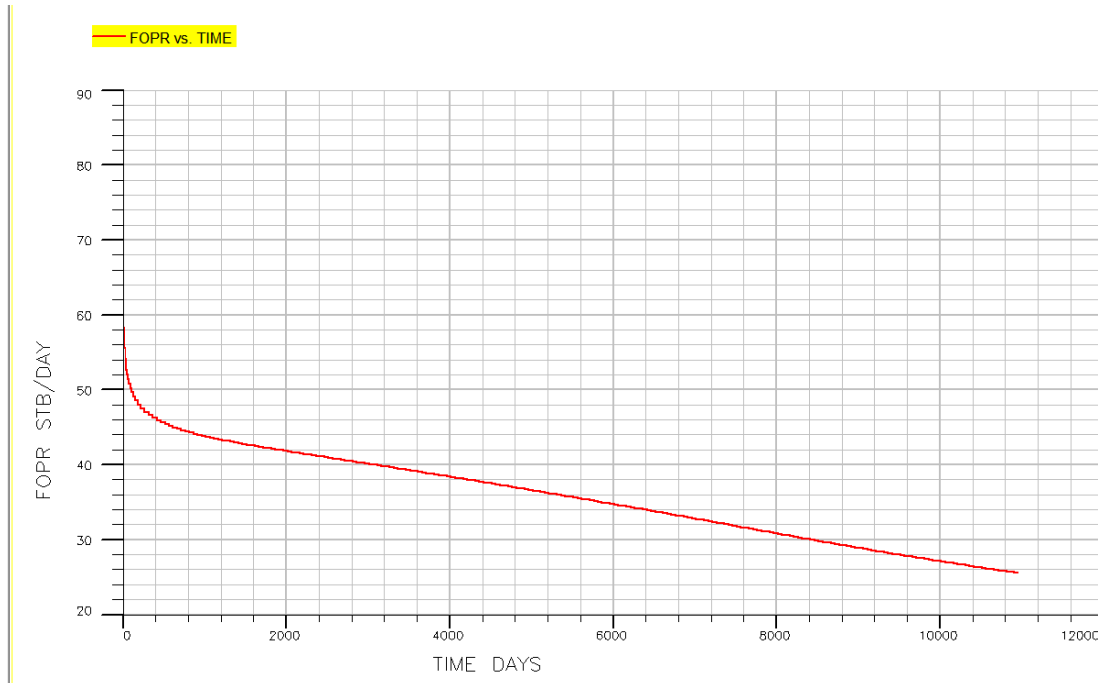


Figura 4.2 Producción de petróleo en frío en un pozo vertical durante 30 años.

Tabla 4.2 Producción en frío en un pozo vertical durante 30 años.

Tiempo de Análisis (años)	30
Producción de petróleo (Bbls)	3910.57
Producción de agua (Bbls)	12.539
Recobro (%)	5,4

En la Tabla 4.2 y la Figura 4.2 se observa el comportamiento de producción en frío en un pozo vertical, durante un período de 30 años, tiempo en el cual alcanza una producción acumulada de 391.057 barriles que representan apenas un 5,4 % del POES.

4.2. Inyección Alternada de Vapor en un pozo vertical.

Para el estudio del efecto del tiempo de remojo en el proceso de IAV sobre la producción de petróleo se realizaron 21 casos de simulación, cuyos resultados se muestran en las siguientes gráficas y tablas, de acuerdo a la tasa de inyección usada en cada escenario.

4.2.1. Efecto del tiempo de remojo sobre la producción, con una tasa de inyección de 100 ton/d.

En la Tabla 4.3 se muestran los resultados obtenidos en la producción de petróleo para los diferentes tiempos de remojo en el proceso de IAV para una tasa de inyección de 100 ton/d.

Tabla 4.3. Producción acumulada de petróleo total y por ciclo para una tasa de inyección de 100 ton/d en un proceso de IAV en un pozo vertical.

	Tiempo de remojo (días)	1	4	7
Petróleo Producido (Bbls)	Ciclo 1	34.388	34.561	34.448
	Ciclo 2	33.334	33.124	33.134
	Ciclo 3	32.172	32.300	32.262
	Total	99.894	99.985	99.844
	Incremento Np	68.826	68.917	68.776
Agua Producida (Bbls)	Ciclo 1	19.880	19.712	19.522
	Ciclo 2	27.408	27.371	27.058
	Ciclo 3	29.765	29.398	29.301
	Total	77.073	76.481	75.881
	Recobro (%)	1,39	1,39	1,39
	Incremento Recobro (%)	68,9	68,9	68,9
	Razón Vapor Petróleo (incremento Np)	1,37	1,37	1,37

Los resultados presentados en la Tabla 4.3. muestran que la mayor producción acumulada de crudo, ocurre en el caso donde se estableció un tiempo de remojo de 4 días, recuperándose 99.985 BNP. Durante el tiempo de remojo de 4 días se obtiene la menor cantidad de agua producida, alcanzando 76.481 barriles de agua. Con la

implementación de esta tasa de inyección se alcanza un recobro de 1,39 % lo que representa un incremento de alrededor de 69% con respecto al recobro obtenido en la producción en frío que apenas llegaba al 0,43%. La razón vapor petróleo surge de la relación entre la cantidad de vapor inyectada como barriles equivalentes de agua y la cantidad de petróleo producido, en éste escenario de simulación la razón vapor petróleo se mantiene de los márgenes aceptables, teniendo un valor de 1,37.

En la Figura 4.3 se muestra el comportamiento de la producción para el tiempo de remojo de 4 días.

