

UNIVERSIDAD DE ORIENTE.
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI.
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS.
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO.



**“EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTACIÓN
DE LA INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR DE AGUA CON
GAS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO MEDIANTE
EL USO DE UN SIMULADOR NUMÉRICO”.**

Realizado por:

MARIAM JULIET BARRIOS GONZÁLEZ

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO ANTE LA UNIVERSIDAD DE
ORIENTE COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO DE PETRÓLEO.

Barcelona, noviembre de 2011.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE.
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI.
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS.
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO.



**“EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTACIÓN
DE LA INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR DE AGUA CON
GAS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO MEDIANTE
EL USO DE UN SIMULADOR NUMÉRICO”.**

Asesores:

MSc. Lorenzo Arditi.
Asesor Académico.

MSc. Edgar Fernández.
Asesor Industrial.

Barcelona, noviembre de 2011.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE.
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI.
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS.
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO.



**“EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTACIÓN
DE LA INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR DE AGUA CON
GAS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO MEDIANTE
EL USO DE UN SIMULADOR NUMÉRICO”.**

Jurado:

El jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

MSc. Lorenzo Arditi.
Asesor Académico.

Ing. José Rodríguez.
Jurado Principal.

Ing. Nivia Diaz.
Jurado Principal.

Barcelona, noviembre de 2011.

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado.

“Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.



DEDICATORIA

A Dios, sin su ayuda nada de esto sería posible.

A mi hermosa familia por creer siempre en mí y ser mi apoyo ante cualquier adversidad.

Mariam Barrios

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por ser la fuerza que me impulsa cada día hacia el camino del éxito.

A mis padres quienes me trajeron al mundo, gracias a Dios por medio de ustedes estoy acá, enfrentando cada día nuevos retos y nuevas pruebas que me pone la vida. A ti mami por ser mi fuerza, mi amiga, mi apoyo, sin duda eres una gran mujer siempre fortaleciendo en nosotros la base fundamental que es Dios en nuestras vidas. A ti papi Daniel por ser ese gran hombre, que ha formado en nosotros el respeto, los valores, el gran amor de lo que es una familia, por todos los principios inculcados, pero sobre todo por demostrarme que querer es poder.

A mi abuela, siempre allí con ese calor de madre y esas fuerzas que tienes por ver siempre a nuestra familia unida y en armonía.

A mi hermana María, que a pesar de la distancia siempre ha estado allí para brindarme su apoyo y demostrándome su amor.

A Daniela, Carolina y Danielita, en ustedes tengo otras hermanas que esta unión perdure por sobre todas las cosas.

A mis grandes tesoros, María José y Jesús Enrique, quienes llenan de alegría mi vida tan solo con escucharlos.

A mis tíos y tías, en especial a mi Jesús, Erika y Margot quienes han sido mis segundos padres.

A mis primos, primas y todos mis seres queridos, cada uno de ustedes tiene un lugar muy especial en mí y que han llenado de alegría y de bellos momentos mi vida.

A la familia Gamboa por abrirme las puertas de su casa, por su abrigo y cariño en el oriente del país, gracias a ustedes me siento como en casa.

A Angel Cova por ser mi apoyo incondicional cuando más lo necesite. Gracias por todo tu amor, paciencia y por cada uno de momentos que hemos compartidos. Pero sobre todo gracias por no dejarme caer. Dios te bendiga a ti y a tu familia.

A mis tutores Ing. Edgar Fernandez e Ing. Lorenzo Ardití, por este apoyo y conocimiento que me brindaron para la realización de mi trabajo de grado.

A mi Sra. Giovannina, por ser un ejemplo de profesionalismo, dedicación y lucha por lograr nuestros sueños.

A los Ing. James Forrest y Jose Antonio Piña por confiar en mí y abrirme las puertas del Centro de Excelencias Faja, gracias a ustedes por esta oportunidad.

Al gran potencial profesional que tiene Schlumberger, por ese apoyo, y granito de arena aportado durante la ejecución de mi trabajo de grado. En especial a los profesores Adafel Rincón, Rafael D'elia y al Ing. Juan Cova siempre dispuestos a transmitir sus conocimientos para nuestro crecimiento profesional.

A mis compañeros de pasantías, por todas las experiencias vividas y por el apoyo mutuo durante la ejecución de las mismas.

A unos seres muy especiales que Dios me puso en el camino, con quienes he compartido y vivido durante mi carrera y confío en Dios que perdure por mucho tiempo. A ti Jorge por estar siempre pendiente de mí, por ese gran cariño. A Leandra por tu bella amistad a pesar de las adversidades aprendemos siempre que cuando el cariño es sincero no hay nada que lo destruye. A Lerrys por tu gran energía de superación y por apoyarme continuamente, tienes un mundo de bendiciones por delante, personas como tu merecen lo mejor. Muy especialmente a ti Amal excelente ser humano quien más que una amiga eres como una madre, siempre cuidando de nosotros. Gracias por ese gran cariño que recibí de ustedes y de su bella familia.

A mis amigos de lucha, de alegría, de tristeza quienes siempre han estado en alguno de estos momentos dándome sus palabras de aliento a ustedes con quienes he vivido muchas anécdotas inolvidables Vicme, Andre, Ramón, Mayra, Anto, Caro, Rafa, Manuel, Denis y Argilio.

A mis compañeros de clases de quienes me llevo bellos recuerdos, deseándoles el mejor de los éxitos en su vida profesional y personal.

A los ingenieros Josè y Luis Castillo de PDVSA por su apoyo cuando lo requerí.

Al Departamento de Petróleo y aquellos profesores de la universidad de oriente quienes contribuyeron a mi formación académica. Muchas gracias por todos esos conocimientos impartidos.

A todos muchas gracias. Que Dios los bendiga.

Mariam Barrios

RESUMEN

Este trabajo presenta un estudio de simulación donde se evaluó la factibilidad de la implementación de la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas para un yacimiento de crudo extrapesado perteneciente a la Faja Petrolífera de Orinoco. Se utilizó un modelo sectorial tipo caja con límites cerrados y homogéneo con propiedades promedio encontradas en la Faja. Dicho estudio fue realizado usando el simulador ECLIPSE 300, donde se estudiaron diferentes configuraciones para inyectar el vapor en conjunto con el gas. Los gases evaluados fueron: el Metano, debido a su alta disposición en el histórico de producción de ciertos pozos de la Faja y el Nitrógeno.

Los escenarios de simulación demostraron que inyectar el gas y el vapor en forma alternada y cerrar el pozo luego de inyectar cada fluido originó un aumento significativo en el recobro de petróleo. El incremento de la producción fue de 28 % con respecto a la producción del caso base y de 9 % comparado con la inyección alternada de vapor convencional. Los mecanismos responsables de la producción de petróleo fueron: la reducción de viscosidad, el empuje de la capa de gas libre, formada producto de la liberación del gas disuelto en el petróleo más el gas inyectado, y que por efecto de la gravedad subió al tope de la formación ayudando al mantenimiento de la presión, al drenaje del petróleo hacia los pozos productores y además se comportó como una barrera aislante que impidió las pérdidas de calor a las formaciones adyacentes, permitiendo así que un mayor contenido de calor se concentrara en el yacimiento, los cuales, causaron un efecto significativo en la producción.

CONTENIDO

	Pág.
RESOLUCIÓN	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTOS.....	VI
RESUMEN.....	IX
CONTENIDO	X
LISTA DE TABLAS	XV
LISTA DE FIGURAS	XVII
CAPITULO I	
INTRODUCCIÓN	
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	20
1.2. OBJETIVOS.....	22
1.2.1.OBJETIVO GENERAL.	22
1.2.2.OBJETIVOS ESPECÍFICOS.	22
CAPÍTULO II	
MARCO TEÓRICO	
2.1. ANTECEDENTES.....	24
2.2. UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.	26
2.2.1.Cuenca Oriental De Venezuela.	26
2.2.2.Faja Petrolífera del Orinoco.	27
2.3. RESUMEN DE CONOCIMIENTOS.	31
2.3.1.Petróleo Pesado.....	31
2.3.2.Yacimientos de Crudos Pesados.	31
2.3.3.Recuperación de Petróleo.....	33
2.3.4.Recuperación Mejorada de Petróleo.	34

2.3.5. Recuperación Térmica.	35
2.3.6. Métodos de Recuperación Térmica.....	36
2.3.6.1. Inyección de Vapor.	36
2.3.6.1.1. Inyección Continua.....	37
2.3.6.1.2. Inyección Cíclica.	38
2.3.6.1.2.1. Mecanismos de recuperación en inyección cíclica de vapor. 39	
2.3.6.1.2.2. Criterios de diseño para la selección del yacimiento en un proyecto de inyección cíclica de vapor.	41
2.3.6.1.2.3. Inyección Cíclica usando Pozos Horizontales.	43
2.3.6.2. Calentamiento de la Formación por Inyección de Vapor. ..	44
2.3.6.3. Aspectos termodinámicos de la Inyección de Vapor. ¿Por qué Vapor de Agua como fluido de Inyección?	45
2.3.7. Mecanismos de Transferencia de Calor.....	49
2.3.7.1. Conducción:.....	49
2.3.7.2. Radiación:.....	49
2.3.7.3. Convección:.....	50
2.3.8. Propiedades Térmicas Básicas del Agua y el Vapor.....	51
2.3.8.1. Temperatura de Saturación del Agua.	51
2.3.8.2. Calor Específico del Agua y del Vapor.	51
2.3.8.3. Calor Sensible.	51
2.3.8.4. Calor Latente de Vaporización.....	52
2.3.8.5. Calidad del Vapor–Vapor Húmedo.	52
2.3.9. Inyección de gases.....	52
2.3.9.1. Gas metano	54
2.3.10. Co-inyección.	55
2.3.11. Ecuación de Estado.	55
2.3.12. Simulación Numérica de Yacimientos.	60
2.3.13. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS.....	63
2.3.13.1. Indicadores Económicos.....	64

2.3.13.2. Conceptos Financieros.....	65
2.3.13.2.1. Inversión.....	65
2.3.13.2.2. Regalías.....	65
2.3.13.2.3. Depreciación.....	66
2.3.13.2.4. Operación.....	66
2.3.13.2.5. Impuesto Sobre la Renta.....	67
2.3.13.2.6. Flujo de Caja.....	67
2.3.13.2.7. Tiempo de Pago.....	68

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1. Revisión Bibliográfica.....	70
3.2. Encontrar un modelo de simulación representativo de una zona típica de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	70
3.2.1. Propiedades del yacimiento.....	72
3.2.2. Propiedades del fluido.....	75
3.2.2.1. Validación de los datos PVT.....	75
3.2.2.2. Ajuste de la Ecuación de Estado del Fluido.....	80
3.2.2.3. Curvas de permeabilidad relativa.....	87
3.2.3. Generación del pozo productor/inyector.....	90
3.2.4. Creación de caso base para la simulación.....	93
3.3. Simular diferentes escenarios de producción con la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas, entre estos: Metano y Nitrógeno.....	96
3.3.1. Caso 1: Inyección alternada de vapor convencional.....	96
3.3.2. Caso 2: Inyección alternada de gas.....	97
3.3.3. Caso 3: Inyección alternada de vapor complementada con gas.....	99
3.3.3.1. Escenario 1: Co-inyección.....	101
3.3.3.2. Escenario 2: Inyección de vapor_gas simultáneamente.....	102

3.3.3.3. Escenario 3: Inyección de gas _ vapor alternado.	103
3.3.3.4. Escenario 4: Inyección de vapor_ gas alternado.	104
3.3.3.5. Escenario 5: Inyección de gas seguido de vapor.....	105
3.4. Escoger la eficiencia entre cada uno de los escenarios de producción evaluados.	106
3.5. Investigar el impacto de los mecanismos de producción y los efectos de la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas en el recobro de petróleo.	109
3.6. Presentar un análisis económico complementario de cada uno de los escenarios evaluados con la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas.	109
3.7. HERRAMIENTAS UTILIZADAS.	111
3.7.1. PETREL	111
3.7.2. ECLIPSE	114
3.7.3. PVTi	118
3.7.4. FloViz	119

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. Encontrar un modelo de simulación representativo de una zona típica de la Faja Petrolífera del Orinoco.	120
4.2. Simular diferentes escenarios de producción con la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas, entre estos: Metano y Nitrógeno.	123
4.2.1. Caso 1: Inyección alternada de vapor convencional.	123
4.2.2. Caso 2: Inyección alternada de gas.	125
4.2.3. Caso 3: Inyección alternada de vapor de agua complementada con gas.	130
4.3. Escoger la eficiencia entre cada uno de los escenarios de producción evaluados.	137

4.4. Investigar el impacto de los mecanismos de producción y los efectos de la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas en el recobro de petróleo.....	146
4.5. Presentar un análisis económico complementario de cada uno de los escenarios evaluados con la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas.....	150
CONCLUSIONES	156
RECOMENDACIONES.....	158
BIBLIOGRAFÍA	159
APÉNDICE	<i>¡Error! Marcador no definido.</i>
APÉNDICE A.....	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE B.....	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE C.....	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE D.....	¡Error! Marcador no definido.

LISTA DE TABLAS

Tabla	Pág.
Tabla 2.1. Criterios para la selección del yacimiento en un proyecto de estimulación con vapor.	43
Tabla 3.1. Características de la malla.	71
Tabla 3.2. Propiedades del yacimiento.	73
Tabla 3.3. Propiedades térmicas de la roca del yacimiento y las rocas adyacentes.	73
Tabla 3.4. Prueba de expansión a composición constante.	76
Tabla 3.5. Prueba de liberación diferencial.	77
Tabla 3.6. Propiedades de los pseudocomponentes del fluido.	83
Tabla 3.7. Puntos Extremos para el cálculo de las curvas de permeabilidad relativa.	88
Tabla 3.8. Condiciones para la inicialización.	94
Tabla 3.9. Condiciones operacionales del pozo productor.	94
Tabla 3.10. Comparación de los keywords implementados en la sección SCHEDULE, para los diferentes casos.	95
Tabla 3.11. Composición del fluido empleado para el estudio.	97
Tabla 3.12. Condiciones de operación para la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas.	102
Tabla 3.13. Valores sensibilizados para disminuir los requerimientos de vapor.	107
Tabla 3.14. Costos para la evaluación económica.	110
Tabla 4.1. Diferencia de producción entre el caso base y la inyección alternada de vapor.	124
Tabla 4.2. Diferencia de producción entre el caso base y la inyección alternada de los gases puros Metano y Nitrógeno.	128

Tabla 4.3. Acumulado de producción e incremento al final del estudio de los distintos escenarios propuestos con la inyección alternada de vapor de agua complementado con gas.	132
Tabla 4.4. Producción acumulada de petróleo al finalizar el estudio, sensibilizando las tasas de inyección.	140
Tabla 4.5. Comparación de los diferentes casos obtenidos al sensibilizar los tiempos de inyección.	143
Tabla 4.6. Resultados obtenidos al sensibilizar los tiempo de cierre del pozo.	144
Tabla 4.7. Parámetros resultantes del mejor caso para la tecnología de inyección alternada de vapor de agua con gas.....	145
Tabla 4.8. Inversiones del proyecto.	151
Tabla 4.9. Indicadores económicos obtenidos del caso inyección gas-vapor alternado.....	152
Tabla 4.10. Indicadores económicos obtenidos al sensibilizar los precios del crudo.....	155

LISTA DE FIGURAS

Figura	Pág.
Figura 2.1. Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela. ^[7]	27
Figura 2.2. Ubicación Geográfica y División de la Faja Petrolífera Del Orinoco.	30
Figura 2.3. Clasificación de los métodos térmicos.	36
Figura 2.4. Esquema de un proceso de inyección continua de vapor.	37
Figura 2.5. Esquema de un proceso de inyección cíclico de vapor.	38
Figura 2.6. Respuesta típica del comportamiento de producción en un proceso de inyección cíclica de vapor.	39
Figura 2.7. Flujo en pozos horizontales durante la fase de producción, después de la estimulación con vapor del petróleo pesado.	44
Figura 2.8. Diagrama Presión-Entalpía del agua pura.	46
Figura 3.1. Flujo de Trabajo.	69
Figura 3.2. Vista 3D del modelo de simulación.	72
Figura 3.3. Dataset con los keywords usados para la opción térmica de las rocas.	74
Figura 3.4. Diagrama esquemático de las etapas requeridas para el ajuste de la EDE del fluido del yacimiento.	81
Figura 3.5. Curvas de valores K para un sistema multicomponente.	83
Figura 3.6. Envolvente de fase final, EDE ajustada.	85
Figura 3.7. Ajuste de la densidad de líquido del fluido.	86
Figura 3.8. Ajuste del factor volumétrico del petróleo.	86
Figura 3.9. Ajuste de la relación Gas/Petróleo en solución.	87
Figura 3.10. Curvas de permeabilidad relativa petróleo-agua.	89
Figura 3.11. Curvas de permeabilidad relativa petróleo-gas.	90
Figura 3.12. Interface de petrel para la generación del pozo.	91
Figura 3.13. Ubicación del pozo dentro del mallado de simulación.	91
Figura 3.14. Completación del pozo con opción multisegmentada.	92

Figura 3.15. Sensibilidades de las variables operacionales estudiadas.	99
Figura 3.16. Comparación de la tasa de producción al final del primer ciclo de la inyección de vapor con el caso base.	100
Figura 3.17. Esquema del proceso de co-inyección durante un ciclo de inyección.	101
Figura 3.18. Esquema del proceso de inyección de vapor_gas simultáneamente durante un ciclo de inyección.	103
Figura 3.19. Esquema del proceso de inyección de gas_vapor alternado durante un ciclo de inyección.	104
Figura 3.20. Esquema del proceso de inyección de vapor_gas alternado durante un ciclo de inyección.	105
Figura 3.21. Esquema del proceso de inyección de gas seguido de vapor durante un ciclo de inyección.	106
Figura 3.22. Diagrama de flujo de las variables sensibilizadas.	108
Figura 3.23. Ventana de inicio de PETREL.	112
Figura 3.24. Interface de PETREL.	114
Figura 3.25. Suite de ECLIPSE.	115
Figura 4.1. Comparación del histórico de producción de petróleo con el caso base.	121
Figura 4.2. Producción de gas del caso base.	122
Figura 4.3. (Izquierda) Tasa de Petróleo y (derecha) Producción acumulada de Petróleo aplicando la inyección alternada de vapor convencional.	124
Figura 4.4. Corte de agua durante la inyección alternada de vapor.	125
Figura 4.5. Comparación de la producción acumulada de petróleo con N ₂ y CH ₄	126
Figura 4.6. Producción acumulada de petróleo con las distintas tasas sensibilizadas.	127
Figura 4.7. Comparación de la producción acumulada de petróleo con los distintos tiempos de inyección.	128

Figura 4.8. Comparación de la presión en función del tiempo, con los distintos tiempos de inyección del pozo.....	129
Figura 4.9. Saturación de gas al finalizar el estudio. (Izquierda) 10 días cierre, (derecha) 30 días de cierre.....	130
Figura 4.10. Comparación de la producción acumulada de petróleo de los distintos escenarios evaluados con respecto al caso base.....	131
Figura 4.11. Vista lateral de la secuencia del comportamiento del vapor y el gas en un ciclo de inyección.	134
Figura 4.12. Pérdidas de calor total para las distintas configuraciones.	135
Figura 4.13. Saturación de los fluidos dentro del medio poros, en el tiempo cero y finalizando la inyección.	137
Figura 4.14. Comportamiento de la presión sensibilizando las tasas de inyección de vapor con respecto al caso base.	138
Figura 4.15. Producción acumulada de petróleo en función del tiempo, sensibilizando las tasas de inyección.	139
Figura 4.16. Gráfica de producción de agua por ciclo para las distintas tasas de inyección.....	141
Figura 4.17. Producción acumulada de petróleo sensibilizando los tiempos de inyección.....	142
Figura 4.18. Producción acumulada de petróleo sensibilizando los tiempos de cierre.....	144
Figura 4.19. a) Temperatura y b) viscosidad inicial durante la inyección alternada del vapor con gas.....	147
Figura 4.20. a) Temperatura y b) viscosidad al final de la inyección alternada del vapor con gas.....	148
Figura 4.21. Vista de planta del comportamiento de la viscosidad una vez finalizado el estudio.	149
Figura 4.22. NPV en función del tiempo de estudio.....	154

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En una clara demostración del compromiso que tiene Schlumberger de ser el líder en tecnología, a finales de octubre de 2.006 se inauguró en Puerto la Cruz, Venezuela, el primer centro de tecnología de América Latina dedicado a crudos pesados y extra pesados conocido como el Faja Centro de Excelencia (FCE). Este centro ofrece soluciones tecnológicas avanzadas en las áreas de caracterización, simulación de yacimientos, construcción de pozos, completaciones, levantamiento artificial, monitoreo y control. Fue diseñado como un espacio de colaboración, donde los profesionales de las operadoras pueden trabajar junto a los expertos de Schlumberger en crudo pesado para afrontar cada uno de los retos asociados a la explotación de hidrocarburos de la Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela.

La Faja Hidrocarburífera del Orinoco, comúnmente conocida como la Faja Petrolífera del Orinoco, tiene 700 kms aproximadamente de largo y abarca desde Tucupita, (Delta Amacuro) hasta el estado Guárico, atravesando Monagas y Anzoátegui. Su ancho varía entre 35 y 100 km² y su área total es de unos 54.000 km². Geológicamente es la parte Sur de la Cuenca de Maturín o de Oriente, y geográficamente se le ha dado el nombre de Faja del Orinoco porque casi todo su límite Sur corre a lo largo del río del mismo nombre. Para la fase de explotación de la Faja, ha sido dividida en 4 grandes áreas operacionales de Oeste a Este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo. Se estima que en la Faja existan 1,3 billones de barriles de crudos pesados y extrapesados, si se logra que aproximadamente el 20 % de los hidrocarburos

en sitio sea económicamente rentable, equivaldría a 235 mil millones de barriles, que sumados a los 81 mil millones de barriles de reservas ya oficializadas, sumarian, una vez que sean certificados, 316 mil millones de barriles.

En la actualidad, la recuperación térmica es uno de los métodos más utilizados en la industria nacional e internacional para crudos pesados y extrapesados. La Inyección Alternada de Vapor (IAV) es uno de estos métodos, cuyo objetivo principal es reducir la viscosidad del crudo mejorando su movilidad mediante el suministro de energía térmica al yacimiento. En la Faja del Orinoco este método de recuperación mejorada se ha utilizado resultando ser un proceso eficiente y rentable; sin embargo, la cantidad de petróleo que se ha recuperado de los yacimientos más importantes es aproximadamente el 3 % del Petróleo Original en Sitio (POES). Se presume, que el bajo incremento en el factor de recobro utilizando IAV se ha debido a que su aplicación probablemente no se ha realizado en forma óptima y aun no se ha masificado el proceso en la Faja, adicionalmente este proceso como tal, no proporciona un incremento de producción apreciable debido a que la zona contactada por el vapor es una pequeña fracción del volumen total del yacimiento.

Para complementar la tecnología de inyección de vapor, se estudiará la incorporación de gases de diferentes naturalezas, entre los gases a utilizar se encuentran: Metano y Nitrógeno.

Como consecuencia de lo antes expuesto surge la necesidad de evaluar la factibilidad de implementar la inyección alternada de vapor de agua complementada con una inyección de gas para estudiar si la producción y recobro del crudo de la Faja del Orinoco pueden ser incrementados. Estudio

que se llevará a cabo con el uso del simulador numérico ECLIPSE y de la herramienta de pre y post procesamiento PETREL RE.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GENERAL.

Evaluar la factibilidad de implementación de la inyección alternada de vapor de agua con gas en la Faja Petrolífera del Orinoco mediante el uso de un simulador numérico.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

1. Encontrar un modelo de simulación representativo de una zona típica de la Faja Petrolífera del Orinoco.
2. Simular diferentes escenarios de producción con la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas, entre estos: Metano y Nitrógeno.
3. Escoger la eficiencia entre cada uno de los escenarios de producción evaluados.
4. Investigar el impacto de los mecanismos de producción y los efectos de la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas en el recobro de petróleo.

5. Presentar un análisis económico complementario de cada uno de los escenarios evaluados con la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES

SEDAEE, Investigó el efecto del metano como un aditivo al vapor. Usaron una muestra de núcleo consolidado de un yacimiento carbonatado de crudos pesados (12 °API) en Irán. Los experimentos incluyeron la inyección de vapor con metano en varias proporciones metano/vapor que van desde 0:100 a 10:100 a las condiciones de presión del yacimiento y saturación del fluido. El vapor se inyectó a 1.200 psi, que es mayor que la presión del yacimiento a la profundidad de referencia. Las tasas de producción de petróleo, las caídas de presión y las proporciones de metano/vapor se midieron para comparar el efecto del metano en la recuperación de petróleo y otros parámetros a diferentes tasas de inyección, así como la temperatura del vapor. Con una óptima relación metano/vapor se observó que la producción de petróleo se acelera, la inyectividad de vapor aumenta y también la recuperación es mayor si se compara con la inyección de vapor puro.^[1]

MELDAU, reportó un incremento en la producción de petróleo de alrededor de un 50 % o más al comparar la estimulación de vapor/gas, con la inyección de vapor convencional. Sus trabajos en conjunto abarcaron el modelaje, tanto físico como matemático, del comportamiento de los pozos de Cold Lake, en Alberta, Canadá. Este trabajo sirvió de base para los proyectos de inyección de vapor con aire y vapor con gas natural en los pozos de Paris Valley, en California, y Tía Juana Principal, en la Costa Bolívar.^[2]

HSU, simuló el proceso de Huff and Puff con CO₂, el cual fungió de solvente y fue aplicado para un solo pozo. Los parámetros que consideraron y

desarrollaron para determinar el efecto que tenían éstos sobre el recobro de petróleo fueron: El número de ciclos, el tiempo de inyección, de remojo y de producción, además de la cantidad y composición de solvente inyectado. Comentaron, que los primeros efectos del CO₂ en el recobro de crudo que observaron aparecieron por la expansión térmica de fluidos del yacimiento, la reducción de la viscosidad del petróleo y la destilación con vapor. Hsu y Brugman determinaron que una significativa caída de presión en la recuperación de crudo ocurría entre el primero y el segundo ciclo por lo que un tercer ciclo no sería probablemente atractivo. Adicionalmente, realizaron variaciones en el tiempo de remojo desde 5 a 40 días, lo cual trajo pequeños efectos en el recobro del crudo. Estas pruebas demostraron que el parámetro que afecta en mayor grado a la recuperación del crudo es, la cantidad de solvente inyectado, pero la contaminación del solvente CO₂ puro con un porcentaje molar de nitrógeno o metano les trajo algunos efectos positivos en el recobro de crudo, permitiéndoles un incremento mínimo en la relación gas/crudo.^[3]

SALAZAR, realizó un estudio de simulación numérica del efecto de la inyección de un tapón de gas inmediatamente después de la inyección de vapor, en procesos de inyección alterna de vapor, con la intención de cuantificar la incidencia de algunos de estos parámetros sobre el recobro de petróleo. Los resultados obtenidos son aplicables a los yacimientos de la Costa Bolívar, en el occidente de Venezuela.^[4]

BAKSHI y colaboradores, investigaron la estimulación cíclica de CO₂ en el West Sak, Alaska usando un simulador numérico. Donde evaluaron el desempeño de la estimulación cíclica de CO₂ en comparación con el agotamiento primario en el West Sak y realizaron un estudio de sensibilidad para identificar los parámetros que rigen el proceso de estimulación de CO₂, y predecir los efectos de estos parámetros en la recuperación del petróleo.^[5]

SHAYEGI y Colaboradores, demostraron que al utilizar gas rico en metano se pueden obtener crudos de viscosidad más reducida y mayor carga calorífica. Mezcla de gases con el tradicional CO₂, generaron una mayor producción en el pozo, demostrando que la pureza del dióxido en el gas no es absolutamente necesaria, sino que puede estar mezclada con hidrocarburos ligeros u otros gases no necesariamente orgánicos (CO, N₂, etc.). Las mezclas de gases de CO₂ con gases de residuos de procesos de combustión han permitido la recuperación de crudos medianos y algunos pesados con un costo acorde con los resultados obtenidos.^[6]

HERNÁNDEZ, planteo la inyección de CO₂ como un método de recuperación terciario, con la finalidad de recuperar las reservas remanentes que quedan en el yacimiento después de un proceso térmico (inyección continua de vapor). Mediante la realización de un modelo de simulación numérica de un yacimiento representativo de la Faja del Orinoco en un arreglo de 4 pozos productores horizontales realizando sensibilidades que permitieron encontrar los parámetros adecuados de inyección de CO₂ posterior al proceso térmico inicial para conocer el comportamiento de los fluidos en el yacimiento y como puede influir en el factor de recobro.^[7]

2.2. UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.

2.2.1. Cuenca Oriental De Venezuela.

La cuenca oriental de Venezuela se encuentra en la zona Centro-Este de Venezuela, formando una depresión topográfica y estructural (**Figura 2.1**). Limita al Sur por el curso del río Orinoco, desde la desembocadura del río

Arauca hacia el Este, hasta Boca Grande (Delta del Orinoco), al Oeste por el levantamiento de El Baúl; al Norte, por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior central y Oriental; y hacia el Este, la cuenca continua por debajo del Golfo de Paria.

Esta depresión tiene una longitud aproximada de 800 Km en sentido Oeste-Este, una anchura promedio de 200 Km de Norte a Sur y un área total aproximada de 165.000 km² en los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, y una extensión menor en el estado Sucre.



Figura 2.1. Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela.^[7]

2.2.2. Faja Petrolífera del Orinoco.

La Faja Petrolífera del Orinoco (**Figura 2.2**) ocupa el borde meridional de la cuenca de Venezuela y cubre una extensión aproximadamente de 54.000 Km², en las áreas al Sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, así

como el Delta Amacuro. Los límites de esta faja son las áreas mayores de Temblador, Oficina y las Mercedes en su parte Norte; el río Orinoco al Sur; el Delta al Este y el extremo Oriental de la cuenca Barinas-Apure al Oeste.

Con la explotación de la Faja Petrolífera del Orinoco se descubrieron cuatro acumulaciones gigantescas que se encuentran en arenas no consolidadas de origen deltaico, cuya edad es Mioceno Inferior. Las arenas fueron sedimentadas al comienzo de una invasión marina, durante la cual se sedimentó la Formación Oficina. Esa secuencia arenosa basal descansa en contacto discordante sobre el Cretáceo y sobre las rocas ígneas y metamórficas del Macizo Guayanés.

La Faja del Orinoco se formó a lo largo de las áreas geológicas a medida que los grandes ríos de la zona, en tiempos precámbricos, depositaron sedimentos en la Cuenca del Orinoco. Pertenece a las columnas sedimentarias de reconocida potenciabilidad de edad cretácica y terciario superior, sus ambientes se encuentran desarrollados sobre dos penillanuras erosiónales ocasionadas durante los dos periodos hiatus. Es considerada como uno de los yacimientos de crudos pesados y extrapesados más grandes del mundo, abarca una extensión de 700 km de Este a Oeste y 70 km en dirección Norte Sur, con un área aproximada de 54.000 km², la Faja del Orinoco contiene reservas recuperables calculadas en unos 236.000 millones de barriles de crudo.

En el sentido Oeste-Este, la Faja está dividida en cuatro áreas, las cuales corresponden a un sistema deltaico que desde el punto de vista genético, tuvo su origen en los sistemas fluviales del mismo Macizo Guayanés y cuyas características de acumulaciones petrolíferas y estados de conocimiento geológico son diferentes, requiriendo programas de exploración específicas

para cada uno de ellos. Esta gran acumulación petrolífera se encuentra dividida en 4 grandes áreas operacionales de Oeste a Este:

- Área Boyacá: Corresponde a la parte más occidental de la Faja Petrolífera del Orinoco y está ubicada en la parte Sur – central del estado Guárico con una extensión superficial de aproximadamente 23.610 Km. Ésta área limita al este con el área de Junín, al norte con las asignaciones del área mayor de las Mercedes, al sur con el río Orinoco y el oeste con Calabozo y San Fernando de Apure.

- Área Junín: Está ubicada en la parte media central de la Faja Petrolífera del Orinoco y tiene un área aproximada de 14.500 Km, de esta área aproximadamente dos tercios pertenecen al estado Anzoátegui. La producción de los pozos allí perforados y completados alcanza los 1.400 BPD promedio, sin embargo se tienen pozos capaces de superar los 3.000 BPD, la gravedad API del crudo varía entre 8,3 – 9,3 y es de tipo nafténico.

Mediante técnicas de evaluación petrofísicas, se han encontrado recursos de gas natural, el cual es muy útil en actividades de producción, así como algunas capas de carbón en espesores de poco interés comercial. Las acumulaciones fueron jerarquizadas tomando en consideración factores como: espesores de arena, presencia de agua intermedia, calidad de crudo, productividad, entre otras, permitiendo definir un área de mayor interés para el futuro desarrollo, la cual recibió el nombre de área prioritaria de San Diego. Dicha área tiene una extensión de 3.528 Km aproximadamente, y un volumen de petróleo en sitio de 255 MMBN, con gravedad comprendida entre 8 y 11 °API.

- Área Ayacucho: El área de Ayacucho tiene una extensión de 8.773 Km y está ubicada en la parte Sur – central del estado Anzoátegui, limita por el

norte con los campos Yopales, Miga, Melones, Adas y Lejos; por el este con el área de Carabobo; por el oeste con el área de Junín y por el sur con el río Orinoco.

- Área Carabobo: Es una franja que se extiende desde el Sur – Este del estado Anzoátegui, ocupa toda la parte meridional del estado Monagas y un sector del Occidente del territorio Federal Delta Amacuro. Mide alrededor de 160 Km de largo, por unos 45 Km (promedio) de ancho, cubriendo un área aproximada a los 7.100 Km².

En la figura 2.2 se observa la ubicación geográfica y división de la Faja Petrolífera del Orinoco.

