

**ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS PROCESOS DE REDUCCIÓN DE  
VISCOSIDAD, INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO E INYECCIÓN CÍCLICA  
DE VAPOR, HACIENDO USO DE POZOS HORIZONTALES EN YACIMIENTOS  
DE CRUDOS DE VISCOSIDAD INTERMEDIA.**

**CESAR HURTADO GUTIERREZ  
ROBERT ANDRES JEREZ QUINTERO**

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

**2018**

**ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS PROCESOS DE REDUCCIÓN DE  
VISCOSIDAD, INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO E INYECCIÓN CÍCLICA  
DE VAPOR, HACIENDO USO DE POZOS HORIZONTALES EN YACIMIENTOS  
DE CRUDOS DE VISCOSIDAD INTERMEDIA.**

**CESAR HURTADO GUTIERREZ  
ROGERT ANDRES JEREZ QUINTERO**

**Trabajo de grado presentado para optar al título de Ingeniero de Petróleos**

**Director  
ANDRÉS FELIPE ORTIZ MENEZES  
M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA**

**2018**

## DEDICATORIA

A Dios, quien ha iluminado mi camino para ser quien soy.

A mis padres Guillermo e Isabel, por su amor inagotable, su comprensión, por haberme inculcado buenos valores y por brindarme su apoyo para alcanzar las metas que me he propuesto y que he logrado alcanzar y a quienes les debo todos y cada uno de los éxitos venidos y por venir.

A mis hermanos, quien junto a mis padres ha constituido un modelo más para mí  
Desarrollo personal y profesional.

A los maestros e ingenieros Fernando Enrique Calvete y Erik Giovany Montes por todo el apoyo, comprensión y el conocimiento brindado.

A mis amigos de la universidad, los cuales hicieron de estos años, una amena experiencia, llena de recuerdos y anécdotas.

A todos los miembros de ACEIP por las experiencias compartidas

***Cesar Hurtado Gutierrez***

## DEDICATORIA

Este libro es dedicado a todas las personas que participarán directa o indirectamente en su realización. Al ingeniero Andrés Ortiz, y a los amigos de la escuela Eugenia, el ingeniero nicolas, Jenny. A la comunidad para ser ejemplo de metas cumplidas y motivar a los jóvenes a los caminos de la academia.

Este pequeño aporte también es dedicado a la academia y a la ciencia para su buen uso.

A la familia que en las buenas o en las no favorables circunstancias siempre ha estado ahí apoyándome. En especial a mi tío Javier por ser ejemplo a seguir, y por su apoyo económico, junto con mi papá y mi mamá, y a mi abuela María que ha sido como una *¡mía mamá!*.

Al medio ambiente para escoger procesos que economicen los gastos energéticos y optimicen el uso de las energías no renovables.

Y principalmente a mi apoyo afectivo, por asistirme oportunamente, Gracias Amada mía, pues todo nombre escrito queda corto para nombrar tan bella alma Diana Bautista, y más que supuesto, y obviadamente a mi Padre Celestial, para Él sea el honor y la gloria perpetuamente, y por los siglos de los siglos. Amén.

***Roger Andres Jerez Quintero***

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por darnos la existencia, la salud, la inteligencia y la constancia necesaria para lograr nuestras metas que un buen día con entusiasmo nos propusimos mirando con grandes esperanzas el futuro

Al ingeniero Andres Felipe Ortiz Menezes por su excelente dirección, que en todo momento fue nuestra luz y voz de apoyo a pesar de tantas dificultades presentadas y que sin restricciones orientó nuestro trabajo y nos enriqueció intelectualmente con sus recomendaciones y aportes.

A la Universidad Industrial de Santander y todo el grupo de profesores, quienes contribuyeron día a día con sus enseñanzas y que de manera integral nos formaron como las profesionales que somos hoy.

A todo el grupo de ingenieros del Grupo de Investigación en Recobro Mejorado que de diferentes maneras e incondicionalmente contribuyeron con un granito de arena al desarrollo de este trabajo.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	15
1. GENERALIDADES .....	17
1.1 FUNDAMENTOS BÁSICOS DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	18
1.1.1 Descripción del proceso de Inyección Cíclica de Vapor (I.C.V) .....	19
1.1.2 Rango de aplicabilidad.....	27
1.1.3 Efectos sobre la viscosidad del crudo .....	28
1.1.4. Aplicación de pozos horizontales en procesos de inyección cíclica de vapor.....	31
1.1.5. Problemas operacionales.....	39
1.2 FUNDAMENTOS BÁSICOS DE LA INYECCIÓN DE DIOXIDO DE CARBONO (CO <sub>2</sub> ) .....	45
1.2.1 Descripción del proceso de inyección de CO <sub>2</sub> , limitaciones y factores de favorabilidad por ciclos alternos.....	50
1.2.2 Rango de aplicabilidad.....	61
1.2.3 Efectos sobre la viscosidad del crudo y desventajas .....	66
1.2.4 Aplicación de pozos horizontales en procesos de inyección de CO <sub>2</sub> .....	70
1.2.5 Problemas operacionales.....	78
2. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LOS PROCESOS DE INYECCIÓN .....	80
2.1 METODOLOGÍA DE SELECCIÓN.....	80
2.1.1 Selección del software de simulación CMG .....	84
2.1. 2 Selección de los datos del modelo en frio.....	87
2.1.3. Construcción del modelo base de simulación .....	88
2.1.3.1 Propiedades del modelo .....	91
2.1.4 Análisis de sensibilidad .....	95

2.2. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN EN FRIO PARA LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR, Y CO2.....	96
2.2.2 Resultados y comportamiento del modelo .....	98
2.3 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN PARA LA INYECCIÓN VAPOR Y DE CO2.....	99
2.3.1 Características generales del modelo .....	100
2.3.2 Resultados y comportamiento del modelo .....	101
2.3.2.2 Resultados del Proceso Cíclico de Inyección de Vapor. ....	103
3. ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE PROCESOS DE INYECCIÓN DE CO2 Y VAPOR EN MODELO PILOTO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA .....	105
3.1 ANÁLISIS Y SENSIBILIZACIÓN DE PARÁMETROS .....	106
4. EVALUACIÓN COMPARATIVA DE LOS PROCESOS DE REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD, HACIENDO USO DE POZOS HORIZONTALES EN YACIMIENTOS DE CRUDOS DE VISCOSIDAD INTERMEDIA.....	110
5. CONCLUSIONES .....	111
BIBLIOGRAFÍA.....	113

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Comportamiento de producción en un proceso de I.C.V .....	19
Figura 2. Fases de inyección cíclica de vapor .....	24
Figura 3. Etapas del Proceso de Inyección Cíclica de Vapor .....	24
Figura 4. Cámaras de vapor en ICV .....	31
Figura 5. Inyección cíclica de vapor en pozos horizontales .....	33
Figura 6. Etapas de proceso de inyección en ICV .....	37
Figura 7. clasificación de los procesos de recuperación de hidrocarburos(Lake 1992).....	46
Figura 8. Definición de la presión mínima de miscibilidad (Sebastian y col, 1985)	49
Figura 9. Dispositivo de burbuja ascendente .....	51
Figura 10. Diagrama del dispositivo del tubo delgado (Landáez, 2005). .....	52
Figura 11. Equipo Slime Tube.....	53
Figura 12. Determinación de la PMM a través del tubo delgado (Cuong, 2010)....	53
Figura 13. Comportamiento de la densidad del CO <sub>2</sub> (IPCC, 2005.) .....	58
Figura 14. Factor de compresibilidad del CO <sub>2</sub> (Kendall y Sage, 2005) .....	59
Figura 15. Solubilidad del CO <sub>2</sub> en el agua a diferentes temperaturas (Schechter, 2005.....	60
Figura 16. Reducción de la viscosidad (Simon, 1965).....	68
Figura 17. Esquema del funcionamiento de la inyección de CO <sub>2</sub> miscible (PEMEX, 2010).....	70
Figura 18. Factor de expansión del aceite .....	74
Figura 19. Esquema de la técnica de desplazamiento inmisible (E. Tzimas y A. Georgakaki, 2005.....	77
Figura 20. Enmallado de simulación- cmg computing modeling group.....	92
Figura 21. Dimensiones, número de celdas, entre otras propiedades del modelo.	97

Figura 22. Flujo natural, modelo en Frio a diferentes BHP. ....	98
Figura 23. $K_{rw}$ vs $S_w$ y $k_{row}$ vs $S_w$ -, y algunos parámetros del modelo. ....	99
Figura 24. Petróleo acumulado del proceso de Inyección de $CO_2$ .....	102
Figura 25. Producción de petróleo por el método de inyección cíclica de vapor..	103
Figura 26. Resultado del estudio de experimentos para la inyección de vapor. .	103
Figura 27. Producción acumulada de petróleo para el modelo en frio, y los procesos de inyección cíclica tanto de Vapor como de $CO_2$ . ....	106
Figura 28. Acumulacion de crudo y su variación con relación a la producción en frio, con inyección de vapor y de $CO_2$ .....	107
Figura 29. Agua producida por los diferentes métodos.....	108
Figura 30. Gas producido de los métodos, y el modelo en frio. ....	109

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Screening de la Inyección Cíclica de Vapor .....	28
Tabla 2. Criterio de estimación de la Presión Mínima de Miscibilidad (Holm, 1980).....	50
Tabla 3. Guia de escrutinio de Taber ( Taber,1997) .....	64
Tabla 4. Comparación de los criterios de escrutinio para la inyección de CO <sub>2</sub> .....	64
Tabla 5. Criterio de escrutinio para la inyección de CO <sub>2</sub> (IMP, 2011). .....	65
Tabla 6. Datos de producción, Y precio de tratamiento de agua, y petróleo producido. ....	99
Tabla 7. Características generales del modelo. ....	101

## RESUMEN

**TITULO:** ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS PROCESOS DE REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD, INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO E INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR, HACIENDO USO DE POZOS HORIZONTALES EN YACIMIENTOS DE CRUDOS DE VISCOSIDAD INTERMEDIA\*

**AUTORES:** CESAR HURTADO GUTIERREZ  
ROBERT ANDRES JEREZ QUINTERO\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Inyección ciclica de vapor, inyección de CO<sub>2</sub> , desplazamiento inmisible, viscosidad intermedia, modelos analíticos, simulación numérica, factor de recobro.

### DESCRIPCION:

Algunos de los métodos de recuperación mejorada más empleados para la extracción de crudos pesados es la inyección ciclica de vapor e inyección de CO<sub>2</sub>. A nivel mundial, son muchos los campos de crudo pesado en los cuales se ha implementado la combinación de estos procesos, y en la mayoría de los casos obteniendo muy buenos resultados en la recuperación de aceite. La industria de los hidrocarburos posee dos herramientas clásicas para la predicción de la inyección ciclica de vapor e inyección de CO<sub>2</sub> que son, la simulación numérica y el modelamiento analítico. La simulación numérica descrita en el presente trabajo de investigación, abarcan modelos que asumen diferentes suposiciones que incluyen los términos de heterogeneidad, variación de la eficiencia areal, variación de la eficiencia vertical, tipos de arreglos y tipos de desplazamiento.

Un simulador de yacimiento no es más que un conjunto de programas de computación que resuelve los modelos matemáticos que representan al yacimiento. En los últimos años, la simulación numérica de yacimientos ha ganado gran aceptación en la industria petrolera ya que actualmente los simuladores permiten modelar de una manera más realista la amplia variedad de yacimientos existentes en el mundo.

Con el objetivo de realizar un estudio comparativo del comportamiento predicho con los modelamientos numericos propuestos, los resultados obtenidos se obtendran con los determinados mediante el simulador numérico IMEX de la compañía CMG. Para esto fue utilizado un modelo conceptual de simulación con el objetivo de determinar cuál de los métodos de predicción numericos planteados ajusta mejor sus resultados con los de la simulación.

Teniendo en cuenta todos y cada uno de estos aspectos el proposito general de la presente tesis implica la realizacion de unos procesos de simulacion simultanea que abarca la inyeccion ciclica de vapor e inyeccion ciclica de CO<sub>2</sub> para crudos de viscosidad intermedia.

---

\* Tesis

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Andrés Felipe Ortiz

## ABSTRACT

**TITLE:** COMPARATIVE STUDY OF THE PROCESSES OF VISCOSITY REDUCTION, INJECTION OF CARBON DIOXIDE AND CYCLICAL STEEL INJECTION, MAKING USE OF HORIZONTAL WELLS IN INTERMEDIATE VISCOSITY CRUDES\*.

**AUTHORS:** CESAR HURTADO GUTIERREZ  
ROGERT ANDRES JEREZ QUINTERO\*\*

**KEYWORDS:** Cyclic vapor injection, CO2 injection, immiscible displacement, intermediate viscosity, analytical models, numerical simulation, recovery factor

### DESCRIPTION:

Some of the most improved recovery methods used for the extraction of heavy crudes is the cyclic injection of steam and CO2 injection. Normally these techniques are preceded by various stimulation processes because when applied in a cold reservoir, the fluid does not have the appropriate mobility and viscosity conditions to allow steam displacement to be fully efficient. Worldwide, there are many heavy oil fields in which the combination of these processes has been implemented, in most cases obtaining very good results in oil recovery. The hydrocarbon industry has two classic tools for the prediction of cyclic steam injection and CO2 injection, which are numerical simulation and analytical modeling. The numerical simulation described in the present research work, includes models that assume different assumptions that include the terms of heterogeneity, variation of the efficiency areal variation of vertical efficiency, types of arrangements, and types of displacement.

A reservoir simulator is nothing more than a set of computer programs that solves the mathematical models that represent the reservoir. In recent years, the numerical simulation of reservoirs has gained great acceptance in the oil industry, since currently the simulators allow to model in a more realistic way the wide variety of existing deposits in the world

In order to carry out a comparative study of the predicted behavior with the proposed numerical modeling, the results obtained will be obtained with those determined by the IMEX numerical simulator of the company CMG. For this, a conceptual simulation model was used to determine which of the numerical prediction methods proposed best fits their results with those of the simulation. Taking into account each and every one of these aspects, the general purpose of this thesis involves the realization of simultaneous simulation processes that cover the cyclic injection of steam and cyclic injection of CO2

---

\* Undergraduate thesis

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. School of Engineering of Petroleum Director: M.Sc. Andrés Felipe Ortiz.

## INTRODUCCIÓN

Hoy en día como todos sabemos, nuestro país enfrenta una carrera contra el reloj para aumentar las reservas de petróleo debido básicamente a la posibilidad de perder su autosuficiencia energética, razón por la cual, es necesario buscar diversas fuentes de energía que puedan suplir en cierta forma esta necesidad. Una opción para resolver este dilema son los yacimientos de crudo pesado, dejados atrás desde hace ya varias décadas a causa de la dificultad para su extracción, refinamiento y por su alta viscosidad, pero que a raíz del avance tecnológico y el precio oscilante del petróleo se han convertido en un factor clave para aumentar las reservas del país ofreciendo un gran potencial económico a desarrollar.

El desarrollo de este estudio inicia con una conceptualización de lo que implica en cierta forma un método térmico en especial como lo es la inyección cíclica de vapor (I.C.V) en los cuales se especifican generalidades del funcionamiento del proceso, parámetros operacionales de yacimiento y factores que puedan afectar dicho método.

Igualmente se hará una detallada descripción de ciertos métodos de recobro E.O.R que están relacionado con la inyección de CO<sub>2</sub> e inyección cíclica de vapor así como todo lo que en cierta forma implica estas técnicas, haciendo especial énfasis en todos aquellos factores que hacen posible los procesos y de aquellos aspectos que lo limitan como tal.

El objetivo de esta tesis es en cierta forma hacer un estudio comparativo de la forma como se da el proceso de reducción de viscosidad de un crudo de viscosidad intermedia (100-200 cp) en un yacimiento de crudo pesado que ha sido sometido de manera simultánea a una inyección cíclica de vapor y a una inyección cíclica de

CO<sub>2</sub> teniendo en cuenta obviamente aquellos parámetros que pueden limitar cada una de las técnicas y para esto haremos uso del simulador CMG con todas sus herramientas e igualmente se efectuara un análisis de sensibilidad de los principales parámetros de yacimiento y operación que afectan el proceso de inyección cíclica de vapor y de CO<sub>2</sub> entre los cuales se encuentran: el número de ciclos de estimulación que deben preceder el empuje con vapor teniendo en cuenta la posible miscibilidad o no miscibilidad del crudo con el CO<sub>2</sub> y además un estudio detallado de aquellos parametros que pueden definir los diversos comportamientos del yacimiento y del fluido, así como su influencia en el software de simulación CMG que generen la compatibilidad necesaria para hacer viable el método.

## 1. GENERALIDADES

Es de conocimiento general que la explotación de un yacimiento de petróleo ocurre básicamente en tres etapas: En la primera, el petróleo se drena naturalmente hacia los pozos bajo el efecto de gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y el seno del yacimiento.

Cuando la presión del medio se hace inadecuada, o cuando se pueden estar produciendo cantidades importantes de otros fluidos (agua y gas, por ejemplo), se inicia entonces la segunda fase, la cual consiste básicamente en inyectar dentro del yacimiento un fluido que sea menos costoso que el crudo para mantener un gradiente de presión.

En las dos primeras fases el promedio de recuperación es de 25% a 30% del petróleo original en sitio (POES, ó OOIP en sus siglas en ingles), siendo las fuerzas viscosas y capilares entre otras fuerzas que intereractuan en el fenómeno, las que definen las características de la roca almacen, la cual funciona similar a una esponja que absorbe agua. Pero en el caso de la roca, lo que almacenaría sería crudo específicamente<sup>1</sup>.

Una vez aplicados los proceso primarios y secundarios de recuperación de crudo el yacimiento aún contiene un aproximado de 60-80% del POES ó OOIP. Aunque existen otros métodos como lo es la inyección de fluidos miscibles con el petróleo y de gases a altas presiones, bien sea en forma separada o combinada, todos ellos son parte de la tercera etapa de la recuperación de crudo<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> TERAN POLO Jose Antonio. Metodos químicos de recuperación. Mexico DF. 1998. pag 23

<sup>2</sup> Ibíd

## 1.1 FUNDAMENTOS BÁSICOS DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

El proceso de inyección cíclica de vapor es a veces llamado "huff and puff" o "steam soak" (remojo de vapor). Preferiblemente usado en pozos cuya viscosidad es alta, o con grados API mínimos. En este sistema solo es necesario un pozo para inyección y producción. Un caudal común de inyección es de 1000 Barriles de agua por día (BWPD), en forma de vapor. La inyección continúa por dos o tres semanas, después de lo cual el pozo es cerrado por unos cuantos días. El periodo de cierre tiene que ser lo suficientemente largo para que el vapor condense, pero no para disipar la presión substancialmente. Después del periodo de cierre, el pozo será producido por un periodo de tiempo entre unos meses a aproximadamente un año<sup>3</sup>.