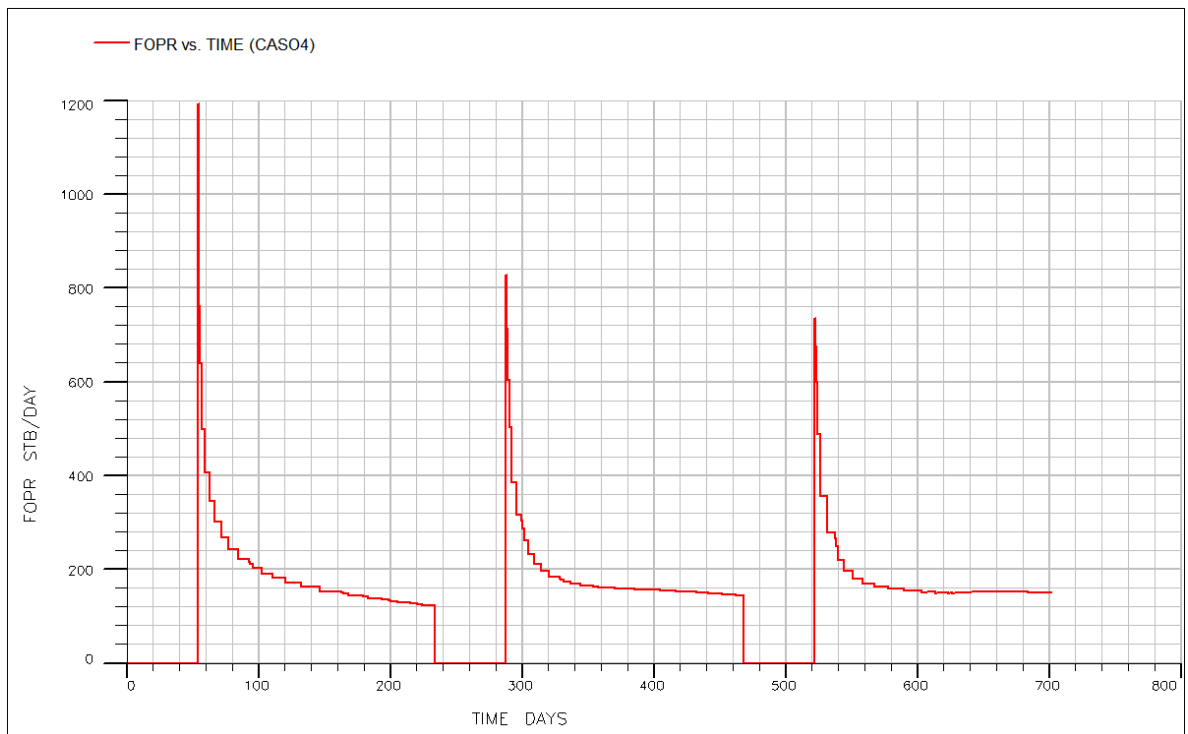


Figura 4.3. Producción de petróleo para un proceso de IAV con una tasa de inyección de 100 ton/d y tiempo de remojo 4 días en un pozo vertical.

4.2.2. Efecto del tiempo de remojo sobre la producción de petróleo, con una tasa de inyección de 200 ton/d.

En la Tabla 4.4 se muestran los resultados obtenidos en la producción de petróleo para los diferentes tiempos de remojo en el proceso de IAV para una tasa de inyección de 200 ton/d.

Tabla 4.4. Producción acumulada de petróleo total y por ciclo para una tasa de inyección de 200 ton/d en un proceso de IAV en un pozo vertical.

	Tiempo de remojo (días)	1	4	7
Petróleo Producido (Bbls)	Ciclo 1	35.534	35.932	35.774
	Ciclo 2	34.071	33.587	33.747
	Ciclo 3	32.391	32.312	32.396
	Total	101.996	102.101	101.917
	Incremento Np	70.928	71.033	70.849
Agua Producida (Bbls)	Ciclo 1	19.300	18.814	18.381
	Ciclo 2	27.700	27.259	26.975
	Ciclo 3	29.880	29.527	29.465
	Total	76.880	75.600	74.821
	Recobro (%)	1,42	1,42	1,42
	Incremento recobro (%)	69,5	69,6	69,5
	Razón Vapor Petróleo (Incremento Np)	1,33	1,33	1,33

En la Tabla 4.4 los resultados obtenidos para una tasa de inyección de 200 ton/d, reflejan que la mayor recuperación de crudo se obtiene con el tiempo de remojo de 4 días, con una producción acumulada de 102.101 barriles de petróleo. Para éste escenario de simulación, se obtiene un recobro de 1,42 % lo que representa un incremento de cerca del 70% con respecto al recobro obtenido en frío. La razón vapor petróleo se mantiene en el margen recomendable mucho menor de 15, lo que indica una rentabilidad económica del proceso de IAV. En la Figura 4.3 obtenida por medio de la aplicación Office del simulador ECLIPSE, se muestra el comportamiento de la producción durante el proceso de IAV para el tiempo de remojo de 4 días.

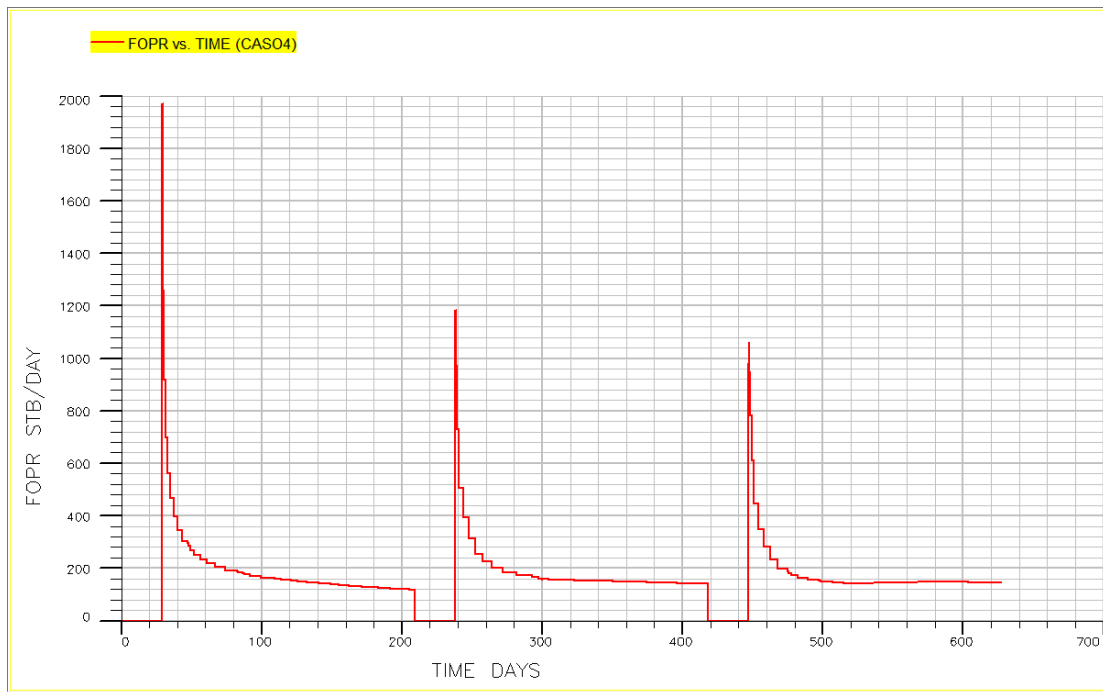


Figura 4.4. Producción de petróleo para un proceso de IAV con una tasa de inyección de 200 ton/d y tiempo de remojo 4 días en un pozo vertical.

4.2.3. Efecto del tiempo de remojo sobre la producción de petróleo, con una tasa de inyección de 500 ton/d.

En la Tabla 4.5 se muestran los resultados obtenidos e la producción de petróleo para los diferentes tiempos de remojo en el proceso de IAV.

Tabla 4.5. Producción acumulada de petróleo total y por ciclo para una tasa de inyección de 500 ton/d en un proceso de IAV en un pozo vertical.