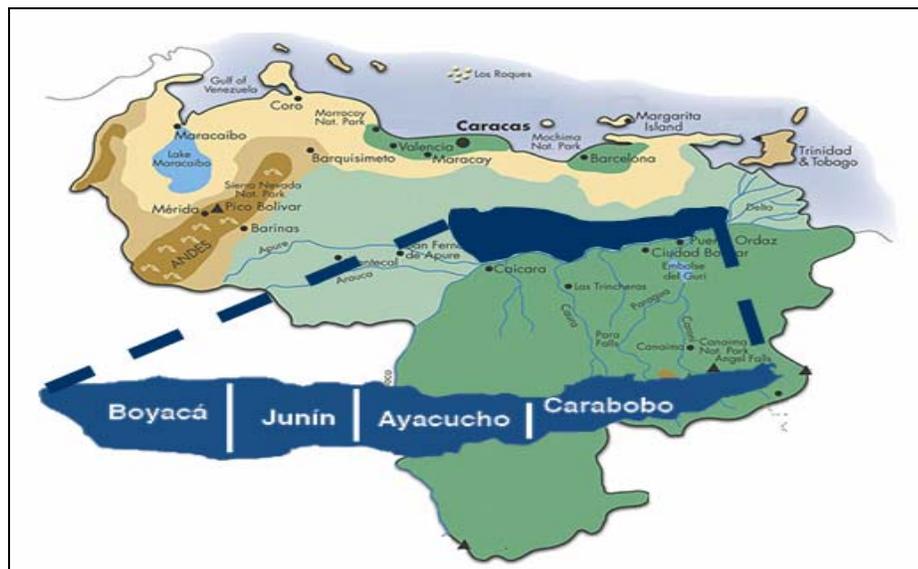


Figura 2.2. Ubicación Geográfica y División de la Faja Petrolífera Del Orinoco.^[7]

2.3. RESUMEN DE CONOCIMIENTOS.

2.3.1. Petr6leo Pesado.

Es un petr6leo en el que predominan los componentes hidrocarburos de mayor peso molecular, que suelen denominarse C₇₊, es decir, del Heptano en adelante, lo que determina que tenga mayor viscosidad y densidad que los petr6leos livianos.

De acuerdo con clasificaciones y normas internacionales basadas en la gravedad API (del American Petroleum Institute), se definen como petr6leos pesados aquellos crudos con gravedad menor a 22,3 °API. La gravedad API se define mediante la siguiente expresi3n:

$$API = \frac{141,5}{GE} - 131,5 \quad (\text{Ec.2.1})$$

donde GE es la gravedad espec6fica del crudo medida a condiciones est6ndar (60 °F y 14,7 libras por pulgada cuadrada absoluta (lpca)).^[8]

2.3.2. Yacimientos de Crudos Pesados.

Este tipo de yacimientos son llamados a menudo yacimientos no convencionales, debido a que no producen a tasas econ3micas de flujo y que a su vez no podr6n ser producidos rentablemente sin la aplicaci3n de tratamientos intensivos de estimulaci3n, fracturamiento y recuperaci3n. Dentro de los hidrocarburos no convencionales se incluyen; crudo

extrapesado, arenas bituminosas, gas en mantos de carbón, yacimientos de muy baja porosidad e hidratos de gas. También es importante mencionar que cuenta con baja permeabilidad y pobres propiedades petrofísicas. Debido a las escasas propiedades con las que cuentan su desarrollo requerirá una alta tecnología. ^[9]

Los yacimientos de crudo pesados y extrapesados constituyen el primer lugar de reservas recuperables de hidrocarburos a escala mundial, los cuales son actualmente los de mayor interés, sin embargo su explotación se ha convertido en todo un reto para la Ingeniería de Petróleo por lo complejo del proceso, esto debido a la alta viscosidad y la baja movilidad que tienen estos crudos bajo las condiciones normales de entrapamiento.

La importancia que poseen los yacimientos de crudos pesados, puede apreciarse por el simple hecho de que más del 10 % de la producción de petróleo en los EE.UU, 20 % en Canadá y Venezuela son de crudos pesados. Estas cifras continúan cada día en ascenso debido al descubrimiento de nuevas reservas de crudos pesados, disminución de las reservas de crudo liviano y mediano y, a la mejora en la eficiencia del recobro de este tipo de crudo.

Los Campos Venezolanos más importantes de crudos pesados se encuentran ubicados en la Faja del Orinoco con un área aproximada de 54.000 km², al Norte del río Orinoco, con 1,3 billones de barriles in situ y una gravedad de 8 a 22 °API, Mene Grande con crudo de 17,8 °API, Tía Juana, Lagunillas y Bachaquero conocidos como los campos de la Costa Bolívar (Estado Zulia), con 35 mil millones de barriles in situ, con una gravedad entre los 11 y 13 °API. Estas cifras colocan a Venezuela como el productor potencial más grande de crudos pesados y extrapesados en el ámbito mundial.

A pesar de su gran volumen en sitio, estos crudos presentan características que limitan su recobro. Por lo general, hasta un 10 % del volumen en el sitio es recuperable con los métodos convencionales de recobro primario. La principal razón es la escasa movilidad que tiene el petróleo en el yacimiento, lo cual genera razones de movilidades adversas con referencia a otros fluidos como lo son el agua o el gas. La alta viscosidad de estos crudos, crea grandes caídas de presión en las zonas adyacentes a los pozos productores, trayendo como consecuencia la necesidad de implementar métodos de levantamiento artificial para poder extraerlos, como lo son los sistemas de bombeo mecánico y de cavidad progresiva.

Todas estas razones llevaron a la industria petrolera a implementar procesos de recuperación mejorada de petróleo orientados principalmente a la reducción de la razón de movilidad por un aumento de la viscosidad del fluido inyectado o por una disminución del fluido desplazado, en este caso el petróleo.^[10]

2.3.3. Recuperación de Petróleo.

Consiste en hacer fluir el petróleo de la formación hasta la superficie por su propia cuenta o por la aplicación de ciertos métodos de recuperación, denominados métodos de recuperación secundaria y métodos de recuperación terciaria, en general recuperación mejorada.

2.3.4. Recuperación Mejorada de Petróleo.

La Recuperación Mejorada del Petróleo (EOR de inglés: Enhanced Oil Recovery) se refiere a todos los procesos utilizados para recuperar más petróleo de un yacimiento del que se lograría por métodos primarios. En su mayoría consiste en inyección de gases o químicos líquidos y/o en el uso de energía térmica. Entre los primeros, los más utilizados son: Los hidrocarburos gaseosos, el CO₂, el Nitrógeno y los gases de combustión. Entre los químicos líquidos se incluyen polímeros, surfactantes e hidrocarburos solventes y, los procesos térmicos típicos se refieren al uso de vapor o agua caliente, o bien, a la generación in situ de energía térmica mediante la combustión de petróleo en la roca yacimiento.

Los fluidos inyectados y los procesos de inyección complementan la energía natural presente en el yacimiento para desplazar el petróleo hacia un pozo productor. Además, los fluidos inyectados interactúan con el sistema roca/fluido, debido, posiblemente, a mecanismos físicos y químicos y a la inyección o producción de energía térmica, a fin de crear condiciones favorables para la recuperación del petróleo. Tales interacciones pueden, por ejemplo, dar lugar a una disminución de la tensión interfacial, hinchamiento del petróleo, reducción de su viscosidad, modificación de la humectabilidad o comportamiento favorable de fases.^[11]

A diferencia de los métodos térmicos clásicos, se conoce que existe un número de posibilidades bastante grande para calentar formaciones de petróleo con el uso de la electricidad. Esta técnica se fundamenta en la interacción directa entre el campo electromagnético y las partículas eléctricamente cargadas presentes en los fluidos del yacimiento, que pueden ser iones o moléculas. Los métodos eléctricos representan otra opción para

calentar zonas adyacentes a los pozos, específicamente en aquellos yacimientos donde el crudo experimenta una reducción de viscosidad con pequeños incrementos de temperatura. Puede ser aplicado en aquellos casos donde la inyección de vapor no de buenos resultados, bien sea por la profundidad, por la configuración de los pozos, o por las condiciones del yacimiento. Esta tecnología aun se encuentra en fase de investigación a pesar de que se investiga desde hace más de 30 años. Hasta la actualidad se han ejecutados más de 25 pruebas de campo para establecer su implantación como método de recuperación mejorada.^[12]

2.3.5. Recuperación Térmica.

Es el proceso por el cual intencionalmente se introduce calor dentro de las acumulaciones subterráneas de compuestos orgánicos con el propósito de incrementar la temperatura en el yacimiento para provocar una disminución de la viscosidad del crudo existente.

Por múltiples razones se utilizan los métodos térmicos en lugar de otros métodos de extracción. En el caso de petróleos viscosos, los cuales actualmente son los de mayor interés para la aplicación de estos procesos, se utiliza calor para mejorar la eficiencia del desplazamiento y de la extracción. La reducción de viscosidad del petróleo que acompaña al incremento de temperatura, permite no solo que el petróleo fluya más fácilmente sino que también resulte una razón de movilidad más favorable.

[13]

2.3.6. Métodos de Recuperación Térmica.

Como se indicó, se han desarrollado diversas tecnologías en recuperación térmica que impulsan la producción de los yacimientos de crudos pesados y extrapesados en todo el mundo. En la **Figura 2.3** se desglosan alguno de ellos.^[14]

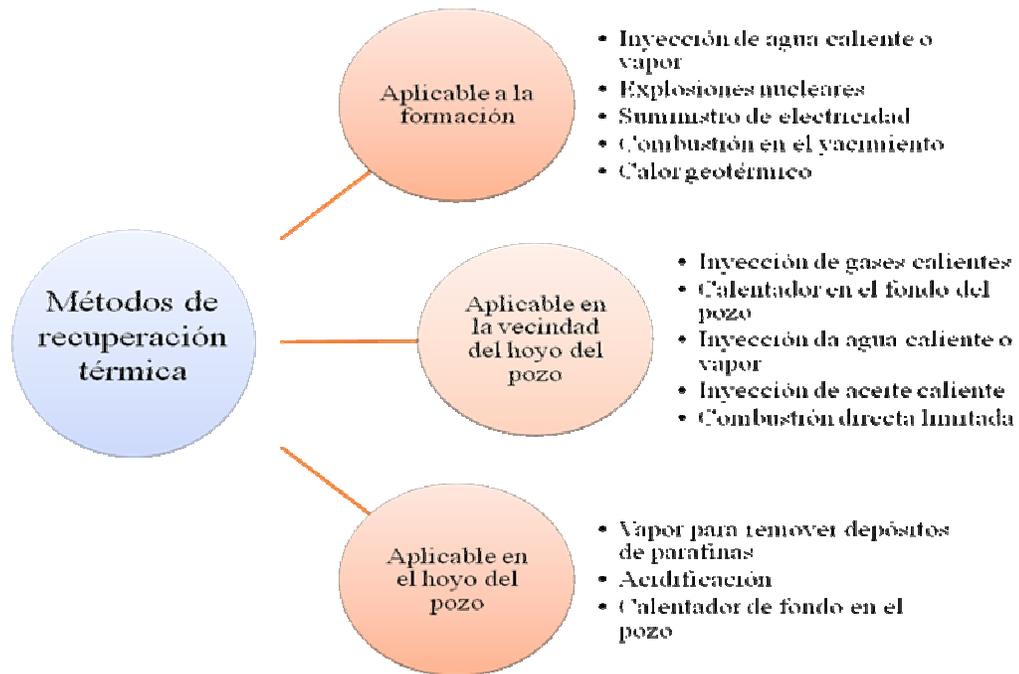


Figura 2.3. Clasificación de los métodos térmicos.

2.3.6.1. Inyección de Vapor.

Es un proceso mediante el cual se suministra energía térmica al yacimiento inyectando vapor de agua. El proceso de inyección puede ser en forma continua o alternada.

2.3.6.1.1. Inyección Continua.

Es un proceso de desplazamiento, y como tal más eficiente desde el punto de vista de recuperación última que la estimulación con vapor, aunque no necesariamente más económico. Consiste en inyectar vapor de forma continua, el vapor es inyectado a través de un cierto número de pozos, mientras el petróleo es producido a través de pozos adyacentes. La **Figura 2.4** muestra un esquema de este proceso.

Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo de este tipo de proceso son: La expansión térmica de fluidos del yacimiento, la reducción de la viscosidad del petróleo y la destilación con vapor, siendo este último quizás el más significativo. Además de estos mecanismos, también se han notado efectos por empuje por gas y por extracción de solventes. ^[13]

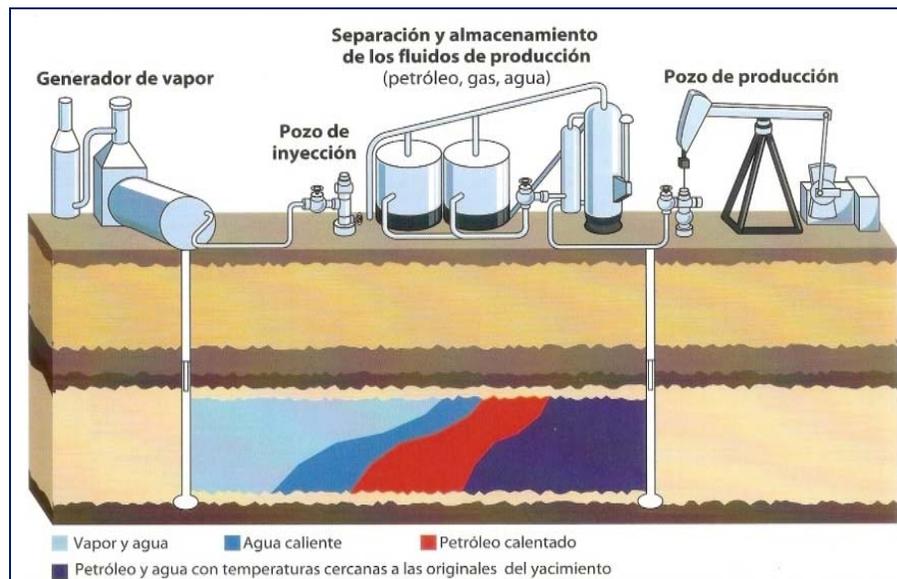


Figura 2.4. Esquema de un proceso de inyección continua de vapor. ^[8]

2.3.6.1.2. Inyección Cíclica.

La inyección cíclica de vapor (también conocida como remojo con vapor, inyección alternada de vapor y estimulación con vapor), es uno de los métodos de inyección de vapor más ampliamente utilizados en el presente. Su popularidad deriva de la fácil aplicación de este método, de la baja inversión inicial y del rápido retorno de la misma. Los resultados del tratamiento se evidencian en pocas semanas, no siendo así en los métodos del tipo desplazamiento, los cuales tardan meses antes de mostrar un incremento en la producción.

La inyección cíclica de vapor básicamente consiste en inyectar vapor de agua a un pozo productor de petróleo durante un determinado tiempo (generalmente de dos a cuatro semanas), cerrar el pozo por un corto período (tres a cinco días), y luego colocarlo en producción. La **Figura 2.5** es una representación esquemática de un proceso de inyección cíclica de vapor.

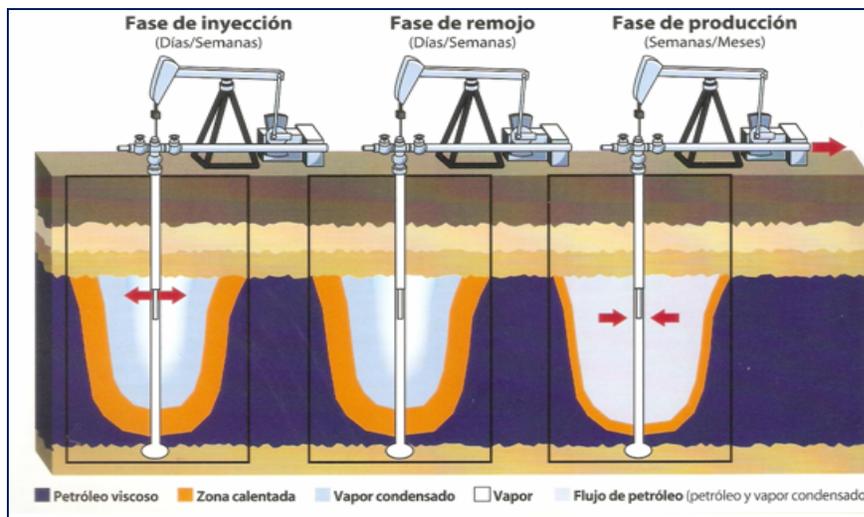


Figura 2.5. Esquema de un proceso de inyección cíclico de vapor. [8]

Una vez que el pozo está en producción, éste producirá a una tasa aumentada durante un cierto período. Luego cuando los efectos térmicos van desapareciendo, la tasa de producción declina hasta llegar a la original. Entonces se produce un segundo ciclo y un tercero, (**Figura 2.6**), así sucesivamente, hasta que los efectos térmicos de la inyección se hacen prácticamente nulos. Este proceso ha sido muy exitoso en los yacimientos venezolanos de crudos pesados. [8]

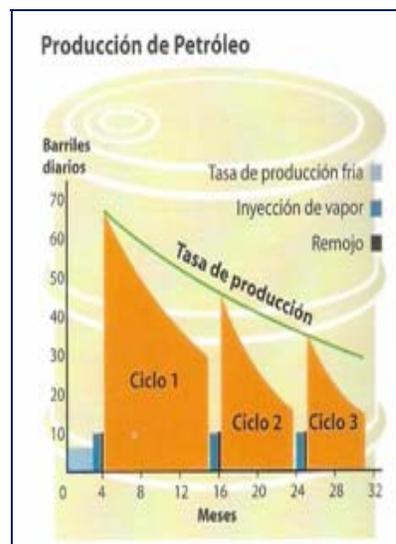


Figura 2.6. Respuesta típica del comportamiento de producción en un proceso de inyección cíclica de vapor. [8]

2.3.6.1.2.1. Mecanismos de recuperación en inyección cíclica de vapor.

Los principales mecanismos que contribuyen a la recuperación de petróleo mediante la inyección cíclica de vapor son:

1. La reducción de viscosidad del crudo durante la inyección de vapor y el remojo, en la zona calentada cercana al pozo, aumenta la movilidad del petróleo facilitando su producción. Además, ocurre expansión térmica del petróleo y del agua.

2. El período de remojo tiene como objetivo impulsar la condensación parcial de todo el vapor inyectado para calentar la roca y los fluidos, además de permitir la distribución uniforme del calor.

3. Al inyectar un fluido (vapor) a alta tasa se genera la presurización de la arena, forzando al gas libre a entrar en solución, pasando este gas a jugar un papel importante en la expulsión del petróleo durante el periodo de producción, especialmente efectivo para el primer ciclo, ya que para los sucesivos la mayoría del gas habrá sido producido.

4. Para formaciones de espesor considerable y escasas barreras al flujo vertical, el petróleo caliente fluirá al pozo por efecto de la gravedad. Luego que la zona calentada es drenada, existe restauración o aportes de petróleo de las formaciones adyacentes frías.

5. Otros factores que contribuyen a la recuperación del petróleo en inyección cíclica es el efecto favorable que la temperatura tiene sobre la permeabilidad relativa al petróleo y el incremento de la tendencia de mojabilidad de la roca por el agua. ^[13]

2.3.6.1.2.2. Criterios de diseño para la selección del yacimiento en un proyecto de inyección cíclica de vapor.

Es difícil establecer criterios que garanticen un buen proyecto de estimulación cíclica en un yacimiento dado. La mayoría de los criterios de diseño corrientemente conocidos para proyectos de estimulación con vapor, están basados en experiencias ganadas en el campo. Existen pocos casos donde se utilizó la teoría para diseñar el proyecto.

Petróleo en sitio: se cree comúnmente que debe ser del orden de 1.200 Bls/acres-pie o más, con la finalidad de que el proyecto resulte económicamente exitoso.

Permeabilidad: debe ser lo suficientemente alta como para permitir una inyección rápida de vapor y una tasa alta de flujo de petróleo hacia el pozo.

Viscosidad del petróleo: el mayor éxito se obtiene cuando esta es del orden de los 4.000 cp a condiciones del yacimiento, aunque existen proyectos exitosos donde la viscosidad es baja, del orden de 200 cp. La gravedad del petróleo es conveniente en el rango de 8 a 15 API.

Profundidad: la máxima profundidad practica es 3.000 pie, aun cuando es preferible valores de profundidad menores, ya que las pérdidas de calor en el pozo son menores y las presiones de inyección requeridas serán también menores.

Tasa de inyección: debe ser tan alta como sea posible, con la finalidad de inyectar el calor requerido (del orden de 10-50 MM BTU/pie de espesor por ciclo) en el menor tiempo posible. De esta forma se disipa menos calor.

Presión del yacimiento: es conveniente que sea moderadamente alta, aunque existen proyectos exitosos donde la presión del yacimiento es baja, del orden de 40 lpc.

Espesor de la arena: debe ser mayor de 20 pie.

Tiempo de remojo: puede ser de 1 a 4 días, aunque se han utilizado periodos mucho más largos.

La producción estimada: se puede extender hasta 24 meses aunque en algunos dura muy poco.

El tiempo de inyección: es normalmente de 3 semanas, y el número de ciclos es generalmente 3, aunque se han reportado casos de hasta 22 ciclos.

La cantidad de vapor a ser inyectado es una variable difícil sobre el cual decidir. Posiblemente la mayor guía se obtiene en base al radio calentado que se desea obtener.

La **Tabla 2.1** resume los criterios generales de diseño para la selección del yacimiento en un proyecto de estimulación con vapor. ^[13]

Tabla 2.1. Criterios para la selección del yacimiento en un proyecto de estimulación con vapor.^[13]

Parámetros	Unidades	Valor
Espesor de la arena	Pies	≥30
Profundidad	Pies	<3.000
Porosidad	%	>30
Permeabilidad	md	1.000-2.000
Tiempo de remojo	días	1-4
Tiempo de inyección	días	14-21
Numero de ciclos		3-5
Saturación de petróleo	Bl/acre-pie	1.200
Calidad del vapor	%	80-85
Gravedad	API	<15
Viscosidad del petróleo	cp	<4.000
Presión de inyección	lpc	<1.400
Longitud de los ciclos	meses	~6
Inyección de vapor/ciclos	bls	7.000

2.3.6.1.2.3. Inyección Cíclica usando Pozos Horizontales.

El concepto es crear una gran zona calentada arriba del pozo horizontal, tal como un prisma triangular invertido, o cámara de vapor como se observa en la **Figura 2.7** en una vista seccional de tres pozos horizontales a los cuales se aplica inyección cíclica y se muestra la zona calentada por el vapor arriba de ellos y las líneas de flujo de petróleo hacia los pozos en la etapa de producción.^[13]

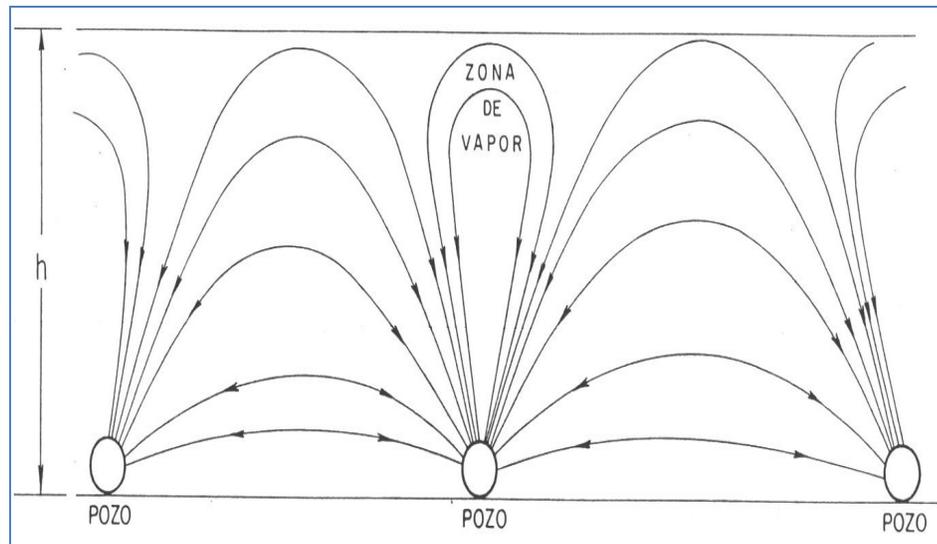


Figura 2.7. Flujo en pozos horizontales durante la fase de producción, después de la estimulación con vapor del petróleo pesado. ^[13]

2.3.6.2. Calentamiento de la Formación por Inyección de Vapor.

A una temperatura T_s (Temperatura de saturación, correspondiente a una presión P_s), mientras el agua caliente solo transporta calor sensible, h_w , el vapor adicionalmente contiene calor latente, L_v . Este contraste entre la naturaleza del vapor y del agua caliente es el responsable del calentamiento de la formación a diferencia de otros fluidos.

El agua caliente experimenta una caída de temperatura en orden a transferir su calor sensible a la roca y a los fluidos, mientras el vapor puede transferir todo su calor latente sin experimentar cambio en temperatura.

Cuando el vapor es inyectado en una formación inicialmente a una temperatura T_R , este desplaza una cierta fracción del petróleo en sitio, a

medida que el vapor se mueve dentro de la formación va perdiendo (transfiriendo) calor, hasta llegar un momento en que el vapor se condensa completamente. Hasta este punto, y considerando condiciones ideales (no hay segregación del vapor por efecto de la gravedad, espesor uniforme, inyección a través de todo el espesor, no hay caída de presión, es decir, caída de temperatura en la zona de vapor), se puede establecer que la zona calentada por el vapor se encuentra a una temperatura constante T_s , extendiéndose desde el punto inicial de inyección hasta el punto donde la temperatura T_s cae bruscamente a T_R .^[13]

2.3.6.3. Aspectos termodinámicos de la Inyección de Vapor. ¿Por qué Vapor de Agua como fluido de Inyección?

La respuesta más sencilla a este planteamiento es para mejorar la eficiencia del desplazamiento y de la extracción de los petróleos pesados, ya que la reducción de viscosidad del petróleo que acompaña al incremento de temperatura por la transferencia de calor del vapor al yacimiento, permite no sólo que el petróleo fluya más fácilmente sino que también resulte una razón de movilidad más favorable. Pero, ¿por qué el agua en estado gaseoso es el fluido preferido para transferir calor al yacimiento y sus fluidos?

Aparte de razones de disponibilidad, abundancia y costo, el vapor de agua es un fluido con alto contenido energético en comparación a otros fluidos a las mismas condiciones de presión y temperatura y es precisamente este contenido energético lo que lo hace eficiente como fluido de inyección para procesos de recuperación térmica de crudos pesados, extrapesados y bitumen.

El contenido energético del vapor de agua varía según las condiciones de presión y temperatura que definan su estado termodinámico, como se puede visualizar a partir de la **Figura 2.8**, el cual es un diagrama de Presión-Entalpía para el agua pura.

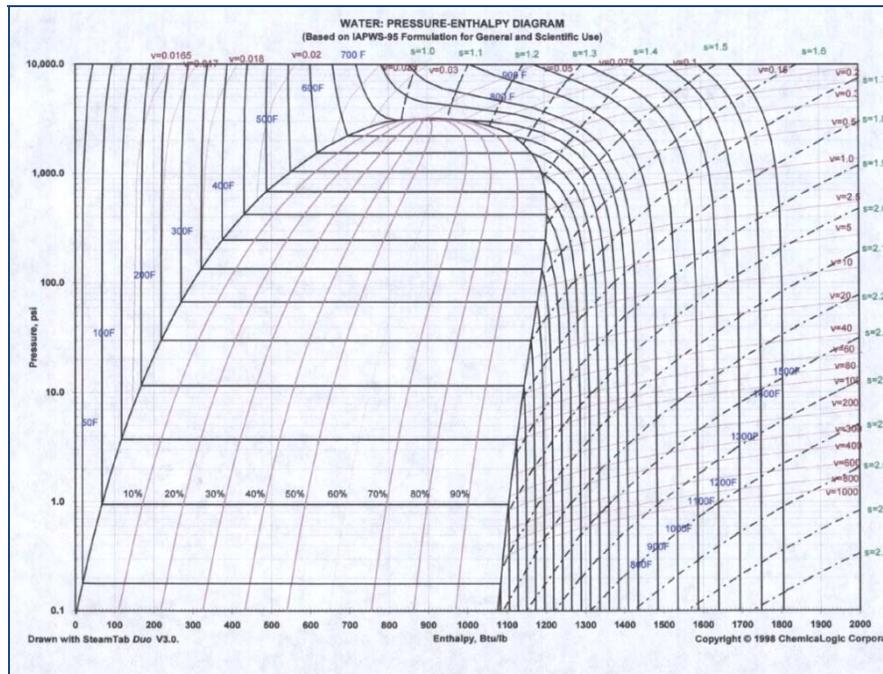


Figura 2.8. Diagrama Presión-Entalpía del agua pura. [16]

Para cada línea de temperatura constante o isoterma, corresponde una presión de saturación dentro del domo termodinámico, o envoltente definida por las líneas de líquido saturado y vapor saturado unidas en el punto crítico.

El calor necesario para transformar 1 kg de agua en 1 kg de vapor saturado seco, se puede descomponer en:

a) La energía necesaria para elevar la temperatura desde el estado inicial, hasta la temperatura de saturación, correspondiente a su presión de saturación.

b) La energía necesaria para el cambio de fase, a presión y temperatura constante (de saturación), desde líquido saturado, hasta vapor saturado, o como es común en los procesos de inyección de vapor, hasta una calidad definida, x .

Este cambio de fase implica cambio de energía en el fluido, o un cambio en su entalpía.

Para cada valor de presión de saturación existe una entalpía o calor de vaporización asociada, es decir la diferencia entre la entalpía de vapor saturado y la entalpía de líquido saturado se muestra en la ecuación 2.2,

$$L = h_s - h_w \quad (\text{Ec. 2.2})$$

donde h_s es la entalpía del vapor seco y saturado, h_w es el calor sensible del agua saturada y L es el calor latente de vaporización del agua, y que no es otra cosa que la energía disponible del vapor para ser transferida en un proceso de inyección de vapor, a temperatura constante. Este calor de vaporización decrece a medida que se incrementa la presión, o lo que es lo mismo, para temperaturas crecientes, el tramo de la fase líquido-vapor se va estrechando cada vez más, hasta llegar al punto crítico, en el que el paso de líquido a vapor se hace sin zona de transición. Los proyectos de inyección de vapor son más eficientes mientras más calor latente de vaporización esté disponible para ser transferido al yacimiento, es decir, para yacimientos a bajas presiones (profundidades), que requieran a su vez bajas presiones de inyección. De lo contrario, la inyección será de agua caliente.

El vapor inyectado desplaza petróleo y gas y por el efecto de presurización, se redisuelve parte del gas libre. El fluido en sitio se calienta por conducción mientras que los fluidos desplazados se calientan por conducción y convección, predominando cualquiera de los dos dependiendo de la viscosidad del petróleo, y del fluido inyectado, en este caso vapor de agua. Si el crudo es muy viscoso, las corrientes de convección no se desarrollan efectivamente para calentar el fluido.

Cuando el vapor de agua ingresa al medio poroso, este se encuentra a la temperatura de saturación a la presión de inyección del vapor, con una calidad x , mientras que el yacimiento se encuentra a la temperatura de yacimiento (se considera paridad de temperatura entre los fluidos y los minerales de la roca que forman el yacimiento, en cualquier elemento de pequeño volumen); es precisamente esta diferencia de temperatura que contiene la esencia del proceso de recuperación térmica: se transfiere calor desde el fluido que se encuentra a mayor temperatura hasta el medio de menor temperatura, por los dos mecanismos anteriormente citados. El vapor es el fluido que se encuentra en un nivel energético mayor, por lo tanto es la fuente de energía en forma de calor. La interacción con el medio, como predice la ley cero de la termodinámica genera un gradiente de temperatura, suficiente para desarrollar un cambio de fase: el vapor condensa, formándose agua líquida, (calor latente de condensación), esa energía permanece en el medio pero pasa del fluido de más alto nivel energético (vapor) al medio circundante (roca, fluidos en el espacio poroso) como calor sensible, generando un incremento de temperatura en estos (con la consiguiente reducción de viscosidad con temperatura del crudo) y de ser suficiente esta energía para un cambio de fase de las fracciones más livianas o volátiles (incremento de la temperatura hasta alcanzar el punto de vaporización a la presión del yacimiento), las fracciones más livianas pasan a la corriente de vapor.^[15]

2.3.7. Mecanismos de Transferencia de Calor.

2.3.7.1. Conducción:

Es la transferencia de calor de una parte de un cuerpo a alta temperatura, a otra parte del mismo cuerpo a menor temperatura en contacto físico con él. Si la temperatura de los cuerpos no cambia con el tiempo el proceso ocurre bajo flujo continuo, la ley física que describe el calor por conducción se conoce como la primera ley de Fourier, propuesta en 1822, y viene dada por la ecuación 2.3:

$$\frac{Q_c}{A} = -K_h \frac{\partial T}{\partial X} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde Q_c es la tasa de flujo de calor por conducción en BTU/Hr, A es el área a través de la cual ocurre el flujo en pies², $\partial T/\partial X$ es el gradiente de temperatura en °F/pie, y K_h la conductividad térmica del material en BTU/hr-pie-°F. El signo menos indica que la transferencia de calor es en dirección de menor temperatura. ^[13]

2.3.7.2. Radiación:

Es el proceso por el cual el calor es transferido por ondas electromagnéticas. La ecuación básica fue descubierta empíricamente por Stefan en 1879 y derivada teóricamente por Boltzmann en 1884, y viene dada por la ecuación 2.4:

$$Q_r/A = \sigma \epsilon (T_1^4 - T_2^4) ; T_1 > T_2 \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde Q_r es la tasa de flujo de calor por radiación en BTU/hr. A es el área a través de la cual ocurre el flujo de calor en pie^2 , σ es la constante de Stefan-Boltzmann ($\sigma = 0,1713 \cdot 10^{-8}$ BTU/hr- $\text{pie}^2\text{-R}^4$), T_1 es la temperatura absoluta del cuerpo a mayor temperatura en $^\circ\text{R}$ y T_2 la temperatura absoluta del cuerpo a menor temperatura en $^\circ\text{R}$, y ε la emisividad de la superficie.^[13]

2.3.7.3. Convección:

Es la transferencia de calor desde una superficie hacia un fluido en movimiento (o del fluido en movimiento hacia la superficie) en contacto con ella, o de una parte de un fluido en movimiento a mayor temperatura hacia otra parte del mismo a menor temperatura. Si el movimiento del fluido se debe a la aplicación de alguna fuerza (bomba, abanico, etc.) se dice que existe convección forzada. Si el fluido se mueve por diferencia de densidades debido a la diferencia de temperatura, se dice que hay convección libre. En ambos casos, la transferencia de calor viene dada por la ecuación 2.5:

$$\frac{Q_c}{A} = h_c |T_f - T_s| \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde Q_c es la tasa de flujo de calor por convección en BTU/hr, A es el área a través de la cual ocurre el flujo de calor en pies^2 , h_c es el coeficiente de transferencia de calor en BTU/hr- $\text{pie}^2\text{-}^\circ\text{F}$, T_f y T_s las temperaturas del fluido y de la superficie en $^\circ\text{F}$ respectivamente. Se toma valor absoluto para considerar flujo de calor del fluido hacia la superficie o de la superficie hacia el fluido, según T_f sea mayor o menor que T_s .^[13]

2.3.8. Propiedades Térmicas Básicas del Agua y el Vapor.

2.3.8.1. Temperatura de Saturación del Agua.

Es la temperatura a la cual se inicia la ebullición (vaporización del agua) a una determinada presión. También se denomina punto de ebullición y aumenta al aumentar la presión. En este punto el sistema se encuentra en fase líquida, en equilibrio con una cantidad infinitesimal de vapor ^[13].