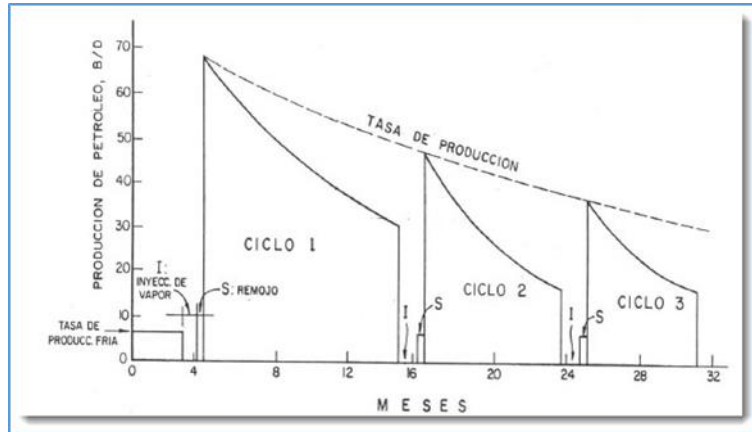
Como se puede observar en la grafica (Figura 1), este proceso se repite tantas veces el yacimiento lo requiera. Algunos proyectos de inyección cíclica de vapor han sido convertidos a inyección continua de vapor después de unos cuantos ciclos de inyección. Crudos muy pesados (densidades menores de 10°API) generalmente no pueden ser producidos económicamente ya sea por inyección cíclica o inyección continua de vapor, ya que la cantidad de calor requerido para una adecuada reducción de la viscosidad del petróleo puede resultar excesiva.

La Figura 1 presenta respuestas típicas del comportamiento de producción en un proceso de inyección cíclica de vapor.

---

<sup>3</sup> GONZALES PEREZ Ivan. Método predictivo para el proceso de recuperación de aceite pesado por inyección de vapor "huff and puff". Universidad Nacional Autonoma de Mexico.Mexico DF.2005. pag 67

**Figura 1. Comportamiento de producción en un proceso de I.C.V**



Fuente: SLIDESHARE [en línea] disponible en: <http://es.slideshare.net/elfaro123/diapositivas>

Es necesario tener un conocimiento adecuado de las propiedades de los fluidos extra pesados para así decidir los métodos de extracción, producción y procesamiento de un campo. Las pruebas de laboratorio pueden brindar una gran información acerca de los atributos termodinámicos y físicos de las reservas de crudo extra pesado de una compañía.

Sin embargo, un equipo de laboratorio debe ser capaz de recrear condiciones de presión, volumen y temperatura representativas del subsuelo durante la recuperación. En el caso de los crudos extra pesados, esto podría involucrar presiones y temperaturas elevadas relacionadas con procesos de recuperación, como la inyección cíclica de vapor<sup>4</sup>.

**1.1.1 Descripción del proceso de Inyección Cíclica de Vapor (I.C.V)** La inyección cíclica de vapor técnicamente es un proceso de fácil aplicación y los resultados de estos tratamientos son vistos en pocas semanas. La inyección cíclica de vapor, consiste básicamente en inyectar vapor a un pozo durante un determinado tiempo,

<sup>4</sup> SANCHEZ CUETO JERONIMO: "Prueba piloto de la inyección ciclica de vapor en un campo, 2013", UNAM, Mexico DF. pag. 13.

que puede oscilar entre una a tres semanas para después cerrar el pozo por un corto periodo de 3 a 5 días llamado tiempo de remojo, para luego abrir a producción. Una vez que el pozo es puesto a producción, este producirá el crudo a una tasa incremental durante un cierto periodo de tiempo, que en general, puede ser del orden de 4 a 6 meses, y luego descenderá a la tasa de producción original. Ciclos adicionales se pueden realizar de manera similar, sin embargo, el petróleo recuperado durante tales ciclos será cada vez menor. Aunque existen variaciones del proceso de inyección cíclica descrito, es evidente que se trata básicamente de un proceso de estimulación, usualmente utilizado para petróleos pesados (8-15 °API). Hay poca duda en cuanto al hecho que la inyección cíclica de vapor incrementa la tasa de producción, aunque sea por un corto periodo de tiempo, sin embargo no está claro si la inyección cíclica de vapor lleve a un aumento de la recuperación. Por tanto, se cree que la aplicación intensa de este proceso en el yacimiento, podría ser imposible o ineficiente el uso del petróleo, tales como inyección continua de vapor, combustión en situ, desplazamiento miscibles, entre otros. Podemos afirmar que 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 usados en el presente tiempo. Esta popularidad se fundamenta en la fácil aplicación del método, de la baja inversión inicial y del rápido retorno de la misma<sup>5</sup>.

A través de los años siempre se ha manejado el término de recuperación mejorada para describir la producción adicional de los yacimientos bajo sistemas de recuperación primaria y secundaria, con los cuales se han obtenido bajos porcentajes de crudo teniendo en cuenta el potencial del yacimiento. En la actualidad la recuperación mejorada o terciaria muestra un crecimiento notable, debido a la necesidad de aumentar el factor de recobro en campos maduros y mejorar el desempeño en campos nuevos, donde las características del yacimiento,

---

<sup>5</sup> ROCAFUERTE JFF. Técnicas de EOR. Universidad Nacional Autonoma de Mexico. Mexico D.F. 2007.pag 5

fluidos y el montaje operacional, permiten un mejor desarrollo logrando altos factores de recobro y beneficios económicos. Los métodos de recobro mejorado aparecen ante la necesidad de disminuir cantidades de hidrocarburos remanentes en el yacimiento, de tal manera que un proyecto de inversión sea rentable por largo tiempo. Sin embargo, es posible aplicar recobro mejorado, incluso desde el inicio del desarrollo de un campo, puesto que se pueden generar mejores beneficios del efecto de calentamiento con vapor en la producción de hidrocarburos. En el mundo existen grandes reservas de crudo pesado y extra pesado, que se caracterizan por su baja movilidad y bajos factores de recobro, esto atribuido en gran parte a las altas viscosidades y baja gravedad API que determina el poco flujo de fluidos a través del medio poroso. Una buena administración y diseño para operar un campo resulta en una buena respuesta del mismo. Para producir cantidades de hidrocarburo adicionales, durante la última década, los métodos térmicos han sido los más usados para recobro de crudo pesado, concentrando su aplicación en Canadá, Brasil, Venezuela, E.E.U.U, la unión soviética y china, alcanzando factores de recobro hasta del 50% en algunas aplicaciones<sup>6</sup>.

La estimulación cíclica con vapor, es el método de recuperación con vapor más ampliamente usado en la industria para el recobro de aceite pesado. Y como se afirmó, este proceso consiste en inyectar calor a la formación de manera directa y donde su propósito principal es reducir la viscosidad del petróleo y así de esta manera producir de una manera más eficiente el aceite que permanece en el yacimiento. Además del efecto de reducción de viscosidad, también se presentan cambios en la tensión interfacial y por tanto en la presión capilar, la permeabilidad relativa y la mojabilidad. La inyección cíclica de vapor fue descubierta por primera vez en 1957, cuando la Shell Oil Company de Venezuela, realizaba pruebas con pilotos de inyección continua de vapor en el campo Mene Grande. Un problema de sobrecarga en la presión del pozo inyector, causó la suspensión de las operaciones

---

<sup>6</sup> CADENA MONROY Angela Inés. UPME.Cadena del petróleo 2013. Bogotá D.C., Colombia. Pag 32

de inyección por problemas mecánicos; al abrir el pozo nuevamente, se observó un aumento en la producción de aceite de 10 a 100 Bls/día con un bajo corte de agua, este accidente llevo a la aplicación de un proceso de inyección de vapor y producción de aceite en el mismo pozo de forma cíclica<sup>7</sup>. El proceso de inyección cíclica de vapor es práctico y económicamente competitivo, por ello presenta varias ventajas con respecto a los demás métodos de recobro térmico como por ejemplo:

- Es recomendado para yacimientos de crudo pesado ya que provee fuerza de movilidad y al transferir calor al yacimiento reduce las fuerzas viscosas facilitando el flujo del crudo hacia los pozos productores.
- Remueve los depósitos orgánicos de la formación o a lo largo de la tubería de producción, dichos depósitos suelen restringir el flujo de crudo reduciendo considerablemente las tasas de producción.
- El calentamiento de la formación genera un aumento en la cantidad de gas libre del yacimiento.
- Se produce una gran disminución en la viscosidad del aceite debido a las altas temperaturas que alcanza el yacimiento tras la inyección del vapor.

Es considerada como una técnica eficiente de estimulación, pues además de incrementar el recobro de aceite como consecuencia de la disminución de la viscosidad, se logra limpiar las paredes de la formación al eliminarse algunas parafinas que se adhieren en el fondo del pozo con lo cual se disminuye el factor de daño. El factor de recobro alcanzado por este proceso puede ser aproximadamente del 5 al 15% del OOIP dentro del área afectada por la operación y es función del tipo de aceite y de las características del yacimiento<sup>8</sup>.

---

<sup>7</sup> REINA LAITON, Claudia Fernanda, Evaluación técnica de la inyección de vapor en forma continua en un campo de crudo pesado, Universidad Nacional de Colombia. Medellin, Colombia 2017, pag 76

<sup>8</sup> HERNANDEZ HERNANDEZ, Laura Cristina, Inyeccion ciclica de vapor, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2015, pag 45

Hoy en día es el método de recobro térmico más ampliamente aplicado en la producción de aceite pesado, ya que es considerado uno de los más efectivos debido a su funcionalidad, fácil aplicación y bajos costos.

Este proceso involucra tres etapas en las cuales la inyección y la producción se realizan en un mismo pozo (Figura 1-2), su efecto se aprecia en un radio de 80-120 pies de distancia del pozo inyector y presenta alta eficiencia de barrido vertical. La primera etapa, consta de inyectar un alto volumen de vapor en un pozo vertical por un corto tiempo dado en días o semanas, es recomendable realizar la inyección a la mayor tasa posible para disminuir las pérdidas de calor, cuidando no sobrepasar la presión de fractura del yacimiento<sup>9</sup>.

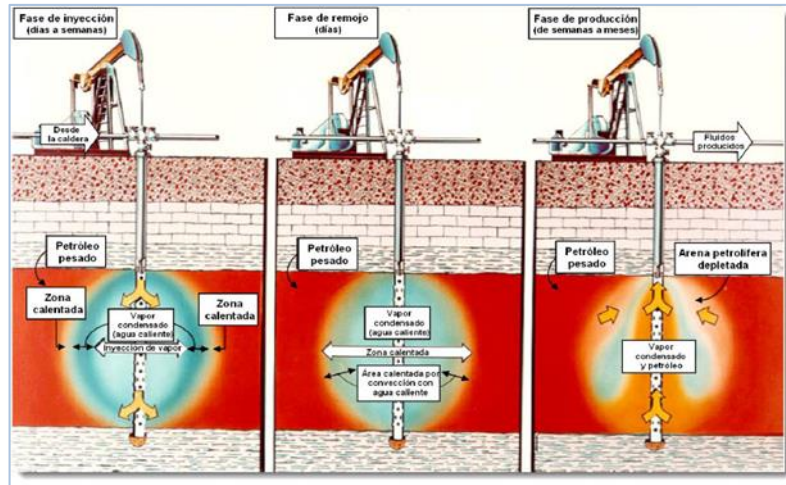
La segunda etapa es conocida como el periodo de remojo, en esta fase el pozo es cerrado por algunos días después del periodo de inyección, la duración del periodo de remojo depende básicamente de características como: presión y temperatura del yacimiento, espesor de la formación, viscosidad del aceite y pérdidas de calor de acuerdo a las propiedades térmicas de las formaciones adyacentes (capacidad calórica volumétrica y conductividad térmica); en el desarrollo de esta etapa, se transfiere calor a la formación reduciendo la viscosidad del petróleo para permitir que este fluya hacia el pozo productor.

Como tercera y última fase se encuentra el periodo de producción, en el cual el vapor condensado y los fluidos calientes del yacimiento son producidos. Cuando la tasa de producción de aceite tiende a la tasa al inicio de la estimulación, se considera que el yacimiento se ha enfriado y debe repetirse el proceso con sus tres etapas varias veces hasta que se alcance el límite económico

---

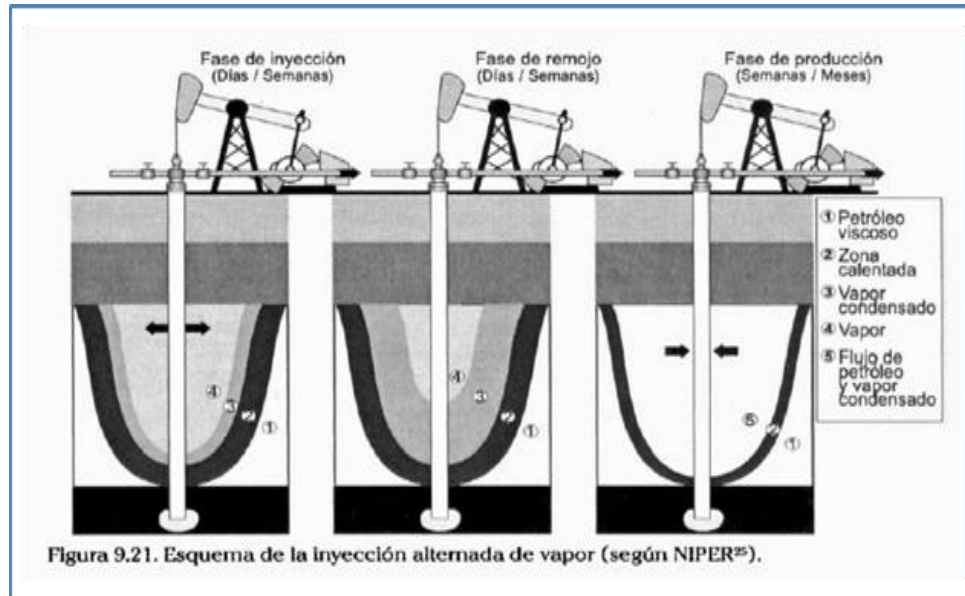
<sup>9</sup> GOZDE, S. and CHHINA, H. S.: "An Analytical Cyclic Steam Stimulation Model for Heavy Oil Reservoirs". Paper SPE 18807, pag 3

**Figura 2. Fases de inyección cíclica de vapor**



Fuente: SLIDESHARE [en línea] disponible en: <https://es.slideshare.net/jhonenriqueramirezmantilla1/inyeccion-de-vapor-steam-flooding>

**Figura 3. Etapas del Proceso de Inyección Cíclica de Vapor**



Fuente: Tomado de [ingenieraenpetroleo.blogspot.com.co/2014/07/inyeccion-alternada-de-vapor-i](http://ingenieraenpetroleo.blogspot.com.co/2014/07/inyeccion-alternada-de-vapor-i).

Periodo de Inyección. Es la primera etapa del proceso de estimulación (Figura 2-3), en ella se proporciona el calor al yacimiento inyectando vapor húmedo a la

formación productora durante algunos días, el periodo de inyección depende principalmente del espesor de la arena, de la cantidad y calidad de vapor que se desea inyectar y de los equipos disponibles. Es recomendable que en el periodo de inyección se empleen altas tasas de vapor, con el fin de reducir las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes. Según las características de la formación, existen tres formas de inyectar vapor en el yacimiento: inyección convencional, inyección por el espacio anular e inyección selectiva.

En la inyección convencional, generalmente se inyecta por la tubería de producción cerca 25.000 a 30.000 bbls de agua equivalente en la totalidad del yacimiento, durante un periodo no mayor a 15 días, posterior a esto, se procede a cerrar el pozo para la etapa de remojo que varía entre 2 y 4 días, finalmente el pozo es puesto en producción, esta etapa del proceso puede alcanzar los 2 años de duración.

Es necesario tener siempre en cuenta que en el periodo de inyección se empleen altas tasas de vapor, con el fin de reducir las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes<sup>10</sup>.

Periodo de remojo. Una vez finalizado el periodo de inyección, se cierra el pozo buscando estabilizar la presión del yacimiento para que el vapor inyectado se expanda, logrando así que la zona caliente alrededor del pozo se torne homogénea y a medida que se va calentando el crudo se reduce la viscosidad, esta etapa es conocida como la fase de remojo (Figura 2)<sup>11</sup>. Durante esta etapa parte del vapor inyectado se condensa localizándose en las cercanías del pozo y formando una zona de agua saturada, lo cual genera que al inicio de la etapa de producción el pozo tenga una gran producción de agua. A medida que se produce la condensación

---

<sup>10</sup> BOTON, L; Pacheco, E. "Simulación Numérica de la influencia de la Inyección Cíclica de Vapor previa a Procesos de Inyección Continua". Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2007

<sup>11</sup> RODRIGUEZ, E; Barrios, W; Santos, N: "Numerical Simulation For Cyclic Steam Injection at Santa Clara Field". CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, Vol. 3, Núm. 4, diciembre-sin mes, 2008.

del vapor y gracias a su alta temperatura, se presentan cambios en la presión capilar, reducción de la viscosidad del crudo y se modifican las permeabilidades relativas al agua y al aceite causando un incremento en la movilidad del mismo. La duración de este periodo, básicamente depende de la cantidad de calor que ha sido inyectado a la formación y del espesor neto de la arena productora; sin embargo, la etapa de remojo debe durar lo suficiente para permitir que el vapor entregue una buena cantidad de calor al yacimiento, no es recomendable un periodo de remojo muy largo, pues se puede incurrir en pérdidas de calor excesivas hacia las formaciones no productoras del yacimiento.

Igualmente en esta etapa de la inyección cíclica de vapor una fracción del vapor inyectado se condensa cerca a la cara del pozo, haciendo que esta zona en su mayor parte este saturada con agua. Por lo anterior, el pozo producirá gran cantidad de agua al inicio de la etapa de producción, seguido de un gran aumento de la producción de hidrocarburo debido al calentamiento y reducción de la viscosidad del aceite.

Periodo de producción: En la tercera etapa, después del periodo de remojo, cuando el vapor ha calentado la formación y la presión del yacimiento se ha estabilizado, el pozo es abierto y puesto en producción. Al inicio se registran grandes cantidades de agua a altas temperaturas, resultado de la condensación del vapor inyectado, luego la tasa de producción de agua comienza a descender mientras la producción de aceite aumenta. La respuesta del pozo a la estimulación depende principalmente de la viscosidad del crudo, la permeabilidad existente, radio de calentamiento, presión inicial del yacimiento y pérdidas de calor.