	Tiempo de remojo (días)	1	4	7
Petróleo Producido (Bbls)	Ciclo 1	33.637	33.893	33.854
	Ciclo 2	34.293	34.461	34.518
	Ciclo 3	32.392	32.576	32.527
	Total	100.322	100.930	100.889
	Incremento Np	69.254	69.862	69.821
Agua Producida	Ciclo 1	15.807	14.884	14.361
	Ciclo 2	27.148	26.472	26.007

(Bbls)	Ciclo 3	29.770	29.285	29.047
	Total	72.715	70.641	69.415
	Recobro (%)	1,40	1,40	1,40
	Incremento recobro (%)	69,0	69,2	69,2
	Razón Vapor Petróleo	1,36	1,35	1,35

En los resultados mostrados en la Tabla 4.5 para una tasa de inyección de 500 ton/d en un pozo vertical, se puede apreciar que el mayor recobro de crudo ocurre con un tiempo de remojo de 4 días, alcanzando 100.930 BNP. En este caso de simulación se obtiene un incremento del recobro con respecto al recobro con producción en frío de 69%. En la Figura 4.5 se muestra el comportamiento de la producción de crudo por ciclo para un tiempo de remojo de 4 días.

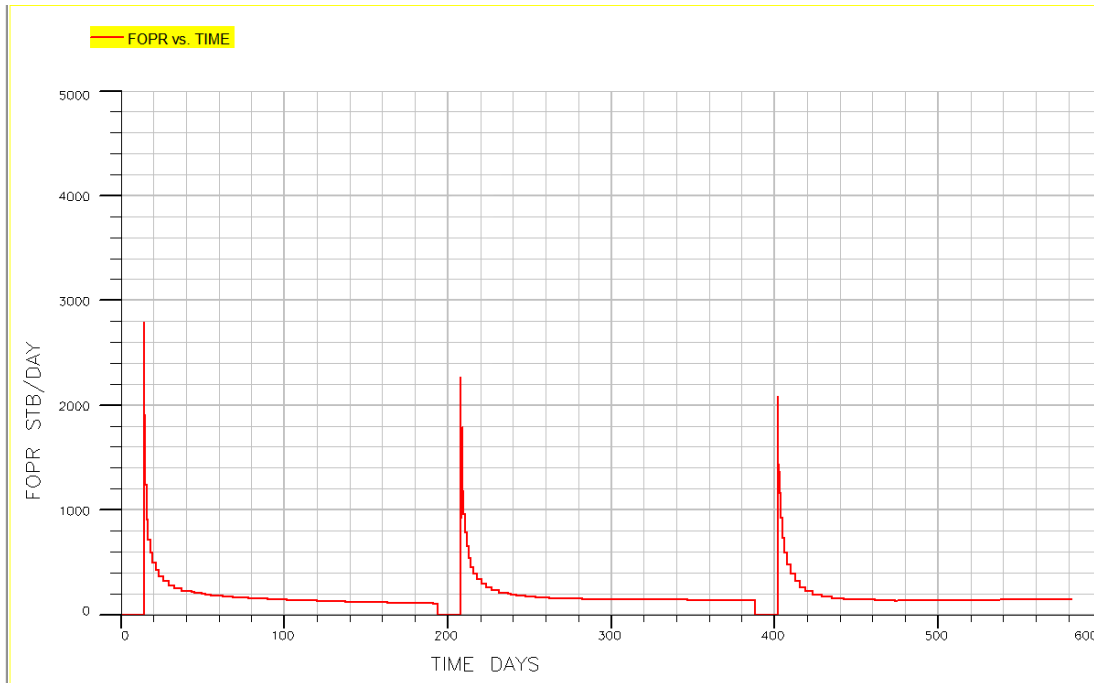


Figura 4.5. Producción de petróleo para un proceso de IAV con una tasa de inyección de 500 ton/d y tiempo de remojo 4 días en un pozo vertical.

De acuerdo a los resultados obtenidos y presentados en las tablas anteriores se puede decir, que el tiempo de remojo de 4 días produce las mayores cantidades de crudo en la aplicación del proceso de Inyección Alternada de Vapor, en pozos verticales.

4.2.4. Efecto de la tasa de vapor inyectado sobre la recuperación de crudo en un pozo vertical.

Para hacer la evaluación del efecto de la tasa de vapor inyectado sobre la recuperación de petróleo en el proceso de IAV, se realizó una comparación de la producción con las diferentes tasas de inyección, 100 ton/d, 200 ton/d y 500 ton/d, en los tiempos de remojo que arrojaron la mayor recuperación de acuerdo a los resultados presentados en las tablas anteriores.

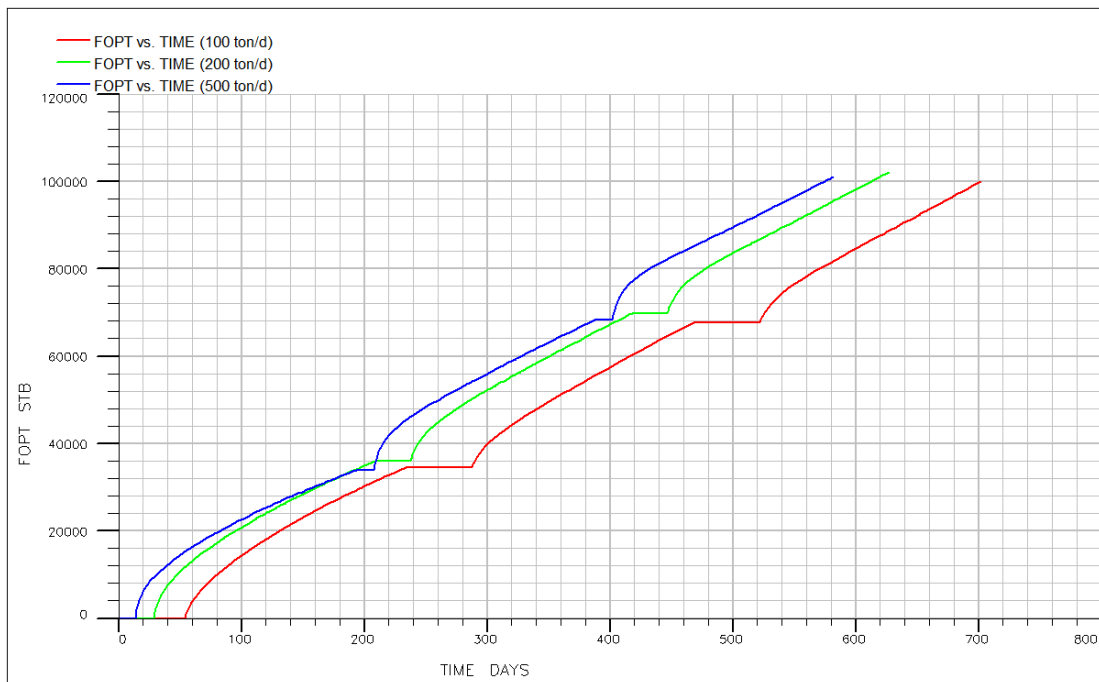


Figura 4.6. Producción acumulada de petróleo para un tiempo de remojo de 4 días en un pozo vertical.