2.3.8.2. Calor Específico del Agua y del Vapor.

Se define por calor específico a la capacidad que tiene una sustancia para absorber calor y se mide como el número de BTU necesarios para aumentar la temperatura de una libra de una sustancia en un grado Fahrenheit ^[13].

2.3.8.3. Calor Sensible.

Si se mantiene la presión constante y se agrega en forma continua calor a un líquido, esto da como resultado un aumento de la temperatura hasta que se alcance la temperatura de saturación correspondiente a esa presión constante, este calor utilizado para aumentar la temperatura hasta la de saturación se denomina calor sensible y aumenta al aumentar la presión ^[13].

2.3.8.4. Calor Latente de Vaporización.

Es la cantidad de calor que debe suministrarse a una libra de un líquido a la temperatura de saturación para pasar de líquido saturado a vapor seco y saturado, es dependiente de la presión, disminuyendo a medida que la presión aumenta ^[13].

2.3.8.5. Calidad del Vapor–Vapor Húmedo.

La calidad se define como la fracción o porcentaje del total de la masa de una mezcla saturada que se encuentra en estado de vapor, así, el vapor seco y saturado tiene una calidad de 100 % puesto que no existe agua en estado líquido; mientras que el agua saturada puede considerarse como vapor húmedo con calidad igual a 0 %.

A la temperatura de saturación, el agua puede coexistir en estado líquido y en estado de vapor, dependiendo de su contenido de calor. La mezcla de vapor y agua coexistentes a la temperatura de saturación, se le denomina Vapor Húmedo y se caracteriza por el contenido de vapor en la mezcla, expresado como fracción del peso total. ^[13]

2.3.9. Inyección de gases.

La inyección de gas natural fue el primer método sugerido para mejorar el recobro de petróleo y se uso inicialmente a comienzo del año 1.900, con el fin de mantenimiento de presión. Posteriormente, se llevaron a cabo otras

aplicaciones que fueron calificadas como proyectos de recuperación secundaria, ya que el gas inyectado, además de aumentar la energía del yacimiento debía desplazar el petróleo y, generalmente, al final de los proyectos de inyección de gas se lograba un recobro adicional de petróleo desinflado o agotando aceleradamente la presión del yacimiento.

Son muchos los factores que influyen en la cantidad de petróleo adicional que puede obtenerse por la inyección de gas. Ferrer señala como las más importantes: las propiedades de los fluidos del yacimiento, el tipo de empuje, la geometría del yacimiento, la continuidad de la arena, el relieve de la estructura las propiedades de la roca y la temperatura y presión del yacimiento.

El sólo propósito de mejorar los métodos de producción justifica, en la mayoría de los casos, la inyección de gas; como este es más liviano que el petróleo, tiende a formar una capa artificial de gas bien definida, aun en formaciones de poco buzamiento. Si la producción se extrae de la parte más baja de la capa, dará como resultado una forma de conservación de energía y la posibilidad de mantener las tasas de producción relativamente elevadas, recobrando en un tiempo más corto lo que por medio natural requeriría un periodo más largo.

Otros beneficios de la inyección de gas es que, en muchas ocasiones, cuando los organismos oficiales no permiten el desperdicio del gas, es recomendable conservarlo para futuros mercados y, en ese caso, se inyecta en un yacimiento para almacenarlo. Además, como se dispone de gas en algunas áreas de producción, ya sea del mismo yacimiento que se está explotando o de otras fuentes, y como es un fluido no reactivo con las rocas del yacimiento, puede inyectarse sin presentar mayores dificultades.^[11]

2.3.9.1. Gas metano

El gas natural constituye uno de los recursos más importantes para el desarrollo endógeno del país, es materia prima fundamental de la industria petroquímica y siderúrgica, y uno de los pilares de la seguridad y defensa del Estado. Es un recurso que pertenece a la República, tal como se establece en el Artículo N° 12 de la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela y en el artículo N° 1 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos.

La producción total de gas en Venezuela está en el orden de los 6.300 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD), y parte de él se utiliza en reinyección para mantener el factor de recobro de los yacimientos, el resto va al mercado interno y consumos propios de la industria petrolera.

El gas metano (o gas natural) que consume el mercado interno venezolano proviene fundamentalmente de la zona de Anaco, en el estado Anzoátegui, donde se extrae aproximadamente 1.700 MMPCD de producto considerado actualmente como gas libre. Las diferentes empresas, que operan bajo la figura de asociaciones y licencias en el oriente venezolano, suministran cerca de 300 MMPCD, mientras que en la zona occidental del país se produce alrededor de 300 MMPCD de gas asociado en su mayoría.

El consumo de gas del mercado interno (2.200 MMPCD) se concentra en cinco grandes sectores: electricidad, petroquímica, siderurgia, mejoramiento de crudo y refinación que representan el 77 %.^[16]

2.3.10. Co-inyección.

Es el proceso de introducir dos materiales compatible en un único molde de inyección y donde el núcleo queda completamente encapsulado.

Este proceso ofrece distintas ventajas:

- ✦ Los materiales secundarios son reciclados para reducir costos y desviar materiales de residuos a nuevos productos utilizables.

- ✦ La co-inyección prácticamente no tiene efectos negativos sobre los tiempos de ciclos y requiere menos calor para derretir el material del núcleo, resultando menor uso de energía.^[17]

2.3.11. Ecuación de Estado.

Las medidas volumétricas dan información de la variación de las propiedades termodinámicas con la presión o la densidad a temperatura constante. Siempre que tiene lugar un cambio de fase se necesitan medidas térmicas y volumétricas adicionales para caracterizar este cambio de fase.

Los cambios volumétricos suelen expresarse mediante una Ecuación De Estado (EDE) que utiliza la temperatura y el volumen como variables independientes.^[18]

Una de las ecuaciones de estado más simples para este propósito es la ecuación de estado del gas ideal, ver ecuación 2.6, que es aproximable al

comportamiento de los gases a bajas presiones y temperaturas mayores a la temperatura crítica. Sin embargo, esta ecuación pierde mucha exactitud a altas presiones y bajas temperaturas, y no es capaz de predecir la condensación de gas en líquido. Por ello, existe una serie de ecuaciones de estado más precisas para gases y líquidos. Entre las ecuaciones de estado más empleadas sobresalen las ecuaciones cúbicas de estado.^[19]

$$P * V = n * R * T \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde:

P = Presión absoluta (medida en atmósferas)

V = Volumen (en esta ecuación el volumen se expresa en litros)

N = Moles de Gas

R = Constante universal de los gases ideales

T = Temperatura absoluta

Una ecuación de Estado Cúbica es una ecuación simple que relaciona presión, volumen y temperatura (PVT). Ella describe con exactitud el comportamiento de fase y volumétrico de componentes puros y mezclas, requiriendo propiedades críticas y factor acéntrico de cada componente. Permite calcular las propiedades de todas las fases, de forma consistente con los procesos que se lleven a cabo en el yacimiento.

Algunas de las ecuaciones de estado más comunes se definen a continuación:

La *Ecuación de van der Waals* es la génesis de la descripción del comportamiento del equilibrio líquido/gas, es la primera y más simple expresión no empírica que muestra de forma cualitativamente exacta la

relación entre presión, temperatura y volumen molar y está dada por la Ecuación 2.7:

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{v^2} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

donde a es el parámetro de fuerzas de atracción, b es el parámetro de fuerzas de repulsión que toma en consideración el efecto que sobre el volumen total tiene el tamaño que ocupan las moléculas, v es algunas veces referido como el “covolumen” o volumen molecular efectivo, y R la constante universal de los gases.

El término o componente repulsivo de la presión a escala molecular en la ecuación de van der Waals, dicta el comportamiento de líquido,

$$\frac{RT}{v-b}$$

Mientras que el segundo término de la Ecuación 2.7, es el término o componente atractivo de la presión, reduce la presión del sistema.

$$\frac{a}{v^2}$$

La ecuación de *Peng-Robinson* de dos parámetros, es una evolución de la Ecuación de van der Waals y se expresa según la Ecuación 2.8,

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{v(v + b) + b(v - b)} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

y las constantes de la EDE están dadas por las ecuaciones 2.9, 2.10, 2.11 y 2.12:

$$a = \Omega_a^o \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \alpha \quad (\text{Ec. 2.9})$$

donde $\Omega_a^o = 0,45724$

$$b = \Omega_b^o \frac{R T_c}{P_c} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

donde $\Omega_b^o = 0,07780$

$$\alpha = [1 + m(1 - \sqrt{\text{Tr}})]^2 \quad (\text{Ec. 2.11})$$

$$m = 0,3796 + 1,485\omega - 0,1644\omega^2 + 0,01667\omega^3 \quad (\text{Ec. 2.12})$$

donde ω es el factor acéntrico de Pitzer. La Ecuación 2.12 toma en cuenta la modificación de Peng- Robinson para componentes pesados ($\omega > 0.49$). La ecuación de dos parámetros tiene limitaciones importantes en el cálculo de comportamiento de líquido, específicamente, densidades. Para ello, se desarrolló un tercer parámetro de corrección, c , el cual se denomina coeficiente de traslación de volumen, y la mejora radica en una corrección aplicada al volumen molar calculado a partir de la EDE, (Ecuación 2.13),

$$v = v^{EoS} - c \quad (\text{Ec. 2.13})$$

donde v es el volumen molar corregido, v^{EoS} es el volumen calculado con la ecuación de estado de dos parámetros y c es una constante específica para cada componente. Este cambio en el volumen es equivalente a añadir un tercer parámetro o constante a la EDE.

El tercer parámetro mejora las predicciones volumétricas sin cambiar las condiciones de equilibrio líquido-vapor determinada por la ecuación de dos parámetros, pero modifica los volúmenes de fase por efecto de la traslación a lo largo del eje de volumen, eliminando ciertas deficiencias en los cálculos volumétricos inherentes a las ecuaciones de dos constantes.

El tercer parámetro suele ser manejado en los módulos computacionales para el ajuste de EDE a partir de un parámetro adimensional, denominado "Volume Shift", que relaciona c y b , según la Ecuación 2.134

$$s = \frac{c}{b} \quad (\text{Ec. 2.14})$$

Cuya estimación para cada componente se han desarrollado correlaciones, tal como la de Jhaveri-Youngren, que define s , para cada componente, a través de la Ecuación 2.15:

$$s_i = 1 - \frac{d}{Mw_i^e} \quad (\text{Ec. 2.15})$$

donde d y e son coeficientes positivos de correlación, y Mw_i es el peso molecular de cada componente.

La solución del equilibrio de fases con una EDE es un proceso de ensayo y error, que requiere de apoyo computacional para alcanzar la solución en un tiempo objetivo. Es así como se han desarrollado diversos módulos computacionales que permiten llevar a cabo el ajuste de una EDE, empleando diversas modificaciones de la Ecuación de Estado original de van der Waals, como la de Peng-Robinson, que mejoran las predicciones de diferentes aspectos del comportamiento volumétrico, esencialmente bajo un esquema de suposiciones y pasos de solución.

Las Ecuaciones de Estado Cúbicas constituyen herramientas útiles a la Ingeniería de Yacimientos para la estimación del comportamiento de fase y de las propiedades PVT de los petróleos en una variedad de procesos, incluyendo la Recuperación Mejorada. Sin embargo, su empleo para petróleos pesados y extrapesados se ve limitada por la dificultad de caracterizar apropiadamente y con mínima incertidumbre la fracción más pesada o fracción plus (C_{n+}).

En este contexto se define Caracterización del crudo como la descripción de éste en término de los pseudocomponentes, obtenidos a través de las etapas de División y Agrupamiento usados en los Cálculos de la EDE y la asignación de valores a todos los parámetros que constituyen sus variables. El proceso requiere la asignación de valores a parámetros tales como T_c , P_c , ω , V_c , requeridos para la solución de la EDE.

Las predicciones de las propiedades de los fluidos a partir de una EDE están sujetas a errores debido a las limitaciones inherentes a su exactitud (condiciones de aplicación y aproximaciones al comportamiento real) y a las limitaciones en la caracterización del fluido (parámetros de entrada, informe PVT, calidad de las pruebas).^[20]

2.3.12. Simulación Numérica de Yacimientos.

La simulación es una herramienta que le permite a la ingeniería de yacimientos un mayor entendimiento de los mecanismos de recuperación de petróleo presentes durante todas las etapas de desarrollo de un campo. El propósito de la simulación numérica de yacimientos es inferir el

comportamiento real de un yacimiento a partir del comportamiento de un modelo matemático que lo represente.

En los simuladores numéricos, el yacimiento se representa por una serie de celdas interconectadas y el flujo entre las celdas se resuelve numéricamente. Los simuladores calculan el flujo de fluidos a través del yacimiento, basándose en los principios básicos de la Ley de Conservación de la Masa, la Ley de Darcy y las Ecuaciones de Estado, tomando en cuenta la heterogeneidad del yacimiento, la dirección del flujo de los fluidos y las localizaciones de los pozos productores e inyectores, además de sus condiciones operacionales.^[21]

Las ecuaciones fundamentales de flujo de fluidos se expresan en forma de diferenciales parciales para cada fase de los fluidos presentes. Luego, esas ecuaciones diferenciales parciales se escriben en forma de diferencias finitas, en donde el volumen de yacimiento se trata como una colección numerada de celdas y el período de producción del yacimiento en un número de pasos de tiempo. Matemáticamente hablando, el problema se discretiza en tiempo y espacio.

En general, existen tres etapas por las que atraviesa una simulación numérica de yacimientos:

1. Etapa de inicialización: una vez que se ha introducido en el simulador la descripción estática y las propiedades de los fluidos del yacimiento, el simulador realiza los cálculos del petróleo original en sitio (POES) y la distribución inicial de fluidos en el yacimiento.

2. Etapa de ajuste histórico: se introducen al simulador los datos de los pozos, condiciones de producción, así como los datos históricos de los pozos

existentes, y se realiza una comparación entre los datos de producción reales y los datos que arroja el simulador a través de sus cálculos matemáticos, con el propósito de ajustar los modelos (estático y dinámico) hasta hacerlos representativos de la realidad del yacimiento.

3. Etapa de predicción: una vez obtenidos los resultados de las etapas anteriores, se efectúan estudios de predicción del comportamiento del yacimiento, ante estrategias de producción, de donde se realiza el análisis económico y la toma de decisiones.

Los principales tipos de simuladores empleados en la industria petrolera son:

Simulador de Petróleo Negro: este tipo de simulador considera que el sistema está formado por dos fases de hidrocarburos (petróleo y gas) y una fase agua. Emplea ecuaciones para expresar la conservación de la masa de los tres componentes (agua, petróleo y gas) en cada celda. No considera la solubilidad del gas ni del petróleo en el agua, ni la existencia de petróleo en la fase gaseosa. La solubilidad del gas en el petróleo es función sólo de la presión y no considera la existencia de agua en la fase de gas o petróleo. La temperatura no tiene efectos porque se considera un yacimiento isotérmico durante toda la simulación.

Simulador Composicional: considera una fase agua formada por un solo componente (agua), y dos fases de hidrocarburos, petróleo y gas, conteniendo n componentes, sobre la base de las leyes termodinámicas de equilibrio. Utiliza ecuaciones de estado para simular procesos donde se esperan cambios en la composición de los fluidos. La transferencia de masa entre cada uno de los elementos se calcula en fracciones molares de cada componente individual o pseudocomponentes combinando dos o más de los

componentes hidrocarburos individuales. Este tipo de modelo es útil para yacimientos de condensado (retrógrado) y petróleo volátil así como cierto tipo de inyección de gases en procesos de recuperación mejorada (Nitrógeno, Dióxido de Carbono, Metano).

Simulador de Procesos Térmicos: es similar al modelo composicional, pero utiliza una ecuación adicional para la conservación de la energía (los modelos de petróleo negro y composicionales simulan flujo isotérmico por lo que no requieren la ecuación de energía). Habitualmente usados en yacimientos de petróleo pesado, en los que la viscosidad del petróleo es alta a temperatura de yacimiento, pero disminuye al aumentar la temperatura, para simular así, procesos de recuperación mejorada tales como inyección de vapor o combustión in-situ.

Simulador de líneas de flujo: este tipo de simulación modela el flujo de fluido multifásico a lo largo de líneas de flujo, permitiendo visualizar el flujo de fluidos en el yacimiento.^[22]

2.3.13. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS.

El análisis económico permite determinar qué nivel de inversión es más conveniente para producir mayores beneficios. Como norma general, todas las propuestas de inversión, requerirán de una evaluación económica previa que determine la rentabilidad de la inversión a efectuarse y la justificación dentro de un punto de vista económico de la ejecución del programa o proyecto.^[23]

2.3.13.1. Indicadores Económicos.

Son los que a través de los resultados ofrecen una orientación acerca de la conveniencia económica del proyecto. El indicador económico más utilizado es el Valor Presente Neto (VPN).

Conceptualmente, el “Valor Presente Neto” corresponde al valor actual de los flujos de Efectivo Neto (Ingresos-Egresos) determinados para una propuesta conforme a su horizonte económico.

Para calcular el valor actualizado del flujo efectivo, este se descuenta a una tasa de interés dada (tasa de descuento). La sumatoria de los flujos de efectivo descontados, que estructuran la propuesta, constituye el valor Presente Neto,

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1 + K)^t} \quad (\text{Ec. 2.16})$$

Donde,

Vt: representa los flujos de caja de cada periodo t.

N: es el número de períodos considerado.

K: tasa de descuento.

Si el VPN es > 0 , significa que la propuesta satisface desde un punto de vista económico las exigencias requeridas. Lo anterior significa también que la inversión (que se genera en el flujo 0) es recuperada a la tasa establecida y en el período determinado como Horizonte Económico.

Por el contrario, si el VPN es < 0 , significa que la sumatoria de los Flujos de Efectivo desconectados a la tasa establecida es insuficiente para recuperar

la inversión en el Horizonte Económico correspondiente. En este caso, la decisión estrictamente económica debe ser “NO INVERTIR”.^[24]

En la actualidad y conforme a los lineamientos financieros de PDVSA, la Tasa de descuento en términos reales, es de 10 %, y debe aplicarse al Flujo de Efectivo calculado en dólares.^[23]

2.3.13.2. Conceptos Financieros.

2.3.13.2.1. Inversión.

Es el recurso financiero necesario para obtener bienes, equipos e infraestructura que representan el valor capital del proyecto. Adicionalmente, incluye el capital inicial de trabajo y los montos necesarios para los estudios de ingeniería. La inversión tiene un costo que se relaciona con el valor del dinero en el mercado (intereses de la banca), bien sea porque se obtenga en calidad de préstamo o porque se tenga disponible y se desea alcanzar un beneficio que no debería ser inferior al beneficio mínimo de la banca. En cualquiera de los casos la inversión debe ser recuperable.^[23]

2.3.13.2.2. Regalías.

Referidos al impuesto de explotación que corresponde al estado como un derecho al explotarse los yacimientos. Está contenido en la Ley de Hidrocarburos.^[23]

2.3.13.2.3. Depreciación.

El método generalmente utilizado es el de la línea recta, que se basa en dividir la inversión entre el número de años de vida útil, que tiene la instalación conexas con la inversión en la infraestructura. En la industria petrolera existen normas que establecen la vida útil de ciertas instalaciones y equipos y regularmente expresan la depreciación basándose en un porcentaje anual. La depreciación dentro de la evaluación económica representa el costo de recuperación de la inversión.^[23]

2.3.13.2.4. Operación.

Se fundamenta en la sumatoria de todos los costos directos relacionados con la explotación de los hidrocarburos, entre ellos están:

- Costos de levantamiento del crudo a la superficie, mediante flujo natural y levantamiento artificial.
- Costos de reparación y reacondicionamiento de los pozos que regularmente se dañan y requieren trabajos mayores para restaurarlos.
- Costos de estimulación y servicios de los pozos que requieren esfuerzo para incrementar su productividad o cambios en los equipos de subsuelo para mejorar la producción.
- Costos de mantenimiento ordinario y extraordinario, requerido para evitar interrupciones costosas al tener las instalaciones y equipos bajo una condición óptima.

- Costo de tratamiento, manejo, transporte y almacenaje de los hidrocarburos, lo cual incluye todas aquellas actividades de rutina que garantizan la disponibilidad del producto en la refinería o terminal de embarque, bajo un plan de producción preestablecido.
- Costo de labor para algunas actividades en las cuales se separa la operación en sí de la labor, esto regularmente se define como costo fijo y no varía con la producción del momento.
- Costo de recuperación adicional o mejorada, los cuales incluyen ciertos costos que se originan al incrementar el potencial con actividades adicionales, tales como: inyección de vapor, gas, agua, etc.
- Costo de administración, que se refiere al costo por gerenciar y administrar la operación.^[23]

2.3.13.2.5. Impuesto Sobre la Renta.

Se calcula multiplicando el ingreso fiscal bruto menos los costos (incluyendo las regalías, depreciación y el aporte a PDVSA por el factor 0,5 que representa el 50 % de las ganancias).^[23]

2.3.13.2.6. Flujo de Caja

Representa el movimiento de dinero en efectivo dentro o fuera de un negocio, proyecto o producto. Por lo general se mide durante un periodo determinado y finito de tiempo. Incluye el ingreso bruto más la depreciación y amortización menos las inversiones que se realiza en dicho periodo. El flujo

de caja acumulado da una idea perfecta del balance de caja que acumula el proyecto hasta un período cualquiera del mismo. El flujo de caja acumulado se utiliza para calcular el tiempo de pago y la rentabilidad. ^[25]

2.3.13.2.7. Tiempo de Pago.

El flujo de caja acumulado y no descontado permite calcular el tiempo al cual se paga un proyecto; es decir, al momento en que el flujo de caja acumulado pasa de ser negativo a positivo; en ese momento, teóricamente, el proyecto se ha pagado ^[23]

CAPÍTULO III METODOLOGÍA

En el presente capítulo se detallará la metodología implementada para el cumplimiento de los objetivos propuestos. La **Figura 3.1**, muestra el flujo de trabajo que permitió lograr dichos objetivos.

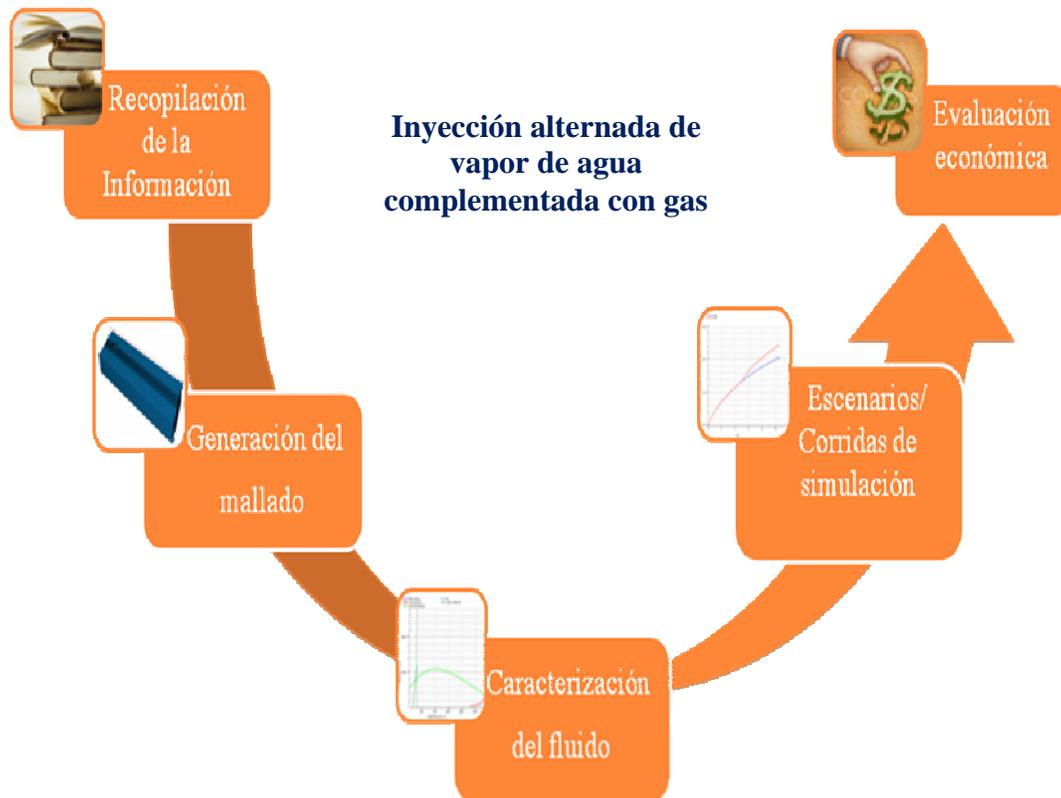


Figura 3.1. Flujo de Trabajo.

3.1. Revisión Bibliográfica.

En esta etapa de la investigación se realizó una revisión exhaustiva de diferentes literaturas, artículos técnicos (papers), trabajos de grado, revistas y diversas fuentes bibliográficas relacionadas con el tema en estudio, a fin de establecer las bases teóricas y conocimientos que sustentan el trabajo especial de grado. Se hizo una revisión de los manuales de los programas utilizados y se realizó una revisión detallada para la recopilación de la información de las propiedades y características de la Faja Petrolífera del Orinoco con la finalidad de generar el modelo de simulación y evaluar la implementación de la tecnología propuesta, la cual pudiera ser parte del portafolio de oportunidades de desarrollo de las empresas operadoras para su futura ejecución, debido a la heterogeneidad que presenta la Faja.

3.2. Encontrar un modelo de simulación representativo de una zona típica de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Con la finalidad de encontrar un modelo de simulación representativo de la Faja Petrolífera del Orinoco, se utilizaron los simuladores Petrel RE y la suite de software de Eclipse. El estudio se realizó en un modelo sectorial tipo caja con límites cerrados y homogéneo tomando en cuenta propiedades promedio representativas de la Faja, con la visión de evaluar la factibilidad técnica de la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas.

Para dar inicio a dicho objetivo, se trabajó con la herramienta Petrel RE, donde se generó la malla de simulación de 28.500 celdas. Utilizando en el panel la opción “*processes/Utilities/Make Simple Grid*” se definieron: las

profundidades del tope y la base, la distancia en dirección “X” y “Y” de la malla y sus respectivos tamaños de celdas, una vez declarada estas variables, el tope y la base fueron convertidas en superficies conformables. Luego se definió el número de capas en dirección “Z”, mediante la opción “*Layering*” ubicado en el panel de “*processes*”. En la **Tabla 3.1** se muestra detalladamente las características del mallado.

Tabla 3.1. Características de la malla.

Número de celdas en x	75
Número de celdas en y	19
Número de celdas en z	20
Tamaño de las celdas en x, pies	40
Tamaño de las celdas en y, pies	40
Tamaño de las celdas en z, pies	5
Distancia en x, pies	3.000
Distancia en y, pies	760
Distancia en Z, pies	100
Área, acres	52,34
Número total de celdas	28.500
Volumen de la malla, Mpies³	228.000

El tamaño de las celdas en la dirección “Y” es variable, las cuales se redujeron en los alrededores del pozo modelo, al mallado se le realizó un refinamiento en las celdas correspondientes a la sección horizontal del pozo (**Figura 3.2**) a fin de lograr reproducir en forma más precisa los fenómenos de transferencia de calor y el desplazamiento del fluido que ocurren durante el proceso de calentamiento y producción del pozo.

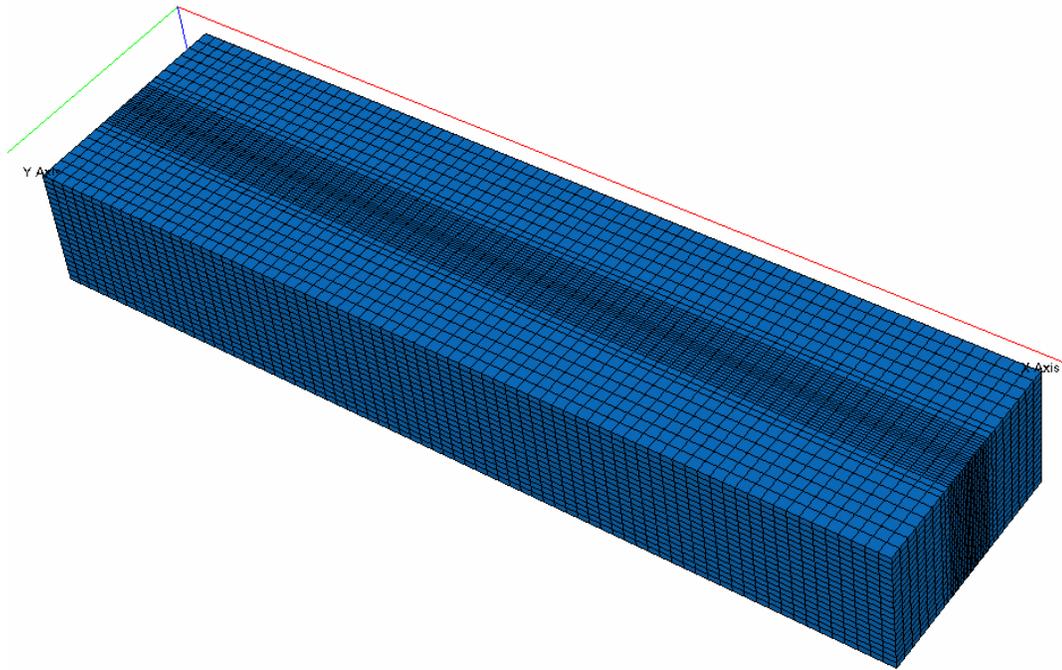


Figura 3.2. Vista 3D del modelo de simulación.

Una vez finalizado el proceso de la elaboración del mallado se procedió a exportarlo en formato .GRDECL para luego usarlo en la creación de los archivos de entrada para ECLIPSE.

3.2.1. Propiedades del yacimiento

Debido a la heterogeneidad que presenta la Faja Petrolífera del Orinoco, se utilizaron valores promedios de las propiedades de la roca y los fluidos presentes en el área de estudio, con referencia de trabajos de grado y publicaciones ya realizadas para sustentar la información y representatividad de la misma ^[26]. En la **Tabla 3.2** se muestran dichos valores.

Tabla 3.2. Propiedades del yacimiento.

Temperatura, °F	122
Presión inicial, Ipca	1.200
Presión de Burbujeo, Ipca	823
Porosidad, %	32
Permeabilidad, mD	7.000
Relación Kv/Kh, frac.	0,3
NTG, frac.¹	0,8
Profundidad, Pie	2.900
Arenas	no consolidadas

En cuanto a las propiedades térmicas del yacimiento se declararon valores, basados en estudios previos de simulación para la roca del yacimiento ^[27]. Mientras que la conductividad térmica de las rocas adyacentes se declaró con un valor teórico perteneciente a una lutita saturada de agua ^[13]. En la **Tabla 3.3** se presentan las variables empleadas y sus respectivas magnitudes.

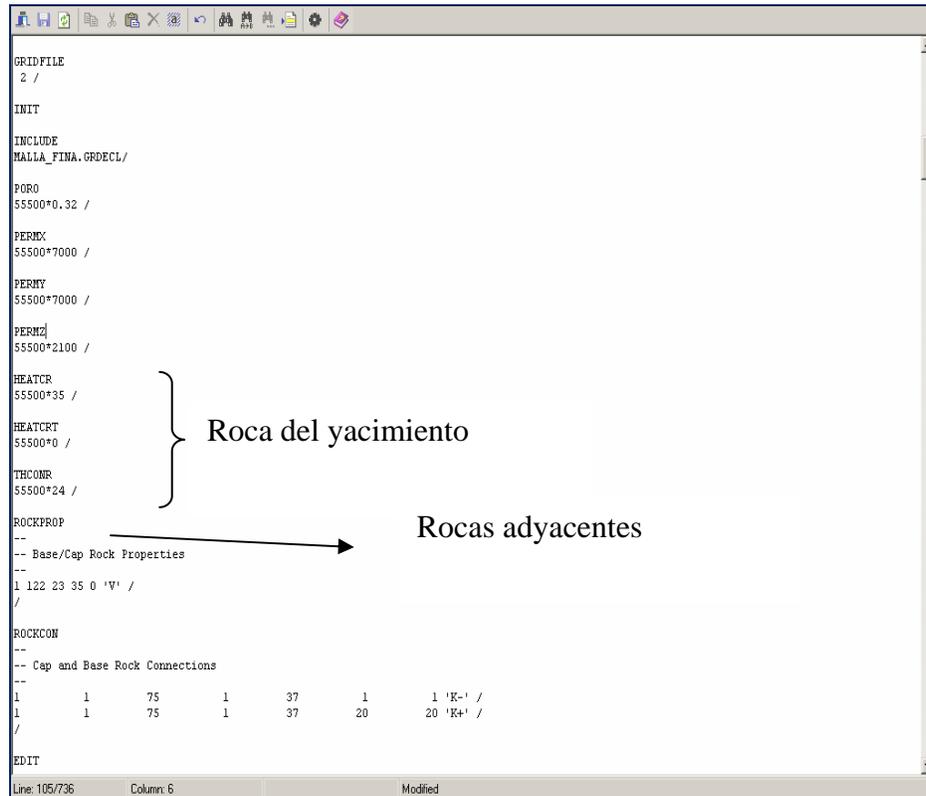
Tabla 3.3. Propiedades térmicas de la roca del yacimiento y las rocas adyacentes.

Temperatura, °F	122
Capacidad calorífica volumétrica, BTU/pie³-°F	35
Conductividad térmica del yacimiento, BTU/pie-d-°F	24
Conductividad térmica de las rocas adyacentes, BTU/pie-d-°F	23

¹ NTG: Relación del neto al bruto (siglas en ingles, Net to Gross)

La temperatura establecida, fue tomada de los datos PVT.

Para el simulador ECLIPSE 300 (**Apéndice A**), la conductividad térmica de la roca del yacimiento se representó en conjunto con los fluidos que la saturan y se declaró con el keyword THCONR. La capacidad calorífica volumétrica se declaró con el keyword HEATCR. Tanto la roca del yacimiento como las rocas adyacentes tienen sus propiedades características que la diferencian, estas últimas se definieron usando el keyword ROCKPROP, (**Figura 3.3**).



```
GRIDFILE
2 /

INIT

INCLUDE
MALLA_FINA.GRDECL/

PORO
55500*0.32 /

PERMX
55500*7000 /

PERMY
55500*7000 /

PERMZ
55500*2100 /

HEATCR
55500*35 /

HEATCRT
55500*0 /

THCONR
55500*24 /

ROCKPROP
--
-- Base/Cap Rock Properties
--
1 122 23 35 0 'V' /
/

ROCKCON
--
-- Cap and Base Rock Connections
--
1 1 75 1 37 1 1 'R-' /
1 1 75 1 37 20 20 'R+' /
/

EDIT
Line: 105/736 Column: 6 Modified
```

Figura 3.3. Dataset con los keywords usados para la opción térmica de las rocas.