La duración de la etapa de producción dependerá principalmente de la rapidez con la que los fluidos producidos enfríen la formación, y de las pérdidas de calor que se presenten en el sistema hacia las formaciones adyacentes. Cuando la tasa de producción de aceite tiende a la tasa de inicio de la estimulación, se considera que

el yacimiento se ha enfriado y debe repetirse el proceso sucesivamente hasta que se alcance el límite económico.

Los resultados del tratamiento son evidentes en pocas semanas, no siendo así, en los métodos del tipo desplazamiento para la recuperación de petróleo, los cuales demoran meses antes de notarse un incremento en la producción. En la literatura técnica se han reportado casos de hasta 22 ciclos, pero se duda que más de tres ciclos resulten comercialmente atractivos<sup>12</sup>.

**1.1.2 Rango de aplicabilidad** Con la llegada de la tecnología de pozos horizontales, la producción de yacimientos de crudo pesado, extra-pesado y bitumen ha sido considerablemente buena. La inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales ha representado un éxito para la industria.

Sin embargo, numerosos factores económicos y técnicos pueden limitar su uso comercialmente. Uno de los factores económicos que pueden limitar el proceso es el alto costo de perforar un pozo horizontal respecto al costo de un vertical, que generalmente cuesta la tercera parte de un pozo horizontal, además las altas viscosidades que presentan los yacimientos de crudo pesado y extra pesado, donde generalmente se suele aplicar la técnica, representan un reto para cualquier compañía petrolera, así como también el control de la distribución del vapor en el yacimiento, ya que una distribución irregular del vapor a través del intervalo productor podría causar el fracaso de la implementación. La estimulación con vapor ha ganado amplia popularidad por su pequeña inversión inicial, poco riesgo y corto período de pago. Sin embargo, las anteriores virtudes sólo se obtienen al examinar los parámetros óptimos relacionados a la geología del yacimiento y a las propiedades de los fluidos que determinan los rangos de aplicabilidad de la técnica.

---

<sup>12</sup> COLINA MARCANO, Franklin José, Evaluación del proceso de inyección alterna de vapor con solventes en pozos horizontales, Universidad de oriente de Venezuela, Barcelona 2009, pag36

**Tabla 1. Screening de la Inyección Cíclica de Vapor**

PROPIEDAD	VALOR
Gravedad °API	< 15
Viscosidad del crudo (cp)	< 4000
Profundidad (Pies)	< 3000
Espesor Neto (Pies)	<200
Porosidad (Fracción)	> 0.3
Permeabilidad (md)	1000 – 2000
Presión del Yacimiento (Psia)	> 30
Temperatura (°F)	< 1500
Saturación del Crudo	No Critica
$\Phi_{So}$	> 0.55

Fuente: Tomada y modificada de: TABER, J. MARTIN F and SERIGHT, R.: “EOR Screening Criteria Revisited. Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects”. SPE Reservoir Engineering. 1997.

**1.1.3 Efectos sobre la viscosidad del crudo** Un elemento común a todo yacimiento, en mayor o menor magnitud, es la mejora en la **razón de movilidad agua-petróleo** debido a la disminución de la viscosidad del petróleo como efecto resultante del aumento de la temperatura. Una vez mejorada la movilidad del petróleo, la fuerza de expulsión que hace que el petróleo fluya hacia el pozo.

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

Por ejemplo, la sensibilidad a la temperatura del agua es de un 3% por grado centígrado a temperatura ambiente, de tal modo que para tener una precisión del 1% se requiere que la temperatura esté regulada entre 0° y 3 °C. Para líquidos más viscosos, esta dependencia es mayor y han de tomarse mayores precauciones en el control de la temperatura. Para la mayoría de los líquidos, la viscosidad dinámica disminuye exponencialmente con la temperatura, de tal manera que, para altas temperaturas, la viscosidad es muy pequeña. La expresión más común que liga la

viscosidad dinámica con la temperatura es la ecuación de Andrade. (Raman, 1923). (Ver Ecuación 1) dónde la temperatura del fluido (T) está dada en grados absolutos y las constantes A y B son empíricas determinadas por mediciones propias del autor de la ecuación<sup>13</sup>.

### **Ecuación 1**

$$\mu_o (T) = A \exp (B/T)$$

Se puede entonces afirmar con certeza que para los crudos pesados, extra-pesados y bitúmenes, el método de I.C.V reducen la viscosidad del crudo y producen así notables cambios en la mojabilidad de la roca (Ovalles *et al.* 2000), adicionalmente se pueden producir cambios en la composición del crudo extraído (Baviere, 1991; Méndez *et al.* 2001; Babadagli, 2003). Los cambios en la composición incluyen la formación de nuevos compuestos del tipo organosulfurados, detectados para crudos ricos en azufre (Kowalewski *et al.* 2008; 2010), la generación de H<sub>2</sub>S (gas ácido) en el yacimiento (Zhu *et al.* 2010)<sup>14</sup>

Debido a su impacto en la reducción de la viscosidad, esta técnica emplea como buenos candidatos a yacimientos con crudos pesados y extra pesados El método aumenta la tasa de producción aunque sea por un corto período de tiempo.

La aplicación intensa de este proceso en un yacimiento, podría hacer imposible o ineficiente el uso futuro de métodos de desplazamiento para la recuperación de petróleo, tales como inyección continua de vapor, combustión in situ, desplazamientos miscibles, entre otros .Podríamos decir entonces que el método proporciona:

---

<sup>13</sup> BOBERG, T. C. Thermal Methods of Oil Recovery. An Exxon Monograph, John Wiley & Sons, Inc; 1988. pag 69

<sup>14</sup> GRANADOS CARRASCO, Enrique, Caracterización pvt para aceites pesados y extra-pesados, Universidad Nacional Autónoma de México, México DF, 2014, pag 79

- A. La disminución de la viscosidad del crudo.
- B. La expansión térmica de los fluidos de la formación

La compactación de la roca-yacimiento en caso de existir se cree comúnmente que debe ser del orden de 1.200 Bls/acre-pie o más, con la finalidad de que el proyecto resulte económicamente exitoso. Además debe ser lo suficientemente alta como para permitir una inyección rápida del vapor y una tasa alta de flujo de petróleo hacia el pozo.

El mayor éxito se obtiene cuando esta es del orden de 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. 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.

Es conveniente que sea moderadamente alta, aunque existen proyectos con éxito donde la presión del yacimiento es baja, del orden de 40 lpc. La presión del yacimiento es un factor importante y significativo, ya que altas presiones del yacimiento requerirán altas presiones de inyección de vapor, lo cual se traduce en mayores temperaturas de inyección.

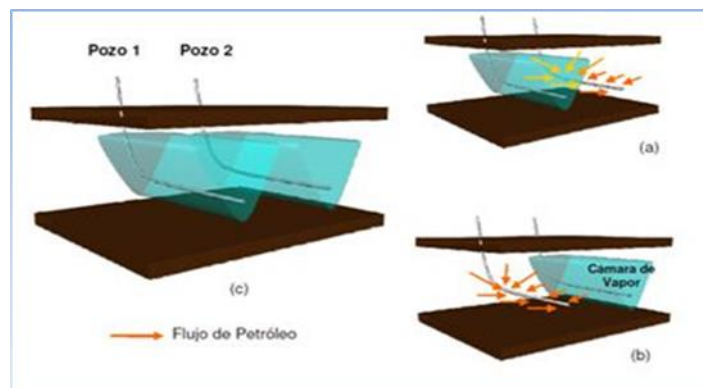
Debe ser mayor de 20 pies, puede ser de 1 a 4 días, aunque se han utilizado periodos mucho más largos. La producción estimulada se puede extender hasta 24 meses, aunque en algunos casos dura muy poco. El tiempo de inyección es

normalmente de 3 semanas, y el número de ciclos es generalmente de 15 a 16 , aunque como se mencionó antes, se han reportado casos de hasta 22 ciclos<sup>15</sup>.

**1.1.4. Aplicación de pozos horizontales en procesos de inyección cíclica de vapor.** A través del tiempo se ha manejado el término de recuperación mejorada para describir la producción adicional de los yacimientos bajo sistemas de recuperación primaria y secundaria, con los cuales se han obtenido bajos porcentajes de crudo teniendo en cuenta el potencial del yacimiento. Actualmente la recuperación mejorada o terciaria da a conocer un crecimiento importante, debido a la necesidad de aumentar el factor de recobro en campos maduros y mejorar el desempeño en campos nuevos, donde las características del yacimiento, fluidos y el montaje operacional, permiten un mejor desarrollo logrando altos factores de recobro y beneficios económicos.

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 4.

**Figura 4. Cámaras de vapor en ICV**



Fuente: Modificado por autores de [petroleoamerica.com/2011/04/inyeccion-alterna-de-vapor-en-pozos](http://petroleoamerica.com/2011/04/inyeccion-alterna-de-vapor-en-pozos).

<sup>15</sup> FAROUQ ALÍ, S.M. : “Steam Stimulation - An Evaluation”, Producers Monthly, 31(10), 2 Octubre 1.967

Lo que se tiene es una vista seccional de tres pozos horizontales a los cuales se aplicó 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.

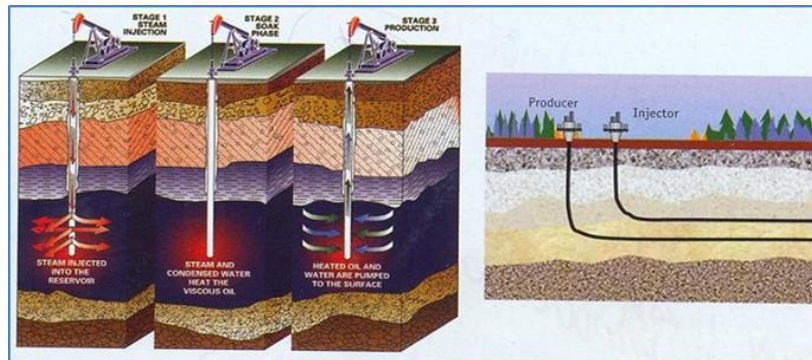
Para el proceso se prevé el desarrollo de una cámara de vapor de mayor extensión lateral, debido al mayor tiempo de inyección o tiempo de ciclo, además de la influencia de la caída de presión en el pozo productor adyacente, lo que ha de generar un mayor y mejor calentamiento de la formación y los fluidos hidrocarburos. El esquema básico está basado en un patrón de pozos repetitivos en los cuales tenemos pozos horizontales paralelos entre sí y al plano de buzamiento del estrato, que drenan el yacimiento alternándose como inyector o productor durante cada período o ciclo, como se ilustra en la grafica (Figura 4).

En la figura 4.a podemos observar cómo se genera la cámara de vapor en uno de los pozos, mientras que el siguiente pozo actúa como productor. La figura 4.b muestra como en el siguiente ciclo el pozo que inicialmente era productor fue cambiado a inyector mientras que el que anteriormente inyectaba vapor ahora produce petróleo. Mientras que la figura 4.c muestra el impacto de la inyección progresiva de vapor por ambos pozos, durante ciclos sucesivos, generando el calentamiento del yacimiento y sus fluidos.

El método se aplica en yacimientos de crudos pesados para aumentar el recobro durante el período de producción primaria y generalmente, luego del proceso se inicia una inyección continua de vapor. La recuperación de petróleo es baja frecuentemente porque sólo se ve afectada una parte de yacimiento. Consiste en el uso de un patrón repetitivo de pozos cuyo esquema básico consta de dos pozos horizontales, paralelos entre sí y al plano de buzamiento del estrato, que drenan el yacimiento actuando cada pozo alternativamente como productor de hidrocarburos e inyector de vapor durante cada período o tiempo de ciclo (figura 5).

Los principales mecanismos de recuperación de este proceso son la reducción de viscosidad con temperatura y el desplazamiento con vapor de forma horizontal entre el pozo inyector-productor.

**Figura 5. Inyección cíclica de vapor en pozos horizontales**



Fuente:<http://www.petrolnews.net/noticia.php?ID=0322cf4e7adfb9763f8757bb3007d01b&r=7765>

Los métodos de recobro mejorado aparecen ante la necesidad de disminuir cantidades de hidrocarburos remanentes en el yacimiento, de tal manera que un proyecto de inversión sea rentable por largo tiempo. Sin embargo, es posible aplicar recobro mejorado, incluso desde el inicio del desarrollo de un campo, puesto que se pueden generar mejores beneficios del efecto de calentamiento con vapor en la producción de hidrocarburos.

el mundo existen grandes reservas de crudo pesado y extra pesado, que se caracterizan por su baja movilidad y bajos factores de recobro, esto atribuido en gran parte a las altas viscosidades y baja gravedad API que determina el poco flujo de fluidos a través del medio poroso<sup>16</sup>.

Debido a la necesidad de obtener mejores factores de recobro, la habilidad de incrementar el área de contacto con el yacimiento, permitir el acceso a zonas de

<sup>16</sup> HERNANDEZ Belkis, inyeccion de co2 despues de procesos termicos en yacimientos de crudos pesados y extrapesados de la faja petrolifera del orinoco, universidad del zulua, Maracaibo-Venezuela, 2009, pag 32

espesores delgados, mitigar efectos de conificación, aumentar la inyectividad y demás, los pozos horizontales han sido usados en diferentes aplicaciones de recobro mejorado, siendo un aporte claro y valioso en el mejoramiento de procesos, permitiendo el desarrollo de aplicaciones EOR con éxito.

La inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales es una técnica EOR creada para aumentar la eficiencia de recobro en yacimientos de petróleo pesado, por lo que hoy en día ha ganado mucha aceptación y representa un éxito como tecnología, teniendo en cuenta que muestra grandes beneficios respecto a una inyección cíclica convencional en pozos verticales.

El objetivo primario de este proceso es proporcionar energía térmica en las cercanías del pozo, usando el vapor como medio de transporte de calor y permitiendo que la roca actúe como intercambiador para el almacenamiento de la energía inyectada. Este calor es usado para disminuir la viscosidad del petróleo, que fluye a través de la región calentada aumentando la tasa de producción y el factor de recobro.

Numerosos factores económicos y técnicos pueden obstaculizar el uso de la técnica de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales. El primer factor sería el alto costo de perforar un pozo horizontal, el segundo factor está relacionado con la alta viscosidad que presentan los yacimientos de crudo pesado y extra pesado, donde generalmente se aplica la técnica, y el tercero es la distribución irregular del vapor a través del intervalo productor<sup>17</sup>.

Para desarrollar e implementar este tipo de tecnología es necesario realizar minuciosos estudios que implican los siguientes aspectos:

---

<sup>17</sup> Paper: optimal Multilateral / Multi branch completions. Pag.697, JPT Julio de 1997

- √ Definición de un modelo geológico. Se basa en la identificación y correlación de los cuerpos de arena, con el fin de elaborar secciones estructurales y estratigráficas que cubran toda el área de estudio.
- √ Identificación cartográfica de los cuerpos de arena y mapas isopacos estructurales.
- √ Cálculo de la cantidad de energía presente en el yacimiento y detección de acuífero, si lo hay.
- √ Diseño de la perforación a realizar teniendo en cuenta el tipo de broca, la amplitud de la perforación, los ángulos de inclinación, la uniformidad de los rumbos, la profundidad final, los fluidos de perforación y el tipo de equipo que se va a emplear.

Un pozo horizontal proporciona una mayor área de contacto con el yacimiento, por lo tanto aumenta la inyectividad, resultando beneficiosos en aplicaciones donde esta es un problema. Los pozos horizontales en aplicaciones térmicas permiten una mejor distribución del vapor y un amplio drenaje de hidrocarburos, por ende son de gran utilidad para la industria y presentan grandes beneficios económicos.

Según estudios realizados, los proyectos que implican pozos horizontales tienen mayor duración debido a que su vida productiva es más prolongada, sin embargo, esto depende del espaciamiento presente entre los pozos, por lo que para este tipo de pozos se deben considerar espaciamientos mayores que en los pozos verticales.

Respecto a las limitaciones, se pueden perforar grandes longitudes en pozos horizontales proporcionando una área de contacto superior a la que denotaría un pozo vertical, pero existirá la desventaja de que solo una zona de interés puede ser drenada, existiendo la necesidad de recurrir a pozos multilaterales con los que se puede tener acceso a múltiples arenas, que debido a las características del yacimiento se encuentran incomunicadas parcial o totalmente

Una de las técnicas que se ha desarrollado con el fin de aumentar la temperatura del yacimiento, reducir el daño de los pozos, disminuir la viscosidad del crudo e incrementar el factor de recobro es la inyección cíclica de vapor; esta tecnología ha mostrado su aplicabilidad teniendo en cuenta el recobro adicional de hidrocarburo, las facilidades necesarias en superficie y los costos de su implementación, por lo que representa un éxito como método de recobro mejorado<sup>18</sup>.

Con la llegada de la tecnología de pozos horizontales, la producción de yacimientos de crudo pesado, extra-pesado y bitumen ha sido considerablemente buena. La inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales ha representado un éxito para la industria. Sin embargo, numerosos factores económicos y técnicos pueden limitar su uso comercialmente.

Como ya se había mencionado uno de los factores económicos que pueden limitar el proceso es que la tecnología para perforar un pozo horizontal es de alto costo con relación al costo de uno vertical, y que generalmente puede costar hasta la tercera parte de un pozo horizontal, sin embargo las altas viscosidades que se suelen presentar en los yacimientos de crudo pesado y extra pesado, que es donde se suele aplicar esta tecnología, representan en la gran mayoría de los casos un reto muy grande para cualquier compañía petrolera y por ende para los ingenieros y personal de geología que estén al frente del proyecto, así como también el control de la distribución del vapor en el yacimiento, ya que una distribución irregular del vapor a través del intervalo productor podría causar el fracaso de la implementación<sup>19</sup>.