En la Figura 4.6, se puede apreciar que la mayor producción acumulada de crudo se obtiene con una tasa de inyección de 200 ton/d, alcanzando 102.101 barriles de petróleo para un tiempo de remojo de 4 días. La siguiente tabla resume la producción acumulada para los tiempos de remojo de 4 para las distintas tasas de inyección en la que se evidencia un mayor recobro obtenido con la tasa de 200 ton/d.

Tabla 4.6. Producción acumulada de petróleo, para diferentes tasas de inyección en un pozo vertical.

Tasa de inyección (ton/d)	Producción acumulada de petróleo (Bbls)	Recobro (%)
100	99.985	1,39
200	102.101	1,42
500	100.930	1,40

4.2.5. Efecto de la tasa de vapor inyectado y el tiempo de remojo sobre la duración de los ciclos en un proceso de IAV en un pozo vertical.

De acuerdo a los resultados presentados anteriormente el tiempo de remojo más eficaz es de 4 días para las diversas tasas de inyección de 100 ton/d, 200 ton/d y 500 ton/d. Un ciclo en un proceso de inyección alternada de vapor implica el período de inyección, el período de remojo, y el tiempo de producción, en éste sentido la duración de los ciclos para los parámetros anteriormente descritos serán reflejados en la siguiente tabla.

Tabla 4.7 Duración de los ciclos en el proceso de IAV considerando una dosis de inyección por ciclo de 5000 ton en un pozo vertical.

Tiempo de Remojo (días)	Tasa de inyección (ton/d)	Tiempo de Inyección (días)	Tiempo de producción (días)	Duración del ciclo (días)
4	100	50	180	234
4	200	25	180	209
4	500	10	180	194

En la Tabla 4.7 se puede observar que la duración de los ciclos se prolonga con bajas tasas de inyección, siendo la duración de un ciclo para una tasa de inyección de 100 ton/d, de 234 días y el ciclo más corto se presenta con una tasa de inyección de 500 ton/d con una duración de 194 días.

4.3. Producción en frío en un pozo horizontal.

Con la finalidad de visualizar el aporte hecho por la inyección alternada de vapor a la recuperación de petróleo, inicialmente se realizó una simulación en frío, regida por los mecanismos primarios de producción presentes en el yacimiento, lo cual arroja los resultados presentados en la figura 4.7 y tabla 4.8.

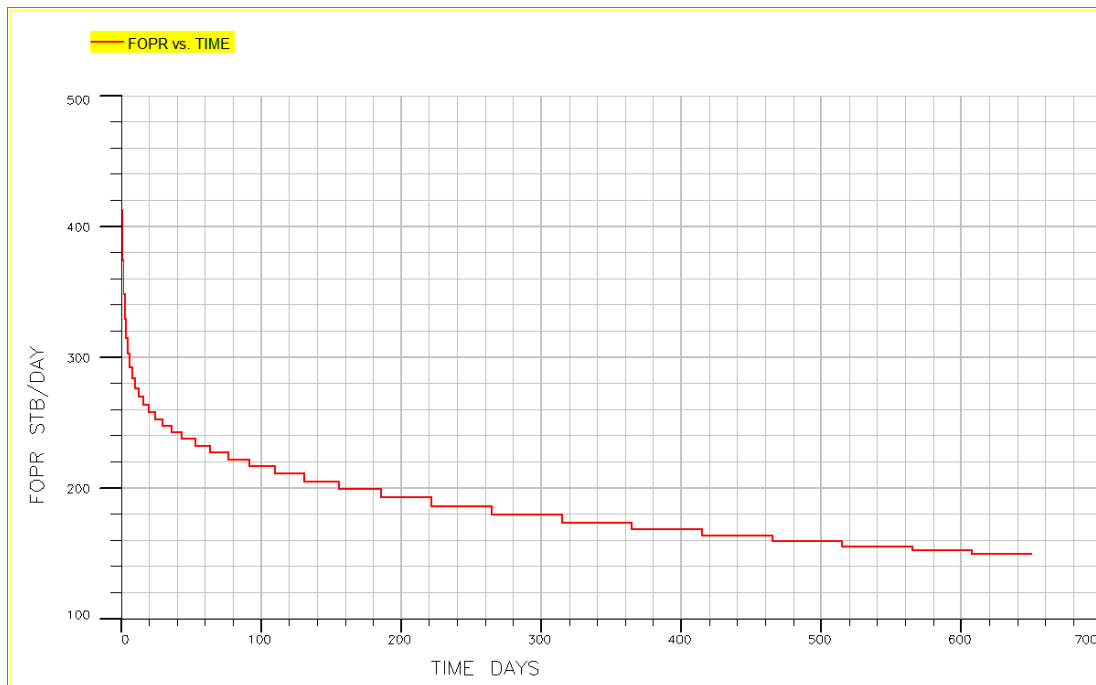


Figura 4.7 Producción de petróleo en frío en un pozo horizontal durante 650 días.

Tabla 4.8 Producción en frío durante 650 días en un pozo horizontal.

Tiempo de producción (días)	650
Producción de petróleo	119.838
Producción de agua	4.014
Recobro (%)	1,67

Con la producción en frío durante un período de 650 días se recupera apenas el 1,67% del POES lo que representa 119.838 barriles de petróleo, quedando un gran volumen de crudo en el yacimiento.