3.2.2. Propiedades del fluido.

Se utilizó un fluido perteneciente a la Faja Petrolífera del Orinoco al igual que las propiedades roca-fluido, para construir el modelo de simulación dichos datos fueron validados y posteriormente ajustados por medio de la ecuación de estado.

3.2.2.1. Validación de los datos PVT.

Con la finalidad de determinar la consistencia de las pruebas de laboratorio, se realizó la validación de los datos PVT. Para dicha validación se implementaron las siguientes pruebas:

Linealidad de la función “Y”, a partir de la prueba de expansión a composición constante se obtiene la presión de burbuja, los volúmenes relativos en función de la presión y la compresibilidad del petróleo (**Tabla 3.4**). Si estos datos han sido bien medidos en el laboratorio se debe obtener una línea recta al graficar la Función “Y” en función de la presión.

Para calcular los valores de la función “Y” se utilizó la ecuación 3.1 que relaciona la diferencia de presión con el volumen relativo:

$$\text{Función } Y = \frac{P_b - P}{P \left(\frac{V}{V_b} - 1 \right)} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

donde;

P_b: presión de burbujeo, l_{pca}.

P: presión a la cual se calcula “Y”, l_{pca}

V: volumen bifásico (gas+liquido) a P, cm³

Vb: volumen a Pb, cm³

Tabla 3.4. Prueba de expansión a composición constante.

Presión (Lpca)	Volumen Relativo	Compresibilidad del petróleo *10⁻⁶ (1/Lpca)
5.015	0,9829	3,72
4.545	0,9846	3,77
3.965	0,9868	3,86
3.530	0,9885	3,93
3.005	0,9906	4,03
2.605	0,9922	4,11
2.060	0,9944	4,25
1.605	0,9963	4,39
1.120	0,9985	4,57
Pb = 823	1	4,69
738	1,0136	
647	1,0334	
569	1,0566	
487	1,0908	
348	1,1905	
238	1,362	
166	1,6024	
107	2,0505	

La validación de la prueba de liberación deferencial, se realizó mediante un balance de masa, en la **Tabla 3.5** se muestran los datos reportados por la prueba de liberación diferencial:

Tabla 3.5. Prueba de liberación diferencial.

Presión (psia)	Factor vol. del petróleo (Bo) (bbl/STB)	RGP en solución (SCF/STB)	Densidad petróleo (g/cc)	Factor vol. del gas (Bg)	Factor (Z)	Densidad relativa del gas (Air = 1)
5.015	1,061		0,974			
4.545	1,063		0,972			
3.965	1,066		0,97			
3.530	1,067		0,968			
3.005	1,07		0,966			
2.605	1,071		0,965			
2.060	1,074		0,963			
1.605	1,076		0,961			
1.120	1,078		0,959			
823	1,08	89,9	0,957			
573	1,068	72,7	0,966	0,027	0,939	0,633
361	1,058	60,3	0,973	0,0438	0,959	0,655
165	1,048	47,2	0,98	0,0979	0,98	0,701
63	1,039	35,9	0,987	0,2602	0,991	0,755
15	1,023	0	0,994	1,1157	0,996	0,803

Para ratificar la validez de la prueba, el porcentaje de error entre la R_s calculado y el experimental debió ser menor a 5 %. Para determinar la R_s por balance de masas se utilizan las ecuaciones mostradas a continuación:

- **A 14,7 lpca y 60 °F**

Masa de Petróleo:

$$m_{o_1} = (\gamma_o \rho_w) 1.000 \text{ (gm)} \quad \text{(Ec. 3.2)}$$

$$\rho_w = 0,999015 \left(\frac{\text{gm}}{\text{cc}} \right)$$

Masa de gas en solución: $mg_1 = 0$

Volumen de gas en solución: $Vg_1 = 0$

Volumen de gas en solución acumulado: $vga_1 = 0$

Relación gas petróleo en solución: $Rs_1 = 0$

- **A 14,7 lpca y temperatura de la prueba**

Masa de Petróleo: $m_{o_2} = m_{o_1}$

Masa de gas en solución: $mg_2 = 0$

Volumen de gas en solución: $Vg_2 = 0$

Volumen de gas en solución acumulado: $vga_2 = 0$

Relación gas petróleo en solución: $Rs_2 = 0$

- A Pi y T

Masa de petróleo:

$$m_{o_1} = (\rho_{o_{d_i}} B_{o_{d_i}}) 1.000 \text{ (gm)} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Subíndices:

d= Diferencial.

i= Nivel de presión.

Masa de gas en solución:

$$m_{g_i} = m_{o_i} - m_{o_{i-1}} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Volumen de gas en solución:

$$V_{g_i} = 0,02881 \frac{m_{g_i}}{\gamma E_{d_{i-1}}} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Volumen de gas en solución acumulado a Pi:

$$V_{ga_i} = V_{g_i} + V_{ga_{i-1}} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Relación gas petróleo en solución:

$$R_{s_{d_i}} = 159 * V_{ga_i} \left(\frac{PCN}{BN} \right) \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Por último se realizó la prueba de desigualdad donde se debe cumplir la desigualdad de la ecuación 3.8:

$$\frac{\partial B_{gd}}{\partial P} < B_g \frac{\partial R_{gd}}{\partial P} \quad (\text{Ec. 3.8})$$

En el apéndice B se encuentran los resultados de la validación de los datos PVT.

3.2.2.2. Ajuste de la Ecuación de Estado del Fluido.

Una vez validado los datos PVT se procedió al ajuste de la ecuación de estado donde se caracterizó el petróleo extrapesado de 8.2° API, para representar la variación de composición, comportamiento de fase y propiedades volumétricas que sufre el fluido del yacimiento a partir de los cambios de Presión y Temperatura que se llevan a cabo en un proceso de recuperación térmica como la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas.

Se empleó el módulo PVTi de ECLIPSE, para efectuar el proceso de ajuste de la Ecuación De Estado (EDE).

El diagrama de la Figura 3.4, muestra las etapas que implica el proceso de ajuste.



Figura 3.4. Diagrama esquemático de las etapas requeridas para el ajuste de la EDE del fluido del yacimiento.

A continuación se detallaran estas etapas:

a) Carga de Datos del Fluido: a partir del informe PVT disponible, se cargó en el programa la siguiente información:

- Composición del fluido del yacimiento: sus componentes y fracciones molares, Peso molecular de la fracción Plus.
- Temperatura inicial del yacimiento.
- Presión de Saturación o Presión de Burbuja del yacimiento.
- Prueba de Expansión a Composición Constante y la Prueba de Liberación Diferencial.

Una vez suministrado los datos anteriores, se seleccionó la ecuación de estado de Peng-Robinson de tres parámetros, pues la inclusión del Coeficiente de Traslación de Volumen (tercer parámetro) permite mejores estimaciones del comportamiento de líquido en el ajuste.

b) Agrupamiento en pseudocomponentes: para reducir tiempo de cómputo y mejorar la capacidad de procesamiento, fue necesario reducir el número de componentes a un número mínimo que mantenga en lo posible la representatividad en las propiedades del fluido y optimice el tiempo de cómputo. Se realizó el agrupamiento de la composición original (34 componentes) en componentes afines, lo cual permitió obtener cuatro (4) pseudocomponentes resultantes para caracterizar el fluido, dejando el Metano (CH_4) y el Nitrógeno (N_2) como componentes puros. Dicho agrupamiento de los componentes se efectuó según el comportamiento de las curvas de los valores K o constantes de equilibrio de fase en función de la presión. Se agruparon los componentes según la semejanza del comportamiento de sus curvas de K con presión, verificando la tendencia a estar dentro de una u otra fase (gas o líquido) en el rango de presiones del yacimiento y del rango posible en el cual éste se encontrará durante el proceso de recuperación mejorada.

Se agruparon entre sí preferencialmente aquellos que se mantuvieron en el rango de presión de interés dentro de una misma fase. La **Figura 3.5** muestra el comportamiento típico de las curvas de valores K para un sistema multicomponente.

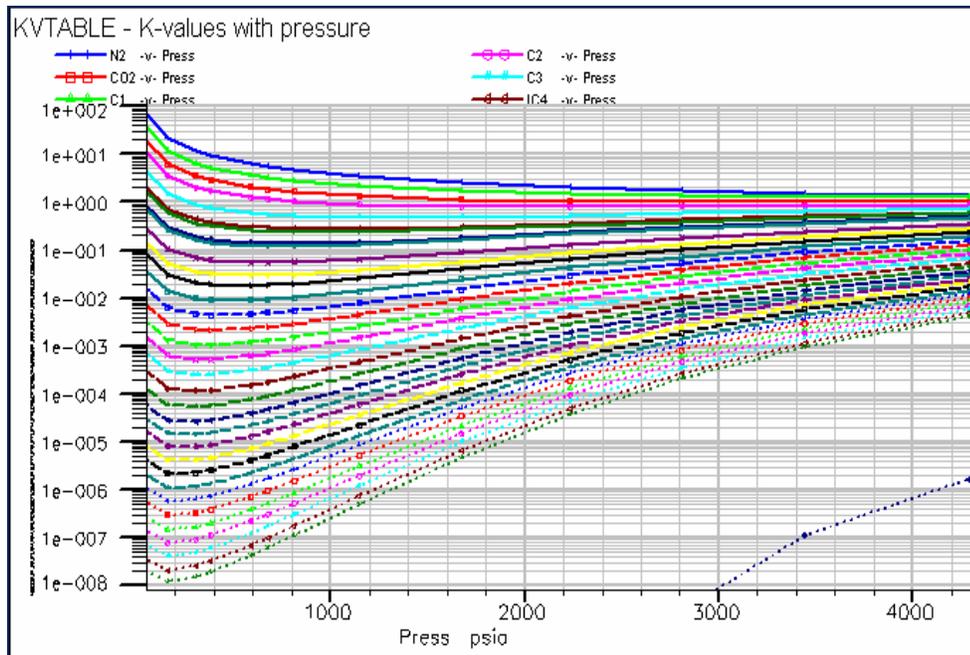


Figura 3.5. Curvas de valores K para un sistema multicomponente.

En el presente trabajo se definieron 4 pseudocomponentes, dos que representan la fracción volátil del petróleo, una donde se agruparon los componentes medianos y otro para los componentes más pesados, la **Tabla 3.6** muestra estos componentes.

Tabla 3.6. Propiedades de los pseudocomponentes del fluido.

Pseudo-componentes	Componentes	Porcentaje Molar	Porcentaje Másico	Peso Molecular	Gravedad Específica
N₂	N ₂	0,09926	0,0086935		
C1	C1	17,126	0,85903		
C2+	CO ₂ .C6	10,231	0,27346	85,487	0,68619

C20+	(C7-C30 ₊)	81,752	98,859	386,77	0,8898
-------------	------------------------	--------	--------	--------	--------

c) Regresión: La etapa de Regresión se basa en seleccionar el juego de variables principales (parámetros de la EDE: Ω_a , Ω_b , Temperatura, Presión, Volumen Críticos, Factor Acéntrico, etc.) y asignar “pesos” o valores a estas variables, que permitan en principio representar el comportamiento volumétrico del fluido, es decir, del factor volumétrico del petróleo, densidad de líquido, relación gas/petróleo en solución con el mínimo porcentaje de error posible entre los valores medidos (obtenidos a partir del informe PVT) y los valores calculados por el programa PVTi, y en función de este ajuste comparado con el comportamiento real, representar de la mejor forma posible, el comportamiento de equilibrio de fases del petróleo. Esto se efectuó a partir de procesos iterativos y ensayo- error en función de las variables y pesos asignados a las mismas. Fue necesario observar el comportamiento de los valores calculados ante cada modificación de una variable y analizar las tendencias de las curvas calculadas y el porcentaje de error (generalmente son aceptables errores relativos inferiores al 10%).

Los resultados del proceso de regresión y ajuste de la EDE a partir de los pseudocomponentes, se muestran a continuación.

Se logró el menor porcentaje de error posible en el ajuste de la presión de burbuja del fluido del yacimiento, con un valor de 0,013 % y se observó en la **Figura 3.6** su ajuste en la envolvente de fase.

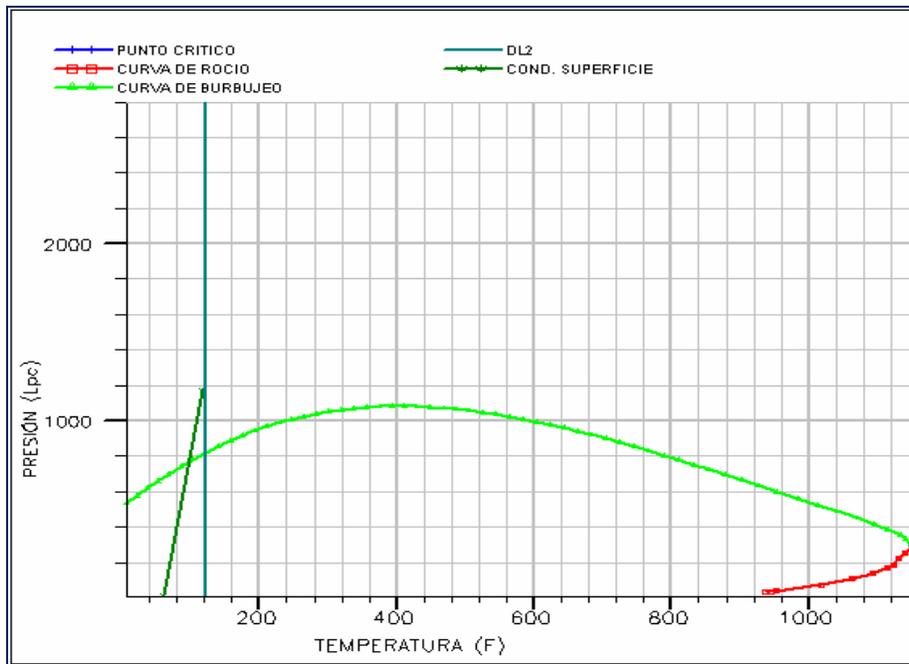


Figura 3.6. Envoltente de fase final, EDE ajustada.

Con un porcentaje de error promedio de 0,15 %, se logró el ajuste de la densidad de líquido (**Figura 3.7**). Para el factor volumétrico del petróleo se obtuvo 1,25 % de error promedio, manteniendo la tendencia del comportamiento experimental (**Figura 3.8**). En la **Figura 3.9**, se muestra el comportamiento de la relación Gas-Petróleo en Solución, el cual tiene un porcentaje de error promedio de 13,47%. Las curvas presentes en estas figuras corresponden a los valores cargados de los experimentos (puntos rojos) y la curva azul corresponde a los valores calculados por la EDE.

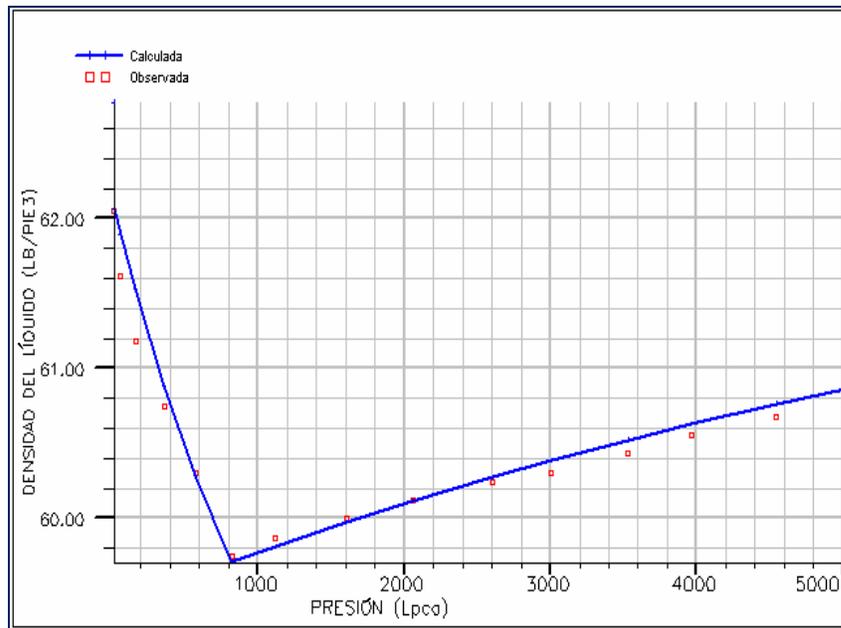


Figura 3.7. Ajuste de la densidad de líquido del fluido.

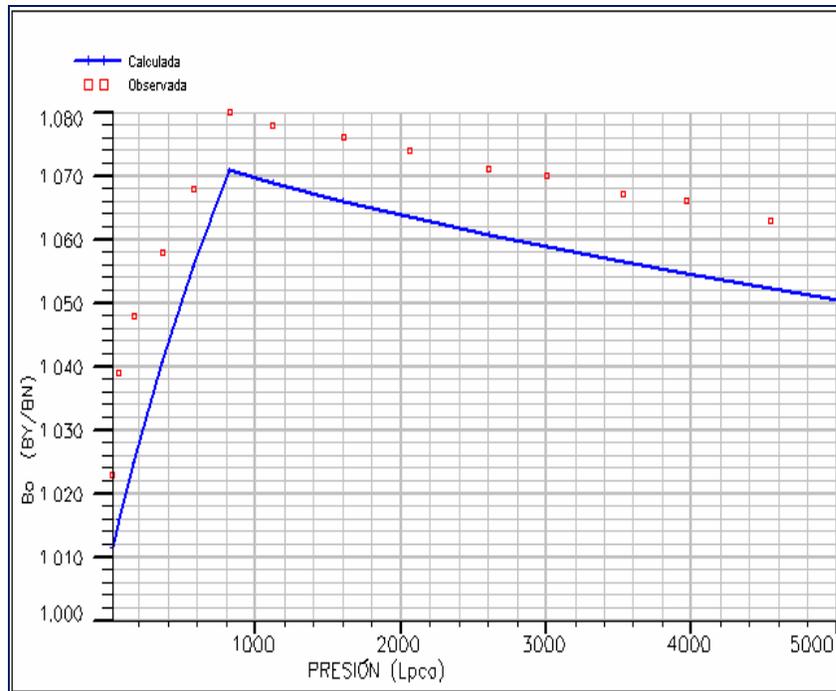


Figura 3.8. Ajuste del factor volumétrico del petróleo.

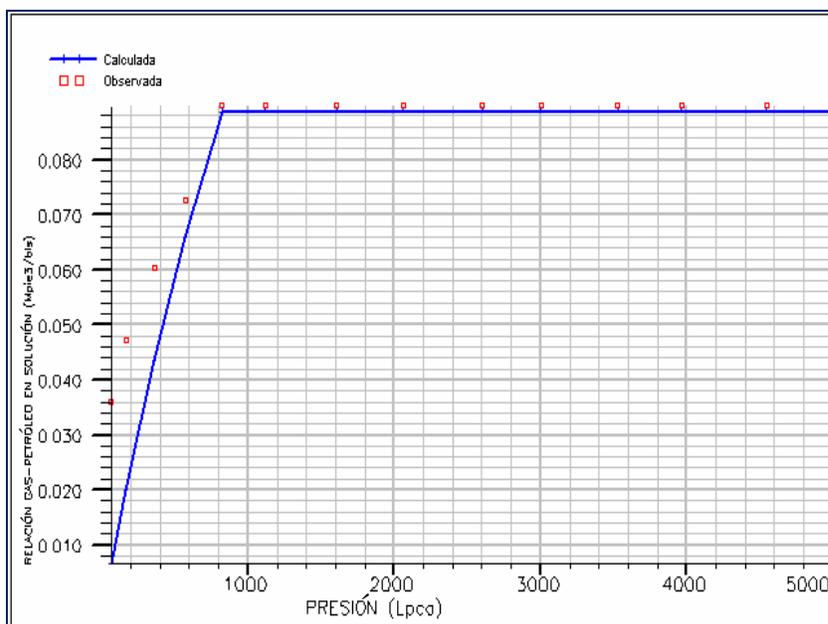


Figura 3.9. Ajuste de la relación Gas/Petróleo en solución.

Una vez alcanzado el ajuste de las propiedades volumétricas y de fase del fluido, se exportó esta información en un archivo de extensión .PVO, que debe ser incluido en la fase de simulación dinámica, el cual contiene las especificaciones de las variables que permitieron construir la ecuación de estado y representar el comportamiento del fluido ante los cambios de presión, temperatura y composición.

3.2.2.3. Curvas de permeabilidad relativa.

Las curvas de permeabilidad relativa fueron obtenidas por medio de las correlaciones de Corey y colaboradores, debido a que no se disponía de muestras de núcleos para determinar dichos valores. A partir del artículo de la SPE 53691, se tomaron los valores extremos o “End Points” de las curvas

de permeabilidad relativa. Estos valores son: saturación de petróleo residual (S_{or_w}), saturación de agua connata (S_{w_c}), saturación de gas crítica (S_{g_c}), permeabilidad relativa al petróleo a la saturación de agua connata (K_{or_w}), permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de gas mínima (K_{ro_g}), permeabilidad relativa del gas (K_{r_g}) y permeabilidad relativa al agua a la saturación residual de petróleo (K_{rw_o}), estos valores están resumidos en la **Tabla 3.7**.

Tabla 3.7. Puntos Extremos para el cálculo de las curvas de permeabilidad relativa.

Punto Extremo	Valor
S_{or_w}	0,2
S_{g_c}	0,09
S_{or_g}	0.15
S_{w_c}	0,12
K_{or_w}	1
K_{ro_g}	1
K_{r_g}	0,4
K_{rw_o}	0,085

Al tener estos valores fue posible usar las correlaciones de Corey ^[28]:

- Sistema agua-petróleo

$$K_{ro} = (K_{ro})_{S_{w_c}} \left(\frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{w_c} - S_{orw}} \right)^{n_o} \quad (\text{Ec. 3.10})$$

$$K_{rw} = (K_{rw})_{S_{or}} \left(\frac{S_w - S_{ow}}{1 - S_{w_c} - S_{orw}} \right)^{n_w} \quad (\text{Ec. 3.11})$$

- Sistema gas-petróleo

$$K_{rE} = (K_{rE})_{S_{wc}} \left(\frac{s_g - s_{gc}}{1 - s_{gc} - (s_{wc} + s_{org})} \right)^{n_E} \quad (\text{Ec. 3.12})$$

$$K_{ro} = (K_{ro})_{s_{gc}} \left(\frac{1 - s_g - (s_{wc} + s_{org})}{1 - s_{gc} - (s_{wc} + s_{org})} \right)^{n_{go}} \quad (\text{Ec. 3.13})$$

Donde los valores de los exponentes reciben el nombre de exponentes de Corey y se usaron los valores reportados por Fernández en su trabajo de grado ^[27] los cuales fueron: 3 para n_o y n_g , y 4 para n_w y n_{go} .

En la **Figura 3.10** y **3.11** se observa el comportamiento de estas curvas.

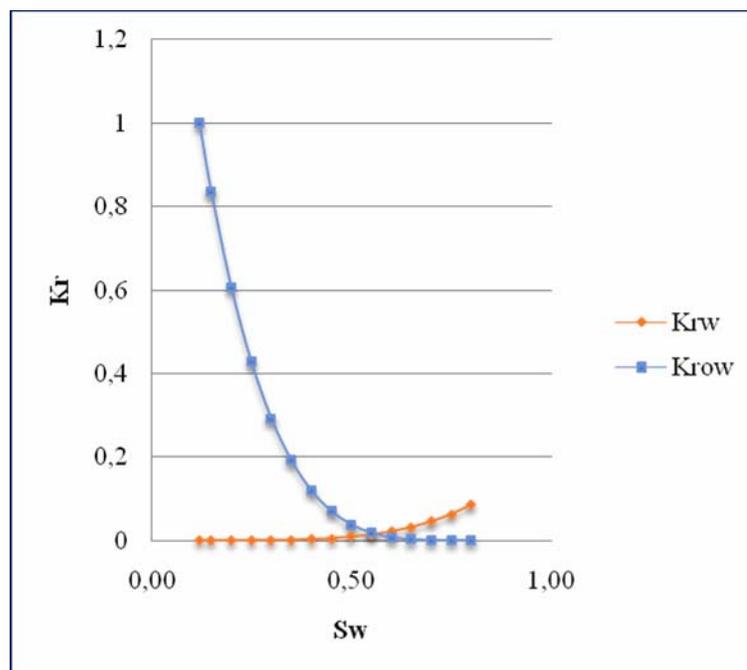


Figura 3.10. Curvas de permeabilidad relativa petróleo-agua.

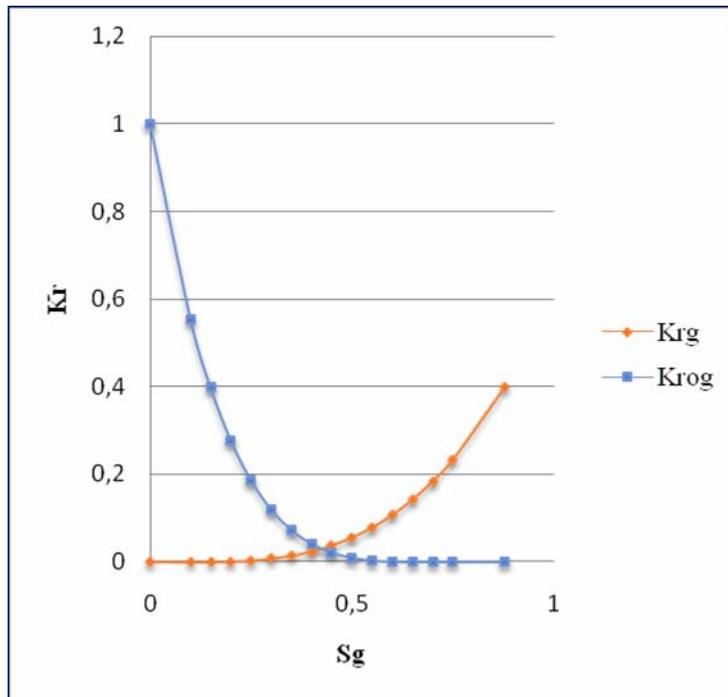


Figura 3.11. Curvas de permeabilidad relativa petróleo-gas.

3.2.3. Generación del pozo productor/inyector.

Para crear el pozo horizontal se utilizó la herramienta Petrel RE. En la **Figura 3.12**, se muestra la secuencia usada para generar el pozo, en el panel de “processes” se selecciona la carpeta “well engineering/ well path desing”, luego de seleccionar esta opción, se activan las herramienta de la barra de funciones. Como es un pozo netamente horizontal se creó manualmente colocando dos puntos, uno al inicio del pozo y otro al final, generándose con esto la trayectoria del pozo. Dicho pozo está ubicado en todo el centro del modelo (**Figura 3.13**).

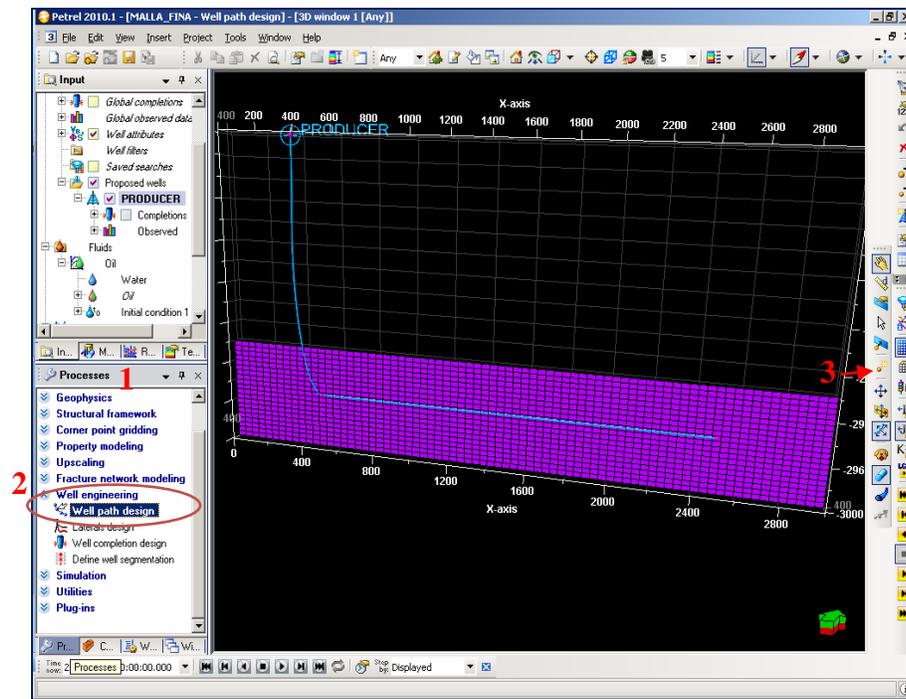


Figura 3.12. Interface de petrel para la generación del pozo.

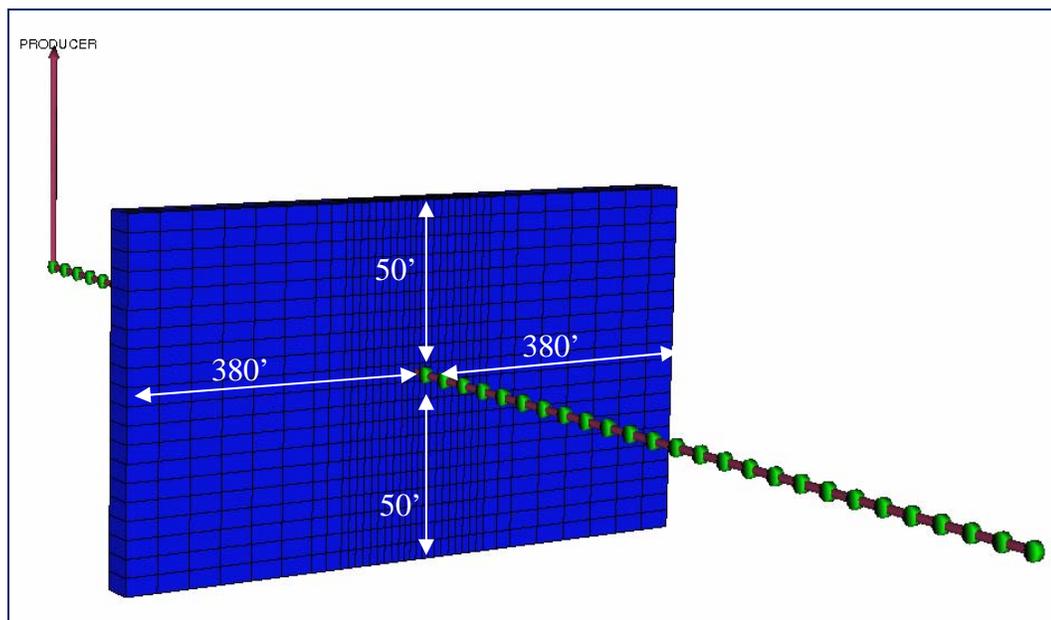


Figura 3.13. Ubicación del pozo dentro del mallado de simulación.

Una vez creada la sección horizontal de 2.000 pie de longitud se procedió a completar el pozo, con liner ranurado y una tubería de 7 pulgadas de diámetro, dicha completación se muestra en la **Figura 3.14**. En este estudio se utilizó la opción de pozos multi-segmentados, la cual permite simular el flujo de fluidos, la transferencia de calor en pozos avanzados (horizontales y/o multilaterales) y la representación precisa de la dinámica de flujo multifásico a través de los pozos horizontales. La descripción detallada de las condiciones de flujo de fluidos dentro y a lo largo del pozo se obtiene dividiendo el hoyo en un número arbitrario de segmentos. Cada segmento cuenta con su propio sistema de variables independientes para describir las condiciones de flujo locales. El modelo considera las pérdidas de presión a lo largo del pozo y a través de cualquier elemento de la completación.

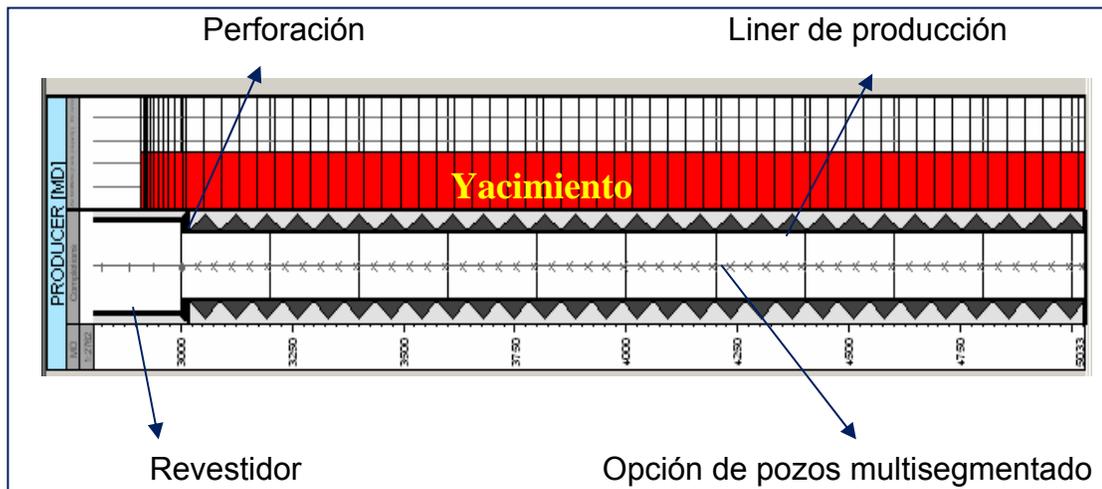


Figura 3.14. Completación del pozo con opción multisegmentada.

En el proceso de inyección alternada el pozo utilizado cumple la función de inyector y productor dependiendo cómo se planifique el mismo, para efectos de la simulación es necesario generar dos pozos independientes: uno productor y otro inyector con la finalidad de representar este proceso. Se

estableció como presión de fondo fluyente una presión de 400 Lpc para el pozo productor y para el pozo inyector una presión de inyección de 1.200 Lpc.

3.2.4. Creación de caso base para la simulación.

Una vez obtenido el modelo de simulación se procedió a crear el archivo base para la simulación donde se uso ECLIPSE 300. Este archivo es general para todos los casos y, en función al caso a simular surgieron algunos cambios.

La generación del archivo de entrada para la simulación es un archivo con extensión .DATA, que contiene toda la información necesaria para que se pueda realizar la corrida. Los archivos de entrada de ECLIPSE están divididos en varias secciones, cada una de las cuales se inicia con un comando específico que le da el nombre a dicha sección y que no posee ningún dato asociado, seguido de los demás comandos que la componen.

La información que posee cada sección fue declarada por palabras claves o “*keywords*”, donde se suministraron los datos antes detallados y las condiciones operacionales de cada uno de los escenarios propuestos.

Se creó el caso base para la simulación, el cual inicializa por equilibrio, usando el keyword EQUIL, donde se declaró la presión y la profundidad de referencia al igual que las profundidades de los contactos agua-petróleo y gas-petróleo, los cuales se establecieron según **Tabla 3.8**.

Tabla 3.8. Condiciones para la inicialización.