El proceso de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales consta esencialmente de tres etapas:

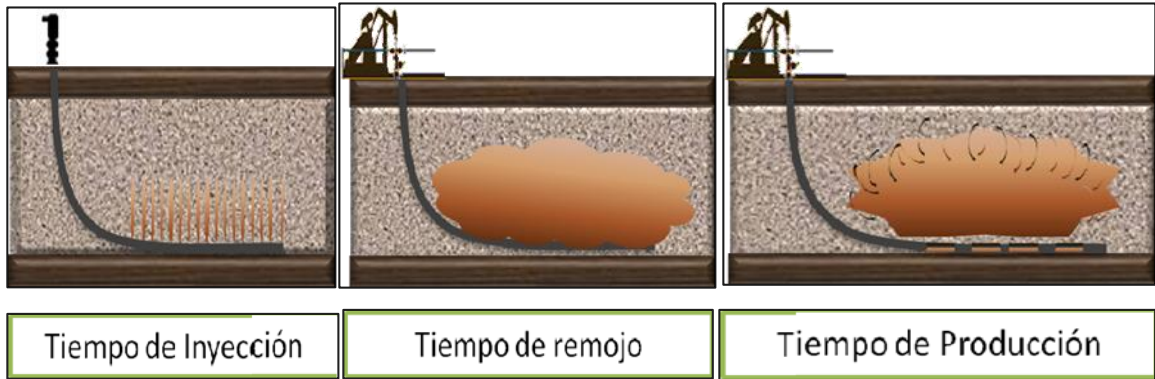
---

<sup>18</sup> ESCOBAR E., SPE, PDVSA INTEVEP, P. Valkó, SPE, Texas A&M, W.J. Lee, SPE, Texas A&M, M.G. Rodriguez, SPE, PDVSA E&P. Optimization Methodology for Cyclic Steam Injection With Horizontal Wells. SPE 65525

<sup>19</sup> ESCOBAR E., SPE, PDVSA INTEVEP, P. Valkó, SPE, Texas A&M, W.J. Lee, SPE, Texas A&M, M.G. Rodriguez, SPE, PDVSA E&P. Optimization Methodology for Cyclic Steam Injection With Horizontal Wells. SPE 6552

Periodo de inyección, remojo y producción, las cuales se realizan en un mismo pozo como muestra la grafica (figura 6).

**Figura 6. Etapas de proceso de inyección en ICV**



Periodo de inyección. En esta primera etapa se suministra calor inyectando una alta cantidad de vapor saturado a la formación, durante un periodo de días o hasta semanas, dicho tiempo dependerá de las características de la formación, así como también de la cantidad de vapor inyectado y de los límites operacionales de los equipos utilizados para el proyecto. Para este periodo se recomiendan tasas de inyección de vapor altas, con el fin básico de aprovechar la inyectividad de los pozos horizontales y así calentar más eficientemente el yacimiento<sup>20</sup>

Periodo de remojo: Esta es la segunda etapa del proceso, después del periodo de inyección, aca básicamente se cierra el pozo inyector por varios días para establecer la distribución de la zona caliente alrededor del pozo, y estabilizar la presión del yacimiento. Este tiempo se aprovecha para realizar los trabajos de workover de cambiar a sarta de producción con el fin de estar preparados para la etapa de producción.

<sup>20</sup> Paper: optimal Multilateral / Multi branch completions. Pag.397, JPT Julio de 1999.

La duración del periodo de remojo depende de parámetros como presión y temperatura del yacimiento, espesor de la formación, viscosidad del aceite y pérdidas de calor, de acuerdo a las propiedades térmicas de las formaciones adyacentes y la cantidad de vapor inyectado. Este periodo, debe ser bastante corto para evitar excesivas pérdidas de calor a los estratos no productores adyacentes, pero no debe ser tan pequeño de manera que el vapor sea capaz de entregar calor a la roca y al fluido<sup>21</sup>.

En esta etapa de la inyección cíclica de vapor una fracción del vapor inyectado se condensa cerca a la cara del pozo, haciendo que esta zona en su mayor parte este saturada con agua. Por lo anterior, el pozo producirá gran cantidad de agua

al inicio de la etapa de producción, seguido de una gran producción de hidrocarburo debida al calentamiento y reducción de la viscosidad del aceite.

Periodo de producción. En la tercera etapa, después del periodo de remojo, cuando el vapor ha calentado la formación y la presión del yacimiento se ha estabilizado, el pozo es abierto y puesto en producción.

Al inicio se registran grandes cantidades de agua a altas temperaturas, resultado de la condensación del vapor inyectado, luego la tasa de producción de agua comienza a disminuir mientras la producción de aceite aumenta.

La respuesta del pozo a la estimulación depende principalmente de la viscosidad del crudo, la permeabilidad existente, radio de calentamiento, presión inicial del yacimiento y pérdidas de calor<sup>22</sup>. Esta etapa de producción dependerá

---

<sup>21</sup> BOTON, L; PACHECO, E. "Simulación Numérica de la influencia de la Inyección Cíclica de Vapor previa a Procesos de Inyección Continua". Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2007

<sup>22</sup> RODRIGUEZ, E; BARRIOS, W; SANTOS, N: "Numerical Simulation For Cyclic Steam Injection at Santa Clara Field". CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, Vol. 3, Núm. 4, diciembre-sin mes, 2008

principalmente de la velocidad con que los fluidos enfrían la formación, y también de las pérdidas de calor que se presenten en el sistema hacia las formaciones adyacentes. Cuando la tasa de producción de aceite se incline hacia la tasa de inicio de la estimulación, se considera que el yacimiento se ha enfriado y debe repetirse las veces que sea necesario teniendo en cuenta obviamente la viabilidad económica<sup>23</sup>.

**1.1.5. Problemas operacionales** Estas condiciones varían entre un yacimiento y otro, ya que depende absolutamente de las características principales como la estructura del yacimiento, la porosidad, el petróleo original en sitio, viabilidad económica etc.

Las condiciones operacionales que deben de tomarse en cuenta son las siguientes:

√Espaciamiento horizontal entre los pozos

√ Profundidad de los pozos

√ Tasa de inyección de vapor

√Longitud de los pozos

√ Tiempo de los ciclos

√ Presión de fondo fluyente

√ Sistema de levantamiento

Desde su descubrimiento la inyección cíclica de vapor ha sido considerada como uno de los métodos de recobro térmico más eficientes para la producción de aceite pesado y extra-pesado; debido a su fácil implementación, funcionalidad y relativamente bajos costos.

---

<sup>23</sup> TREBOLLE, R. L. DE PAZ, M. C. and MARTINEZ, D. E.: "Parametric Study of the Design Factors for Cyclic Steam Injection in Lake Oil Fields", paper SPE 25810.p.

Pese a esto, existen una serie de problemas operacionales, que si no se previenen o se tratan de manera adecuada pueden incrementar considerablemente los costos de operación y extracción del crudo.

Por esta razón, en esta tesis se presenta una revisión de los principales problemas operacionales reportados en la literatura, los cuales ocurren durante el desarrollo del proceso de inyección cíclica de vapor. Por otra parte, se plantean las diferentes alternativas de solución y control que fueron reportadas en los campos más representativos a nivel mundial que han sido estimulados con vapor.

La selección de problemas operacionales que se presentan con mayor frecuencia en proyectos de inyección cíclica de vapor parte del estudio de alrededor de cerca de cuarenta experiencias de campo. Aunque en su mayoría los reportes presentan el desempeño de la inyección cíclica de vapor de manera exitosa.

Seguidamente se presenta una descripción de los problemas operacionales más frecuentes durante la inyección cíclica de vapor.

√Arenamiento. La producción de arena es uno de los problemas operacionales más antiguos de los campos de petróleo.

Esto se debe básicamente a que el proceso de estimulación se lleva a cabo en formaciones someras, las cuales son poco consolidadas o muy friables. Además, la temperatura del vapor inyectado y su fase líquida alcalina ocasiona pérdida de la resistencia de la matriz cerca de la cara del pozo, al debilitar el material cementante de sus granos, generando de esta manera la producción de arena junto con los fluidos producidos de la formación.

Los principales inconvenientes que origina la excesiva producción de arena son:

√restricción de la tasa de producción

- √ desgaste del equipo de producción
- √ aumento de la frecuencia de los servicios de limpieza

Para la prevención de la producción de arena se usan mecanismos de control tales como:

Reducción de las fuerzas de arrastre del fluido producido, empaquetamiento con grava y/o utilización de “liners” ranurados. Aunque estos son los mecanismos convencionalmente usados para intentar resolver el problema de arenamiento de los pozos, también se han planteado otras alternativas que involucran el uso de químicos para estabilizar la producción de finos<sup>24</sup>.

- √ Deposición de asfaltenos. Se presenta en campos en donde el crudo producido es la base asfáltica.

Este problema ocurre como consecuencia del aumento de temperatura generado por el vapor ya que se promueve la vaporización de los componentes livianos del crudo y estos tienden a desestabilizar los asfaltenos. Al desestabilizar los asfaltenos, estos tienden a depositarse cubriendo las superficies minerales de la formación con películas aceitosas, ocasionando de esta manera la reducción de la permeabilidad. Es posible solucionar el problema de precipitación de asfaltenos usando un solvente con alto contenido de aromáticos y con un surfactante que busca cambiar la mojabilidad en formaciones mojadas de aceite.

- √ Baja inyectividad. La inyectividad está relacionada con la cantidad de fluido que “toma o recibe” la formación por día, a una determinada presión de operación. La inyectividad es proporcional a la permeabilidad y porosidad del yacimiento, e inversamente proporcional a la viscosidad de los fluidos contenidos en el medio

---

<sup>24</sup> MENDOZA Humberto, Horizontal well steam stimulation: A Pilot Test in Western Venezuela, PDVSA-Maraven, Caracas, Venezuela. SPE 129-1998

poroso. Es decir, en un yacimiento con baja permeabilidad y/o porosidad, muy posiblemente se presentarán problemas de baja inyectividad. De igual manera, en un yacimiento que contiene crudo de alta viscosidad, este actúa como un obstáculo para que el vapor pueda ser inyectado a la formación libremente.

Cuando la baja inyectividad es ocasionada por la alta viscosidad del fluido de la formación, se aconseja inyectar vapor a bajas tasas de tal manera que progresivamente se mejore la movilidad del aceite.

√ Depositación de escamas (incrustaciones). Las incrustaciones se forman cuando los iones de hierro, calcio, magnesio, carbonato y silicato presentes en la fase líquida del vapor, sobrepasan el límite de solubilidad que tiene el agua para mantenerlos en solución, lo que genera que estos se unan y se precipiten formando depósitos sólidos en forma de cluster o racimos, que irán uniéndose y formando un cristal.

Estos cristales crecen y forman estructuras más grandes que al unirse llegan a formar las costras o incrustaciones, las cuales se adhieren a la estructura que las contiene y pueden ser apreciadas a simple vista.

Los compuestos precipitados son el carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) y el hidróxido de magnesio  $\text{Mg}(\text{OH})_2$ , los cuales se ubican desde los equipos de superficie, como el generador y tuberías de inyección del vapor, hasta el fondo del hueco, tubería de producción (cuando se inyecta el vapor por la tubería de producción) y orificio de las perforaciones en la cara de la formación. Las consecuencias de la precipitación de estos carbonatos son la corrosión y el taponamiento de las tuberías y filtros.

La manera de evitar la formación de incrustaciones, es llevar un buen control en el tratamiento del agua, verificando que las concentraciones de los cationes de hierro, calcio y magnesio, estén siendo reducidos a la concentración mínima permitida para

la generación del vapor. Sin embargo, cuando es inevitable la formación de escamas, tratamientos químicos son usados para la inhibición y remoción.

√ Emulsiones. Es común que los fluidos producidos durante un proceso de inyección cíclica de vapor, se encuentren emulsionados debido a la presencia de gran cantidad de agua condensada en la cara del pozo, la cual se mezcla con el petróleo producido desde la formación .

Los tratamientos usados para romper las emulsiones son: químico, gravitacional, térmico y electrostático.

Dependiendo de qué tan fuerte sea la estabilidad de la emulsión, se utilizan combinaciones de estos tratamientos. Por ejemplo, en la mayoría de los campos donde se produce crudo pesado por estimulación con vapor, se usa el tratamiento químico en conjunto con los tratamientos térmico, electrostático y gravitacional. La selección del tratamiento depende de la estabilidad de la emulsión, de la efectividad del tratamiento y del costo económico del mismo.

√ Fallas mecánicas: En un proceso de inyección cíclica de vapor se puede presentar fallas mecánicas en el revestimiento, en la tubería de producción, en el equipo de superficie (generador y bombas de alimentación de agua) y en el sistema de levantamiento artificial. Las fallas en el revestimiento se presentan principalmente por pérdida de la resistencia del cemento, perdiéndose así la adherencia de este al revestimiento. Al someter el cemento a altas temperaturas se generan espacios vacíos entre revestimiento y formación; estos espacios vacíos permiten que el casing se mueva libremente por el efecto de los esfuerzos lo que puede causar pandeo “buckling” o el colapso de la tubería si supera su punto de resistencia “Yield strength”

Generalmente las fallas en el revestimiento y tubería de producción, se presentan en aquellos pozos que fueron reacondicionados para la inyección de vapor, ya que estos desde un principio no fueron diseñados para procesos térmicos y su cementación, grado de la tubería del revestimiento y de producción, no son los adecuados para soportar los esfuerzos de tensión y compresión generados por las altas temperaturas. En el caso de fallas en la tubería de producción, estas se presentan cuando el grado del "tubing" no tiene una resistencia a los esfuerzos, lo suficientemente alta para soportar la dilatación y restauración del tubo en los cambios de temperatura presentes durante un ciclo de inyección<sup>25</sup>.

Las fallas mecánicas en el generador de vapor se deben principalmente a la deposición de escamas, las cuales ocasionan corrosión en el equipo.

También se pueden llegar a presentar fallas en el sistema de generación de vapor por las siguientes causas: bajo suministro de agua de alimento, aumento o disminución excesiva de la temperatura o presión y problemas en el suministro de aire o combustible.

Los problemas reportados con la bomba de subsuelo están ligados a la producción de arena de la formación, ya que esta se deposita dentro de la bomba ocasionando que el pistón y las válvulas sufran abrasión, lo que hace necesario un servicio a pozo para el cambio de estos elementos.

Otro caso que se ha reportado en relación con las bombas de subsuelo de varilla, ha sido la disminución en la eficiencia de las mismas debido a la reducción de su capacidad de producir los fluidos, ya sea por bajo nivel de fluido o por bloqueo por gas. Este problema se ha resuelto mejorando los requerimientos de bombeo

---

<sup>25</sup> GIUSTI, L.: "Experiencias de la C.S.V con la Inyección Alternada de Vapor en la Costa Bolívar". Simposio sobre Crudos Pesados. 1974

mecánico o en última instancia cambiando el mecanismo de bomba de subsuelo por otro, como por ejemplo, a levantamiento por gas lift.

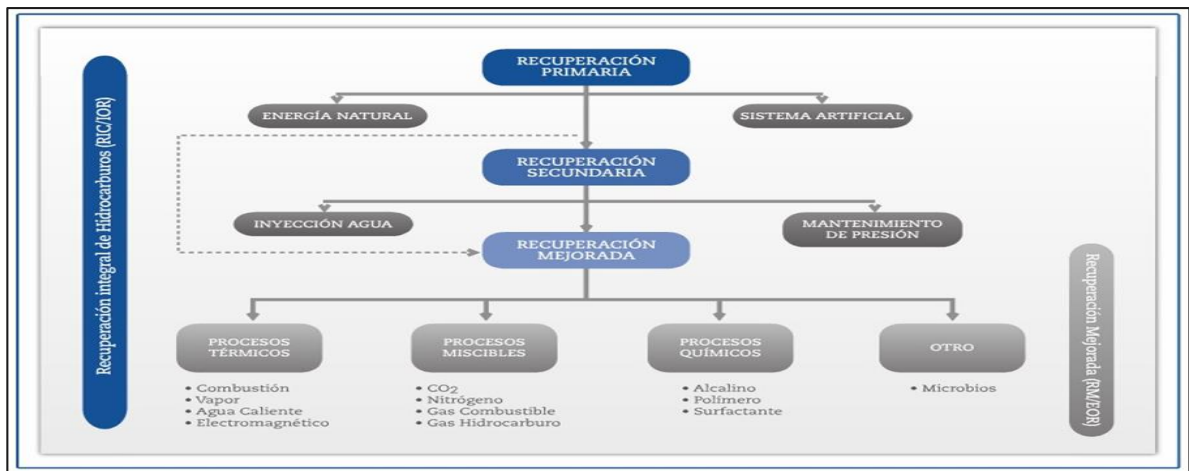
## **1.2 FUNDAMENTOS BÁSICOS DE LA INYECCIÓN DE DIOXIDO DE CARBONO (CO<sub>2</sub>)**

En un país como Colombia, uno de sus principales soportes económicos es la Industria Petrolera, es sumamente importante que esta maximice el factor de recuperación de sus yacimientos. Pues en la actualidad la gran mayor parte de los proyectos de Exploración y Producción, solo pueden producir menos del 30% del aceite original, incluso después de las técnicas de recuperación primaria y secundaria. El resto del aceite se queda atrapado en el subsuelo y se considera irrecuperable bajo condiciones de explotación convencionales.

Por tanto en la industria del petróleo siempre ha sido de vital importancia la maximización de la recuperación de hidrocarburos que se encuentran almacenados en el yacimiento, es por ello que siempre se ha buscado el poder obtener la mayor cantidad de petróleo. La vida productiva de un yacimiento puede ser dividida en tres etapas como se muestra en la grafica (Figura 7).

Debido a que grandes volúmenes de aceite son dejados en las dos primeras etapas de explotación de un yacimiento, es necesario aplicar técnicas que nos permitan extraer la mayor cantidad de aceite, buscando maximizar la recuperación de aceite dentro de los límites de rentabilidad y riesgo, es por ello necesario el aplicar tecnologías que nos permitan extraer una cantidad adicional de hidrocarburos, como pueden ser la recuperación mejorada.

**Figura 7. clasificación de los procesos de recuperación de hidrocarburos(Lake 1992)**



Fuente: tesis, inyección de co2 como metodo de recuperación mejorada pag 48 (Luis fdo castro. UNAM)

En términos generales la recuperación mejorada de aceite, EOR por sus siglas en inglés, se define como el conjunto de métodos que emplean fuentes externas de energía y/o materiales para producir el aceite que no puede ser producido por medios convencionales (recuperación primaria y secundaria). La recuperación mejorada cada vez tendrá un papel más primordial en la explotación de los yacimientos. Estudios recientes de la Agencia Internacional de Energía señalan que el 20% de la producción de petróleo del mundo en el año 2030 provendrán de EOR.

*Primaria.* Esta etapa comienza desde el inicio de la explotación de un yacimiento y es aquella en la cual se aprovecha la energía natural con la que cuenta el yacimiento. En esta etapa se puede considerar el uso de tecnologías tales como el fracturamiento hidráulico de la formación o el uso de sistema artificiales.

*Secundaria.* Durante esta etapa, el objetivo es inyectar al yacimiento energía adicional, ya sea por medio de la inyección de agua o de gas natural, ambos procesos actúan como un mantenimiento de presión.

*Mejorada.* Es la etapa, en la que para continuar explotando el yacimiento se requiere implantar tecnologías que modificaran las propiedades tanto de la roca como de los fluidos almacenado en el yacimiento.

En términos generales, uno de los grandes retos que tiene la ingeniería petrolera es la de incrementar la vida productiva de un yacimiento.