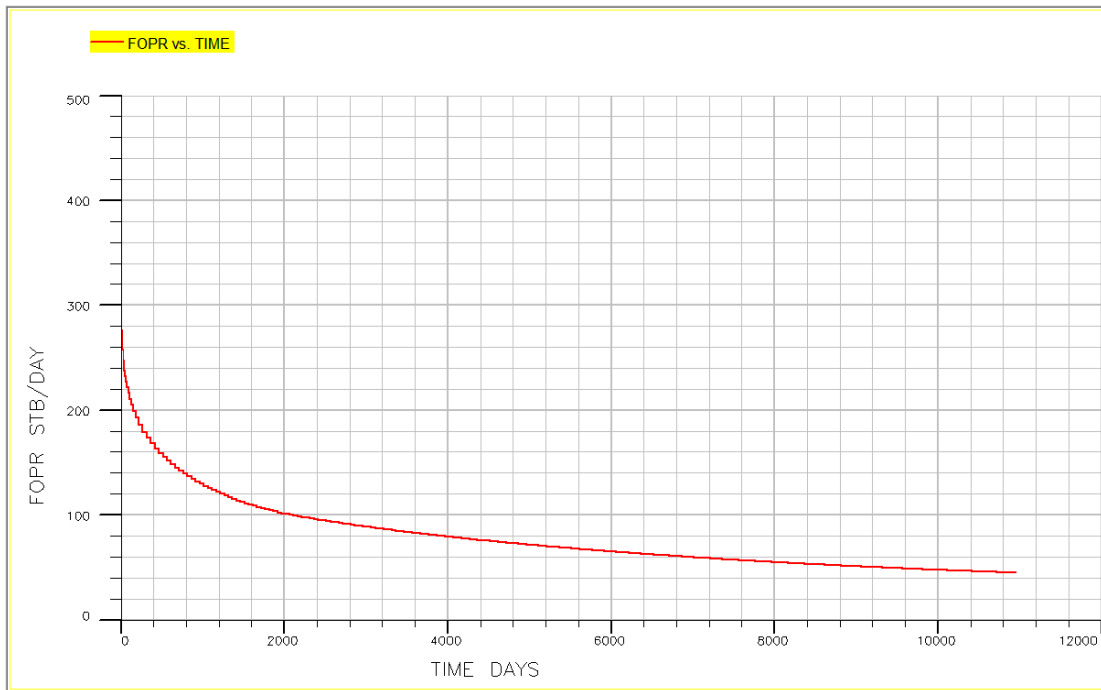


Figura 4.8 Producción de petróleo en frío durante 30 años en un pozo horizontal.

Tabla 4.9 Producción en frío durante 30 años en un pozo horizontal.

Tiempo de producción (años)	30
Producción de petróleo	862.052
Producción de agua	30.908
Recobro (%)	11,9

En la Tabla 4.9 y la Figura 4.8 se observa el comportamiento de producción en frío en un pozo horizontal, durante un período de 30 años, tiempo en el cual alcanza una producción acumulada de 862.052 barriles de petróleo que representan un recobro de 11,9 % de las reservas presentes en el yacimiento. Durante este período de producción el pozo produce 30.908 barriles de agua.

4.4. Inyección Alternada de Vapor en un pozo horizontal.

Ahora se evaluarán los resultados obtenidos para la aplicación de la Inyección Alternada de Vapor en pozos horizontales, variando el tiempo de remojo de uno a siete días, a continuación las tablas con los resultados.

4.4.1. Efecto del tiempo de remojo sobre la producción de petróleo, con una tasa de inyección de 100 ton/d.

En la Tabla 4.10 se muestran los resultados obtenidos para la producción de petróleo en los diferentes tiempos de remojo en el proceso de IAV.

Tabla 4.10. Producción acumulada de petróleo total y por ciclo para una tasa de inyección de 100 ton/d en un proceso de IAV en un pozo horizontal.

	Tiempo de remojo (días)	1	4	7
Petróleo Producido (Bbls)	Ciclo 1	72.379	72.598	72.477
	Ciclo 2	67.097	67.105	67.328
	Ciclo 3	63.065	63.385	63.444
	Total	202.541	203.088	203.249
	Incremento Np	82.703	83.250	83.411
Agua Producida (Bbls)	Ciclo 1	21.576	21.342	21.264
	Ciclo 2	28.424	28.303	28.219
	Ciclo 3	30.549	30.358	30.411
	Total	80.549	80.003	79.894
	Recobro (%)	2,82	2,82	2,83
	Incremento de recobro (%)	40,8	41,0	41,0
	Razón Vapor Petróleo (Incremento Np)	1,14	1,13	1,13

Los resultados mostrados en la Tabla 4.10 arrojan que la mayor producción de crudo ocurre para el tiempo de remojo 7 días, alcanzando una producción de 203.249 barriles de petróleo, lo que representa un recobro de 2,83%. En el caso del tiempo de remojo de 7 días se obtiene el corte de agua más bajo, siendo de 79.894 barriles de agua. Cabe destacar que en este escenario de simulación con una tasa de inyección de 100 ton/d se obtiene un incremento del recobro con respecto a la producción en frío de hasta 41%. En la Figura 4.9 se muestra el comportamiento de la producción de petróleo por ciclo para el proceso de IAV con tiempo de remojo de 7 días.

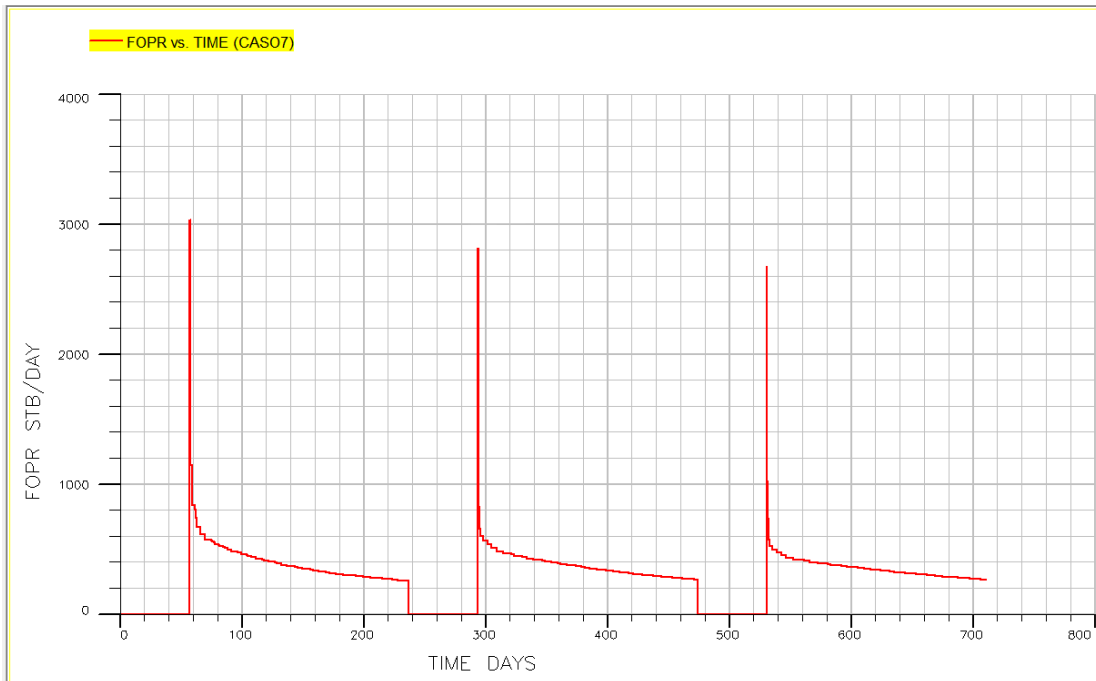


Figura 4.9. Producción de petróleo para un proceso de IAV con una tasa de inyección de 100 ton/d y tiempo de remojo 7 días en un pozo horizontal.