Parámetro	Valor
Presión de referencia, Lpc	1.200
Profundidad de referencia, pie	2.950
Profundidades del contacto agua-petróleo, pie	5.000
Profundidades del contacto gas-petróleo, pie	2.000

Usando el keyword WCOMPProd se declararon las condiciones operacionales del pozo productor. En la **Tabla 3.9** se presentan los parámetros empleadas y sus respectivas magnitudes.

Tabla 3.9. Condiciones operacionales del pozo productor.

Parámetro	controlador	Valor
Tasa de producción de petróleo, BN/D	primario	1500
Presión de fondo fluyente, Lpc	secundario	400

Una vez inicializado el caso base, se procedió a calibrar el modelo con la producción real de un pozo perteneciente a la Faja Petrolífera del Orinoco, con la referencia del trabajo publicado por Herrera, específicamente en Cerro Negro ^[29], ya que contaba con características similares a las establecidas para el estudio. El objetivo de esta calibración era encontrar un modelo de simulación que reprodujera en buen acuerdo las tasas de producción de petróleo de un pozo de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Según el caso a simular, los keywords en la sección SCHEDULE variaron. A continuación en la **Tabla 3.10** se muestra una comparación de los keywords implementados en dicha sección, para los diferentes casos.

Tabla 3.10. Comparación de los keywords implementados en la sección SCHEDULE, para los diferentes casos.

KEYWORD	Caso base	Iny. de vapor	Inyección de vapor complementada con gas
WELSPECS	✓	✓	✓
COMPDAT	✓	✓	✓
WELSEGS	✓	✓	✓
COMPSEGS	✓	✓	✓
WCONPROD	✓	✓	✓
WCONINJE		✓	✓
WINJTEMP		✓	✓
WELLSTRE			✓
WINJGAS			✓

En el **apéndice A**, se mostrarán algunas de las ecuaciones que utiliza ECLIPSE 300 para tomar en cuenta las características térmicas de las rocas y fluidos.

3.3. Simular diferentes escenarios de producción con la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas, entre estos: Metano y Nitrógeno.

Para evaluar la tecnología propuesta, se definieron diferentes esquemas de explotación, con un horizonte de producción de 10 años, donde los cinco primeros años del estudio se desarrollan mediante mecanismos de explotación primario y posteriormente se implementa el uso de métodos de explotación alternativos, a continuación se presentaran tres casos principales propuestos:

3.3.1. Caso 1: Inyección alternada de vapor convencional.

Principalmente se realizó una prueba aplicando inyección alterna de vapor al pozo modelo con los parámetros de temperatura y presión de inyección de vapor utilizados en estudios anteriores a pozos de la Faja; con la finalidad de tener una referencia con el proceso de inyección alternada de vapor de agua complementada con gas, que se aplicó posteriormente, y así contrastar los resultados obtenidos con los resultados alcanzados en proyectos realizados en otros países del mundo.

Para la simulación del caso de la inyección alternada de vapor las condiciones operacionales se indican a continuación:

- Tasa de inyección de vapor de 250 tons/d (1.570 bls equivalentes de agua/d) como control principal, con un límite de presión de inyección de 1.200 lpca.

- Vapor inyectado a 560 °F con 80 % de calidad.

3.3.2. Caso 2: Inyección alternada de gas.

Se planteó este caso para determinar el impacto que tienen los gases puros como método de recuperación en los crudos extrapesados. En la **Tabla 3.11**, se puede detallar parte de la composición del fluido empleado, donde resalta la gran cantidad del gas Metano, el cual es el principal foco de interés del estudio por su disposición en dichos campos.

Tabla 3.11. Composición del fluido empleado para el estudio.

COMPONENTES	% molar
N ₂	0,13
CO ₂	2,80
C1	22,43
C2	0,08
C3	0,04
iC4	0,01
nC4	0,03
iC5	0,04
nC5	0,08
C6	0,49
⋮	
C30+	73,87

En la inyección alternada de gas se desarrollaron dos escenarios de simulación para comparar el proceso usando N_2 y CH_4 . Los escenarios fueron evaluados bajo las mismas condiciones de presión, volumen y temperatura de inyección. Luego de un periodo de inyección de 20 días, el pozo fue cerrado por 10 días permitiendo así la segregación y reacomodo del gas. Posterior al cierre del pozo, fue abierto a producción por 13 meses.

Para la simulación del caso de la inyección alternada de gas las condiciones operacionales fueron las siguientes:

- Tasa de inyección de gas de 1.000 Mpie³/d como control principal, con un límite de presión de inyección de 1.200 lpca.
- Temperatura de inyección de 160 °F.
- Tiempo de inyección de 20 días.
- Tiempo de cierre de 10 días.
- Tiempo de producción de 13 meses.

Una vez comparada la eficiencia de los dos gases puros se procedió a sensibilizar la tasa de inyección de gas, el tiempo de inyección y por último el tiempo de cierre del pozo, para determinar las condiciones óptimas del gas de inyección.

Las sensibilidades realizadas durante las corridas de simulación se muestran en la **Figura 3.15**. Al finalizar las sensibilidades de la tasa de inyección, la tasa de inyección que mejor resultó para aumentar la producción fue utilizada como parámetro fijo para sensibilizar los tiempos de

inyección, del mismo modo, se procedió con los tiempos de cierre, dejando el resto de los parámetros constantes.

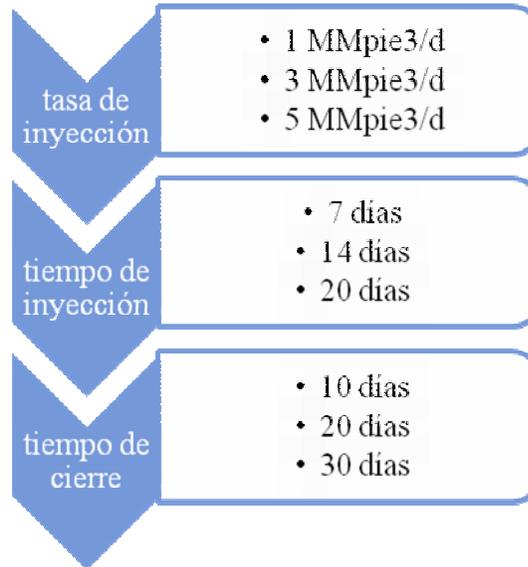


Figura 3.15. Sensibilidades de las variables operacionales estudiadas.

3.3.3. Caso 3: Inyección alternada de vapor complementada con gas.

La intención de la tecnología propuesta es disminuir los requerimientos de vapor al complementar la inyección de vapor con gas. La razón por la cual el gas Metano fue utilizado para evaluar en conjunto con el vapor, se debe a su disposición en pozos de la Faja. Aunque el vapor y el gas son dos fluidos termodinámicamente distintos, es posible implementarlos en la recuperación del petróleo y además generar buenos resultados de producción con respecto a la inyección de vapor convencional.

A continuación, se detallan cinco diferentes configuraciones o escenarios evaluados para inyectar el gas y el vapor, con el objetivo de determinar el mejor caso basado en la mayor producción de petróleo. En todos los casos que se presentaran, se inyectó Metano y los ciclos se repitieron luego de 13 meses de producción cuando la tasa de petróleo era similar a la tasa que tenía el pozo antes de ser estimulado con la inyección de vapor convencional (**Figura 3.16**). Para efectos de comparación se tomaron como base estos 13 meses de producción para todos los casos.

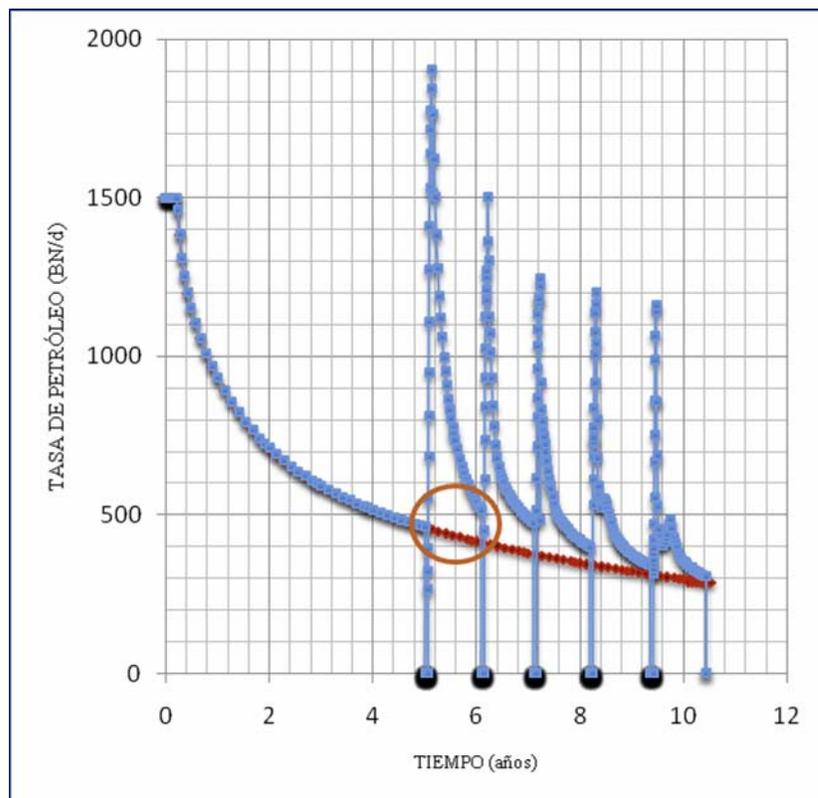


Figura 3.16. Comparación de la tasa de producción al final del primer ciclo de la inyección de vapor con el caso base.

3.3.3.1. Escenario 1: Co-inyección.

Este proceso consistió en inyectar el gas y el vapor simultáneamente. La tasa de gas inyectada fue una fracción del volumen de vapor disponible a inyectar y su volumen equivalente a inyectar en superficie fue determinado a partir de la ecuación de estado de los gases, ver ecuación 1 en el apéndice C.

El ciclo de inyección para este escenario constó de 20 días de inyección de ambos fluidos, 20 días de cierre del pozo para la distribución y reacomodo del gas y del vapor dentro del medio poroso y 13 meses el pozo abierto para producción. La **Figura 3.17** muestra un esquema del proceso de co-inyección durante un ciclo de inyección.

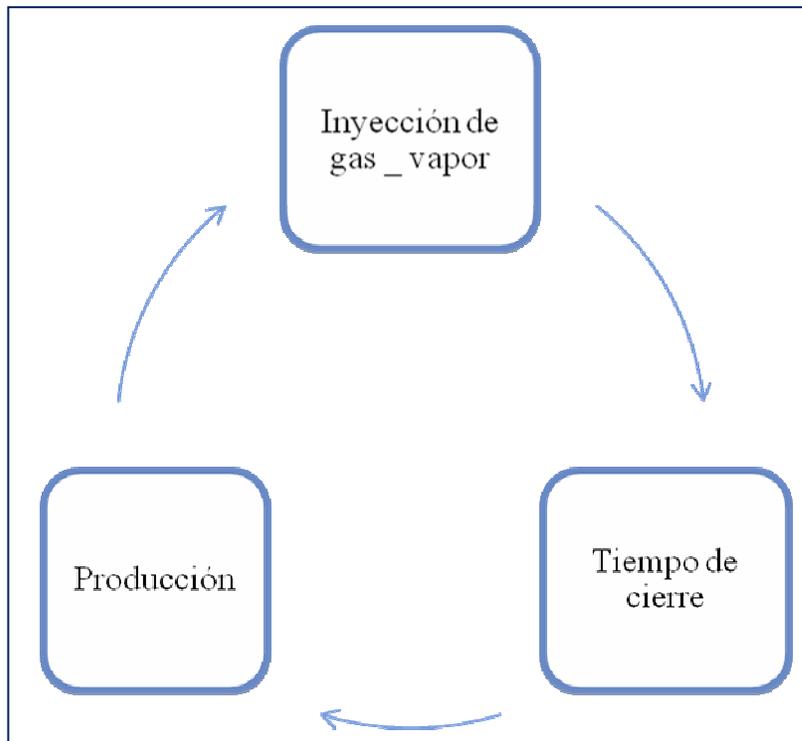


Figura 3.17. Esquema del proceso de co-inyección durante un ciclo de inyección.

Las condiciones operacionales para la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas en este escenario son mostradas en la **Tabla 3.12.**

Tabla 3.12. Condiciones de operación para la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas.

Parámetros	Valor
Temperatura del vapor, °F	560
Temperatura del gas, °F	160
Presión de inyección, lpc	1.200
Calidad del vapor, frac.	0.8
Vapor inyectado, ton/d	250
Gas inyectado, Mpie ³ /d	714,379
Tiempo de inyección, días	20
Tiempo de cierre, días	20
Tiempo de producción, meses	13

3.3.3.2. Escenario 2: Inyección de vapor_gas simultáneamente.

Tomando en cuenta que a nivel de superficie se cuenta con un generador portátil cuya capacidad máxima es de 250 toneladas por día y un compresor donde es posible comprimir 5 MMPCND de gas se procedió a inyectar dichos fluidos, a una temperatura de inyección de vapor de 560 °F, durante 20 días de inyección con un tiempo de cierre de 20 días. Para el periodo de producción el pozo fue abierto por 13 meses, en la **Figura 3.18**, se puede

apreciar el esquema del proceso de inyección de vapor_gas simultáneamente durante un ciclo de inyección.

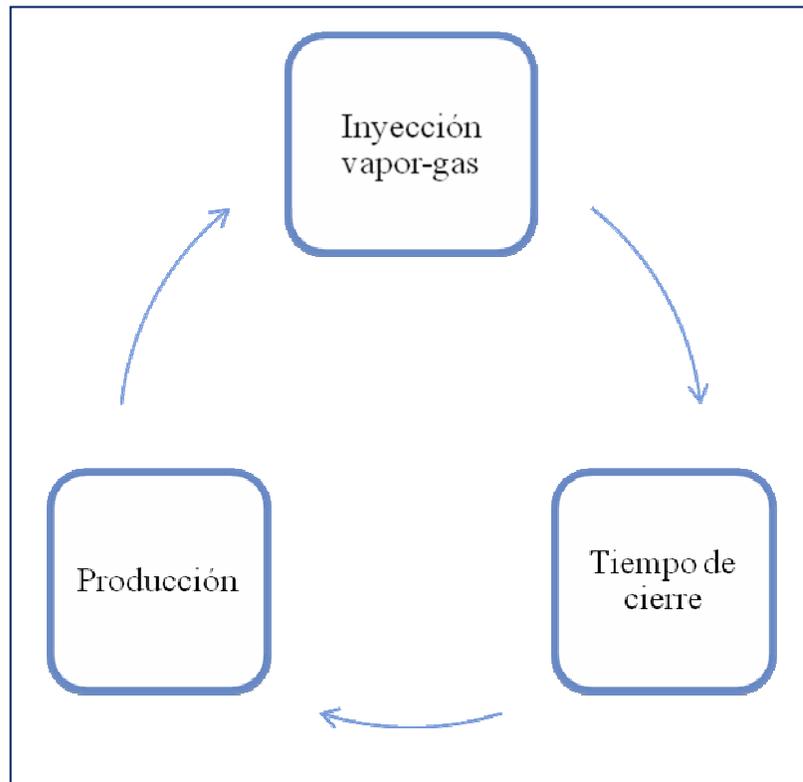


Figura 3.18. Esquema del proceso de inyección de vapor_gas simultáneamente durante un ciclo de inyección.

3.3.3.3. Escenario 3: Inyección de gas_vapor alternado.

Este escenario consistió en inyectar 5 MMPCND de gas en un lapso de 20 días, luego se cerró el pozo por 20 días para la segregación del gas, posteriormente se inyectaron 250 ton/d de vapor por un periodo de 20 días y

se cerró el pozo por 7 días para el remojo. El tiempo de producción del pozo contó con un lapso de 13 meses luego de haberse inyectado los fluidos, la **Figura 3.19** muestra el esquema del proceso de inyección de gas_vapor alternado durante un ciclo de inyección.

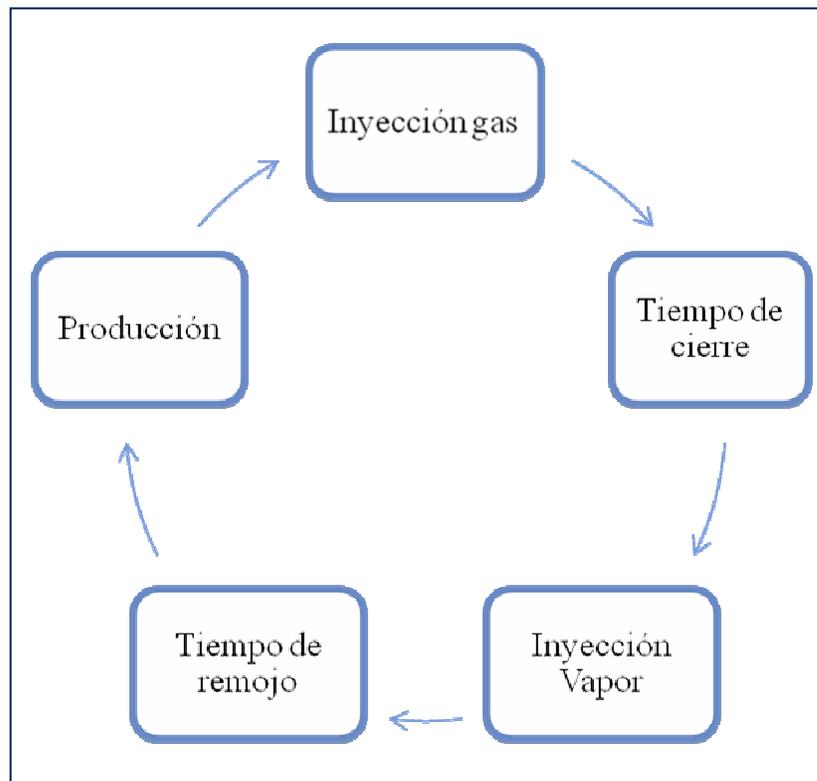


Figura 3.19. Esquema del proceso de inyección de gas_vapor alternado durante un ciclo de inyección.

3.3.3.4. Escenario 4: Inyección de vapor_gas alternado.

Al igual que el escenario anterior se simularon los ciclos de inyección para este caso, con la diferencia que el orden de inyección de los fluidos para este escenario cambió inyectando primero el vapor y luego el gas (**figura 3.20**).

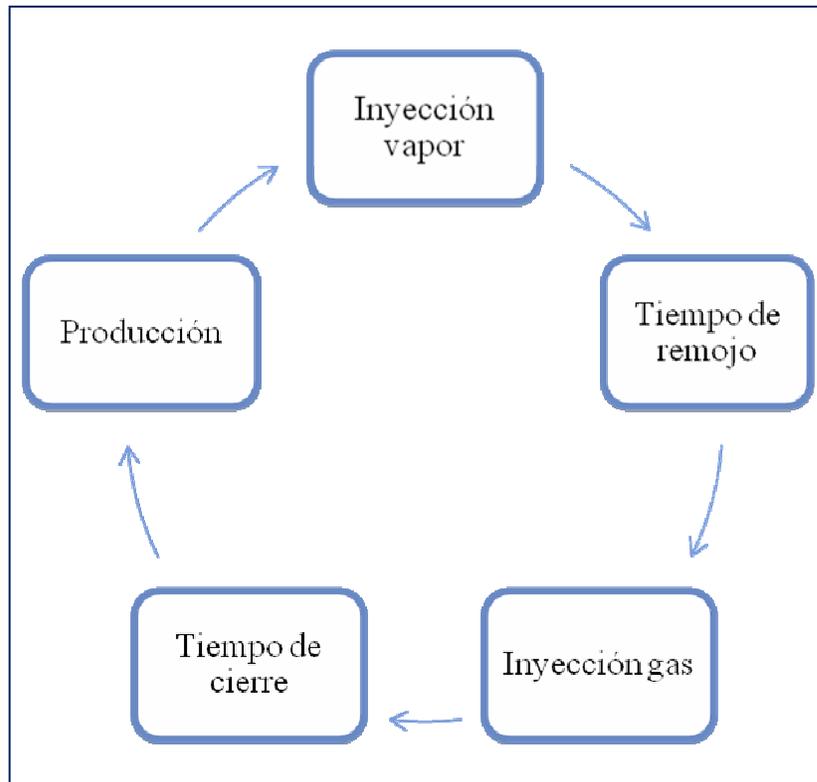


Figura 3.20. Esquema del proceso de inyección de vapor_gas alternado durante un ciclo de inyección.

3.3.3.5. Escenario 5: Inyección de gas seguido de vapor

En este escenario se inyectó el gas seguido del vapor con una tasa de inyección de 5 MMPCND de gas y 250 ton/d de vapor. Se inyectó el gas por 20 días seguido del vapor por 20 días y se cerró el pozo por un periodo de 20 días, luego se abrió a producción por 13 meses (**figura 3.21**).

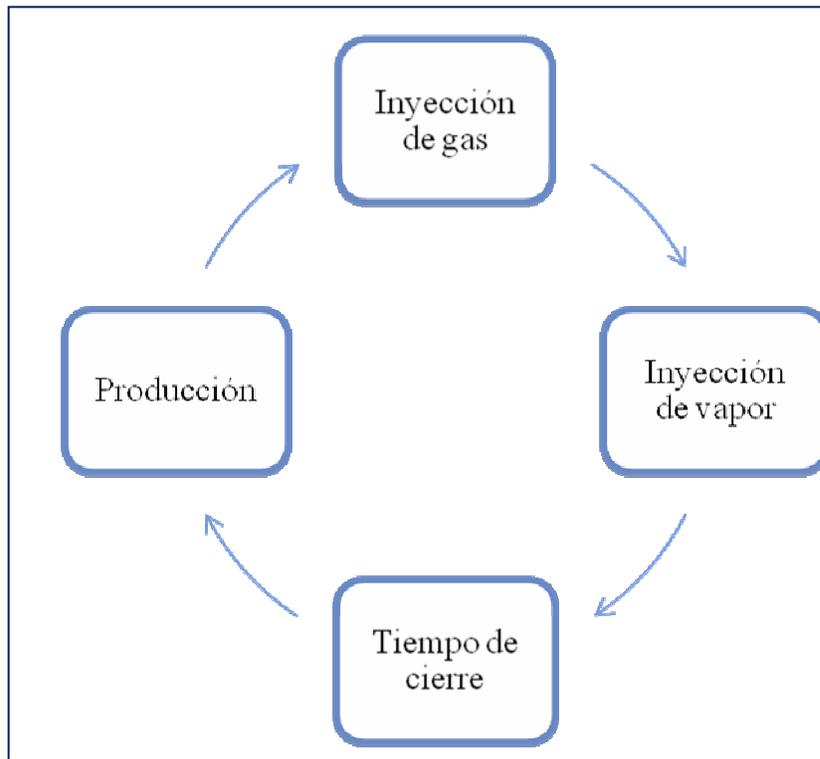


Figura 3.21. Esquema del proceso de inyección de gas seguido de vapor durante un ciclo de inyección.

Las variantes de los escenarios 2, 3, 4 y 5 (con respecto al escenario 1) fueron: la tasa de inyección de vapor y gas. Ya que la temperatura de inyección del gas y del vapor, la presión y la calidad del vapor se mantuvieron siempre constantes para todos los escenarios (**Tabla 3.12**).

3.4. Escoger la eficiencia entre cada uno de los escenarios de producción evaluados.

Una vez evaluado los diferentes escenarios antes mencionados, se seleccionó el que reportó mejor producción de petróleo con respecto al caso

de inyección de vapor convencional. Tomando en cuenta este escenario, se realizó un análisis de sensibilidades en los parámetros característicos de la inyección alternada para evaluar cuál de ellos tenía mayor impacto sobre la producción.

Los parámetros operacionales que se tomaron en consideración para las sensibilidades fueron los siguientes:

- Tasa de inyección de vapor.
- Tiempo de inyección.
- Tiempo de cierre del pozo.

Para disminuir los requerimientos de vapor se realizaron sensibilidades variando la tasa de inyección con los valores mostrados en la **Tabla 3.13**, manteniendo los 5 MMPCND.

Tabla 3.13. Valores sensibilizados para disminuir los requerimientos de vapor.

Porcentaje vapor/metano	tasa de vapor (ton/d)	Bls equivalentes de agua/d	tasa de gas (MMPCND)
100%-100%	250	1.570	5
90%-100%	225	1.413	5
80%-100%	200	1.256	5
70%-100%	175	1.099	5
60%-100%	150	942	5

El flujo de trabajo para la optimización de los parámetros operacionales se ilustra en la **Figura 3.22**. Una vez sensibilizada las tasas de inyección de vapor, la que mejor resultado reportó para el aumento de la producción acumulada de petróleo se seleccionó para incluirla en las sensibilidades de los tiempos de inyección, de forma análoga se sensibilizaron los tiempos de cierre del pozo hasta obtener el mejor caso, dentro de los rangos operacionales evaluados, para la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas.

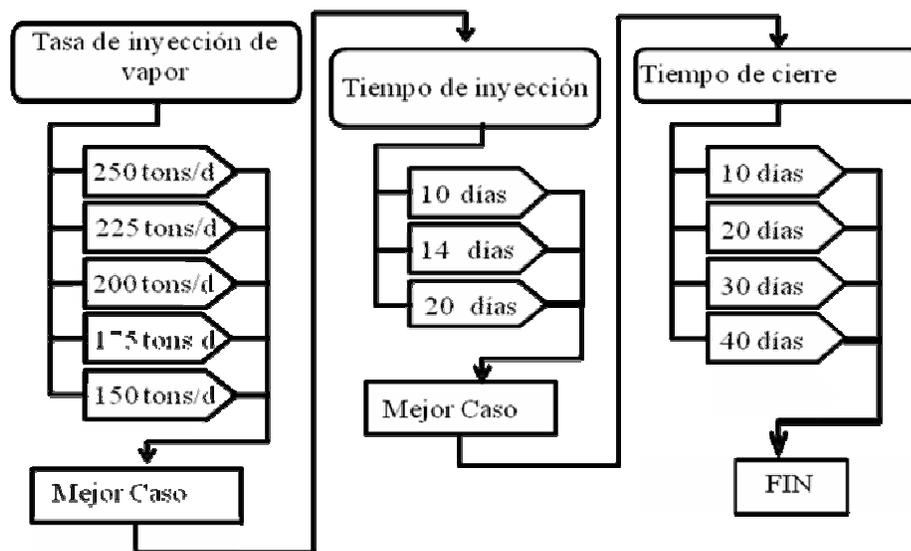


Figura 3.22. Diagrama de flujo de las variables sensibilizadas.

3.5. Investigar el impacto de los mecanismos de producción y los efectos de la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas en el recobro de petróleo.

Al aplicarle una fuerza externa al yacimiento que produzca un aumento de la producción del crudo, existe un agente o mecanismo responsable capaz de lograr este aumento. Durante el estudio se analizó cuál era el efecto que producía la inyección alternada de vapor de agua con gas, al estar en contacto con el crudo en el yacimiento.

3.6. Presentar un análisis económico complementario de cada uno de los escenarios evaluados con la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas.

Para finalizar el estudio, se evaluó la rentabilidad de los diferentes escenarios analizados, donde se utilizó una hoja de cálculo en Excel. Para este análisis, ciertos costos fueron referenciados por un estudio realizado en la Faja Petrolífera del Orinoco^[30], los datos de entrada incluyeron las siguientes variables:

- ✚ Costo de construcción y completación del pozo.

- ✚ Precio del petróleo.

- ✚ Costos de producción de petróleo (considerando la separación del agua, el transporte, tratamiento de emulsión y el mejoramiento del petróleo).

✚Costos de generación del vapor y compresión del gas.

En la **Tabla 3.14**, se muestran los datos usados para llevar a cabo dicha evaluación.

Los parámetros comparados con respecto a cada escenario, y que permitieron establecer cuál de ellos era el más favorable económicamente, fueron: el Valor Presente Neto (VPN) el cual debe ser mayor a cero y el Tiempo de Pago (TP), siendo este último parámetro muy importante en la evaluación económica de un proyecto, debido a los cambios dinámicos de la economía del mundo del petróleo. En el apéndice D, se encuentran las ecuaciones que fueron utilizadas en dicha evaluación.

Tabla 3.14. Costos para la evaluación económica.

PARÁMETROS	COSTOS	UNIDADES
Precio del petróleo	80	\$/bbls
Construcción y completación del pozo	2.500.000	US\$
Generador portátil + planta de tratamiento + compresor	3.500.000	US\$
Levantamiento artificial		
Bomba	80.000	US\$
Instalación	80.000	US\$
Total	160.000	US\$
Costos de producción de petróleo		
Separación Agua - Petróleo	3	US\$/bbls
Transporte	1	US\$/bbls
Tratamiento con emulsión	0,02	US\$/bbls
Mejoramiento del petróleo	7	US\$/bbls
Total	11,02	US\$/bbls

Costo de generación de vapor		
Tratamiento del agua	1,00	\$/bbls e.a
Gas para calentar el agua	2,00	\$/bbls e.a
Gastos operativos de la caldera	1,00	\$/bbls e.a
Total	4,00	\$/bbls e.a
Costos de compresión del gas		
	250	\$/MMPCN
Tasa de descuento		
	10	%
Regalía		
	0,3	fracc.
Impuesto		
	0,5	fracc.

3.7. HERRAMIENTAS UTILIZADAS.

3.7.1. PETREL

Es una herramienta computacional integrada que combina a través de módulos, los campos de la geofísica, la geología y la ingeniería de yacimientos. El flujo de trabajo dentro de PETREL constituye la solución completa desde la sísmica hasta la simulación, disminuyendo las limitaciones de flujo de información que existían entre las distintas disciplinas técnicas. En la **Figura 3.23**, se muestra la ventana de inicio de PETREL.

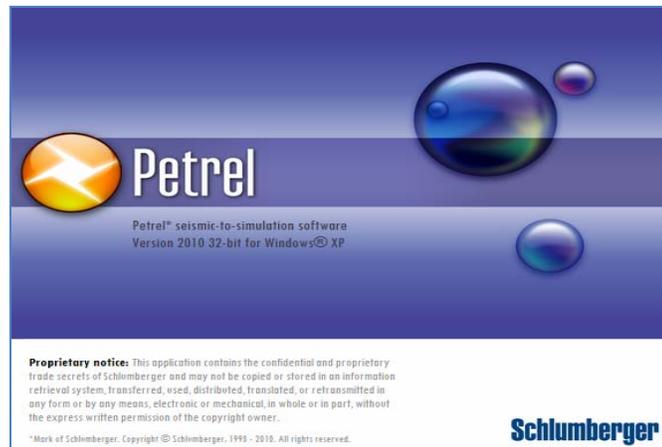


Figura 3.23. Ventana de inicio de PETREL.

En general, PETREL® es una solución computacional para: interpretación sísmica 2D y 3D, generación y extracción de volúmenes sísmicos, generación de mapas de atributos sísmicos, modelado estructural, conversión de escalas de tiempo a profundidad, modelaje de velocidad, correlación de pozos, construcción de mapas y graficación de datos, escalado de registros de pozos, análisis de datos, modelado de facies, modelado petrofísico, cálculos de volumen, análisis de sellos por fallas, diseño de mallas de simulación, escalamiento, pre y post-procesamiento de simulaciones de yacimiento, manejo de casos y simulación de yacimientos, ajuste de la historia de producción, diseño de pozos y análisis de incertidumbre.

Interface del usuario: La interface de petrel está diseñada para dar al usuario un aspecto amigable con la herramienta (**Figura 3.24**). La ventana de petrel se compone de dos partes principal:

1. Exploradores de Petrel: los paneles tienen el mismo aspecto que el explorador de Windows. Cada uno tiene un icono asociado, y estos se

pueden asociar en carpetas y subcarpetas, según sea necesario. Hay ocho paneles en el explorador:

- Input: para los datos de entrada, tales como: pozos, sísmica, superficies y otros.
- Models: donde se encuentran los modelos generados en 3D, los modelos de velocidad, los modelos de fractura y los modelos de simulación.
- Results: para los resultados de los cálculos de volumen y simulaciones.
- Templates: para las tablas de colores que se utiliza para mostrar los datos (leyenda).
- Processes: contiene una lista de todos los procesos en Petrel. La activación de un proceso en particular relacionara las herramientas que aparezcan en la barra de funciones.
- Cases: da acceso a todos los casos definidos para la simulación y el cálculo del volumen.
- Workflows: permite el acceso del administrador al flujo de trabajo y cualquier flujo de trabajo que se han creado en el proyecto actual.
- Windows: proporciona acceso a las ventanas y a los gráficos que se han creado en el proyecto abierto. Los archivos o carpetas se pueden activar haciendo clic en ellos en el explorador de Petrel.

2. La ventana de visualización: muestra los elementos seleccionados de los paneles de Petrel. Una serie de ventanas están disponibles para la visualización de datos 3D, 2D, secciones del pozo, interpretación, intersecciones, mapa, gráficos, histogramas, entre otros.

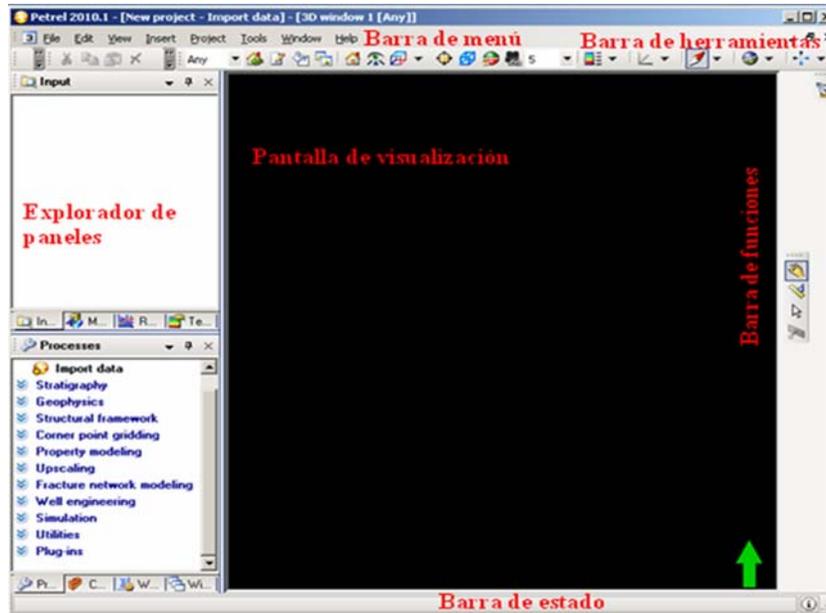


Figura 3.24. Interface de PETREL.

3.7.2. ECLIPSE

La suite de ECLIPSE, consta de tres simuladores: ECLIPSE 100, especializado en el modelaje del petróleo negro, ECLIPSE 300, especializado en el modelaje composicional, y FrontSim, especializado en el estudio de líneas de corriente, (Figura 3.25).



Figura 3.25. Suite de ECLIPSE.