El uso del CO<sub>2</sub> como agente de recuperación de aceite en yacimientos ha sido investigado por muchos años. Tanto en estudios de laboratorio como de campo se ha comprobado que el CO<sub>2</sub> es un agente eficiente desplazando aceite. La inyección de CO<sub>2</sub> no solo es válida para gravedades específicas de aceites medios o ligeros, sino que también ha ido aumentando su aplicación año con año para la recuperación de aceites pesados. La flexibilidad del proceso de inyección de CO<sub>2</sub> nos permite utilizarlo de forma miscible o inmisible, en función de las condiciones existentes (presión, temperatura y composición del aceite en el yacimiento).

Como es sabido la gran cantidad de nuestros yacimientos están ya en una etapa madura y hoy en día en que los precios de los hidrocarburos no son tan bajos existe la posibilidad de comenzar a diseñar e implementar tecnologías de Recuperación Mejorada a nuestros campos, la cual consiste en suministrarle energía adicional al yacimiento, con la finalidad de lograr maximizar el factor de recuperación, pues a través de este tipo de tecnologías es posible extraer hasta el 65% del volumen original de aceite en el yacimiento. El interés en la investigación y desarrollo de proyectos de recuperación mejorada ha estado en función del precio de los hidrocarburos.

La recuperación mejorada es la recuperación de aceite mediante la inyección de fluidos que normalmente no están presentes en el yacimiento. En términos generales la recuperación mejorada puede ser dividida en tres categorías: métodos térmicos, métodos químicos y métodos miscibles. La inyección de CO<sub>2</sub> como

método de recuperación mejorada es uno de los métodos más prometedores bajo condiciones favorables<sup>26</sup>.

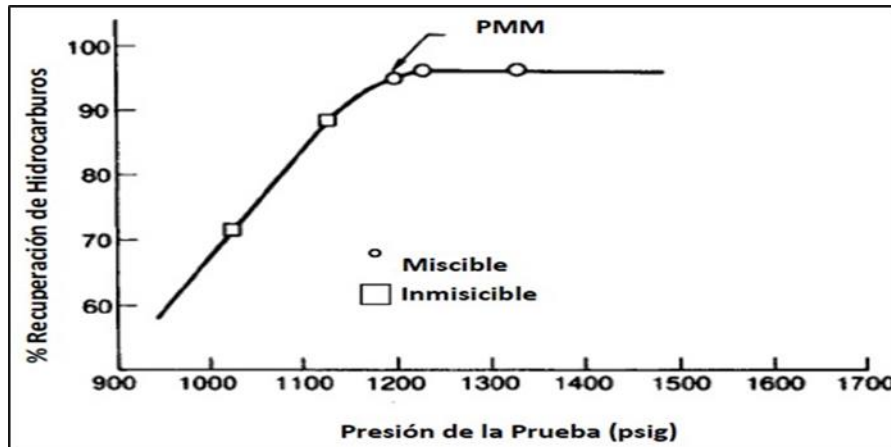
Los procesos de inyección de CO<sub>2</sub> pueden ser clasificados como miscibles o no miscibles, la forma de alcanzar la miscibilidad está en función de la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM). La experiencia ha mostrado que la PMM, en la mayoría de los casos, es menor cuando el desplazamiento se realiza con CO<sub>2</sub>, siguiendo en orden de magnitud el desplazamiento con gases hidrocarburos, resultando que el valor más alto de la PMM se ha tenido cuando se utiliza el N<sub>2</sub> como agente desplazante.

La Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) es un parámetro de diseño vital para un proyecto de inundación miscible, es por ello necesario el investigar los efectos de diversos factores en la PMM, y en consecuencia, su impacto final en el proyecto. La PMM es definida como la presión más baja a la cual el 95% del aceite contactado es recuperado a una temperatura dada. La cual se ilustra de una mejor manera en la Figura 8.

---

<sup>26</sup> CASTRO CASTAÑEDA LUIS FERNANDO. Inyección de CO<sub>2</sub> como método de recuperación mejorada. UNAM. 2013. Pag 67

**Figura 8. Definición de la presión mínima de miscibilidad (Sebastian y col, 1985)**



Los principales factores que afectan la PMM son: la temperatura del yacimiento, la composición del yacimiento y la pureza del gas inyectado. La temperatura del yacimiento tiene un gran impacto en la PMM, conforme se incrementa la temperatura la PMM se incrementa y viceversa. Por otro lado, la composición del aceite, también influye de manera importante en la PMM debido a que si el peso molecular del aceite aumenta también la PMM sufre un aumento. Se ha demostrado que la PMM requerida depende en gran medida del contenido de C<sub>5</sub> a C<sub>12</sub> en el aceite, cuanto mayor sea la fracción de C<sub>5</sub> a C<sub>12</sub> se requerirá una presión más baja para lograr la miscibilidad con gas CO<sub>2</sub> (Martin et al, 1992). Por estas razones, la inyección de CO<sub>2</sub> es más eficiente en aceites ligeros y en los yacimientos de baja temperatura.

Una forma simple de poder estimar la PMM con tan solo la densidad y la temperatura del yacimiento se muestra en la Tabla 2, la cual fue realizada por la National Petroleum Council, no hay que olvidar que esto es solo una aproximación la cual solo busca darnos la idea de dicha presión.

**Tabla 2. Criterio de estimación de la Presión Mínima de Miscibilidad (Holm, 1980)**

<b>Presión de Miscibilidad vs Densidad °API</b>	
Densidad, °API	Presión de Miscibilidad, psi
<27	4,000
27 a 30	3,000
>30	1,200
<b>Corrección por Temperatura del Yacimiento</b>	
Temperatura, °F	Presión adicional requerida, psi
<120	Ninguna
120 a 150	+200
150 a 200	+350
200 a 250	+500

**1.2.1 Descripción del proceso de inyección de CO<sub>2</sub>, limitaciones y factores de favorabilidad por ciclos alternos.** El CO<sub>2</sub> es emitido principalmente de tres sectores: transporte, industria y la generación de energía eléctrica.

La base de cualquier proyecto de recobro mejorado se basa en mejorar propiedades de la roca y fluidos del yacimiento. El objetivo de cualquier proceso miscible es el de incrementar el factor de recobro mediante la reducción de la saturación residual de petróleo ( $S_{ro}$ ) al valor más bajo posible.

Éste depende del Número Capilar ( $N_c$ ), Por tanto al aumentar  $N_c$  entonces  $S_{ro}$  disminuye, esto se logra gracias ya que al mezclarse misciblemente el CO<sub>2</sub> con el petróleo la tensión interfacial se reduce a prácticamente cero.

La presión de mínima miscibilidad es vital y se halla por tres métodos (básicos):

√ **Burbuja ascendente:** La prueba de la burbuja ascendente (RBA) es una forma rápida y fiable para determinar la presión mínima de miscibilidad. El método consiste en la observación visual directa del comportamiento de una burbuja de gas inyectada la cual sube a través de una columna de aceite. En condiciones miscibles, la burbuja desaparecerá antes de llegar a la cima de la columna, en condiciones inmiscibles la burbuja es visible en toda la columna. A medida que la burbuja se eleva a través del aceite, su forma y movimiento son observados y fotografiados con dos cámaras. Después de dos o tres experimentos el aceite es cambiado por uno fresco. La burbuja de gas debe de tener la composición del gas que se va a inyectar. La Figura 9 muestra un equipo de la burbuja ascendente.

Por tanto se inyecta una burbuja de gas desde el fondo de una celda y se observa cualitativamente si ésta llega al tope.

**Figura 9. Dispositivo de burbuja ascendente**



Fuente: (Tomado y modificado de: [www.vinci-technologies.com/products](http://www.vinci-technologies.com/products))

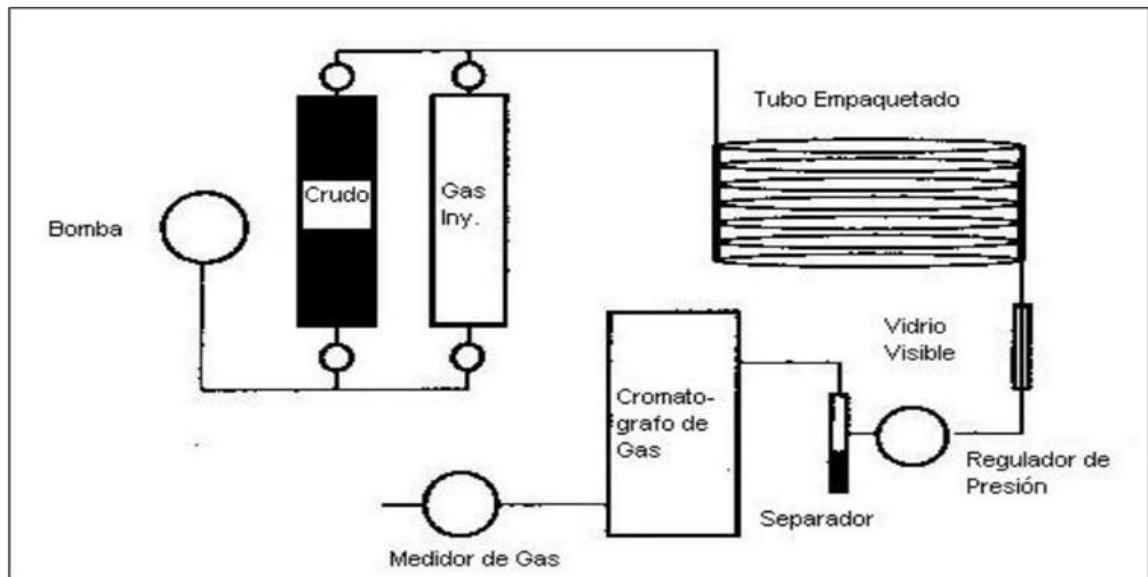
√ **Slim Tube:** El dispositivo del tubo delgado se utiliza para obtener información de la miscibilidad dinámica a las condiciones del yacimiento. Es un equipo que consta principalmente de un tubo delgado enrollado en forma de espiral con una longitud

que varía entre 5 y 40 m de longitud y con un diámetro capilar que se encuentra en un rango de 1.5 – 2.00 mm, este tubo puede ir empacado con arena o esferas de vidrio muy pequeñas<sup>27</sup>. El diagrama del equipo se muestra en la Figura 10.

El equipo posee tres cilindros pistón en donde se almacenan los fluidos, una bomba de desplazamiento positivo, un transductor, regulador de presión y una celda visual para observar los cambios de color indicativos de la formación del frente miscible. Todo el equipo se coloca dentro de un horno con regulación de temperatura.

El empacamiento de arena se satura primero con la muestra de aceite a ser estudiada, y el volumen inicial de fluido en la tubería enrollada se anota como fluido original en la columna empacada y es igual al volumen poroso con hidrocarburos (VPH).

**Figura 10. Diagrama del dispositivo del tubo delgado (Landáez, 2005).**



Fuente: Tomado de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/>

<sup>27</sup> CASTRO CASTAÑEDA, Luis Fernando, Inyección de CO<sub>2</sub> como método de recuperación mejorada, Universidad Nacional Autónoma de México, México DF, 2013, pag 75

El gas a analizar se inyecta a una presión deseada a través del tubo delgado previamente lavado y saturados con el aceite por medio de una bomba de alta presión.

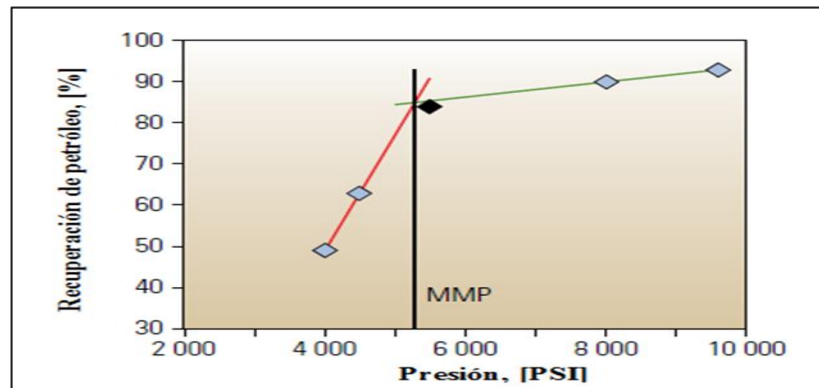
La Figura 11 muestra la foto de un equipo de tubo delgado. Para estimar la PMM mediante la prueba del tubo delgado se necesitan un mínimo de 4 pruebas de desplazamientos a distintas presiones y a temperatura constante, utilizando un único gas de inyección durante las 4 pruebas como se muestra en la Figura 12

**Figura 11. Equipo Slime Tube**



Fuente: Foto verdadera de un equipo de tubo delgado (Productos y servicios de SLB).

**Figura 12. Determinación de la PMM a través del tubo delgado (Cuong, 2010)**



Fuente: Tomado <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/6747>)

Cada punto representa una prueba realizada a una presión diferente con la respectiva recuperación de aceite, OOIP, (petróleo original in-situ). La prueba concluye después de la inyección de 1.2 del volumen poroso para la cual se obtiene un % OOIP a una presión determinada.

En la Figura 12 se observa que a medida que aumenta la presión de trabajo, la recuperación de aceite se incrementa hasta llegar un punto en donde se mantiene prácticamente constante, la presión en el punto de intersección de ambas rectas se denomina Presión Mínima de Miscibilidad.

Se simula lo que se hace al inyectar gas al en el yacimiento. Éstos experimentos de flujos usualmente constituyen la mejor técnica para determinar la miscibilidad (entre CO<sub>2</sub> y Petróleo). El aparato típico consiste de 40 pies (ft) de un tubo de acero inoxidable de serpentín empacado con un tamiz o malla de arena. Para cada prueba, el empaque de arena es saturado con petróleo y llevado a la temperatura y presión deseada.

El CO<sub>2</sub> es inyectado a una velocidad no mayor de 40 ft/día hasta que 70 por ciento (%) del volumen poroso es desplazado. Después de esto, la velocidad es doblada.

El efluente del Slim Tube fluye a través de un tubo de vidrio de alta presión, ahí se ve si hay una o dos fases saliendo. Para determinar si la miscibilidad ha sido lograda se procede a realizar una gráfica.

El petróleo recuperado es aquel obtenido después de la inyección de 1,2 veces el volumen poroso. Un rompimiento pronunciado de la curva de recobro muestra que el desplazamiento inmisible ha cambiado a uno miscible. Los recobros son usualmente del 90 al 95 % en la región miscible (Orr.1981)<sup>28</sup>.

---

<sup>28</sup> CASTRO CASTAÑEDA LUIS FERNANDO. Inyección de CO<sub>2</sub> como método de recuperación mejorada. UNAM. 2013. Pag 67

**Diagramas Ternarios:** Se realiza mediante ecuaciones de estado ajustadas. El diagrama ternario representa el comportamiento de fases de una mezcla de tres componentes

Para la estimulación de la producción, el proceso de inyección de CO<sub>2</sub> inmiscible o miscible sirve para incrementar el flujo de petróleo hacia el pozo, ya que la movilidad del petróleo se mejora.

El proceso consiste en tres etapas principales:

√ Capturar el CO<sub>2</sub> de su fuente de emisión, separándolo de los otros gases que se generan en los procesos industriales.

√ Transportar el CO<sub>2</sub> capturado a un lugar de almacenamiento apropiado.

√ Almacenar el CO<sub>2</sub> fuera de la atmósfera durante un largo periodo de tiempo, una opción son las formaciones geológicas subterráneas.

Es sumamente importante el tener un estudio geológico en algunos casos detallado para poder seleccionar los sitios adecuados pues no todas las cuencas sedimentarias son adecuadas para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, debido a que no cumplen con las características para poder almacenar el CO<sub>2</sub> de forma segura, pues se requiere de una roca que actúe como un sello para poder impedir la fuga del CO<sub>2</sub> y cierta profundidad de la roca que vaya a almacenar el CO<sub>2</sub><sup>29</sup>.

Un proyecto de almacenamiento geológico a igual que cualquier proyecto de ingeniería debe ser económicamente viable, técnicamente factible, seguros tanto

---

<sup>29</sup> BERILGEN, Hulusi D. Enhanced recovery methods in petroleum production. Betchtel, October, 1980. Chap 5

ecológicamente como socialmente, es por ello importante saber con seguridad por cuanto tiempo el CO<sub>2</sub> será almacenado.

La tecnología necesaria para llevar a cabo un proyecto de inyección de CO<sub>2</sub> está disponible y en una etapa comercial, debido a que esta ha sido utilizada en la industria petrolera. El número preciso de pozos requeridos para un proyecto de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> depende de una serie de factores incluyendo el volumen total de inyección, la permeabilidad y el espesor de la formación, la presión máxima de inyección y la disponibilidad de espacio en la superficie, la optimización de dichos parámetros debe ser hecha a través de la utilización de un simulador.

Una opción para mejorar la inyección es a través de los pozos horizontales de alcance considerable. En proyecto de recuperación mejorada la inyección se puede dar a través de pozos existente, mediante el reacondicionamiento que permita llevar a cabo la inyección, es esencial el uso de materiales resistentes a la corrosión.

√ Monitoreo: Hasta este punto se ha identificado el posible sitio idóneo para la inyección, su capacidad, la tecnología para llevarse a cabo está disponible.

Pero es indispensable monitorear la inyección para poder verificar que lo diseñamos se está llevando a cabo tal y como fue propuesto. El monitoreo dentro del almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> puede ser utilizado para:

√ verificar el estado de los pozos inyectores y medir los gastos de inyección, pues malos procedimientos en la terminación de pozos, el mal estado de los empacadores, de la tubería o de la cementación puede representar un problema de fuga de CO<sub>2</sub>.

√ Verificar la cantidad de CO<sub>2</sub> inyectado y almacenado por diversos mecanismos.

√ Optimizar la presión de la inyección y la perforación de nuevos pozos inyectores

El monitoreo de la presión, del gasto de inyección y de la distribución del CO<sub>2</sub> son parámetros que deben de ser monitoreados constantemente. Las mediciones de los gastos de inyección son una práctica común dentro de la industria petrolera, dicha mediciones pueden llevarse a cabo en boca de pozo o cerca de los recolectores, dicha mediciones son consideradas de rutina. Una innovación relativamente reciente es la utilización de los sensores de temperatura y presión con fibra óptica, la fibra óptica reduce el espaciado para cable dentro de los pozos los cuales son conectados a sensores para ofrecer información de las condiciones en el fondo del pozo en tiempo real, para de esta forma poder tomar decisiones de forma más oportuna.

La inyección de CO<sub>2</sub> no solo es válida para gravedades específicas de aceites medios o ligeros, sino que también ha ido aumentando su aplicación año con año para la recuperación de aceites pesados.