4.4.2. Efecto del tiempo de remojo sobre la producción de petróleo, con una tasa de inyección de 200 ton/d.

En la Tabla 4.11 se muestran los resultados obtenidos para la producción de petróleo en los diferentes tiempos de remojo en el proceso de IAV.

Tabla 4.11. Producción acumulada de petróleo total y por ciclo para una tasa de inyección de 200 ton/d en un proceso de IAV en un pozo horizontal.

	Tiempo de remojo (días)	1	4	7
Petróleo Producido (Bbls)	Ciclo 1	72.133	72.186	72.292
	Ciclo 2	66.770	67.038	67.409
	Ciclo 3	62.163	62.476	62.933
	Total	201.066	201.700	202.634
	Incremento Np	81.228	81.862	82.796
Agua Producida (Bbls)	Ciclo 1	21.148	20.736	20.473
	Ciclo 2	28.452	28.284	28.233
	Ciclo 3	30.676	30.567	30.401

	Total	80.276	79.587	79.107
	Recobro (%)	2,80	2,81	2,82
	Incremento recobro (%)	40,4	40,6	40,9
	Razón Vapor Petróleo (Incremento Np)	1,16	1,15	1,14

En los resultados mostrados en la Tabla 4.11, se puede observar que la mayor recuperación de petróleo ocurre con el tiempo de remojo de 7 días, alcanzando una producción de 202.634 barriles de petróleo recuperando un 2,82 % del POES presente en el yacimiento. En este escenario de simulación se obtiene un incremento de recobro de aproximadamente 40% con respecto al recobro obtenido con producción en frío. En la Figura 4.10 se muestra el comportamiento de la producción por ciclo para el tiempo de remojo de 7 días.

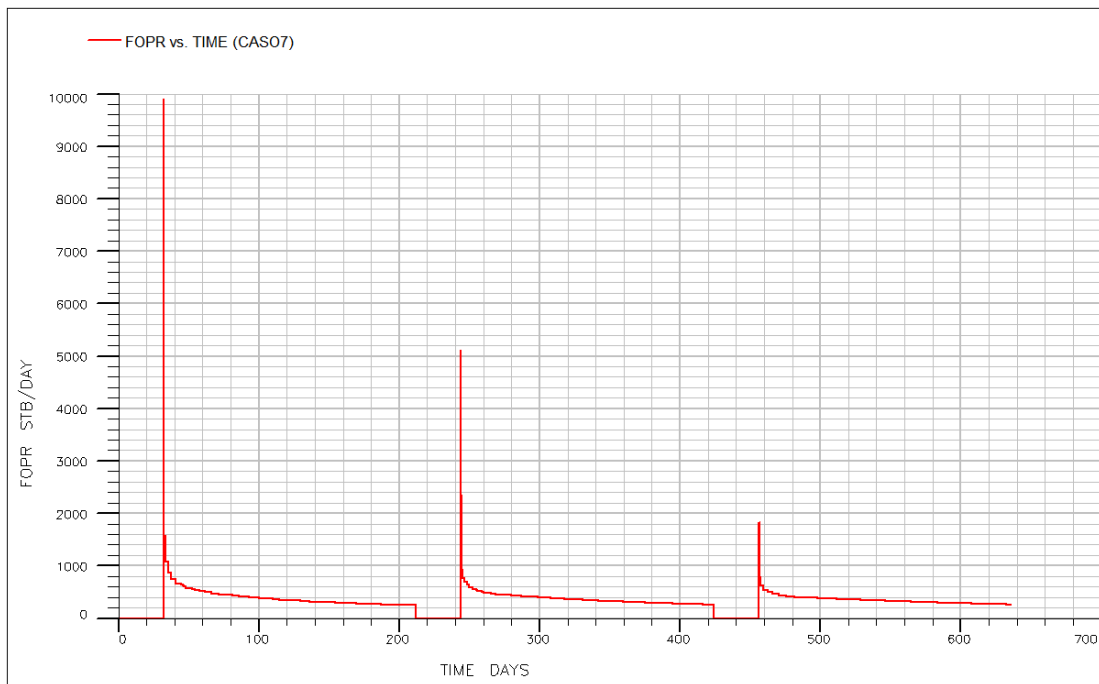


Figura 4.10 Producción de petróleo para un proceso de IAV con una tasa de inyección de 200 ton/d y tiempo de remojo 7 días en un pozo horizontal.

4.4.3. Efecto del tiempo de remojo sobre la producción de petróleo, con una tasa de inyección de 500 ton/d.

En la Tabla 4.12 se muestran los resultados obtenidos para la producción de petróleo en los diferentes tiempos de remojo en el proceso de IAV.

Tabla 4.12. Producción acumulada de petróleo total y por ciclo para una tasa de inyección de 500 ton/d en un proceso de IAV en un pozo horizontal.

	Tiempo de remojo (días)	1	4	7
Petróleo Producido (Bbls)	Ciclo 1	68.039	68.663	68.968
	Ciclo 2	65.420	66.358	66.923
	Ciclo 3	61.668	62.185	62.597
	Total	195.127	197.206	198.488
	Incremento Np	75.289	77.368	78.650
Agua Producida (Bbls)	Ciclo 1	15.807	15.360	14.361
	Ciclo 2	27.148	26.943	26.007
	Ciclo 3	29.760	29.563	29.047
	Total	72.715	71.866	69.415
	Recobro (%)	2,71	2,74	2,76
	Incremento recobro (%)	38,6	39,2	39,6
	Razón Vapor Petróleo (Incremento Np)	1,25	1,22	1,20

Los resultados de la Tabla 4.12 muestran que la mayor recuperación de petróleo ocurre, en un tiempo de remojo de 7 días, alcanzando una producción de 198.488 barriles de petróleo lo que representa un recobro de 2,76%. Cabe destacar que para éste caso de simulación con tiempo de remojo de 7 días se obtiene el menor corte de agua con 69.415 barriles. El porcentaje de incremento de factor de recobro con respecto al obtenido con producción en frío es del orden de 39%. La razón vapor petróleo se encuentra dentro de los rangos aceptables oscilando entre 1,25 y 1,20. La Figura 4.11 muestra el comportamiento de la producción de petróleo por ciclo para el tiempo de remojo de 7 días.