ECLIPSE 300 es un simulador composicional de ecuaciones de estado cúbicas, que puede utilizar métodos totalmente implícitos, IMPES, o modalidades implícitas adaptables para la resolución de ecuaciones. Este simulador posee una opción térmica, capaz de modelar flujos de líquido o vapor caliente en un yacimiento de petróleo. Esta opción funciona en la modalidad totalmente implícita.

El modelo térmico puede funcionar para simulaciones de petróleo vivo “*live oil*” o de petróleo muerto “*dead oil*”. En el modelo de petróleo muerto, los hidrocarburos se encuentran en la fase de petróleo, como consecuencia, la fase gaseosa se encuentra conformada únicamente por vapor. Por otra parte, la simulación del petróleo vivo permite que los hidrocarburos se encuentren tanto en la fase gaseosa como en la fase líquida. A su vez, el agua puede encontrarse tanto en la fase gaseosa, como en la fase agua.

Los métodos de recuperación térmica son usados típicamente en yacimientos de petróleo pesado, donde la viscosidad del petróleo es alta a temperaturas a nivel de yacimiento. Sin embargo, esta viscosidad disminuye a medida que la temperatura aumenta. Es por ello que ECLIPSE 300 – Opción Térmica, ha sido diseñado para manejar rangos típicos de operación

para recuperación térmica. Ello incluye presiones entre 14,7 y 1470 lpca, temperaturas entre la de ambiente y mayores a 700 °F, aproximadamente.

En este simulador se permiten cuatro fases:

1. Una fase de petróleo, que contiene únicamente hidrocarburos.
2. Una fase gaseosa, que contiene tanto hidrocarburo como agua.
3. Una fase de agua, que contiene únicamente agua.
4. Una fase sólida, usada principalmente para reacciones químicas.

Por otra parte, la opción térmica puede ser usada de dos formas:

- Petróleo vivo, usando los valores K para definir el equilibrio.
- Petróleo muerto, donde los componentes hidrocarburos no son volátiles.

Para realizar el proceso de simulación, tanto ECLIPSE 100 como ECLIPSE 300 requieren de un archivo de datos de entrada dividido en ocho secciones. A continuación se describen cada una:

RUNSPEC

Es la primera sección del archivo de entrada y tiene dos objetivos principales. Uno de ellos es la asignación de memoria para los componentes de la simulación, los cuales incluyen pozos, tablas y la malla de simulación, principalmente. La otra función, consiste en especificar las características básicas del modelo, fecha de inicio, fluidos presentes y opciones de simulación.

GRID

Esta sección determina la geometría básica de la malla de simulación, así como algunas propiedades de la roca (porosidad, permeabilidad absoluta, NTG) en cada celda. A partir de esta información el simulador calcula el volumen poroso de las celdas, profundidades medias de las mismas y transmisibilidades. Para simulaciones térmicas, se introducen parámetros adicionales como conductividad térmica y capacidad calorífica de las rocas, entre otras.

EDIT

Esta sección es opcional. Contiene instrucciones para modificar volúmenes porosos, profundidades medias, transmisibilidades, difusividades y conexiones no vecinas calculadas por el simulador a partir de la sección GRID.

PROPS

Esta sección contiene las propiedades de los fluidos del yacimiento y de las rocas, dependientes de la presión y saturación. En otras palabras, se introducen los parámetros PVT, curvas de permeabilidades relativas, presiones capilares y densidades, principalmente. Para simulaciones térmicas, se introducen parámetros adicionales como viscosidades, calores específicos y conductividades térmicas, entre otros.

REGIONS

Esta sección es opcional. Se encarga de dividir la malla en regiones computacionales, para cálculos de funciones de saturación, propiedades PVT y reportes de fluidos en sitio, principalmente. De no existir esta sección, el simulador colocará todas las celdas en una región única para todas las operaciones.

SOLUTION

En esta sección debe introducirse suficiente información para definir el estado inicial de cada celda en el yacimiento. Esta información comprende la presión inicial del yacimiento a una profundidad de referencia, profundidad de los contactos, entre otros. Conociendo la información necesaria, podrá determinarse la saturación de las fases, propiedades de los fluidos dependientes de la profundidad, y en general, la distribución de los mismos en el yacimiento.

SUMMARY

En esta sección se especifican las variables de salida, que serán utilizadas en la futura interpretación de los resultados de la simulación. Los parámetros colocados en esta sección pueden ser visualizados en forma de gráficos.

SCHEDULE

En esta sección se especifican las operaciones a ser simuladas. A su vez, se asignan datos de pozo, tales como ubicación, completaciones o eventos, condiciones de producción o inyección, entre otros. A partir de esta información, se realiza el cotejo histórico, o las predicciones de cada uno de los pozos. Por otra parte, en esta sección se especifican los tiempos en los cuales se requieren reportes de simulación.

3.7.3. PVTi

Pertenece a la plataforma de Eclipse. es un programa composicional basado en Ecuaciones de Estado, usado para caracterizar mezclas de fluidos a ser empleadas en el simulador ECLIPSE para generar y analizar datos basados en medidas de presión, volumen y temperatura realizadas sobre mezclas de

hidrocarburos en el laboratorio. Permite obtener un modelo físico realista del fluido del yacimiento, para simulaciones composicionales y térmicas. Puede ser utilizado para simular experimentos que han sido realizados en el laboratorio sobre muestras de fluidos. En líneas generales, permite caracterizar el fluido para la descripción de fase y volumétrica. Incorpora automáticamente una amplia gama de modelos de EDE y facilidades de agrupamiento del fluido en pseudocomponentes y posterior proceso de ajuste mediante regresión (la selección de los parámetros de influencia es hecha por el usuario), conservando las propiedades del fluido del yacimiento. Permite visualizar gráficamente los diferentes pasos del proceso, y las progresivas iteraciones en el proceso de regresión y genera archivos de entrada para los simuladores de ECLIPSE.

3.7.4. FloViz

Es un sistema interactivo de visualización 3D que se puede utilizar para mostrar el modelo de simulación del yacimiento. Se ha diseñado para interactuar eficazmente con el simulador ECLIPSE. El sistema puede adaptarse a los diferentes tipos de malla. FloViz ha sido diseñado para la facilidad de uso. Para simplificar la interfaz, rara vez se utilizan opciones que han sido colocados en los botones secundarios. Las opciones más usadas tienen botones sobre la barra de tareas para acceso rápido

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. Encontrar un modelo de simulación representativo de una zona típica de la Faja Petrolífera del Orinoco.

El modelo estático de simulación generado posee altos valores de porosidad y permeabilidad típicos de arenas no consolidadas, en su espacio poroso almacena un fluido extrapesado de 8,2 °API; características representativas de una zona de la Faja Petrolífera del Orinoco.

En el proceso de inicialización, el simulador estableció que el modelo se encontraba inicialmente en equilibrio estático, con un POES de 11,43 MMBN.

Con la finalidad de crear el caso base con una tendencia de producción muy similar a la producción real se sensibilizaron los valores de mayor incertidumbre entre ellos: la viscosidad del fluido, disminuyendo su valor original en un porcentaje de 60 %, debido a que en este estudio no se estaba simulando el efecto de la bomba ni del diluyente que permiten mejorar la producción del crudo, del mismo modo se sensibilizó la relación Kv/Kh. La **Figura 4.1** muestra una declinación bastante aceptable de la tasa de producción del “caso base” en comparación con la producción real. Por lo tanto se puede decir que el modelo de simulación generado fue capaz de reproducir el comportamiento de producción del pozo CD-38, perteneciente a Cerro Negro.

La producción del “caso base” no superó los 1.500 BND al comienzo de la producción por el límite establecido como controlador primario, más sin embargo se mantiene con esa producción solo pocos días cuando comienza a declinar paulatinamente hasta alcanzar una tasa de 287 BND aproximadamente para la última fecha del estudio.

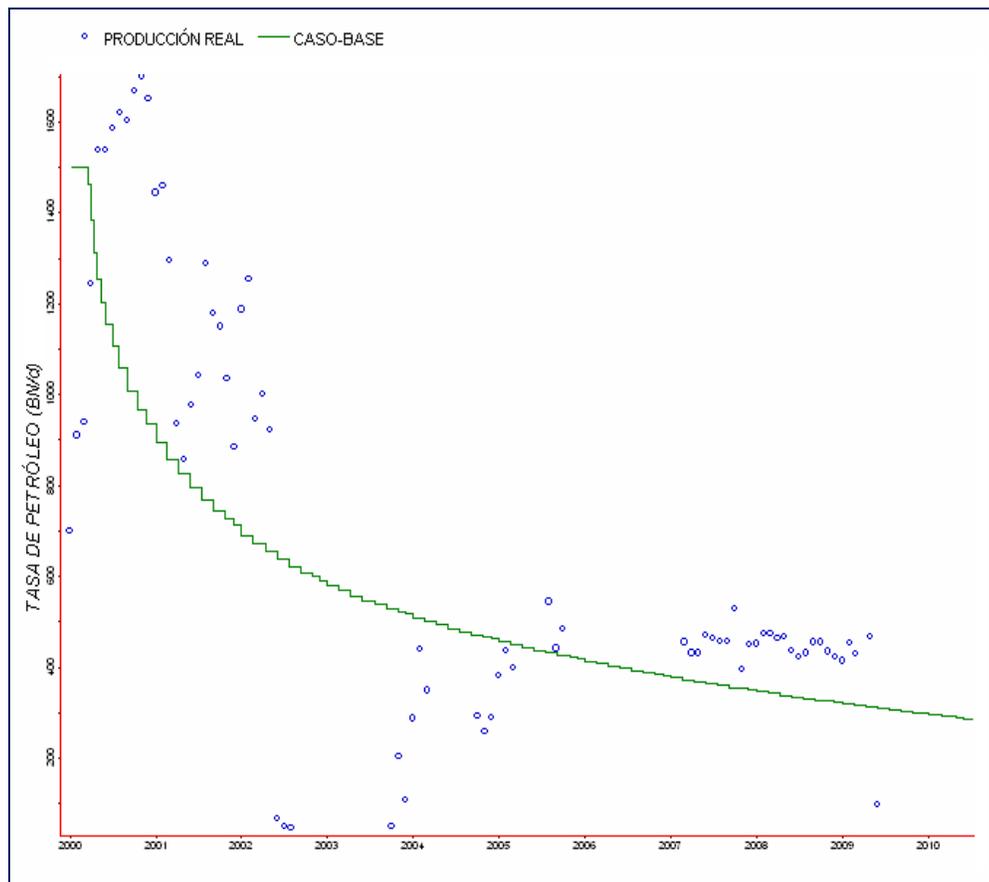


Figura 4.1. Comparación del histórico de producción de petróleo con el caso base.

Al igual que las altas tasas de producción de petróleo este yacimiento simulado cuenta con una alta producción de gas en el orden de los 100 a 80 MPCND al comienzo de la producción del pozo, aunque dicha producción no

fue calibrada con una producción real se conoce que está dentro del orden de la producción de un pozo de la Faja (**Figura 4.2**), este gas pudiese ser re inyectado en los yacimientos utilizando una tecnología como la que aquí se plantea.

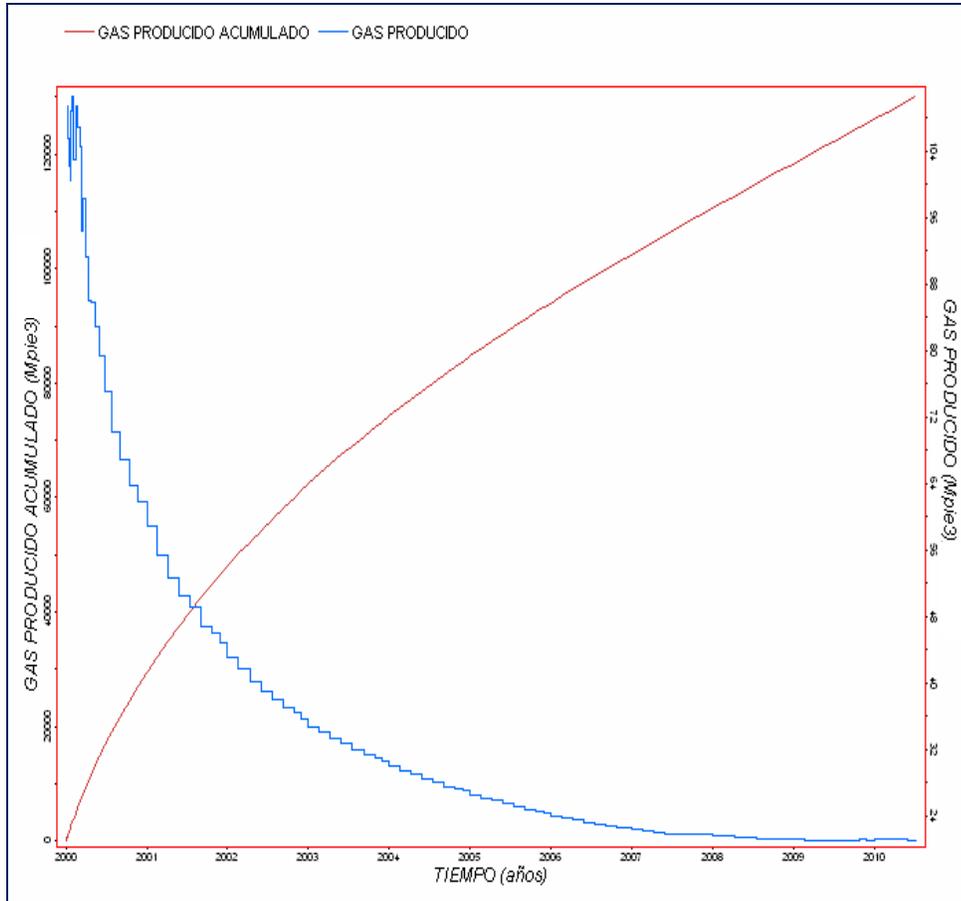


Figura 4.2. Producción de gas del caso base.

4.2. Simular diferentes escenarios de producción con la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas, entre estos: Metano y Nitrógeno.

Los escenarios establecidos fueron: inyección alterna de vapor convencional, inyección alternada de gas e inyección alternada de vapor de agua complementada con gas.

4.2.1. Caso 1: Inyección alternada de vapor convencional.

Los primeros años de la vida productiva del pozo modelo, la producción declina por flujo natural, hasta la fecha se alcanzó una tasa de 460 BND con un acumulado de producción de alrededor de 1,34 MMBN (**Figura 4.3**), una vez aplicada la inyección alternada de vapor convencional, utilizando los parámetros mencionados en el capítulo anterior, la producción fue estimulada alcanzando una tasa de producción de 1.900 BND aproximadamente en el primer ciclo de producción, esto debido al alto contenido energético que posee el vapor, el cual cede su calor a la formación reduciendo la viscosidad del crudo y mejorando la movilidad del mismo por efecto del incremento de temperatura.

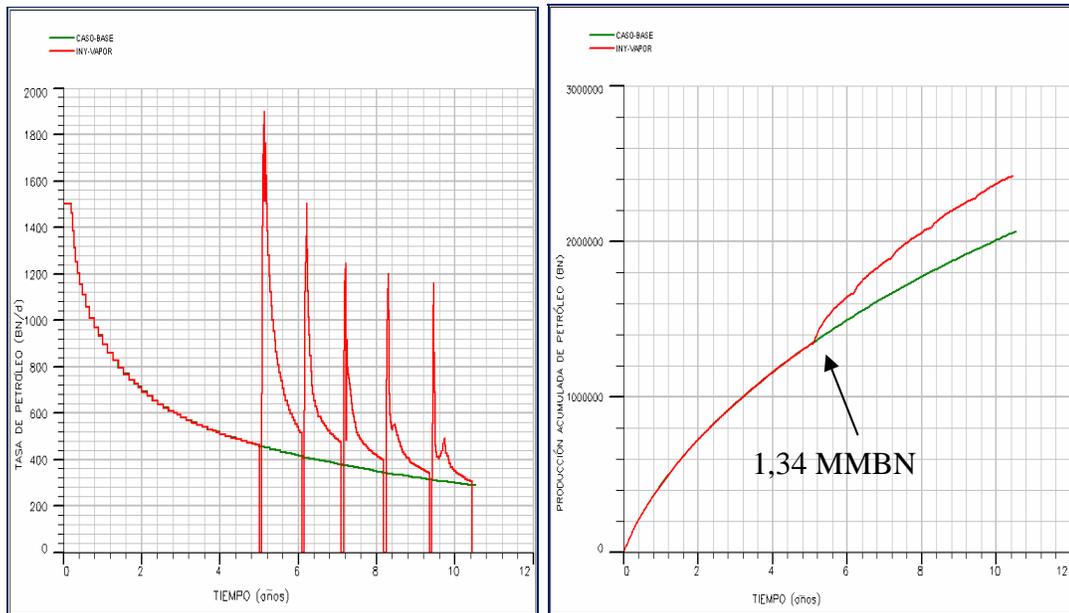


Figura 4.3. (Izquierda) Tasa de Petróleo y (derecha) Producción acumulada de Petróleo aplicando la inyección alternada de vapor convencional.

En la **Figura 4.3** y en la **Tabla 4.1**, se observó la eficiencia de aplicar la inyección alternada de vapor a un yacimiento de crudo extrapesado, con un incremento de producción de un 18 %, debido a la buena reacción del vapor sobre el fluido de gran viscosidad.

Tabla 4.1. Diferencia de producción entre el caso base y la inyección alternada de vapor.

Casos	Np (MMBN)	Incremento (%)
Caso base	2,06	-
Iny. Vapor	2,42	18

Mediante la aplicación de este método de recuperación, el corte de agua al momento de la apertura del pozo, después del período de remojo, sufrió un incremento considerable e instantáneo (típico de un proceso de IAV), alcanzando un valor máximo de hasta 87 % aproximadamente (**Figura 4.4**).

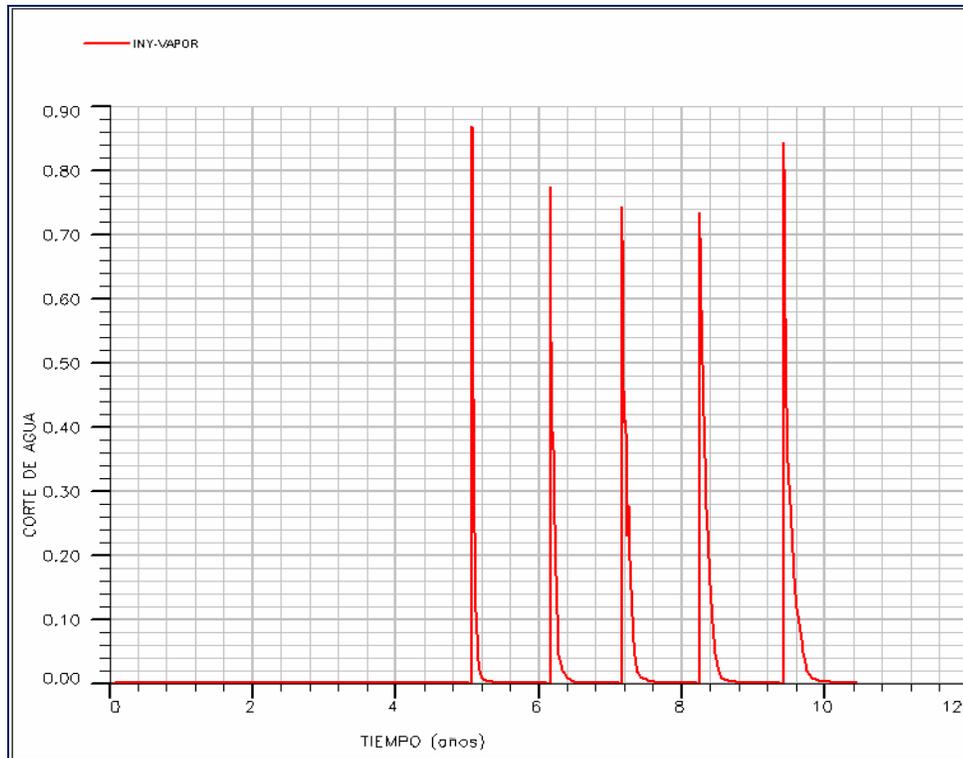


Figura 4.4. Corte de agua durante la inyección alternada de vapor.

4.2.2. Caso 2: Inyección alternada de gas.

Los resultados de la inyección alternada de los gases puros se observan en la **Figura 4.5**, donde se comparó la eficiencia de la producción de petróleo con los gases N_2 y CH_4 . Aunque no existe mucha diferencia de producción

entre dichos gases, se aprecia que la producción acumulada de petróleo luego de los 10 años es de 2,17 MMBN con el CH₄, la cual presentó una producción acumulada ligeramente mayor que con el N₂, de 2,12 MMBN aproximadamente.

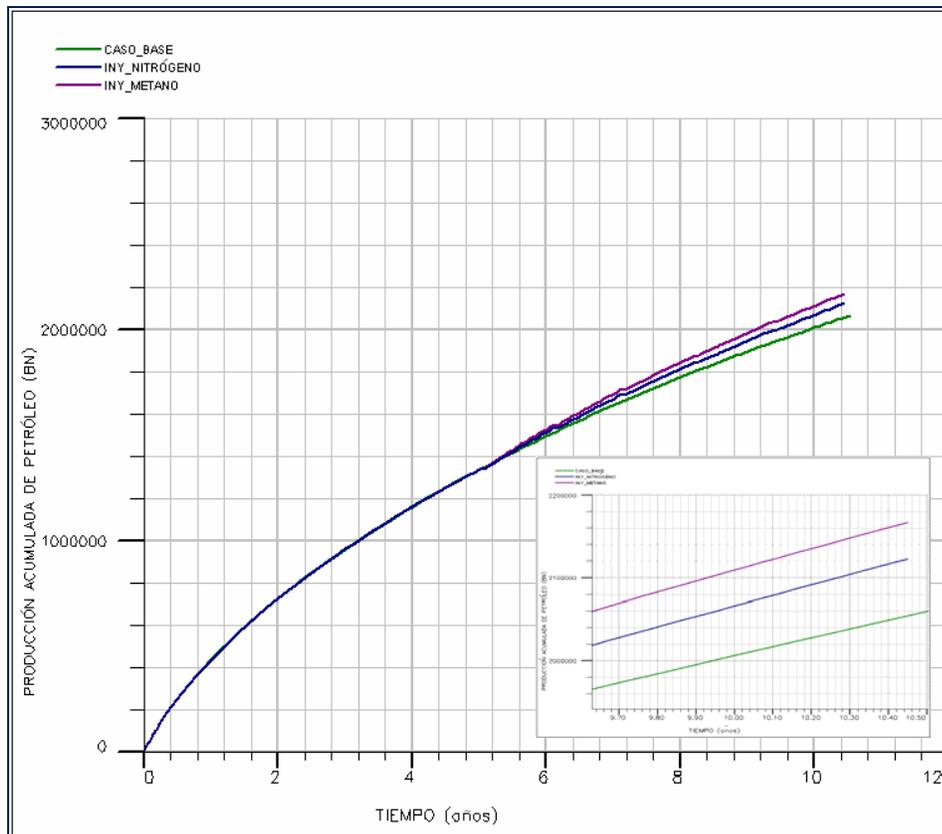


Figura 4.5. Comparación de la producción acumulada de petróleo con N₂ y CH₄.

La **Figura 4.6**, muestra el incremento en la producción de petróleo en función de la cantidad de Metano inyectado. En todos los casos, la temperatura del gas de inyección se mantuvo en 160 °F, ya que Salazar^[3] en su estudio observó que la temperatura del gas inyectado no tuvo mucha influencia en el proceso.

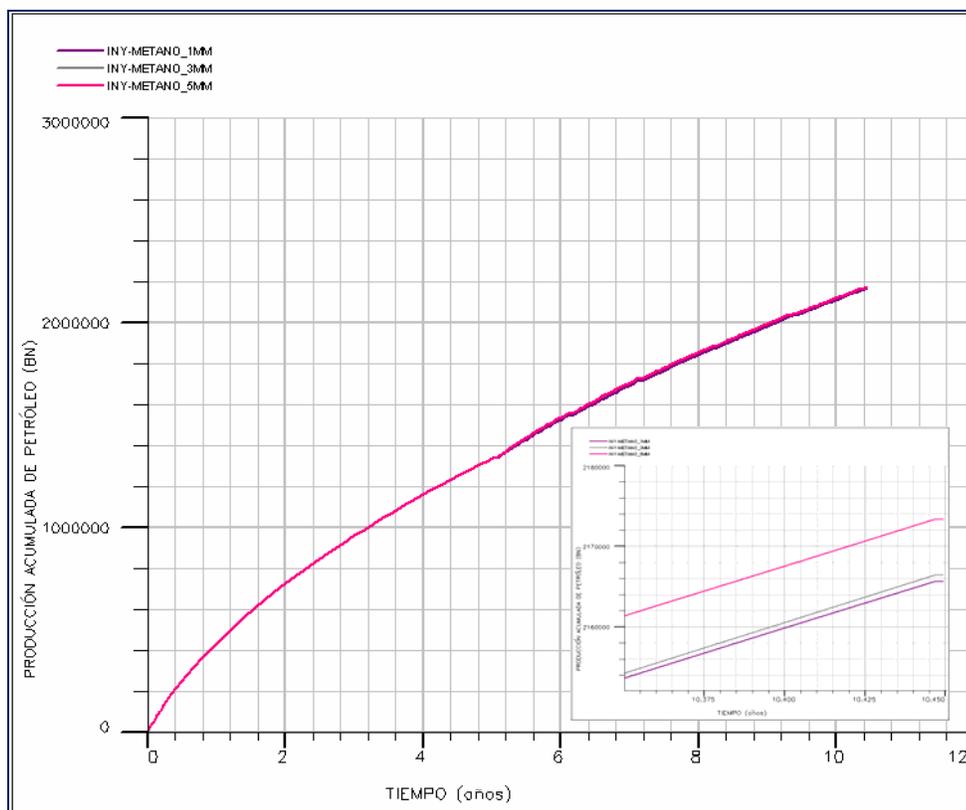


Figura 4.6. Producción acumulada de petróleo con las distintas tasas sensibilizadas.

A pesar de que la producción no se vio tan influenciada con la inyección de gases puros como pudo verse con la inyección de vapor convencional (**Tabla 4.2**). La presión, la cual es un parámetro relevante en la vida productiva de un yacimiento se vio favorecida con los tiempos de inyección y en los tiempos de cierre del pozo, por eso se deben estudiar estos dos parámetros, ya que con los distintos tiempos de inyección evaluados, se obtuvo una mejor producción de petróleo cuando se inyectó el gas por 7 días (**Figura 4.7**). El mayor incremento de la presión se obtuvo inyectando por más días (**Figura 4.8**). Cabe destacar que no se suministró la misma cantidad de energía al yacimiento, y con menos tiempo de inyección, se reportó mejor

producción puesto a que el pozo estuvo en producción por más tiempo, es decir, menos tiempo de producción diferida.

Tabla 4.2. Diferencia de producción entre el caso base y la inyección alternada de los gases puros Metano y Nitrógeno.

Casos	Np (MMBN)	Incremento (%)
Caso base	2,06	-
Iny. Metano	2,17	5
Iny. Nitrógeno	2,12	3

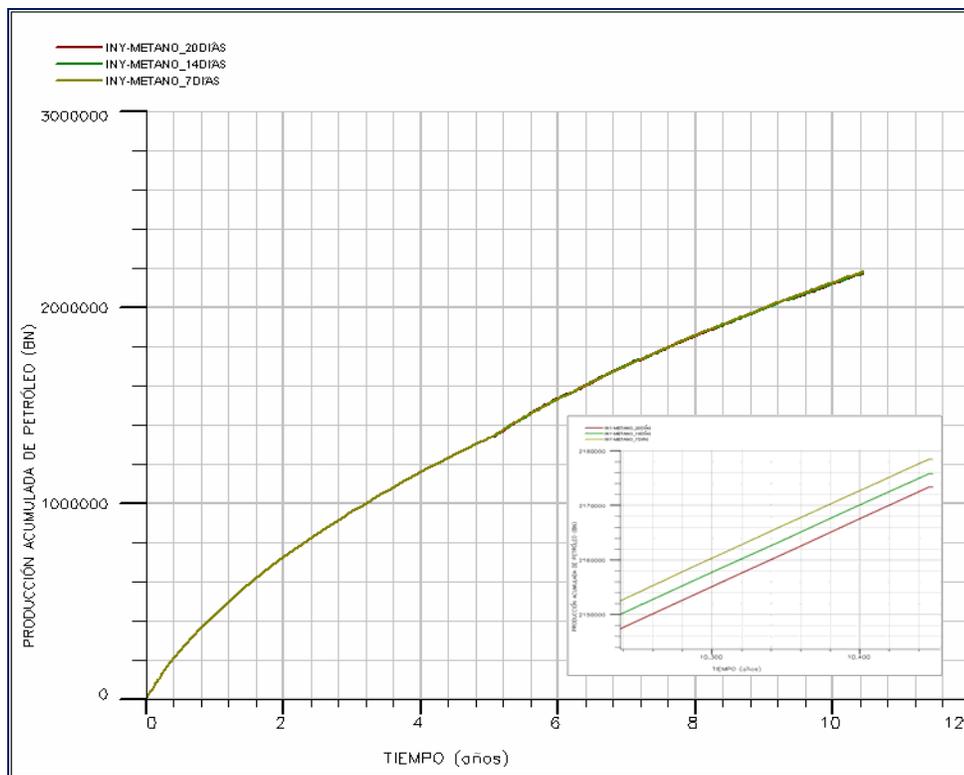


Figura 4.7. Comparación de la producción acumulada de petróleo con los distintos tiempos de inyección.

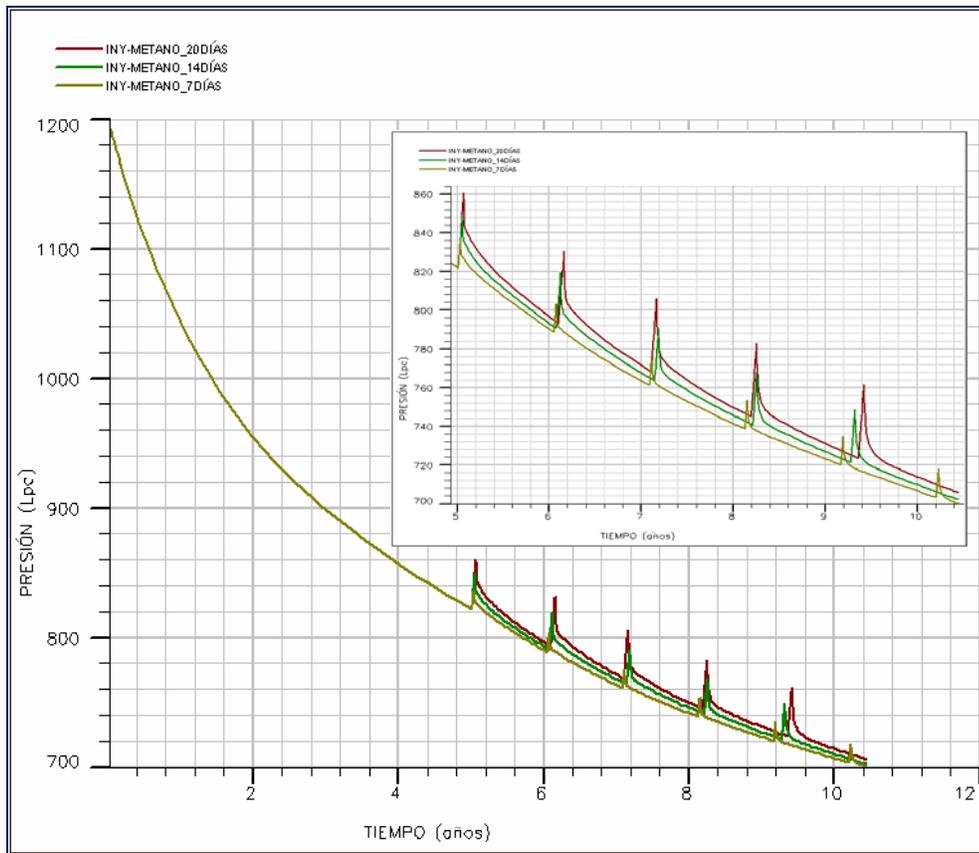


Figura 4.8. Comparación de la presión en función del tiempo, con los distintos tiempos de inyección del pozo.

En la **Figura 4.9**, se puede justificar este comportamiento en el mantenimiento de presión con el paso de los días, ya que mientras más tiempo dure el pozo cerrado mejor será la distribución del gas en el yacimiento. Principalmente el gas por su gran característica de desplazamiento y movilidad dentro del medio poroso se dispuso en el tope del yacimiento produciendo un efecto positivo sobre el mismo. Puesto a que causó un incremento en la energía del yacimiento como fue el mantenimiento de la presión, por lo tanto favoreció más a la presión que a la producción. El

gas por ser un fluido puro solo dispone de calor sensible lo cual no le cede mucha energía al yacimiento para cambiar las propiedades del fluido.

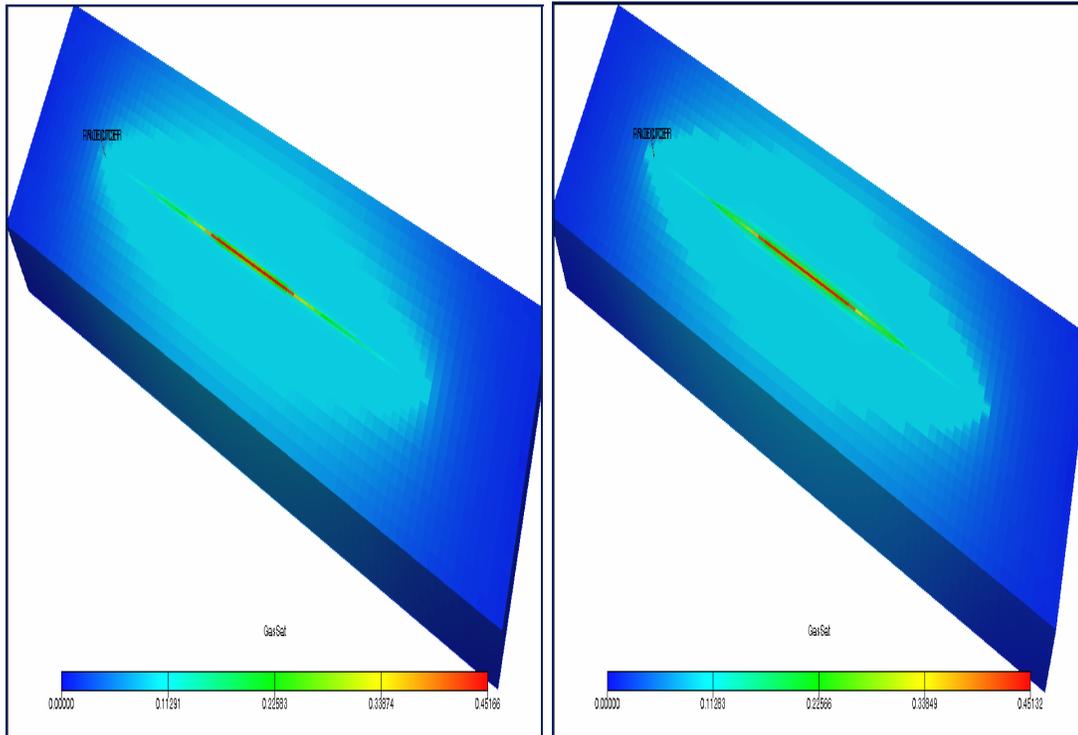


Figura 4.9. Saturación de gas al finalizar el estudio. (Izquierda) 10 días cierre, (derecha) 30 días de cierre.