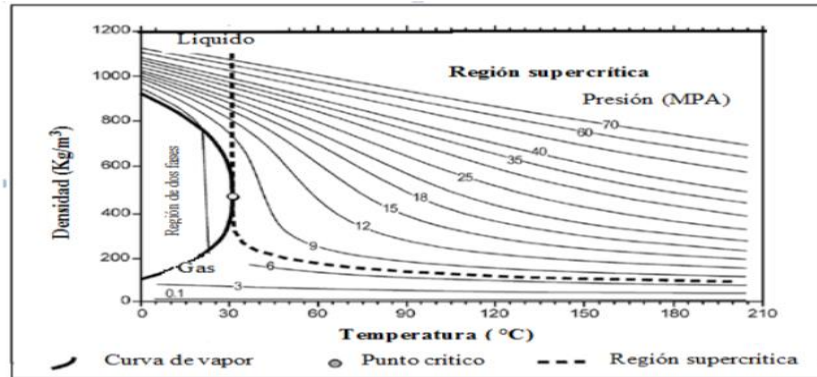
La flexibilidad del proceso de inyección de CO<sub>2</sub> nos permite utilizarlo de forma miscible o inmisible, en función de las condiciones existentes (presión, temperatura y composición del aceite en el yacimiento).

La Figura 13 muestra el comportamiento de la densidad del CO<sub>2</sub> bajo diferentes condiciones de presión y temperatura. Resulta interesante observar que a una mayor presión y una mayor temperatura se tendrá una mayor densidad<sup>30</sup>.

---

<sup>30</sup> U.S. Department of Energy: Economics of Enhanced Oil Recovery, Report DOE/ET/12072-2 (1981) 17-18

**Figura 13. Comportamiento de la densidad del CO2 (IPCC, 2005.)**



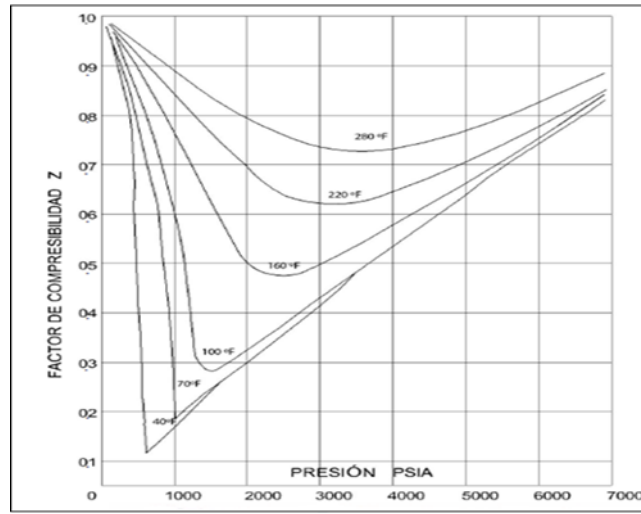
Fuente: (IPCC, 2005.)

La viscosidad del CO2 se ve afectada en gran medida de acuerdo a las condiciones de presión y temperatura.

Se puede entonces analizar que, si la presión en el yacimiento se incrementa manteniendo la temperatura constante, la viscosidad aumentará considerablemente, y por tanto lo más conveniente es tener alta presión y alta temperatura para lograr una menor viscosidad en el CO2 y así contribuir a un mejor flujo.

El factor de compresibilidad del CO2 es mostrado en la Figura 14 y se encuentra a presiones y temperaturas de interés para la inyección miscible. La compresibilidad Z (relación entre el volumen de un gas a condiciones reales y el volumen de un gas a condiciones ideales) del CO2 muestra un mejor comportamiento a altas presiones y temperaturas.

**Figura 14. Factor de compresibilidad del CO2 (Kendall y Sage, 2005)**

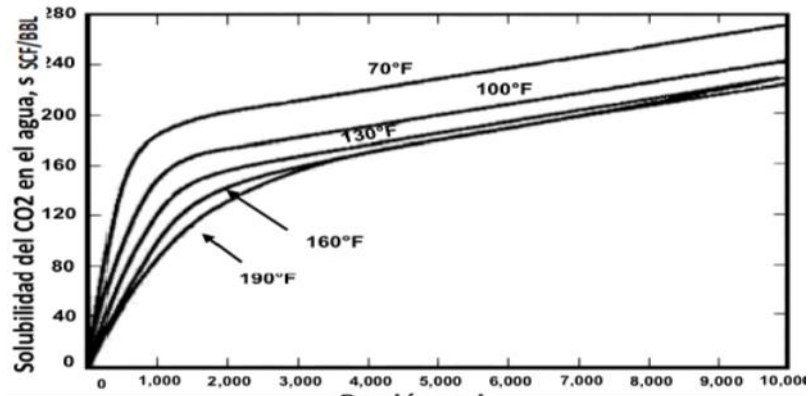


Fuente: (IPCC, 2005.)

En la Figura 15 se muestra la solubilidad del CO2 en el agua varía con la temperatura, la presión y el peso molecular. La solubilidad del CO2 en el agua se incrementa con la presión y disminuye con la temperatura y la salinidad.

Existe una baja en la solubilidad del CO2 en el agua al disminuir la presión y aumentar la viscosidad. Para campos con entrada de agua o campos que se encuentren explotados bajo régimen de WAG será sumamente evaluar este parámetro. Por tanto una de las claves para el éxito de un proyecto de EOR es la selección adecuada del yacimiento, pues no todos los yacimientos son convenientes para llevar a cabo la aplicación de un proyecto de EOR con inyección de CO2, los yacimientos para almacenar CO2, además de ser geológicamente adecuados, deben de ser económicamente viables, técnicamente posible y aceptado socialmente.

**Figura 15. Solubilidad del CO<sub>2</sub> en el agua a diferentes temperaturas (Schechter, 2005)**



Fuente: (IPCC, 2005.)

Segundo, la inyección de CO<sub>2</sub> (y agua) dentro de un campo incrementa el gradiente de presión entre los pozos inyectoros y productores, ocasionando que el petróleo sea empujado hacia afuera más rápidamente (Archer y Wall 1992)<sup>31</sup>.

Algunos de los modelos más recientes de Inyección de CO<sub>2</sub> dentro del subsuelo han implicado la suposición que el CO<sub>2</sub> reacciona solo con el petróleo y que el agua del sistema de la roca no es afectada (Archer y Wall 1992). A pesar, tasas de producción de una temprana inyección de CO<sub>2</sub> proyectan sufrimientos de corrosión y escamaciones de las bombas y otros equipos. (Patterson 1979).

Fue entonces concluido que la inyección de CO<sub>2</sub> ha causado disolución de minerales carbonatados en el subsuelo y la precipitación de calcita ocurrida a medida que la presión va decayendo durante la producción. El sistema agua-roca-petróleo- CO<sub>2</sub> son claramente no inertes (Existe desarrollo de reacciones químicas).

<sup>31</sup> KLINS, M.A.: "Carbono Dioxide Flooding": Base Mechanisms and Project Desing", IHRDC, Boston 1984

**1.2.2 Rango de aplicabilidad** El Criterio para proyectar Recobros Mejorados por CO<sub>2</sub> miscibles en yacimientos de Petróleo. De acuerdo a Abdus y Thaker (1994):

**Profundidad:** Debe ser lo suficientemente profundo (mayor a los 2000 pies) para permitir una adecuada presión que debe estar estimada en base a la producción óptima (presión mínima de miscibilidad), ésta se encuentra en el rango por encima de 1200 psi para un crudo de alta gravedad API (mayor a 30) a bajas temperaturas, hasta 4500 psi para los crudos pesados a mayores temperaturas. (Valores sugeridos por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) menor a 9800 y mayor de 2000 ft).

**Gravedad API:** Debe ser mayor de 26°API (preferiblemente mayor de 30). Según DOE mayor de 27 hasta 30°API

**Viscosidad del crudo:** Debe ser menor de 15 centipoise (preferiblemente menor de 10 cp). Valores del DOE menor o igual de 10 a 12cp.

**Composición del crudo:** Altos porcentajes de hidrocarburos intermedios (C<sub>2</sub>-C<sub>20</sub>) especialmente C<sub>5</sub>-C<sub>12</sub>.

**Saturación de crudo:** Debe ser mayor del 30 por ciento del volumen poroso.

**Tipo de Formación:** Areniscas o Carbonatos con un mínimo de fracturas y altas permeabilidades.

**Espesor neto:** Relativamente delgado.

**Permeabilidad promedio:** no crítico si suficientes tasas de inyección pueden ser mantenidos. (Según DOE mayor de 1 a 5 md)

**Datos adicionales suministrados por el DOE: Presión:** mayor de 1200 a 1500;[psia].

**Temperatura:** menor de 250 °F, pero no crítica.

**Saturación de petróleo residual después de la inyección de agua, fracción del espacio poroso:** mayor de 0.25 a 0.30

Por tanto se puede afirmar que los rangos de aplicabilidad del método varían según los autores y por tanto existen diversos métodos que lo corroboran ya que una de las claves para el éxito de un proyecto de EOR es la selección adecuada del yacimiento, pues no todos los yacimientos son convenientes para llevar a cabo la aplicación de un proyecto de EOR con inyección de CO<sub>2</sub>, los yacimientos para almacenar CO<sub>2</sub>, además de ser geológicamente adecuados, deben de ser económicamente viables, técnicamente posible y aceptado socialmente. Existen varios criterios que permiten realizar una preselección de los métodos de recuperación mejorada aplicables a un cierto yacimiento. El escrutinio técnico está basado en la experiencia a nivel mundial en pruebas de campo exitosas reportadas en la literatura.

Dentro de los principales criterios se tienen los siguientes:

- √ Método de Taber.
- √ Método del programa Selector
- √ Métodos con base en sistemas expertos.

Método de Taber.

Para establecer estos criterios de escrutinio, los autores se han basado en información tanto con estudios de laboratorio como de resultados publicados de aplicaciones de campo de diferentes procesos de recuperación mejorada, en el cual

se identificaron los parámetros críticos que, conforme a ciertos criterios, tuvieron mayor impacto en el éxito o fracaso de dichos procesos.

Las guías de escrutinio (Taber, 1997) consideran ocho métodos de recuperación mejorada como los más prometedores, esto debido a que han tenido una gran aplicabilidad.

Los criterios de selección utilizados para identificar yacimientos favorables son: la profundidad del yacimiento, la gravedad del aceite, la presión del yacimiento, la temperatura del yacimiento y la viscosidad del aceite.

Las principales características de los yacimientos y del aceite de los proyectos de recuperación mejorada incluidos en este estudio que fueron exitosos, son mostradas en la Tabla 3.

Diversos autores han desarrollado sus propias guías, pero al final todas se basan en la aplicación exitosa de los métodos de recuperación mejorada.

**Tabla 3. Guia de escrutinio de Taber ( Taber,1997)**

Criterios de selección para la inyección de CO <sub>2</sub>									
Método EOR	Propiedades del aceite			Características del yacimiento					
	Densidad (°API)	Viscosidad (cp)	Composición	Saturación de aceite (%Vp)	Tipo de formación	Espesor neto (p)	Permeabilidad (md)	Profundidad (p)	Temperatura (°F)
<b>Métodos (miscibles) inyección de gas</b>									
N <sub>2</sub> y gases de combustión	>35,7 <u>46,7</u>	<0,4 \ <u>0,2</u>	Alto porcentaje de C <sub>1</sub> a C <sub>7</sub>	>40,7 <u>75,7</u>	Arenisca o carbonato	Delgado menos que tenga echado	NC	>6000	NC
HC's	>23,7 <u>41,7</u>	< 3 \ <u>0,2</u>	Alto porcentaje de C <sub>2</sub> a C <sub>7</sub>	>30,7 <u>80,7</u>	Arenisca o carbonato	Delgado menos que tenga echado	NC	>4000	NC
CO <sub>2</sub>	>22,7 <u>36,7</u>	<10 \ <u>1,5</u>	Alto porcentaje de C <sub>3</sub> a C <sub>12</sub>	>20,7 <u>55,7</u>	Arenisca o carbonato	Rango amplio	NC	>2500	NC
Gases inmiscibles	>12	<600	NC	>35,7 <u>70,7</u>	NC	NC	NC	>1600	NC

Los valores subrayados representan la media o promedio aproximado actual para el proyecto del campo

La Tabla 4 compara los valores propuestos por diversos autores para la inyección de CO<sub>2</sub>

**Tabla 4. Comparación de los criterios de escrutinio para la inyección de CO<sub>2</sub>.**

Parámetro del yacimiento	Carcoana (1982)	Taber y Martin (1983)	Klins (1984)
Profundidad (m)	<3000	>700	>914
Temperatura (°C)	<90		
Presión (Mpa)	>83		>103
Permeabilidad (mD)	>1		
Densidad (°API)	>40	>26	>30
Viscosidad (cp)	<2	<15	<12
Saturación de aceite (%)	>0.30	>0.30	>0.25

En el 2011 el Instituto Mexicano del Petróleo realizó una tabla con los criterios para la selección de un proyecto de inyección de CO<sub>2</sub>, la cual es mostrada en la tabla 5.

A través del paso de tiempos se fueron desarrollando herramientas para la preselección de procesos de recuperación mejorada, como el programa EOR Selector (Mata, 2010), el cual es una herramienta que permite realizar una selección automatizada de procesos potenciales. Este programa realiza analogías a nivel mundial existentes para un determinado campo en estudio, este programa cuenta con una base de datos que contiene información de yacimientos en los cuales ya ha sido implementado algún proceso de recuperación mejorada

**Tabla 5. Criterio de escrutinio para la inyección de CO<sub>2</sub> (IMP, 2011).**

	PARAMETROS	Unidad	Origen	CO <sub>2</sub> miscible
Propiedades del aceite	Viscosidad del aceite @ CY	cP	LAB	<10 prom 1.5
	Composición del aceite		LAB	Alto % C <sub>2</sub> -C <sub>12</sub>
	Salinidad		LAB	NC
	*API	*API	LAB	>22 prom 36
	Temperatura	*C	YAC	NC
	Saturación de aceite	%VP	YAC/LAB	>20 prom 55
	Espesor de la formación	m	YAC	Rango amplio
Características del yacimiento	Casquete de gas		YAC	Sin casquete
	Tipo de formación		LAB	Areniscas o carbonato
	Profundidad	m	YAC	>600
	Presión original de la presión de fondo	psi	YAC	>1500
	Presión actual	psi	YAC	1.3 PMM
	Permeabilidad	mD	YAC/LAB	NC
	Porosidad	%	YAC/LAB	12 a 32

Fuente. www.IMP.com

### Metodo del programa selector

El uso de programas para la preselección brinda una comparación automatizada de los parámetros de un campo en estudio, con diferentes criterios de selección, y

ofrece como resultado, de manera jerarquizada, los procesos potenciales que pueden llegar a ser implementados.

El programa EOR Selector utiliza parámetros como son: densidad, viscosidad, saturación de aceite, espesor neto, permeabilidad, porosidad, profundidad, temperatura, lechado y tipo de formación. Cada parámetro tiene la misma importancia dentro de la jerarquización de los procesos considerados.

Metodo con base en sistemas expertos

La evaluación de yacimientos candidatos a un método de recuperación mejorada con métodos expertos se basa en la utilización de técnicas de inteligencia artificial, algoritmos de clusters, redes neuronales, convirtiendo complejas correlaciones de múltiples variables en mapas de dos dimensiones, conocidos como mapas expertos. El objetivo es hacer más eficiente el proceso de toma de decisiones.

**1.2.3 Efectos sobre la viscosidad del crudo y desventajas** Los estudios muestran la gran solubilidad del CO<sub>2</sub> en los aceites lo que se traduce en una movilidad importante del aceite y una baja en su viscosidad, con lo cual se logra mejorar la eficiencia de barrido.

Los estudios muestran la gran solubilidad del CO<sub>2</sub> en los aceites lo que se traduce en una movilidad importante del aceite y una baja en su viscosidad, con lo cual se logra mejorar la eficiencia de barrido.

La viscosidad del CO<sub>2</sub> se ve afectada en gran medida de acuerdo a las condiciones de presión y temperatura.

Si presión en el yacimiento se incrementa manteniendo la temperatura constante, la viscosidad aumentara considerablemente. De acuerdo con esto, lo más

conveniente es tener alta presión y alta temperatura para lograr una menor viscosidad en el CO<sub>2</sub> y así contribuir a un mejor flujo.

La densidad del CO<sub>2</sub> es:  $\rho_s=1.512 \text{ g/cm}^3$  (12.59 lb/gal) @ condiciones del punto triple, la del CO<sub>2</sub> líquido es:  $\rho_l=0.914 \text{ g/cm}^3$  @ 0 °C (32 °F) y 34.3 atm. (504.2 psia) y la del CO<sub>2</sub> como gas es:  $\rho_g=1.9768 \text{ g/L}$  (0.0164 lb/gal) @ 0 °C y 1 atm. (14.7 psia).

En este método de recobro mejorado, el CO<sub>2</sub> es inyectado a unas condiciones de presión y temperatura que hacen que éste sea miscible con el petróleo. Causando primero y principalmente, una disminución de la viscosidad del petróleo, permitiéndole fluir más fácilmente a través del reservorio.

En los procesos de inyección continua o cíclica de CO<sub>2</sub>, éste es inyectado a condiciones donde él es miscible con el petróleo.

Aunque inmisible, una cantidad finita de CO<sub>2</sub> todavía se disuelve dentro del petróleo, por lo tanto este proceso también reduce la viscosidad del crudo. Sin embargo, el mecanismo primario para la inyección de CO<sub>2</sub> cíclico es fundamentado en un incremento del volumen o barrido del petróleo que causa que éste sea forzado a salir del poro. (Monger, 1991). Cuando el CO<sub>2</sub> satura al aceite, el aceite sufre una reducción en la viscosidad considerablemente, dependiendo de la presión, temperatura y viscosidad de los no hidrocarburos<sup>32</sup>.

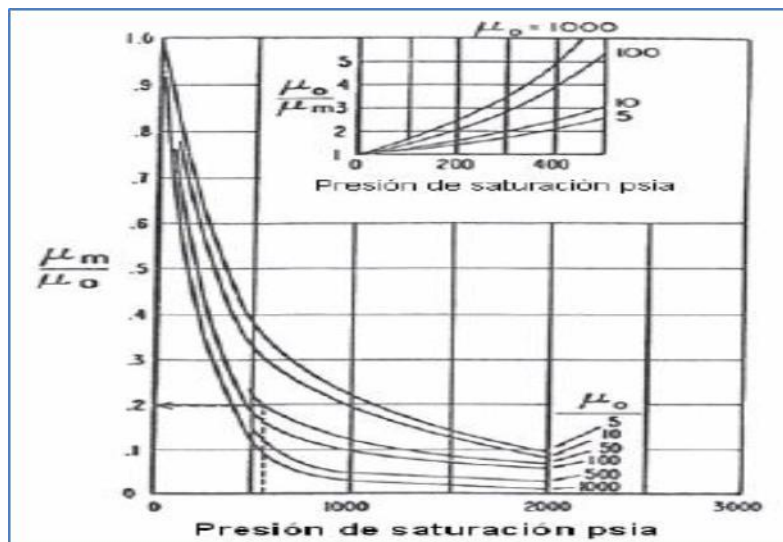
En general, mientras mayor sea la viscosidad inicial del aceite, mayor será el porcentaje de reducción en la viscosidad.