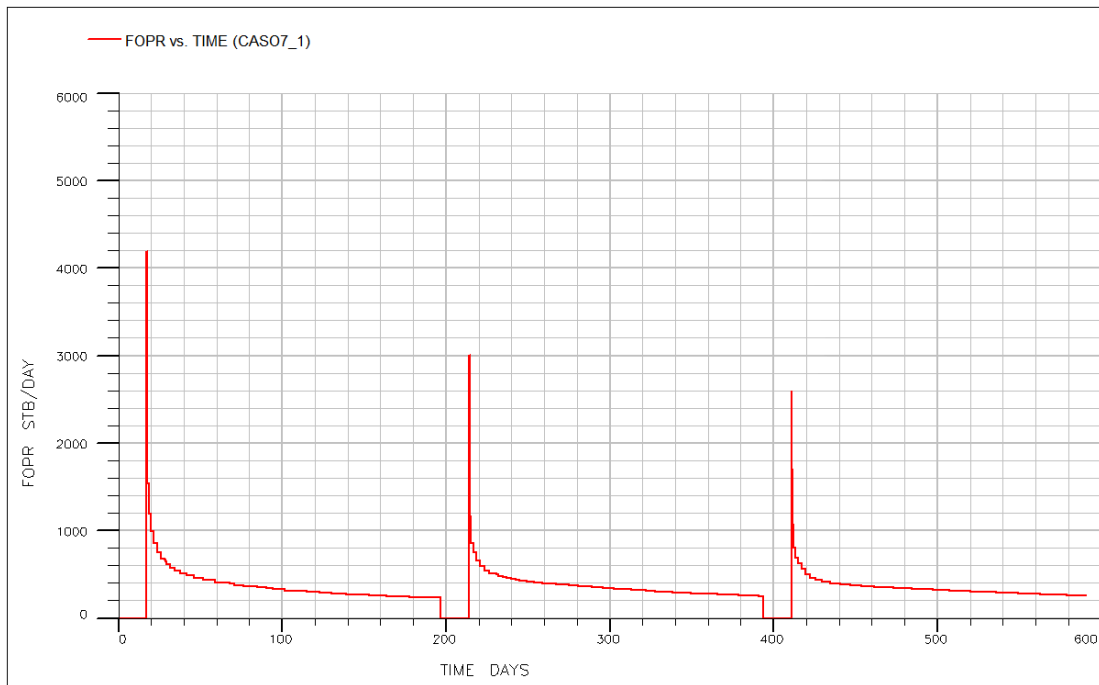


Figura 4.11. Producción de petróleo para un proceso de IAV con tasa de inyección de 500 ton/d y tiempo de remojo 7 días en un pozo horizontal.

De acuerdo a los resultados obtenidos y mostrados anteriormente, el tiempo de remojo de 7 días permite una mayor recuperación de crudo en los procesos de IAV en pozos horizontales.

4.4.4. Efecto de la tasa de vapor inyectado sobre la recuperación de crudo en un pozo horizontal.

Para hacer la evaluación del efecto de la tasa de vapor inyectado sobre la recuperación de petróleo en el proceso de IAV, se realizó una comparación de la producción con las diferentes tasas de inyección, 100 ton/d, 200 ton/d y 500 ton/d, en el tiempo de remojo que arrojó la mayor recuperación de acuerdo a los resultados presentados en las tablas anteriores.

En la Figura 4.12 y en la Tabla 4.13 se puede observar que con la tasa de inyección de 100 ton/d se obtiene la mayor producción acumulada de petróleo alcanzando 203.249 barriles de petróleo para un tiempo de remojo de 7 días. Por otra parte, el

menor recobro se obtiene con la tasa de inyección de 500 ton/d alcanzando 198.488 barriles de petróleo para un tiempo de remojo de 7 días.

Tabla 4.13. Producción acumulada de petróleo, para diferentes tasas de inyección en un pozo horizontal.

Tasa de inyección (ton/d)	Producción acumulada de petróleo (Bbls)	Recobro (%)
100	203.249	2,83
200	202.634	2,82
500	198.488	2,76

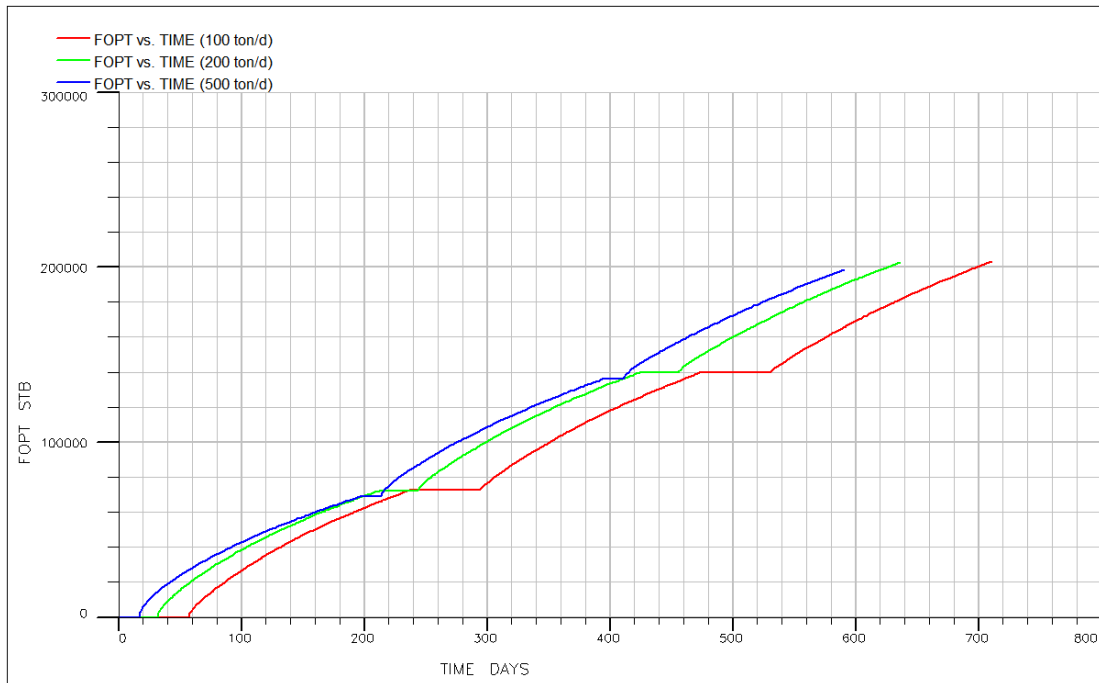


Figura 4.12. Producción acumulada de petróleo para un tiempo de remojo de 7 días en un pozo horizontal.

4.4.5. Efecto de la tasa de vapor inyectado y el tiempo de remojo sobre la duración de los ciclos en un proceso de IAV en un pozo horizontal.

De acuerdo a los resultados presentados anteriormente con las diversas tasas de inyección de 100 ton/d, 200 ton/d y 500 ton/d, el tiempo de remojo más eficaz es de 7 días. Un ciclo en un proceso de inyección alternada de vapor implica el período de inyección, el período de remojo, y el tiempo de producción, en éste sentido la duración de los ciclos para los parámetros anteriormente descritos viene dado por:

Tabla 4.14 Duración de los ciclos en el proceso de IAV considerando una dosis de inyección por ciclo de 5000 ton en un pozo horizontal.