4.2.3. Caso 3: Inyección alternada de vapor de agua complementada con gas.

Una vez evaluado el vapor y el gas por separado se buscó la mejor configuración para inyectar ambos fluidos y así mejorar la producción de petróleo. En la **Figura 4.10** se muestra la comparación de la producción

acumulada de petróleo obtenida al aplicar la inyección alternada de vapor convencional y las diferentes configuraciones de la inyección alternada de vapor de agua con gas con respecto al caso base.

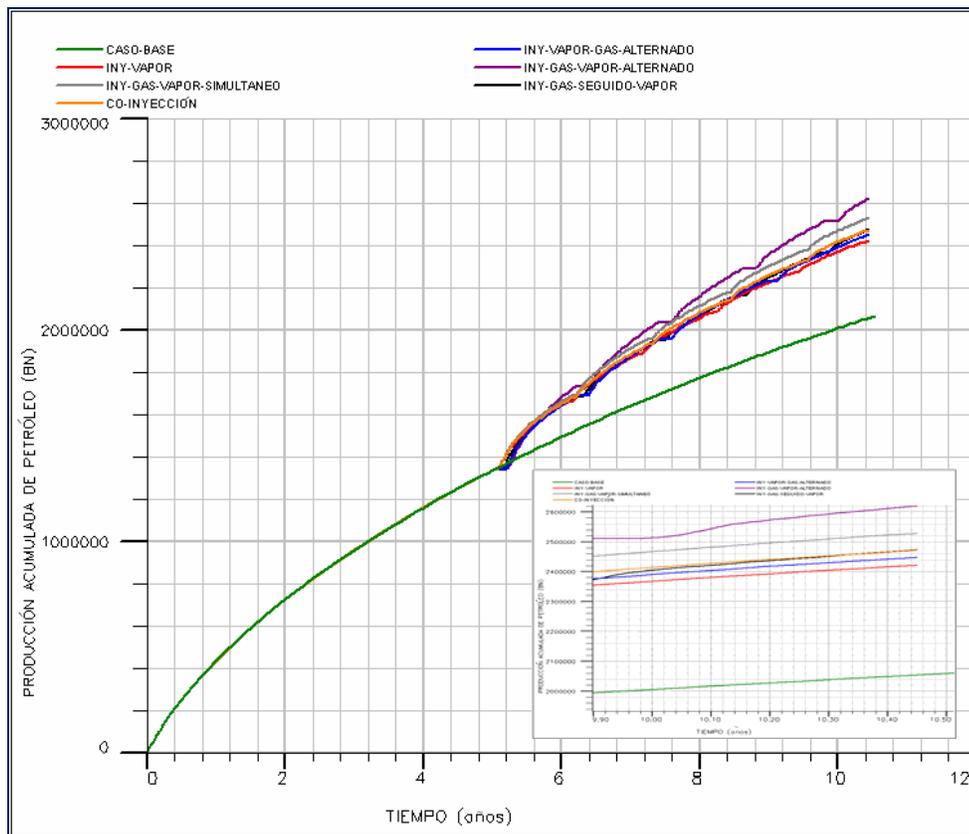


Figura 4.10. Comparación de la producción acumulada de petróleo de los distintos escenarios evaluados con respecto al caso base.

La **Tabla 4.3**, muestra el acumulado total de petróleo producido y el incremento de producción de los diferentes escenarios estudiados. Se puede apreciar la respuesta del petróleo adicional incrementado térmicamente, donde la tecnología propuesta de la inyección alternada de vapor de agua

con gas supera la inyección alternada de vapor, seguidamente se presentan los porcentajes incrementales de los escenarios adicionales estudiados donde igualmente se obtuvo un incremento con relación al caso de inyección alternada de vapor. Aunque los incrementos no fueron tan significativos, representan una ganancia cuya rentabilidad fue estudiada en detalle durante la evaluación económica.

Tabla 4.3. Acumulado de producción e incremento al final del estudio de los distintos escenarios propuestos con la inyección alternada de vapor de agua complementado con gas.

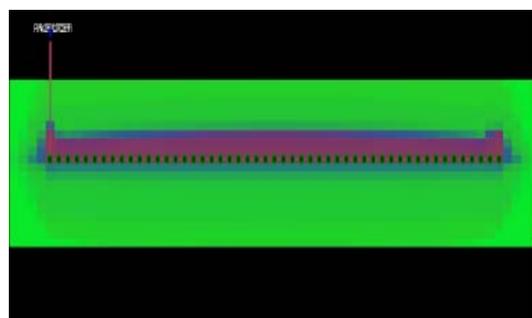
Casos	Np (MMBN)	Incremento/ caso base (%)	Incremento/ inyección alternada de vapor (%)
Caso base	2,06	-	-
Iny. Vapor	2,42	18	-
Co-inyección	2,47	20	2
Iny. gas-vapor alternado	2,62	27	8
Iny. gas-seguido-vapor	2,47	20	2
Iny. gas-vapor-simultaneo	2,53	23	4
Iny. vapor-gas-alternado	2,45	19	1

Comparado los cinco casos propuestos se aprecia que la mejor producción -con unos 2,62 MMBN aproximadamente- se obtuvo al inyectar el gas y el vapor en forma alternada y cerrando el pozo luego de inyectar cada fluido. En este escenario el comportamiento de los fluidos inyectados dentro del

medio poroso -durante un ciclo de inyección- se ilustra en la **Figura 4.11** (donde el color rojo es el gas, el azul representa el agua y el verde simboliza el petróleo) la cual presenta una secuencia en cinco pasos (a, b, c, d y e) del fenómeno de producción durante la inyección de los fluidos. El desplazamiento de los fluidos inyectados fue principalmente en dirección vertical, luego se propagó a lo largo del pozo. *a)* Al principio de la inyección en las cercanías del pozo el fluido saturante fue el gas inyectado que se propagó por el medio poroso, formando una sombra oscura alrededor del pozo, *b)* luego que se inyectó el vapor, por efecto de la densidad estos fluidos trataron de subir al tope de la formación, *c)* pero a medida que pasaban los días, el vapor se iba condensando en las cercanías del pozo cediendo su calor sensible al yacimiento lo que produjo un aumento de la temperatura, permitiendo no solo la reducción de la viscosidad sino también mejor movilidad del fluido durante la producción. En este lapso ocurrió un aumento de temperatura y disminución de la presión causando la liberación del gas en solución, *d)* este gas liberado más el inyectado por efecto de la gravedad buscaron ubicarse en el tope del yacimiento formando una zona de gas libre, *e)* debajo de esta zona de gas se encuentra el agua que se ha condensado por los cambios de temperatura y el petróleo que ha sido calentado.



a)



b)

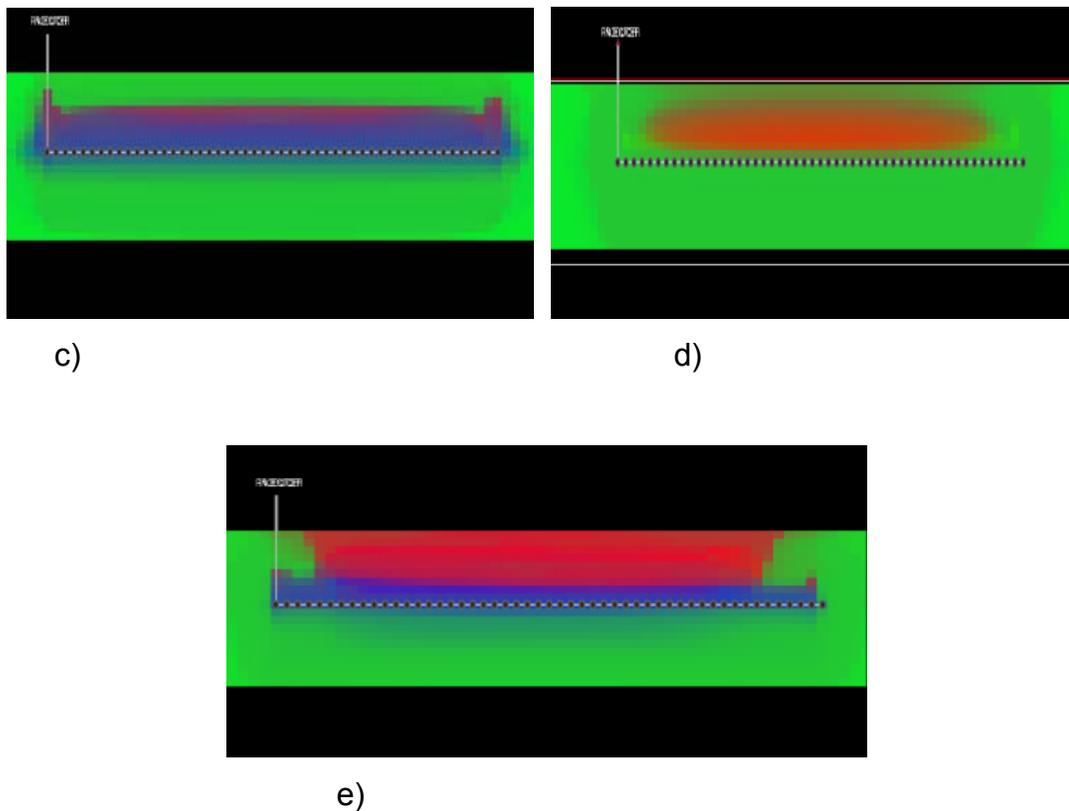


Figura 4.11. Vista lateral de la secuencia del comportamiento del vapor y el gas en un ciclo de inyección.

Este escenario no solo reportó la mejor producción de petróleo sino que también las menores pérdidas de calor total durante el proceso (**Figura 4.12**), puesto a que ocurrió un efecto positivo dentro del yacimiento durante el tiempo de cierre posterior a la inyección del gas que hizo que el fluido se distribuyera mejor dentro del yacimiento durante este lapso de segregación, disminuyendo las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes.

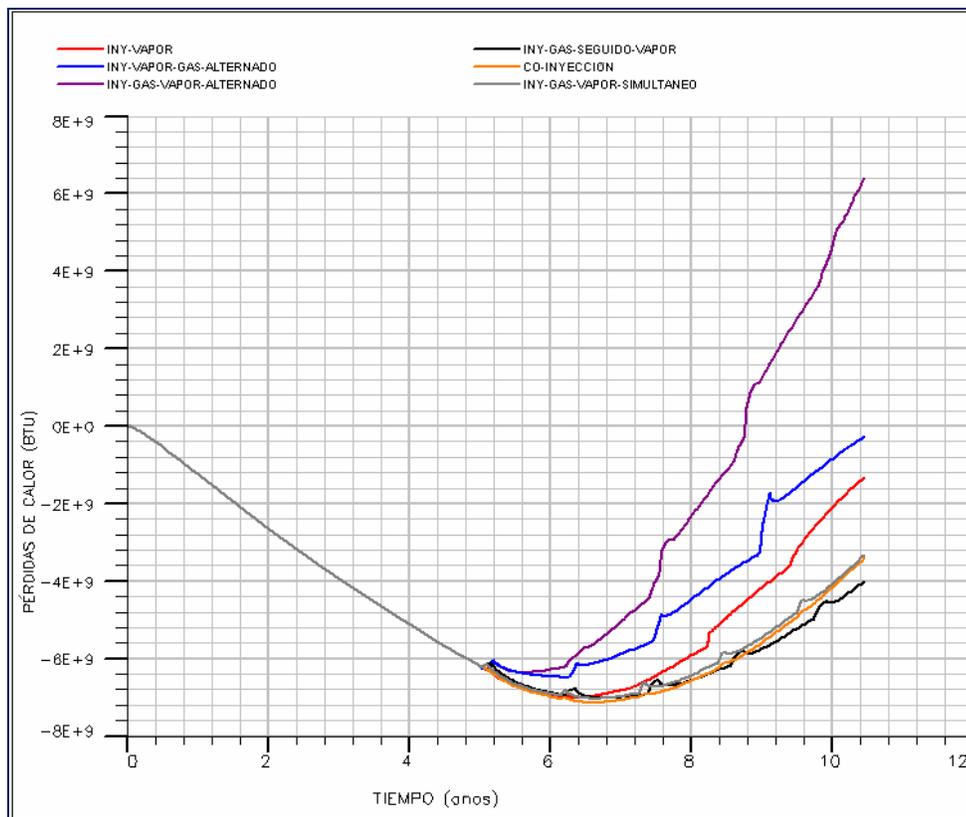
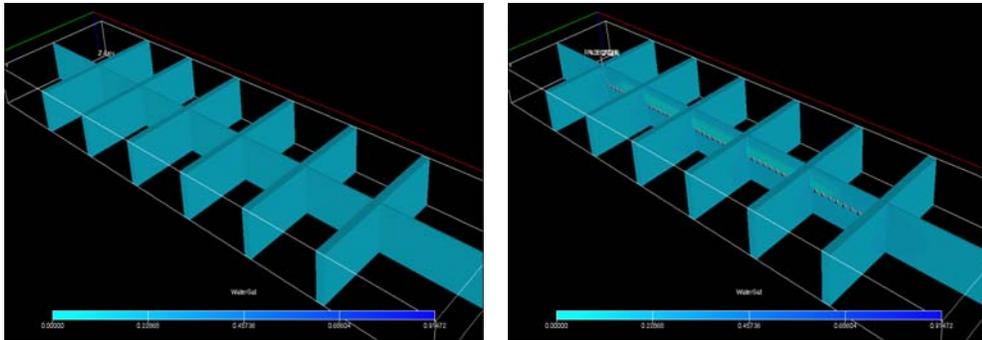


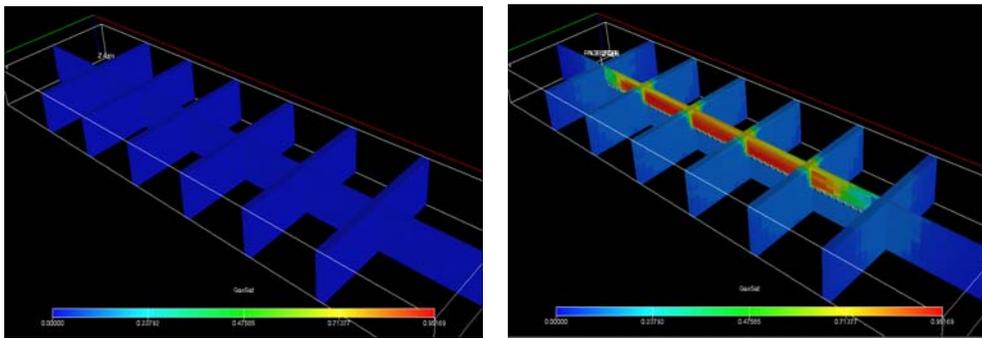
Figura 4.12. Pérdidas de calor total para las distintas configuraciones.

A medida que avanzaba el proceso de inyección alternada de vapor complementado con gas, las saturaciones dentro del yacimiento variaron, es decir, al inyectar el gas y el vapor de agua al yacimiento las saturaciones de estos fluidos aumentaron con el paso del tiempo mientras que la saturación de petróleo disminuyó por efecto de la producción. En la **FIGURA 4.13**, se presenta una secuencia de imágenes en tres etapas (a, b y c) donde se muestra la distribución de los fluidos saturantes en el medio poroso. Las imágenes de la izquierda corresponden al tiempo cero, mientras que las imágenes de la derecha corresponden al final del periodo simulado. En la sección a) se aprecia un color más oscuro en las cercanías del pozo por efecto del aumento de la saturación de agua, producto de la condensación

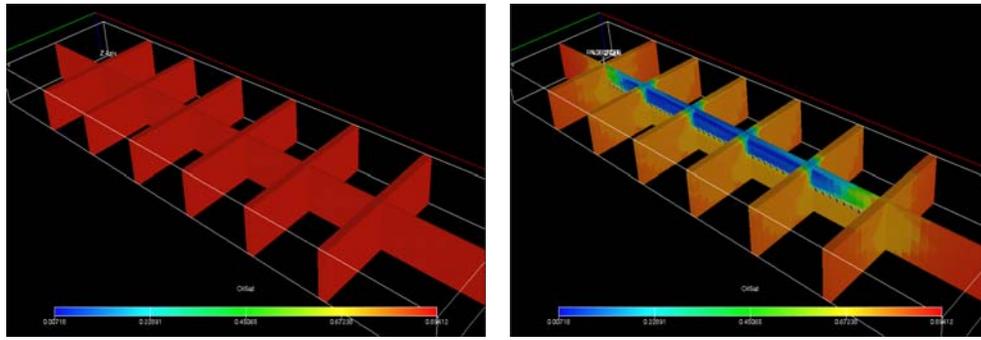
del vapor, luego en la sección b) el gas –que es menos denso- se ubica en el tope de la formación formando una zona de gas libre, y en la sección c) se aprecia como en el tope de la formación existe la menor saturación de petróleo, debido a que el hidrocarburo ya se ha producido como consecuencia del efecto de la inyección de vapor y gas, disminuyendo la viscosidad del crudo existente y aprovechándose el efecto de segregación gravitacional.



a) Saturación de agua



b) Saturación de gas



c) Saturación de petróleo

Figura 4.13. Saturación de los fluidos dentro del medio poros, en el tiempo cero y finalizando la inyección.

4.3. Escoger la eficiencia entre cada uno de los escenarios de producción evaluados.

Del mejor caso seleccionado previamente, se evaluó el impacto de la producción, según diferentes parámetros operacionales, con la finalidad de tener una serie de alternativas durante la ejecución de la fase operacional.

Tasa de inyección:

Partiendo de las condiciones originales del pozo se le sometió a una inyección de gas de 5 MMPCND, inyectando diferentes cantidades de vapor en el rango de 150 a 250 toneladas por día. En todos los casos la temperatura del gas se mantuvo a 160 °F y la presión del pozo aumentó como consecuencia de la inyección de gas, como se observa en la **Figura 4.14.**

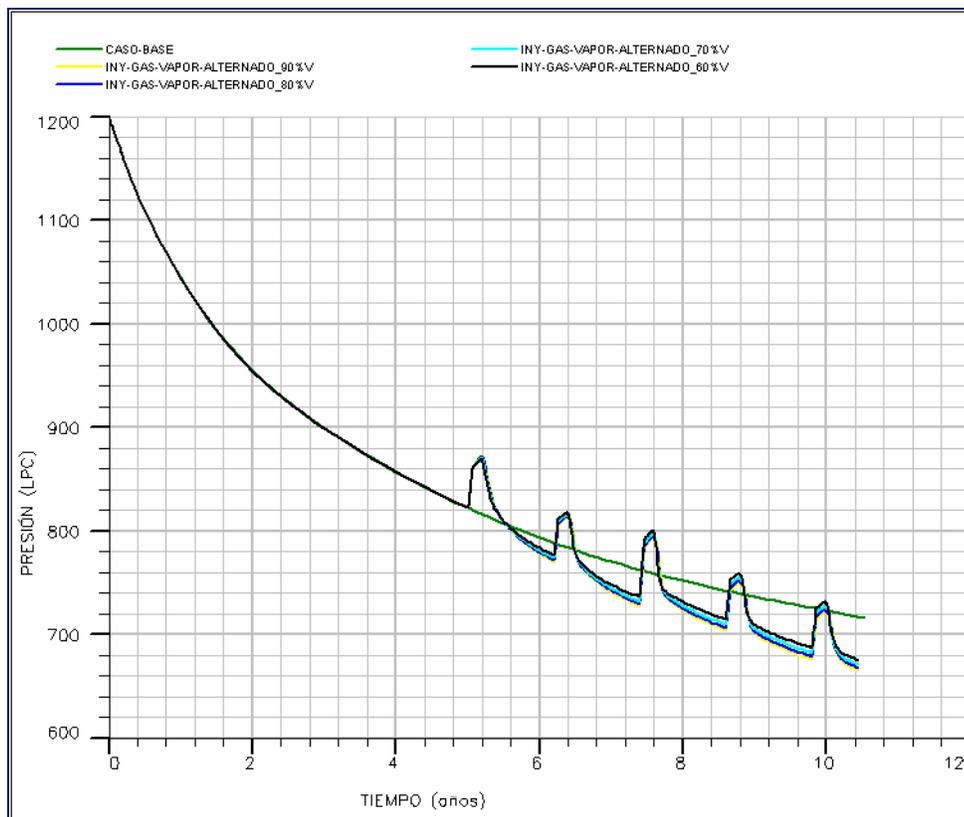


Figura 4.14. Comportamiento de la presión sensibilizando las tasas de inyección de vapor con respecto al caso base.

Los resultados obtenidos a partir de las sensibilidades de la tasa de inyección de vapor se muestran en la **Figura 4.15**. Los valores reportados reflejan el efecto de la inyección de vapor con gas con respecto a la inyección de vapor convencional. Se observó un incremento de la producción de petróleo en función de la cantidad de vapor inyectado. Para disminuir los requerimientos de vapor y obtener una buena producción se determinó que inyectando 1.413 BN equivalentes de agua por día permitió alcanzar dicho propósito (curva amarilla).

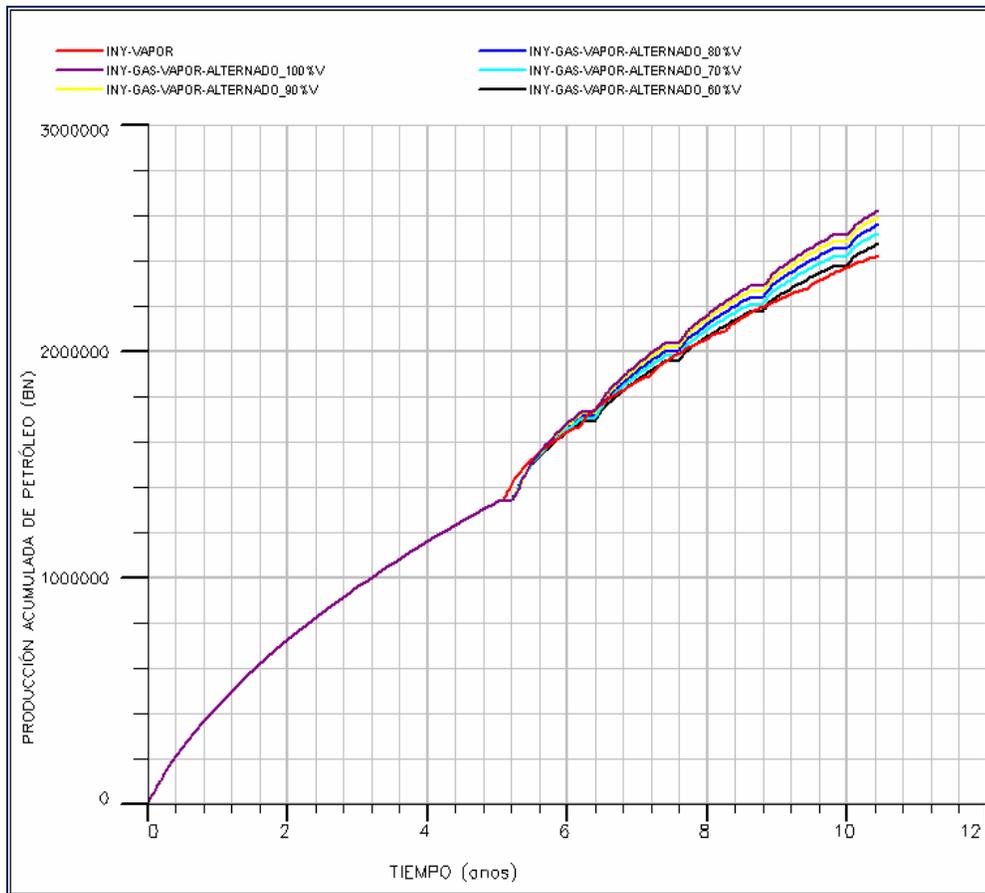


Figura 4.15. Producción acumulada de petróleo en función del tiempo, sensibilizando las tasas de inyección.

En la **Figura 4.15** se evidencia el impacto que tiene la efectividad del proceso de la inyección de vapor al ser complementada con gas. En la **Tabla 4.4**, se comparan los valores de la producción acumulada de petróleo y su incremento de producción con respecto a la inyección de vapor convencional obtenidos una vez sensibilizadas las distintas tasas de inyección de vapor.

Tabla 4.4. Producción acumulada de petróleo al finalizar el estudio, sensibilizando las tasas de inyección.

Tasa de inyección (tons)	Porcentaje vapor/metano	Np (MMBN)	Incremento/ inyección alternada de vapor (%)
Iny. Vapor	100%-0%	2,42	-
250	100%-100%	2,62	8
225	90%-100%	2,59	7
200	80%-100%	2,56	6
175	70%-100%	2,52	4
150	60%-100%	2,47	2

Disminuyendo los requerimientos de vapor en un 10 % de la capacidad máxima del generador se logró una producción acumulada de petróleo de 2,59 MMBN aproximadamente, además de disminuir las tasas de inyección de vapor lo cual produjo un efecto favorable directamente proporcional en la producción de agua, como se muestra en la **Figura 4.16**.

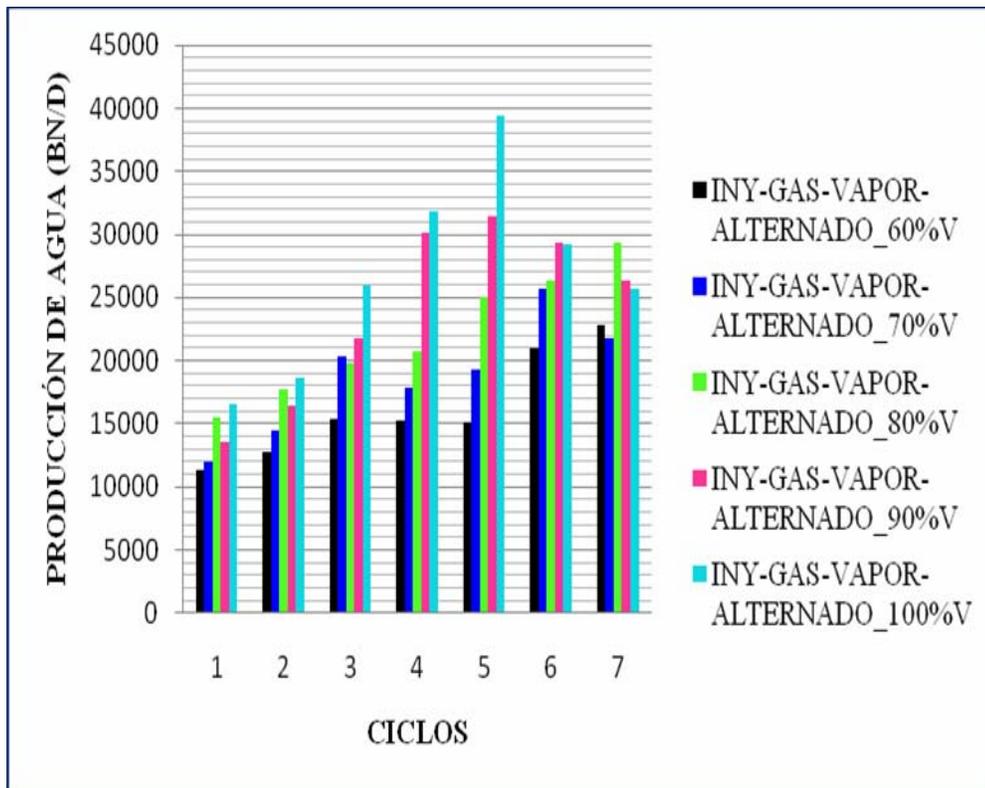


Figura 4.16. Gráfica de producción de agua por ciclo para las distintas tasas de inyección.

Tiempo de inyección:

Una vez evaluadas las tasas de inyección y seleccionada 225 toneladas de inyección por día, para una mejor producción y disminución de los requerimientos de vapor, se sensibilizaron distintos tiempos de inyección, resaltando que al sensibilizar este parámetro se están disminuyendo también los volúmenes de vapor por ciclo, ver tabla 4.5.

En la **Figura 4.17** y en la **Tabla 4.5**, se compara la producción acumulada de petróleo a los distintos tiempos de inyección con la inyección alternada de

vapor convencional donde se observó que la mejor producción se obtuvo cuando se inyectó por más tiempo, puesto a que mayor masa suministrada al yacimiento, mayor será la energía que se transmite al mismo y los fluidos inyectados contactan mayor área dentro del medio poroso.

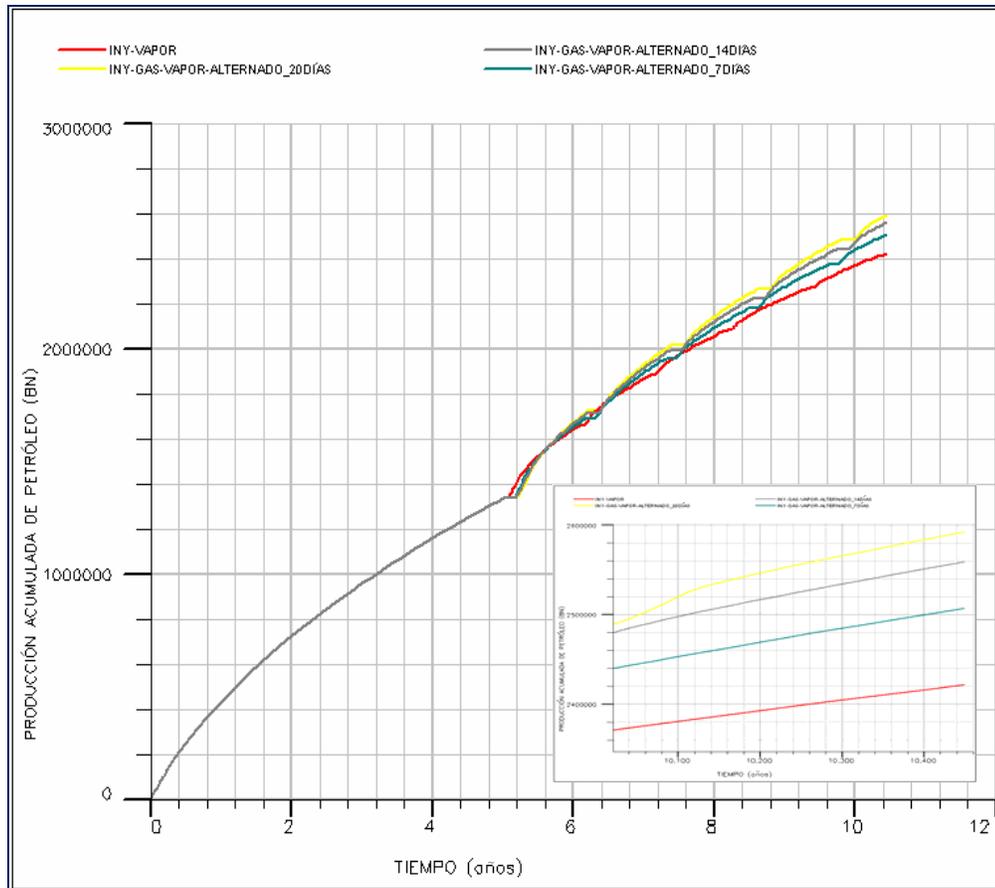


Figura 4.17. Producción acumulada de petróleo sensibilizando los tiempos de inyección.

Tabla 4.5. Comparación de los diferentes casos obtenidos al sensibilizar los tiempos de inyección.

Casos	Tiempo de inyección (días)	tasa de inyección (ton)	Np (MMBN)	Incremento (%)
Iny. vapor		5.000	2,42	-
Iny. Gas- vapor alternado	20	4.500	2,59	7
	14	3.150	2,56	6
	7	1.575	2,51	3

Tiempo de cierre:

Los tiempos de cierre del pozo se sensibilizaron luego de la inyección del gas, para 10, 20, 30 y 40 días, donde se puede apreciar en la **Figura 4.18** y en la **Tabla 4.6** el incremento de la producción a medida que pasan los días de cierre en el pozo, puesto a que en este lapso el gas tiene mayor tiempo para re acomodarse en el tope de la formación por el efecto boyante de la diferencia de densidad de los fluidos, como ya se había mencionado en secciones anteriores, la formación de ésta zona de gas libre a medida que avanza la inyección es más grande, lo que produce un empuje del petróleo que no ha sido contactado por el vapor hacia el pozo productor, además, esta capa actúa como un aislante que disminuye las pérdidas de calor a las formaciones adyacentes, permitiendo mayor concentración del calor en el yacimiento, lo que produjo un incremento en la producción.

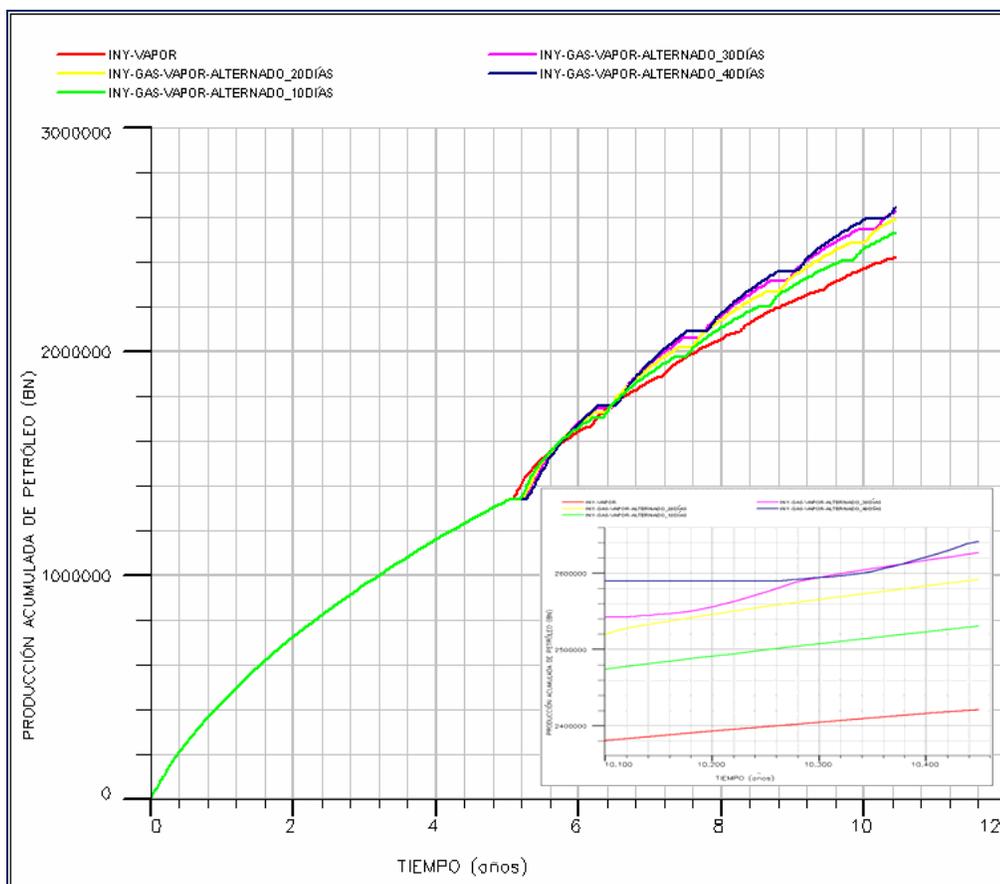


Figura 4.18. Producción acumulada de petróleo sensibilizando los tiempos de cierre.