---

<sup>32</sup> SPE 24645, "Cyclic CO<sub>2</sub> injection for Heavy- oil Recovery in Halfmoon Field: laboratory Evaluation and Pilot Performance", Steve Olenick and T.G. Monger.McClure

La figura 16 muestra el trabajo realizado por Simón y Graue. El símbolo  $\mu_o$  se refiere a la viscosidad inicial del aceite y  $\mu$  se refiere a la viscosidad en equilibrio de ese mismo aceite después de saturarlo con CO<sub>2</sub>; esta reducción en la viscosidad del aceite y el incremento en la viscosidad del agua, reduce la relación de movilidades entre el agua y el aceite.

**Figura 16. Reducción de la viscosidad (Simon, 1965)**



Fuente: (<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100>)

El símbolo  $\mu_o$  se refiere a la viscosidad inicial del aceite y  $\mu_m$  se refiere a la viscosidad en equilibrio de ese mismo aceite después de saturarlo con CO<sub>2</sub>; esta reducción en la viscosidad del aceite y el incremento en la viscosidad del agua, reduce la relación de movilidades entre el agua y el aceite<sup>33</sup>.

Cuando el CO<sub>2</sub> satura al aceite, el aceite sufre una reducción en la viscosidad considerablemente, dependiendo de la presión, temperatura y viscosidad de los no hidrocarburos. En general, mientras mayor sea la viscosidad inicial del aceite, mayor será el porcentaje de reducción en la viscosidad. La figura 17 muestra el trabajo

<sup>33</sup> MATA J. J.: "Procesos de recuperación mejorada viables a aplicar mediante un criterio de selección jerarquizado", Tesis de licenciatura, Ing. Petrolero, UNAM, Mexico, D.F. Febrero 201

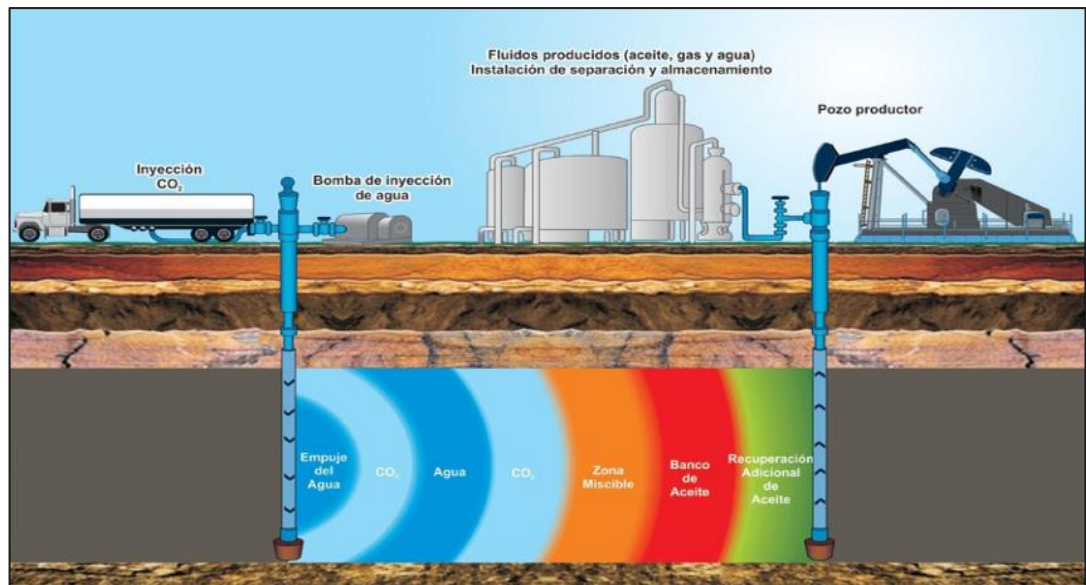
realizado por Simon y Graue muestra que esta reducción en la viscosidad del aceite y el incremento en la viscosidad del agua, reduce la relación de movilidades entre el agua y el aceite.

El proceso se da a través de la inyección de un volumen relativamente puro de CO<sub>2</sub> con el fin de movilizar y desplazar el aceite residual a una presión suficientemente alta, los pozos inyectoros deben estar estratégicamente colocados con la finalidad de optimizar el barrido. Cuando el CO<sub>2</sub> inyectado y el aceite residual son miscibles, las fuerzas físicas que mantienen separadas las dos fases (tensión interfacial) efectivamente desaparecen.

La inyección del CO<sub>2</sub> entra en el yacimiento y se mueve a través de los poros de la roca, encontrando las gotas residuales de aceite en condiciones de miscibilidad el CO<sub>2</sub> se disolverá en el aceite y este sufrirá un hinchamiento con lo cual se reduciría su viscosidad, en este momento se comenzara a formar un banco de aceite concentrado, en algunos casos es arrastrado hacia los pozos productores.

El patrón de pozos productores e inyectoros será seleccionado a través de la utilización de algún simulador y puede cambiar a través del tiempo, con la finalidad de optimizar el barrido. Los fluidos producidos son separados y la corriente de gas producida, la cual puede incluir cantidades de CO<sub>2</sub>, esto se debe a que la inyección de gas comienza a abrirse paso a través de la localización de los pozos productores. Cualquier producción de CO<sub>2</sub> es separada del gas natural producido y se vuelve a recomprimir para la reinyección con volúmenes adicionales de CO<sub>2</sub> recién adquiridos<sup>27</sup>. En algunas situaciones, el agua producida es separada y tratada para reinyectarse, a menudo alternando con la inyección de CO<sub>2</sub>, para mejorar la eficiencia de barrido (el proceso conocido como WAG), Figura 17.

**Figura 17. Esquema del funcionamiento de la inyección de CO<sub>2</sub> miscible (PEMEX, 2010)**



Fuente: [www.petroleumpemex.com](http://www.petroleumpemex.com)

Los volúmenes de CO<sub>2</sub> inyectados acumulados varían, pero suelen oscilar entre 15 y 30 por ciento del volumen de poros de hidrocarburos del yacimiento. El objetivo de la recuperación mejorada de aceite con la inyección de CO<sub>2</sub> es reducir al mínimo la cantidad de CO<sub>2</sub> que debe ser inyectado por barril de aceite adicional recuperado, sobre todo porque la inyección de CO<sub>2</sub> genera un gasto. Sin embargo, el secuestro de CO<sub>2</sub> puede convertirse en la variable clave en proyectos EOR, la economía puede empezar a favor de la inyección de grandes volúmenes de CO<sub>2</sub> por cada barril de aceite que se extrae, es decir, si el costo del CO<sub>2</sub> es lo suficientemente bajo. El esquema de inyección WAG presenta viabilidad económica debido a que el volumen de CO<sub>2</sub> requerido es menor en comparación con el esquema de inyección continua de CO<sub>2</sub>, además de que los baches de agua proveen una movilidad más favorable, generando así una mejor eficiencia de barrido.

#### **1.2.4 Aplicación de pozos horizontales en procesos de inyección de CO<sub>2</sub>**

Usualmente un proyecto de recobro mejorado de petróleo usando CO<sub>2</sub> es puesto

dentro del lugar cuando la producción de petróleo ha decaído y las tasas de recobro estimados son condenadas de ser inaceptablemente bajas.

El CO<sub>2</sub> se usa como solvente que se mezcla completamente con el petróleo residual para superar las fuerzas capilares e incrementar la movilidad del petróleo. La eficiencia del desplazamiento es cerca del 100% donde el solvente contacta el petróleo y la miscibilidad ocurre.

Un suficiente suplemento de un solvente particular tiene un impacto económico, en Canadá por ejemplo, por la abundancia del gas natural se usa éste como primera opción, mientras que en los Estados Unidos por las grandes reservas de CO<sub>2</sub> en los estados del oeste, han sido aprovechadas para el recobro mejorado en los campos de la cuenca Permian al oeste de Texas.

Los desplazamientos miscibles de recobro mejorado (EOR) pueden ser subdividas como: Tapón miscible, gas enriquecido y gas conducido a alta presión incluyendo el CO<sub>2</sub>.

Para cada uno de estos procesos existen un rango de presiones o profundidades, temperaturas y gravedades del petróleo necesarias para alcanzar y mantener la miscibilidad.

El CO<sub>2</sub> tiene mucha menor viscosidad que el petróleo, por lo tanto, la estratificación del yacimiento con desarrollo de permeabilidades verticales y horizontales contrastan fuertemente afectando la eficiencia del barrido. Una temprana irrupción, pasando por alto problemas de fingering viscous (adedamientos viscosos) han plagado muchos proyectos.

En el proceso de tapón miscible, un tapón líquido de hidrocarburos o CO<sub>2</sub> por encima de la mitad del volumen de poros (PV) del yacimiento es inyectado y

mezclado con el petróleo en contacto. Esto es seguido por medio de agua o gas que empuja el tapón a través del yacimiento.

El dióxido de carbono es un caso especial de recobro miscible a alta presión. Este gas es altamente soluble en el crudo, expandiendo el petróleo y reduciendo su viscosidad, mientras simultáneamente extrae los hidrocarburos livianos por vaporización. El frente desplazante de gas, enriquecido por hidrocarburos vaporizados a través de múltiples contactos, forma un tapón miscible tan largo como la presión de mínima miscibilidad (MMP) es mantenida.

Ya que el  $\text{CO}_2$  puede extraer componentes más pesados, este es miscible con crudos teniendo pocos componentes de  $\text{C}_2$ - $\text{C}_6$ . El dióxido de carbono tiene un menor MMP que el gas natural, nitrógeno o gas de combustión y por lo tanto puede ser aplicado en pozos más someros (yacimientos que poseen una menor presión).

El mayor problema con los flujos de gas miscibles para el EOR es la razón de movilidades adversas causadas por las bajas viscosidades típicas del gas inyectado en comparación con el petróleo, quizás por medio de uno o dos órdenes de magnitud.

El resultado es un inestable frente entre el gas y el petróleo, el cual permite que se formen y propaguen a través del fluido desplazado adedamientos viscosos, dejando mucho de los hidrocarburos aislados. Actualmente, los medios primarios para atacar estos problemas es la técnica alternada de gas y agua. En este proceso, el agua y el  $\text{CO}_2$  son alternadas, El proceso WAG pretende el virtual decrecimiento de la movilidad del  $\text{CO}_2$ , manteniendo la presión y salvando costos operativos por medio de la substitución de agua menos costosa.

Idealmente, el gas provee miscibilidad y el agua mejora la eficiencia de barrido. Sin embargo, un estudio de WAG en 15 inyecciones de  $\text{CO}_2$  seguidas por medio de la

inyección de Agua. Implica que la segregación gravitacional entre el agua y el gas es pensado de comprometer la efectividad del proceso WAG.

**Usos del Dióxido de Carbono:** La muy alta solubilidad del dióxido de carbono en el petróleo y en menor grado en el agua permite:

√ Una larga reducción en la viscosidad del petróleo y un pequeño incremento en la viscosidad del agua.

√ Expansión del petróleo en un rango del 10 al 20 por ciento (%), dependiendo sobre su tipo de composición y presión de saturación.

√ Reducción en la densidad del petróleo. Esto disminuye el efecto de la segregación gravitacional durante la inyección de CO<sub>2</sub> gaseoso.

Una reducción de la tensión interfacial. Con CO<sub>2</sub> en el estado gaseoso a una presión suficientemente alta donde la miscibilidad con el petróleo pueda ser lograda.

La inyección de dióxido de carbono es llevada mediante cantidades largas de inyección de CO<sub>2</sub> (15 % o más del volumen poroso de hidrocarburos) dentro del yacimiento. Aun siendo el CO<sub>2</sub> no miscible con el crudo éste es capaz de extraer los componentes livianos a intermedios del petróleo y si la presión es lo suficientemente alta, desarrolla miscibilidad para desplazar el crudo del reservorio y aumentar el factor de recobro considerablemente.

**Mecanismos que operan:**

√ Generación de Miscibilidad

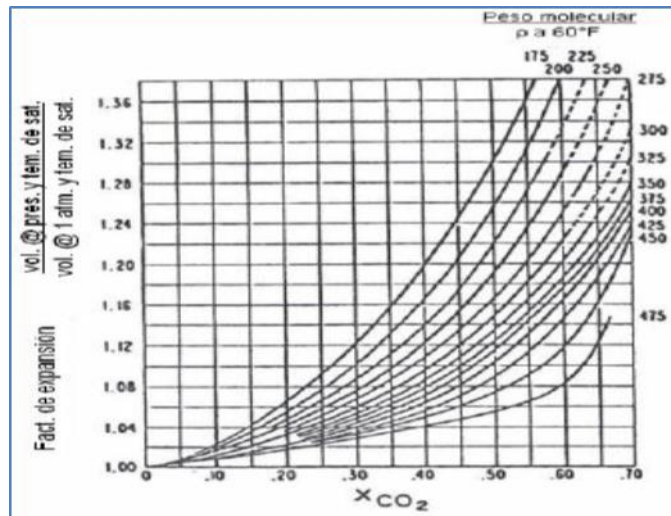
√ Barrido del crudo

√ Disminución de la viscosidad del petróleo

El que el aceite se expanda es muy importante por dos razones:

- √ El aceite residual en el yacimiento después de la inyección de CO<sub>2</sub> es inversamente proporcional al factor de expansión, es decir, en cuanto más grande sea la expansión del aceite menos aceite se quedara en el yacimiento
- √ Una vez expandido el aceite obligara a que el agua se desplace por el medio poroso, creando un proceso de drene en vez de imbibición para un sistema mojado por agua. La Figura 18 muestra el factor de expansión del aceite como una función de la fracción del CO<sub>2</sub> disuelto ( $X_{CO_2}$ ) y el peso molecular del aceite.

**Figura 18. Factor de expansión del aceite**



El proceso se da a través de la inyección de un volumen relativamente puro de CO<sub>2</sub> con el fin de movilizar y desplazar el aceite residual a una presión suficientemente alta, los pozos inyectoros deben estar estratégicamente colocados con la finalidad de optimizar el barrido.

Cuando el CO<sub>2</sub> inyectado y el aceite residual son miscibles, las fuerzas físicas que mantienen separadas las dos fases (tensión interfacial) efectivamente desaparecen.

La inyección del CO<sub>2</sub> entra en el yacimiento y se mueve a través de los poros de la roca, encontrando las gotas residuales de aceite en condiciones de miscibilidad el CO<sub>2</sub> se disolverá en el aceite y este sufrirá un hinchamiento con lo cual se reduciría su viscosidad, en este momento se comenzara a formar un banco de aceite concentrado, en algunos casos es arrastrado hacia los pozos productores

El patrón de pozos productores e inyectores será seleccionado a través de la utilización de algún simulador y puede cambiar a través del tiempo, con la finalidad de optimizar el barrido. Los fluidos producidos son separados y la corriente de gas producida, la cual puede incluir cantidades de CO<sub>2</sub>, esto se debe a que la inyección de gas comienza a abrirse paso a través de la localización de los pozos productores.

Cualquier producción de CO<sub>2</sub> es separada del gas natural producido y se vuelve a re- comprimir para la reinyección con volúmenes adicionales de CO<sub>2</sub> recién adquiridos.

En algunas situaciones, el agua producida es separada y tratada para reinyectarse, a menudo alternando con la inyección de CO<sub>2</sub>, para mejorar la eficiencia de barrido (el proceso conocido como WAG),

Los volúmenes de CO<sub>2</sub> inyectados acumulados varían, pero suelen oscilar entre 15 y 30 por ciento del volumen de poros de hidrocarburos del yacimiento.

El objetivo de la recuperación mejorada de aceite con la inyección de CO<sub>2</sub> es reducir al mínimo la cantidad de CO<sub>2</sub> que debe ser inyectado por barril de aceite adicional recuperado, sobre todo porque la inyección de CO<sub>2</sub> genera un gasto.

Sin embargo, el secuestro de CO<sub>2</sub> puede convertirse en la variable clave en proyectos EOR, la economía puede empezar a favor de la inyección de grandes volúmenes de CO<sub>2</sub> por cada barril de aceite que se extrae, es decir, si el costo del

CO<sub>2</sub> es lo suficientemente bajo. El esquema de inyección WAG presenta viabilidad económica debido a que el volumen de CO<sub>2</sub> requerido es menor en comparación con el esquema de inyección continua de CO<sub>2</sub>, además de que los baches de agua proveen una movilidad más favorable, generando así una mejor eficiencia de barrido.

### **Desplazamiento inmiscible de CO<sub>2</sub>.**

Existen yacimientos, como los de aceite pesado o aquellos en los que tienen poca presión, en los cuales es imposible alcanzar la PMM y por lo tanto la miscibilidad, aun así es posible pensar en utilizar la inyección de CO<sub>2</sub>.

En el modo inmiscible el CO<sub>2</sub> y el aceite forman dos fases fluidas y existe una tensión interfacial entre ellos desarrollándose un frente de desplazamiento.

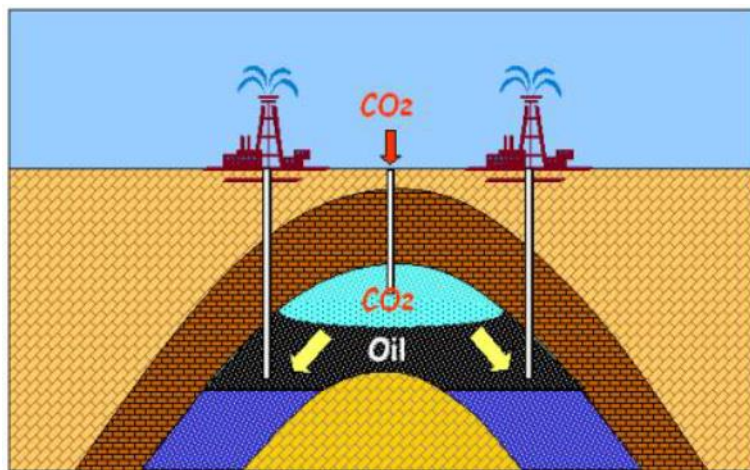
Bajo tales condiciones, el CO<sub>2</sub> aunque no totalmente miscible con el aceite todavía puede disolverse parcialmente en este e hincharlo ligeramente. Algo que hay que tener en mente dentro del desplazamiento en condiciones inmiscibles es que el rol del CO<sub>2</sub> es similar al del agua en un proceso de recuperación secundaria.