Tasa de inyección (ton/d)	Tiempo de Remojo (días)	Tiempo de Inyección (días)	Tiempo de producción (días)	Duración del ciclo (días)
100	7	50	180	237
200	7	25	180	212
500	7	10	180	197

De acuerdo a los resultados mostrados en la Tabla 4.14 la duración de los ciclos para las diferentes tasas de inyección tendrá una variación de entre 197 días y 236 días, presentando el ciclo más corto la tasa de inyección de 500 ton/d y el ciclo más largo la tasa de inyección de 100 ton/d.

CONCLUSIONES

1. Los tiempos de remojo de 4 a 7 días resultan los más óptimos al momento de llevar a cabo un proceso de IAV en pozos en la Faja Petrolífera del Orinoco. Ésta duración en el remojo permite que el vapor se distribuya de manera uniforme en el pozo y sus adyacencias, calentando mayor volumen de crudo e incrementando su movilidad para ser producido.
2. Una tasa de inyección moderada de 200 ton/d de vapor inyectado para una dosis total de 5000 ton por ciclo, resulta en la tasa más eficaz, al momento de una IAV en pozos verticales en la Faja Petrolífera del Orinoco. Ésta tasa logra menores pérdidas de calor hacia las zonas adyacentes del yacimiento, por lo que el vapor tiene suficiente energía calórica, para lograr una mayor movilidad del crudo y mayor recobro del mismo.
3. La duración de los ciclos en el proceso de IAV en pozos verticales, se establece tomando en cuenta los parámetros óptimos, de tasa de inyección y tiempo de remojo, por lo que su duración varía de 194 días, 211 días y 234 días. La duración de los ciclos tiene un influencia sobre la factibilidad económica sobre la factibilidad de los proceso de IAV.
4. La inyección a tasas bajas de 100 ton/d en procesos de IAV en pozos horizontales en la Faja Petrolífera del Orinoco es la que permite el mayor recobro de crudo del yacimiento. La inyección del vapor a ésta tasa permite una mejor distribución del vapor a través de la amplia longitud del pozo, optimizando la eficiencia de barrido que se logra con los pozos horizontales y en consecuencia aumentando la producción.
5. La aplicación de un proceso de Inyección Alternada de vapor lleva a un incremento porcentual del recobro de un 40% hasta un 70 % con respecto al obtenido con producción en frío.

6. La implementación de la IAV en pozos horizontales requiere una mayor duración de los ciclos, que los pozos verticales, siendo la duración de 197 a 237 días. Sin embargo el hecho de que los ciclos sean más largos en pozos horizontales, se ve compensando con la alta recuperación de crudo en comparación con los pozos verticales, llegando a alcanzar el doble de producción obtenida con éstos.

7. La razón vapor/petróleo el cual es un indicador económico de la rentabilidad en un proceso de IAV se mantiene dentro del margen de tolerancia establecido en valores menores a 15, oscilando entre 1,20 y 1,37.

8. El uso de un pozo horizontal en el proceso de IAV es más recomendable que el uso de un pozo vertical, esto se evidencia en una menor razón vapor petróleo y tasas de producción de crudo superiores, debido a las ventajas proporciona, ya que éstos permiten una mejor distribución del calor y desplazamiento lateral de los fluidos

RECOMENDACIONES

1. Realizar un estudio del proceso de Inyección Alternada de Vapor, en pozos verticales y horizontales, variando la dosis de vapor inyectada por ciclo.
2. Realizar un estudio de simulación numérica para un proceso de Inyección Alternada de Vapor, con datos de yacimientos específicos de la Faja Petrolífera del Orinoco.
3. Realizar un estudio de IAV considerando varios ciclos por un período de producción de 30 años, para evaluar el recobro final obtenido.

BIBLIOGRAFÍA

1. Alvarado, D. & Banzér, C. (2002). Recuperación Térmica de Petróleo. Caracas, Venezuela.
2. Boardman D. W., López S., Pineda F. y Zerpa L. (2009). Evaluation of production methods in the Morichal Heavy oil reservoirs. Artículo Técnico SPE 53691. Society of Petroleum Engineers.
3. Chertenkov, Mikhail V. y Stenin, Vladimir P. (2013). Las propiedades térmicas de las rocas yacimiento. Artículo publicado en Oilfield Review Vol. 24 No.3.
4. Colonomos P., Rodríguez H., Villalba M. y Zerpa L. (1994). Numerical Simulation Study of Cyclical Processes of In –Situ Combustion and Steam Injection. SPE Advanced Technology Series. Vol.2. No.1. Society of Petroleum Engineers.
5. Di Ubaldo, Gabriel & Quiroz, Edinson (2011). Estudio del efecto de las heterogeneidades de la arena y los cambios de viscosidad sobre el comportamiento del proceso HASD. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.
6. Faja Petrolífera del Orinoco. Consultado Marzo 2010. Artículo en línea. Disponible[http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenuprinc.tpl.html&newsid_temas=96]
7. García R., Eggenschwiler M. y Uebel T. (2001). How fluid and rock properties affect production rates in a heavy -oil reservoir Cerro Negro, Venezuela. Artículo Técnico SPE 69694. Society of Petroleum Engineers.
8. González G., Ana Y. (2007) Diseño de dos equipos experimentales para pruebas de laboratorio de combustión in situ a condiciones de yacimiento. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.

9. González K., Basbush J. y Rincón Adafel (2009). Simulation study of steamflooding with horizontal producers using PEBI grids. Artículo Técnico SPE 121488. Society of Petroleum Engineers.
10. Hernández E., Ernesto (2003). Evaluación experimental del proceso de combustión in situ empleando crudo de la Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.
11. León E., Daniel (2002). Estudio de factibilidad y modalidades para la inyección continua de vapor en el yacimiento Bachaquero-02. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.
12. Manfre J, Diego (2009). Optimización del proceso X-SAGD en un área con características representativas de la Faja Petrolífera del Orinoco aplicando técnicas de diseño experimental. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.
13. Marcano C., Franklin (2009). Evaluación del proceso de inyección alterna de vapor con solventes en pozos horizontales en el yacimiento Jobo 0, campo Jobo 02, a través de la simulación numérica. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente.
14. Mecanismos de transferencia de calor. Consultado Marzo 2014. Artículo en línea. Disponible en [<http://old.dgeo.udec.cl/~juaninzunza/docencia/fisica/cap14.pdf>]
15. Ramos G, Daniel (2003). Análisis de sensibilidad de los parámetros que afectan el proceso de inyección alternada de vapor en pozos horizontales considerando un ciclo de inyección. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela.
16. Trebolle R.L., Chalot J.P. y Colmenares R. (1993). The Orinoco Heavy-Oil Belt Pilot Projects and Development Strategy. Artículo Técnico SPE 25798. Society of Petroleum Engineers.