Tabla 4.6. Resultados obtenidos al sensibilizar los tiempo de cierre del pozo.

Casos	Tiempo de cierre (días)	Np (MMBN)	Incremento (%)
Iny. vapor		2,42	-
Iny. Gas- vapor- alternado	10	2,53	5
	20	2,59	7
	30	2,63	8
	40	2,64	9

Con las sensibilidades realizadas se obtuvo el mejor caso para la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas, en cuanto al grupo y rango de variables operacionales definidos para este estudio de simulación dinámica. La **Tabla 4.7** resume las condiciones operacionales del caso que ofrece la mayor producción acumulada de petróleo en la aplicación de esta tecnología propuesta para yacimientos con características similares de crudos extrapesados.

Tabla 4.7. Parámetros resultantes del mejor caso para la tecnología de inyección alternada de vapor de agua con gas.

Parámetros	Valores
Temperatura del vapor, °F	560
Temperatura del gas, °F	160
Presión de inyección, lpc	1.200
Calidad del vapor, frac.	0.8
Vapor inyectado, ton/d	225
Gas inyectado, Mpie ³ /d	5.000
Tiempo de inyección del gas, días	20
Tiempo de cierre, días	40
Tiempo de inyección del vapor, días	20
Tiempo de remojo, días	7

Inyectar estos dos fluidos causa un efecto favorable sobre la producción, puesto que durante la inyección más zonas dentro del yacimiento estarán estimuladas por la acción de los fluidos inyectados. El gas por su densidad

cubrirá la parte superior del yacimiento y el vapor de agua la parte media e inferior del yacimiento.

4.4. Investigar el impacto de los mecanismos de producción y los efectos de la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas en el recobro de petróleo.

El mecanismo más relevante en un proceso de inyección alternada de vapor es la reducción de la viscosidad por efecto de temperatura. Para el momento que inició la inyección de vapor la temperatura del yacimiento era de 122 °F y la viscosidad del crudo de 3.300 cps., con un incremento de la temperatura de 424 °F la viscosidad disminuyó bruscamente, alcanzando un valor de 2,97 cp aproximadamente debido al comportamiento exponencial de la viscosidad, esto se puede apreciar en la **Figura 4.19**. A medida que el vapor fue contactando más zonas dentro del yacimiento, la viscosidad del fluido fue disminuyendo progresivamente por el efecto del aumento de temperatura en estas zonas (**Figura 4.20**). Al finalizar el estudio la temperatura alcanzada en las cercanías del pozo rondaba entre los 380 °F aproximadamente y la viscosidad de 4,75 cp. En las **Figuras 4.19** y **4.20** se presentan dos imágenes donde en a) se puede apreciar que en las cercanías del pozo la temperatura es mayor y se va reduciendo a medida que se va alejando del pozo hasta encontrar la temperatura del yacimiento que representa la fracción azul, y en b) se presenta que el efecto de la viscosidad del fluido es inversamente proporcional a la temperatura y se hace más viscoso mientras más lejos este del pozo.

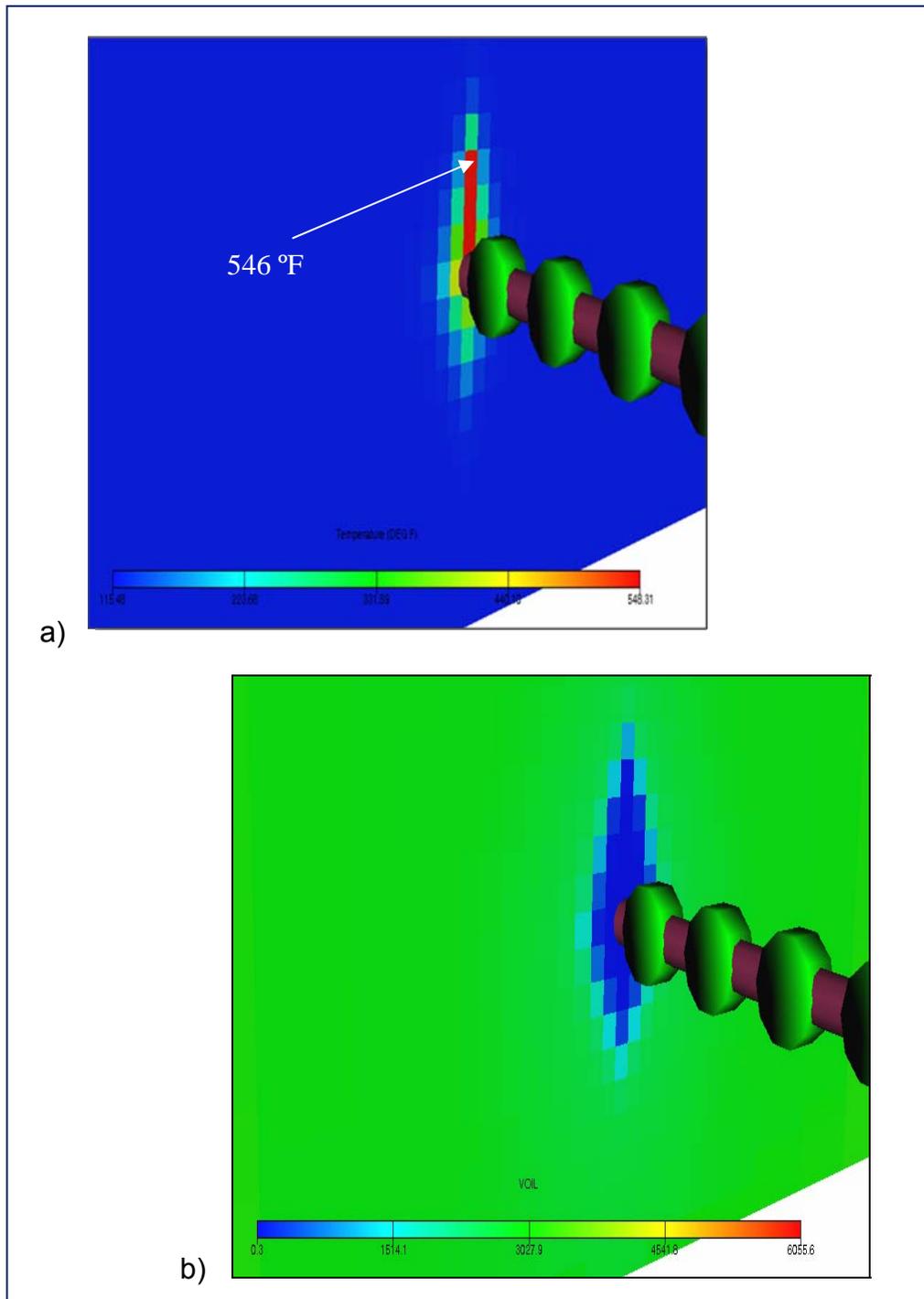


Figura 4.19. a) Temperatura y b) viscosidad inicial durante la inyección alternada del vapor con gas.

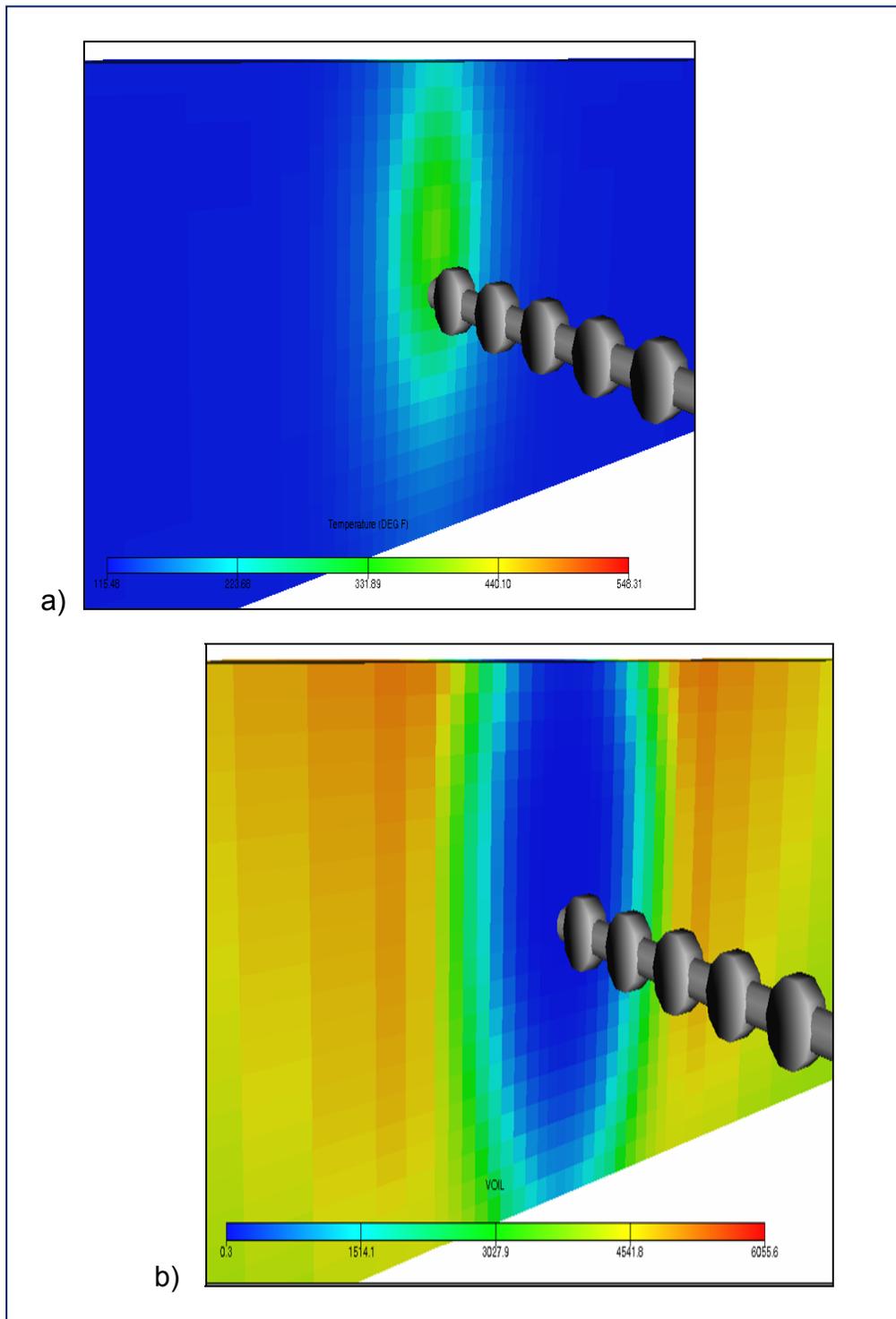


Figura 4.20. a) Temperatura y b) viscosidad al final de la inyección alternada del vapor con gas.

Durante los cambios de presión y temperatura en el yacimiento se observó un comportamiento de la viscosidad del fluido por zona, es decir, como se aprecia en la **Figura 4.21**, en las cercanías del pozo se encuentra el fluido menos viscoso por efecto del aumento de temperatura (zona azul), adyacente a esta zona se encuentra el fluido que no ha sido contactado por el vapor (zona verde). Existe otra zona de viscosidad, la cual se origina cuando la presión del yacimiento cae por efecto de la producción, el gas en solución se libera, haciendo el crudo más viscoso y disminuyendo así la movilidad del mismo, (zona naranja).

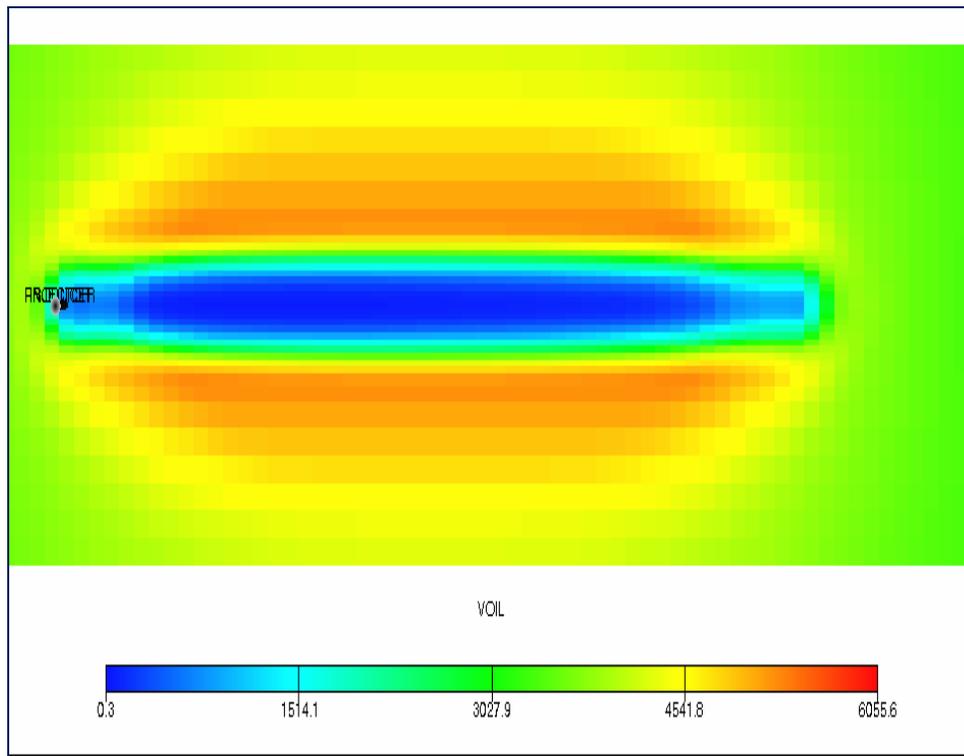


Figura 4.21. Vista de planta del comportamiento de la viscosidad una vez finalizado el estudio.

En la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas, se evidenció el aporte del empuje de la capa de gas como consecuencia del mecanismo activado por la inyección de gas. Como se ha mencionado anteriormente el gas inyectado más el gas disuelto que se liberaba del fluido durante la producción, por efecto de la gravedad formaron una zona de gas libre en el tope de la formación que ayudó al mantenimiento de la presión, al drenaje del petróleo hacia los pozos productores y además se comportó como una barrera aislante que minimizó las pérdidas de calor a las formaciones adyacentes, permitiendo así que más calor se concentrara en el yacimiento.

4.5. Presentar un análisis económico complementario de cada uno de los escenarios evaluados con la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas.

Para la planificación de cualquier proyecto, los gastos deben ser justificados mediante un análisis económico, que involucre las variables que se encuentren en el proceso a implementar, para garantizar de alguna manera el retorno efectivo de la inversión realizada. Igualmente la evaluación económica permitirá determinar si la tecnología o tecnologías estudiadas son económicamente viables para ser implementadas.

El objetivo principal de este tipo de proyectos, es la adquisición de conocimientos técnicos y la obtención de parámetros que en un futuro sean de utilidad para determinar la posible aplicación netamente comercial. Sin embargo, aún tomando en cuenta lo antes expuesto, a este proyecto se le realizó un análisis económico de la tecnología estudiada, específicamente

del caso de la inyección gas-vapor alternado, a fin de tener alguna referencia económica de la factibilidad de futura implementación de la propuesta.

A continuación se presentan los datos en cuanto a las inversiones necesarias para la implementación del proyecto durante un período de 10 años (**Tabla 4.8**). Como parte de las premisas de este análisis económico se distribuyó la inversión o costos de los equipos de superficie, (generador y compresor) entre doce (12) pozos, puesto que se sobreentiende que durante la planificación, gerenciamiento y planificación real de un activo, la inversión de instalaciones de superficie se hace para una serie de pozos pertenecientes a una misma macolla o grupos de macollas y no para un solo pozo.

Tabla 4.8. Inversiones del proyecto.

Casos	Inversión
1. Caso base.	
Construcción y completación del pozo	2.500.000 US\$
Levantamiento artificial	160.000 US\$
Total	2.660.000 US\$
2. Inyección de vapor.	
Construcción y completación del pozo	2.500.000 US\$
Levantamiento artificial	160.000 US\$
Generador portátil + planta de tratamiento	2.000.000 US\$
Total	4.660.000 US\$
3. Inyección gas-vapor alternado.	
Construcción y completación del pozo	2.500.000 US\$
Levantamiento artificial	160.000 US\$
Generador portátil + planta de tratamiento +	3.500.000 US\$

compresor	
Total	6.160.000 US\$

Bajo este esquema de planificación se obtuvieron los siguientes indicadores económicos:

Tabla 4.9. Indicadores económicos obtenidos del caso inyección gas-vapor alternado.

Parámetros	Casos	Np (MMBN)	Inversión (US\$)	VPN (US\$)	%VPN	Eficiencia
	Base	2,06	2.660.000	28.494.298		10,71
	Iny Vapor	2,42	2.826.667	31.619.585	111	11,19
Tasas de inyección de vapor	100%	2,62	2.951.6667	31.477.922	110	10,66
	90%	2,59	2.951.667	32.932.993	116	11,16
	80%	2,56	2.951.667	32.660.882	115	11,07
	70%	2,52	2.951.667	32.357.114	114	10,96
	60%	2,47	2.951.667	31.988.133	112	10,84

Tiempo de inyección	7D	2,51	2.951.667	32.570.921	114	11,03
	14D	2,56	2.951.667	32.817.559	115	11,12
	20D	2,59	2.951.667	32.932.992	116	11,16

Tiempo de cierre	10D	2,53	2.951.667	32.646.488	115	11,06
	20D	2,59	2.951.667	32.932.992	116	11,16
	30D	2,63	2.951.667	33.368.628	117	11,31
	40D	2,64	2.951.667	33.685.666	118	11,41

Como se observa en la **Tabla 4.9** todos los escenarios evaluados resultaron rentables según las premisas indicadas anteriormente, ya que los parámetros considerados: valor presente neto (VPN) y tiempo de pago (TP), se encuentran dentro de lo establecido.

No siempre el mejor caso de producción de petróleo es el más factible económicamente y esto se puede apreciar al comparar el valor presente neto cuando se sensibilizó la tasa de inyección de vapor, donde la mayor ganancia se obtuvo cuando se inyectó un 90 % del vapor (**Tabla 4.9**), ya que al disminuir los requerimientos de vapor se están disminuyendo los gastos de inyección obteniéndose mejores ganancias. Además, cabe destacar que a pesar de que se obtienen mejores ganancias con respecto a la inyección de vapor convencional, la eficiencia del proceso fue menor debido a los altos costos de inversión de los equipos de superficie.

El VPN fue mejorando cuando se sensibilizaron los parámetros operacionales (tiempo de inyección y tiempo de cierre) resaltando el mejor caso -no solo en producción sino también en ganancias- el caso de inyección gas-vapor alternado con 40 días de cierre del pozo, con un valor presente neto de 33.685.666 US\$ y una eficiencia de 11,41.

Con respecto al tiempo de pago, se puede observar en la **Figura 4.22** que al primer año de la producción fue cubierta la inversión de la construcción del pozo.

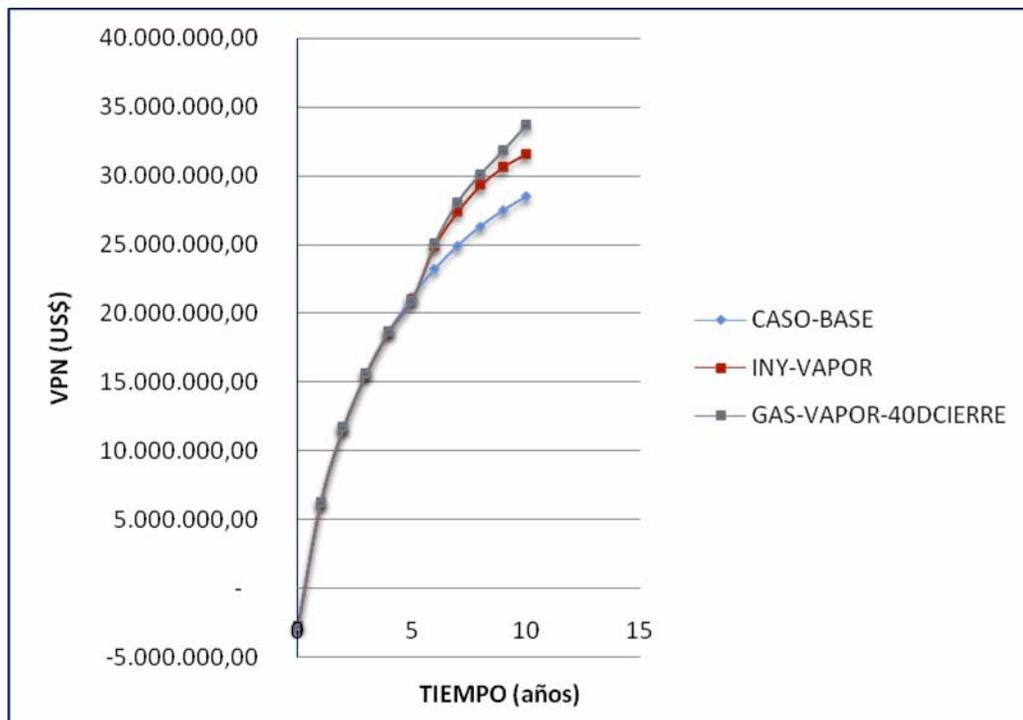


Figura 4.22. NPV en función del tiempo de estudio.

Una vez conocido el ingreso total del proyecto se pudo afirmar que es económicamente rentable, principalmente por el alto precio de crudo. Cabe destacar que los ingresos podrían variar dependiendo de la fluctuación del precio del crudo y por la producción del mismo, lo cual podría generar un mayor ingreso en el caso de incrementarse el precio del crudo o podría llegar a no ser rentable de llegar a caer drásticamente el precio del crudo (**Tabla 4.10**), donde es más eficiente el caso base que las tecnologías propuestas.

Tabla 4.10. Indicadores económicos obtenidos al sensibilizar los precios del crudo.

Precio del Petróleo (US\$/Bls)			100		30	
Parámetros	Caso	Inversión (US\$)	VPN (US\$)	Eficiencia	VPN (US\$)	Eficiencia
	Base	2.660.000	38.140.007	14,34	4.380.027	1,65
	Iny Vapor	2.826.667	42.607.608	15,07	4.149.530	1,47
Tasas de inyección de vapor	100%	2.951.667	42.465.945	14,39	4.007.867	1,36
	90%	2.951.667	44.265.354	15,00	4.602.087	1,56
	80%	2.951.667	43.884.912	14,87	4.600.806	1,56
	70%	2.951.667	43.463.072	14,72	4.592.218	1,56
	60%	2.951.667	42.949.142	14,55	4.585.609	1,55
Tiempo de inyección	7D	2.951.667	43.719.975	14,81	4.698.288	1,59
	14D	2.951.667	44.092.805	14,94	4.629.443	1,57
	20D	2.951.667	44.265.354	15,00	4.602.087	1,56
Tiempo de cierre	10D	2.951.667	43.866.790	14,86	4.595.734	1,56
	20D	2.951.667	44.265.354	15,00	4.602.087	1,56
	30D	2.951.667	44.867.081	15,20	4.622.496	1,57
	40D	2.951.667	45.318.921	15,35	4.602.530	1,56

CONCLUSIONES

1. Basado en los resultados obtenidos. La tecnología aquí propuesta probó ser viable tanto técnicamente como económicamente.
2. El modelo de simulación realizado es representativo de una zona típica de la Faja Petrolífera del Orinoco.
3. La inyección de vapor convencional permitió incrementar un 18 % la producción de crudo.
4. Los gases Metano y Nitrógeno (puro) producen aproximadamente la misma cantidad de petróleo 2,17 MMBN y 2,12 MMBN respectivamente.
5. La incorporación de gas a la inyección alternada de vapor de agua tuvo un efecto favorable en el recobro de petróleo.
6. La inyección gas-vapor alternada alcanzó un total 2,64 MMBN, incrementando la producción un 28 % con respecto al caso base y un 9 % comparado a la inyección alternada de vapor convencional.
7. El gas inyectado más el gas liberado por disminución de la presión ascendió hacia el tope del yacimiento actuando como una capa aislante minimizando las pérdidas de calor hacia las capas adyacentes al yacimiento.
8. Los mecanismos involucrados al inyectar el gas con el vapor son:
 - Reducción de viscosidad por efecto de temperatura
 - El empuje de la capa de gas libre
 - El efecto del gas de servir de aislante térmico

9. La inyección de gas permitió reducir los requerimientos de vapor permitiendo disminuir los costos de la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas, en consecuencia, maximizar el flujo de caja.

RECOMENDACIONES

1. Masificar el estudio a escala de campo, para evaluar el comportamiento del yacimiento en arreglos de pozos en la Faja Petrolífera del rinoco.
2. Ampliar en rango de estudio de las variables hasta optimizar el mejor escenario.
3. Estudiar el impacto de la tecnología al variar las propiedades del yacimiento.
4. Cuantificar el impacto que proporciona la inyección alternada de vapor de agua con gas sobre los mecanismos de producción.
5. Realizar un análisis similar considerando inyección de vapor alternada complementada con CO₂.
6. Evaluar el impacto ambiental que provocaría la implementación de esta tecnología propuesta.

BIBLIOGRAFÍA

1. Sedae Sola, behnam*, Rashidi, Fariborz Chemical Eng. Dept. Of Amir Kabir University, Tehran, Iran. **“Feasibility Experimental Investigation of Steam/Methane Flooding in a Heavy Oil Reservoir”**. SPE 91968-MS, (2004).
2. Meldau, Robert F., Shipley, Robert G., Coats, Keith H. **“Cyclic Gas/Steam Stimulation of Heavy-Oil Wells”**. SPE 8911-PA, (1981).
3. Hsu, H. y Brugman, R.J. **“CO₂ Huff and Puff Simulation Using a Compositional Reservoir Simulator”**. SPE 15503, (1986).
4. Salazar, A., Colomonos P., INTEVEP, S.A., **“Efectividad de la Inyección de Gas en la Inyección Alterna de Vapor”**. II Simposio Internacional sobre Recuperación Mejorada de Crudo. Maracaibo, Venezuela, (1987).
5. Bakshi, A. K. U. of Texas, and D.O. Ogbe, V.A. Kamath, and D.G. Hatzignatiou, U. of Alaska Fairbanks **“Feasibility Study of CO₂ Stimulation in the West Sak Field, Alaska”**. SPE 24038, (1992).
6. Shayegi, Sara, Louisiana State University; Jin, Zhengguo, University of Texas - Arlington; Schenewerk, Philip, University of Missouri - Rolla; Wolcott, Joanne, Louisiana State University. **“Improved Cyclic Stimulation Using Gas Mixtures”**. SPE 36687, (1996).
7. Hernández, B. **“Inyección de CO₂ después de Procesos Térmicos en Yacimientos de Crudos Pesados y Extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco”**. Trabajo de grado, LUZ, Maracaibo (2009).

8. Tópicos Petroguía. **“La Faja del Orinoco: Energía para el Mundo”**. Editorial Los Barrosos Petroguía, C.A., (2008).
9. Disponible en: <http://industria-petrolera.blogspot.com/2009/05/yacimientos-no-convencionales-parte-i.html>.
10. Durán, J. **“Estudio de la Factibilidad de Aplicación de las Tecnologías por Calentamiento Térmicos Eléctricos, En la Arena S5, T, Yacimiento Mm-412 del Campo Melones perteneciente a la Unidad Pesado Oeste del Distrito San Tomé”**. Trabajo de Grado del Departamento de Petróleo, UDO, Núcleo Anzoátegui (2006).
11. Paris, M. **“Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos”**. segunda Edición. Maracaibo; Venezuela, (2001).
12. Pizarro J., y Trevisan O., **“Electrical Heating of Oil Reservoirs: Numerical Simulation and Field Test Results”**. Trabajo N° 19685 de la SPE, (1990).
13. Alvarado, D. y Banzer, S. **“Recuperación Térmica de Petróleo”**, Maracaibo, Venezuela, (1993).
14. Iguarán, J., **“Guía De Recuperación Térmica”**, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz, (2001).
15. Espinoza, R. **“Estudio del Comportamiento del Proceso HASD en Arenas Delgadas del Área San Diego, Bloque Junín”**. Trabajo Especial de Grado UCV, Venezuela, (2008).

16. Disponible en:

http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenu.tpl.html&newsid_obj_id=886&newsid_temas=95.

17. Disponible en:

http://www.google.co.ve/imgres?imgurl=http://www.bemismfg.com/sustainability/images/pages/coinjectionSeat.jpg&imgrefurl=http://www.bemismfg.com/sustainability/es/tecnologia/coinyeccion/&h=170&w=240&sz=17&tbnid=CH6_DcBRllLgcM:&tbnh=78&tbnw=110&prev=/search%3Fq%3Dco%2Binyeccion%26tbn%3Disch%26tbo%3Du&zoom=1&q=co+inyeccion&hl=es-419&usq=_ng5wOGB2jLHYPvGfiksVUwRXqCk=&sa=X&ei=MSNNTvW-K8-htwfA4fDBBw&ved=0CC0Q9QEwCg.

18. Whitson, C.H. y Brulé, R.M. “**Phase Behavior. Monografía Volumen 20 SPE**”. Henry L. Doherty Series. Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, EUA, (2000).

19. Disponible en: http://es.wikipedia.org/wiki/Ecuaci%C3%B3n_de_estado.

20. Prausnitz, J., Lichtenthaler, R. y Gomes, E. “**Termodinámica Molecular de los equilibrios de fases**”. 3era. edición. Prentice Hall, Madrid, España, (2000).

21. Gordon, A. “**Simulation throughout the life of a reservoir**”. *Oilfield Review*, pages 16–27, (1996).

22. Vaca, P. “**Simulación de Yacimientos**”. UCV, Caracas, Venezuela, (2003).

23. Maiz, L. **“Determinación de Estrategias de Explotación en Frío de las Reservas Remanentes del Yacimiento J3 Mfb-3 Ubicado en el Campo Bare, Faja del Orinoco, Mediante la Simulación Numérica”**. Trabajo de Grado del Departamento de Petróleo, UDO, Núcleo Anzoátegui (2008).

24. Disponible en: http://en.wikipedia.org/wiki/Net_present_value.

25. Disponible en: http://en.wikipedia.org/wiki/Cash_flow.

26. Treballe, R., Chalot, J. y Colmenares, R., Lagoven S.A. **“The Orinoco Heavy-Oil Belt Pilot Projects and Development Strategy”**. SPE 25798, (1993).

27. Fernandez, J. **“Simulación Integrada Subsuelo-Superficie del proceso SAGD en un modelo estocástico de yacimiento”**. Trabajo Especial de Grado UCV, Venezuela, (2007).

28. Ahmed, T. **“Reservoir Engineering Handbook”**. Gulf Publishing Co., (2000). Página 294.

29. Herrera, A. y Pacheco, J. **“Development of Bitumen Production in the Cerro Negro Field”**. No. 1998.121, PDVSA-BITOR, Caracas, Venezuela, (1998).

30. Ruiz, J., Gonzalez, K, Bashbush, J.y Cova, J. **“Comparison of Steam Based Processes for the Orinoco Heavy Oil Belt”**. WHOC 2009-548, (2009).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	“EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTACIÓN DE LA INYECCIÓN ALTERNADA DE VAPOR DE AGUA CON GAS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO MEDIANTE EL USO DE UN SIMULADOR NUMÉRICO”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CVLAC / E MAIL
BARRIOS GONZÁLEZ MARIAM JULIET	CVLAC: 18.474.320 EMAIL:mjuliet88@gmail.com

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

ECLIPSE 300

Faja Petrolífera del Orinoco

Inyección de vapor con gas

Ecuación de estado

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUB ÁREA
Ingeniería de Petróleo	Yacimiento

RESUMEN (ABSTRACT):

Este trabajo presenta un estudio de simulación donde se evaluó la factibilidad de la implementación de la inyección alternada de vapor de agua complementada con gas para un yacimiento de crudo extrapesado perteneciente a la Faja Petrolífera de Orinoco. Se utilizó un modelo sectorial tipo caja con límites cerrados y homogéneo con propiedades promedio encontradas en la Faja. Dicho estudio fue realizado usando el simulador ECLIPSE 300, donde se estudiaron diferentes configuraciones para inyectar el vapor en conjunto con el gas. Los gases evaluados fueron: el Metano, debido a su alta disposición en el histórico de producción de ciertos pozos de la Faja y el Nitrógeno.

Los escenarios de simulación demostraron que inyectar el gas y el vapor en forma alternada y cerrar el pozo luego de inyectar cada fluido originó un aumento significativo en el recobro de petróleo. El incremento de la producción fue de 28 % con respecto a la producción del caso base y de 9 % comparado con la inyección alternada de vapor convencional. Los mecanismos responsables de la producción de petróleo fueron: la reducción de viscosidad, el empuje de la capa de gas libre, formada producto de la liberación del gas disuelto en el petróleo más el gas inyectado, y que por efecto de la gravedad subió al tope de la formación ayudando al mantenimiento de la presión, al drenaje del petróleo hacia los pozos productores y además se comportó como una barrera aislante que impidió las pérdidas de calor a las formaciones adyacentes, permitiendo así que un mayor contenido de calor se concentrara en el yacimiento, los cuales, causaron un efecto significativo en la producción.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E-MAIL				
MSC. EDGAR FERNÁNDEZ	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:				
	e-mail:				
MSC. LORENZO ARDITI	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:				
	e-mail:				
ING. JOSÉ RODRIGUE	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	e-mail:				
ING. NIVIA DIAZ	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	e-mail:				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	11	24
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Tesis_ inyección alternada de vapor con gas.doc	Aplicación/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H
I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u
v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.**

ALCANCE

ESPACIAL: _____(OPCIONAL)

TEMPORAL: _____OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de

Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

AUTOR

BARRIOS G, MARIAM J.

TUTOR

MSC. LORENZO ARDITI

JURADO

ING. JOSÉ RODRIGUE

JURADO

ING. NIVIA DIAZ

POR LA SUBCOMISION DE TESIS

ING. RAYDA PATIÑO