A pesar de que las inundaciones con agua ofrecen una mayor eficiencia de recuperación, el uso de CO<sub>2</sub> para incrementar o mantener la presión del yacimiento ha sido considerado en un número limitado de proyectos, existen condiciones en la cual la utilización del agua como un agente suele no ser la mejor opción, tales como una muy baja permeabilidad de la roca del yacimiento o cuando las condiciones geológicas no favorecen el uso de esta. En este proceso, el CO<sub>2</sub> es inyectado en un modo GSGL, Inyección de Gas de Gravedad Estable, en el cual el CO<sub>2</sub> es inyectado en la cima del yacimiento con gastos lentos con el objetivo de llenar el volumen de los poros de la roca del yacimiento. La inyección de gas crea una capa artificial de gas, la cual empuja al mismo tiempo al aceite hacia abajo y hacia los

extremos del yacimiento donde se encuentran por lo general los pozos productores, Figura 19

La presencia de agua dentro del yacimiento reduce la eficiencia del proceso, ya que inhibe el flujo del aceite.

**Figura 19. Esquema de la técnica de desplazamiento inmiscible (E. Tzimas y A. Georgakaki, 2005**



Fuente: [www.inyeccionco2.com](http://www.inyeccionco2.com)

El proceso de desplazamiento inmiscible ha visto aplicaciones muy limitadas hasta la fecha, la razón es la economía desfavorable. Mientras que cantidades significativas de CO<sub>2</sub> son necesarias y en muchos casos una serie de nuevos pozos necesitan ser construidos, la producción de aceite adicional es muy lenta. Hasta 10 años de inyección pueden ser necesarias antes de que el proyecto comience a producir más aceite.

La infraestructura requerida para la inyección de CO<sub>2</sub>, en términos generales es:

- √ Planta de tratamiento
- √ Equipo de compresión

√ Red de ductos para transporte y distribución de gas

√ Pozo inyector

### **1.2.5 Problemas operacionales**

1.- Muy bajas viscosidades de CO<sub>2</sub> resultan en un pobre control de la movilidad.

2.-Disponibilidad de CO<sub>2</sub>.

3.-Temprano rompimiento del CO<sub>2</sub>.

4.-Corrosión en los pozos productores.

5.-Necesidad de separar el CO<sub>2</sub> del hidrocarburo vendible

6.- Re-presurización de CO<sub>2</sub> para su reciclaje.

7.- Un alto requerimiento de CO<sub>2</sub> por incremento de barriles producidos.

Adicionalmente se van a resaltar los criterios óptimos para los procesos de CO<sub>2</sub> miscibles de una simulación y un Criterio para la inyección alterna de CO<sub>2</sub>.

El procesamiento o tratamiento que recibe el CO<sub>2</sub> se da principalmente en la etapa de captura, donde lo que se busca es el obtener una corriente de CO<sub>2</sub> con un alto grado de pureza, pues los contaminantes tales como el H<sub>2</sub>S afectara la miscibilidad. Normalmente, el CO<sub>2</sub> viene acompañado de contaminantes, como el H<sub>2</sub>S (endulzamiento) y agua (deshidratación). Se trata de eliminar el H<sub>2</sub>S a mínimas cantidades para de esta forma evitar la corrosión.

La inyección de CO<sub>2</sub> dentro de la zona de petróleo del yacimiento puede conducir a cambios de la solubilidad de asfáltenos en el petróleo. El aumento del gas, (Gas Oil-Rate "GOR" o RGP) mediante el incremento del contenido de metano de un sistema de petróleo rutinariamente causa la precipitación de asfáltenos. (Monger y Trujillo 1987).

Experimentalmente se determinó que la cantidad de depósitos de asfáltenos en la superficie de los granos era una función de la cantidad de asfáltenos disueltos en el petróleo inicialmente. La inyección de CO<sub>2</sub> mezclado con petróleo conduce a la deposición de componentes de peso molecular más altos que la inyección de hidrocarburos solamente. El sitio de la deposición de asfáltenos es específico mineralógicamente con los minerales de arcilla y calcita a través de las capas orgánicas.

Una de las consecuencias mayores de la inyección de CO<sub>2</sub> dentro de las zonas de petróleo en las rocas, es que los granos se convierten recubiertos con cubiertas bituminosas. Esto puede servir para aislar los granos de minerales de los fluidos reactivos, así como a su vez resulta en que la roca empiece a incrementar su mojabilidad al petróleo a medida que la inyección de CO<sub>2</sub> procede.

Existen numerosos aspectos acerca de la inyección de largas cantidades de CO<sub>2</sub> dentro del subsuelo. Entre ellos se destaca que la inyección de CO<sub>2</sub> dentro de un acuífero salino puede resultar en la precipitación de minerales. La razón para este proceso es que el agua salina típicamente contiene calcio acuoso, entonces el añadir CO<sub>2</sub> puede conducir a la precipitación de calcita mediante la reacción del tipo: CO<sub>2</sub><sup>34</sup>

---

<sup>34</sup> AEI-GHG, 2004: A Review of Global Capacity Estimates for the Geological Storage of Carbon Dioxide, IEA Greenhouse Gas R&D Programme Technical Review (TR4), March 23, 2004, 27 pp

## **2. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LOS PROCESOS DE INYECCIÓN**

### **2.1 METODOLOGÍA DE SELECCIÓN**

La simulación numérica de yacimientos se ha practicado desde comienzos de 1960 como un medio para la determinación de comportamientos futuros de los yacimientos, ayudado por la evolución de la capacidad de procesamiento de los computadores y la evolución paralela de métodos numéricos, que permiten la resolución de grandes grupos de ecuaciones distintas al mismo tiempo<sup>35</sup>. En esta se combinan diferentes áreas como modelos numéricos, geología, petrofísica, yacimientos, producción, entre otras, las cuales permiten tener una descripción detallada del yacimiento, las variables involucradas en el proceso y la evaluación de diferentes escenarios de producción, así como la variación de las diferentes propiedades del yacimiento. Los métodos EOR son el futuro de la industria, por lo que evaluar el comportamiento de un yacimiento, previo a la implementación de una técnica, resulta de gran importancia para las compañías. Existen una gran cantidad de simuladores comerciales y no comerciales en la industria, que nos permiten evaluar la aplicación de un proceso en un determinado yacimiento de manera rápida, económica y ajustada a la realidad. Para la evaluación técnica de un yacimiento sometido a inyección cíclica con pozos horizontales, se hizo uso del simulador térmico STARS (Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator) de la compañía CMG (Computer Modeling Group Ltd), teniendo en cuenta que este se ajusta a los requerimientos por el uso de vapor como método EOR.

---

<sup>35</sup> [Lacomunidadpetrolera.com/2009/05/simulacion-numerica-de-yacimientos\\_140](http://Lacomunidadpetrolera.com/2009/05/simulacion-numerica-de-yacimientos_140)

La simulación de yacimientos es un campo ingenieril muy completo, combina diferentes áreas como: geología, petrofísica, métodos numéricos, ingeniería de yacimientos y métodos de recobro, con el fin de obtener el mejor desarrollo y aumentar los niveles de producción de hidrocarburo en determinado campo petrolífero.

La Simulación de yacimientos es una herramienta que le permite al ingeniero optimizar la producción de un yacimiento. Lo que se busca es obtener el esquema de producción más óptimo para ello se pueden analizar los siguientes esquemas de producción:

- √ Inyección de agua
- √ Inyección de CO<sub>2</sub> inmisible
- √ Inyección de WAG
- √ Inyección de agua+CO<sub>2</sub>

La principal herramienta empleada para representar los diferentes eventos y fenómenos en el yacimiento son los modelos numéricos.

Un modelo matemático es integrado por conjuntos de ecuaciones que describen los diferentes procesos, únicamente válidos en determinados escenarios y su aplicación está sujeta a restricciones.

La simulación numérica de yacimientos nos ayuda a inferir el comportamiento real del yacimiento a partir de modelos matemáticos.

Un simulador de yacimiento no es más que un conjunto de programas de computación que resuelve los modelos matemáticos que representan al yacimiento.

En los últimos años, la simulación numérica de yacimientos ha ganado gran aceptación en la industria petrolera, ya que actualmente los simuladores permiten

modelar de una manera más realista la amplia variedad de yacimientos existentes en el mundo.

La simulación numérica de yacimientos se ha practicado desde comienzos de 1960, como un medio para predecir comportamientos futuros de los yacimientos y campos petroleros. Por tanto, el nacimiento de la simulación de yacimientos, en su concepción moderna, está estrechamente relacionado con la disponibilidad de procesadores rápidos y eficientes además de la evolución paralela de métodos numéricos que permitan la resolución de grandes grupos de ecuaciones diferenciales distintas para describir flujos multifásicos en medios heterogéneos tanto en dos como tres dimensiones.

El actual uso generalizado de esta herramienta en la comunidad de ingenieros de yacimiento, es de hecho, relacionado a muchos factores, no todos estrictamente técnicos, los cuales se enlistan a continuación:

√Aplicabilidad: La aplicabilidad de esta herramienta no tiene competencia de alguna otra técnica. Se podría decir que no existe algún problema en la rutina diaria de un ingeniero de yacimientos que no pueda ser potencialmente abordado a través de la simulación numérica.

√Facilidad de uso: Los paquetes modernos de simulación están provistos de procesadores interactivos que facilitan enormemente el uso de modelos.

La disponibilidad de opciones predeterminadas y diferentes niveles de experticia permiten que hasta el más incauto de los ingenieros finalice con algún tipo de resultado el problema a la mano.

√Aceptación. La administración ha sido formada a través de los años, por los mismos ingenieros de yacimientos, para aceptar la simulación como una técnica estándar.

Actualmente, en muchas compañías, el alto nivel de gestión requiere estudios del soporte de las herramientas. Los recientes desarrollos en las técnicas de simulación numérica de yacimientos proporcionan herramientas para la simulación de los mismos a escala fina. El entendimiento de los frentes de inyección y su interacción con las heterogeneidades de la formación pueden ser visualizados fácil y rápidamente, y por lo tanto proveen de una manera natural e intuitiva una comprensión dinámica de los yacimientos. Los principales objetivos en la simulación numérica de yacimientos son la determinación de las reservas, la predicción de las tasas de recuperación y la optimización de la recuperación de hidrocarburos bajo diversas condiciones operativas, prediciendo de esta forma, el desempeño futuro del yacimiento.

En conclusión, la simulación numérica de yacimientos permite inferir el comportamiento real de las unidades geológicas en estudio, basándose en el comportamiento de un modelo creado a partir de la integración de datos sísmicos, geológicos y petrofísicos que reproducen las condiciones reales del yacimiento<sup>36</sup>.

Inicialmente se plantea un modelo experimental en frío, sin ningún método de recobro implementado, para tenerse como referencia en el análisis comparativo, entre los procesos de inyección de CO<sub>2</sub> y vapor de agua, y así obtener el modelo óptimo que genere la mayor recuperación de aceite. También, se tuvo en cuenta dentro de la escogencia de los datos, información específica acerca de yacimientos que presentan viscosidad intermedia, y las condiciones necesarias para llevar a cabalidad la implementación de los procesos objeto de estudio en este documento.

La información presentada se obtuvo de campos como Durí en Indonesia, tesis anteriores con información de campos colombianos en donde se han aplicado estos procesos.

---

<sup>36</sup> FANCHI, J.R. Principles of Applied Reservoir Simulation. Gulf Publishing Company Houston. Texas, 1997

**2.1.1 Selección del software de simulación CMG** CMG es una compañía que se ha especializado únicamente en modelaje de yacimientos a lo largo de casi tres décadas. Empezó como una pequeña empresa canadiense hasta convertirse en la suplidora de softwares de modelaje para más de 250 compañías con oficinas en 5 países . Los programas que desarrolla CMG son: Builder, STARS, GEM, WinProp, Results y finalmente IMEX que es quizás el más popular.

IMEX es un simulador de tres fases y cuatro componentes para petróleo negro (black oil). Se utiliza para modelar procesos de agotamiento y de recuperación secundaria. También es capaz de simular inyección de fluidos en yacimientos de petróleo, procesos de agotamiento en yacimientos de gas condensado así como el comportamiento de yacimientos fracturados, especialmente entre sus diversas aplicaciones.

Con IMEX es posible modelar formaciones geológicas heterogéneas e incorporar interacciones complejas entre los fluidos de modo que sea posible estar más cerca de lo que ocurre en el yacimiento. Las curvas de permeabilidad relativa pueden ser introducidas como un dato o generadas como una respuesta por parte del programa. Con respecto al flujo a través de yacimientos fracturados, el software ofrece cuatro modelos distintos: porosidad doble, permeabilidad doble, múltiples interacciones o mejora vertical.

Los modelos usados en IMEX son capaces de simular múltiples datos PVT y estos pueden ser dados en forma de tabla PVT o tablas de liberación diferencial. Es posible introducir las densidades a condiciones de superficie para cada tabla PVT de cada región y de esta manera la compresibilidad del petróleo puede ser modelada como una función de la presión de burbuja.

La construcción del modelo conceptual con propiedades promedio de un yacimiento, se realizó mediante el simulador termico STARS (Steam Thermal and

Advanced Processes Reservoir Simulator), el cual modela flujo en tres fases de fluidos multi-componentes, y predice el comportamiento de procesos de recobro térmico como el que se refiere en parte en este proyecto.

A diferencia de Schlumberger, CMG es una compañía que se ha especializado únicamente en modelaje de yacimientos a lo largo de casi tres décadas.

Empezó como una pequeña empresa canadiense hasta convertirse en la suplidora de softwares de modelaje para más de 250 compañías con oficinas en 5 países incluyendo a Venezuela. Los programas que desarrolla CMG son: Builder, STARS, GEM, WinProp, Results y finalmente IMEX que es quizás el más popular.

IMEX es un simulador de tres fases y cuatro componentes para petróleo negro (black oil). Se utiliza para modelar procesos de agotamiento y de recuperación secundaria. También es capaz de simular inyección de fluidos en yacimientos de petróleo, procesos de agotamiento en yacimientos de gas condensado, así como el comportamiento de yacimientos fracturados.

Con IMEX es posible modelar formaciones geológicas heterogéneas e incorporar interacciones complejas entre los fluidos de modo que sea posible estar más cerca de lo que ocurre en el yacimiento.

Las curvas de permeabilidad relativa pueden ser introducidas como un dato o generadas como una respuesta por parte del programa. Con respecto al flujo a través de yacimientos fracturados, el software ofrece cuatro modelos distintos: porosidad doble, permeabilidad doble, múltiples interacciones o mejora vertical. Igualmente, los modelos usados en IMEX son capaces de simular múltiples datos PVT y estos pueden ser dados en forma de tabla PVT o tablas de liberación diferencial.

Es posible introducir las densidades a condiciones de superficie para cada tabla PVT de cada región y de esta manera la compresibilidad del petróleo puede ser modelada como una función de la presión de burbuja.

IMEX puede utilizarse en sistemas operativos como Windows XP, Linux y Unix y es considerablemente más sencillo a la hora de manejar que Eclipse. Es por esta razón que es una opción poderosa a la hora de elegir otro simulador más allá de lo convencional.

Las operadoras de petróleo y gas se enfrentan a desafíos previamente desconocidos, la necesidad de que los ingenieros de yacimientos estén lo suficientemente entrenados y la recuperación mejorada de hidrocarburos que cada vez es más compleja. Mediante el uso del programa de simulación de yacimientos CMG, los ingenieros de yacimientos son capaces de maximizar la productividad y con confianza realizar previsiones económicas con un menor riesgo. Por tanto CMG es el estándar de la industria petrolera para los procesos avanzados de simulación numérica de yacimientos. Este programa está encargado de proporcionar soluciones prácticas para el modelamiento de yacimientos de petróleo/gas, encaminado hacia la recuperación de petróleo avanzada (EOR/IOR) para los procesos de ingeniería de yacimientos, consultoría, capacitación y apoyo técnico para los procesos de ingeniería de yacimientos, consultoría, capacitación y apoyo técnico para los clientes de todo el mundo.

A la hora de definir el software de simulación numérica de yacimientos más adecuado para simular el proceso de recuperación a implementar, es importante definir las características más importantes del proceso y las relaciones existentes entre los fluidos en el yacimiento.

Otra de las características importantes a la hora de seleccionar el simulador es determinar si existirá un cambio en la composición de los fluidos (modelo

composicional), para el caso de desplazamientos inmiscibles, se considera que la composición de los fluidos en el yacimiento no cambio con el tiempo, es decir un modelo Black Oil.

Un modelo Black Oil asume que en el yacimiento pueden existir tres fases distintas (agua, aceite y gas) y asume que no existe un intercambio de masa o cambio de fase entre estas. La simulación de petróleo negro o Black Oil, es útil en procesos de simulación de inyección de agua o gas inmiscible donde no se esperan cambios en la composición de fluidos. Estos pueden modelar el flujo de agua, petróleo y gas tomando en cuenta variaciones de la solubilidad del gas en el petróleo en función de la presión. Finalmente, y a partir de las características anteriormente mencionadas, el software de simulación escogido para el modelamiento de la inyección de agua, fue el simulador IMEX de la compañía CMG (Computer Modeling Group).

IMEX es un simulador trifásico de aceite negro implícito/explicito de la compañía canadiense CMG, modela el flujo en yacimientos gas, agua-gas, agua-crudo o agua-crudo-gas. Los sistemas de enmallado pueden ser cartesianos, cilíndricos o de profundidad y espesor variable, construidos a partir de modelos geológicos. Es posible realizar configuraciones bidimensionales y tridimensionales con cualquiera de estos sistemas de enmallado, incluyendo complejas estructuras heterogéneas falladas<sup>37</sup>.

**2.1. 2 Selección de los datos del modelo en frio.** El diseño del modelo de simulación parte de la elaboración de un modelo de yacimiento homogéneo de crudo con viscosidades intermedias (100-200 cp), cuya información de roca y fluido fue obtenida de un modelo teórico propuesto.

---

<sup>37</sup> THOMAS, G.W. Principles of Hydrocarbon Reservoir Simulation. IHRDC Publishers. Boston, 1982

La información corresponde específicamente a un campo virtual pre-establecido. Este modelo de yacimiento preliminar, fue elaborado con el fin de establecer en el enmallado de simulación las dimensiones y el grado de refinamiento apropiados para el desarrollo del estudio. Una vez definidos las dimensiones, el tipo y discretización del grid, se introdujo al modelo la información de las propiedades de roca y fluido características de un yacimiento, estableciendo así el modelo estratificado empleado para la simulación de los procesos ya mencionados.

Para cumplir los objetivos en este proyecto, se utilizarán datos de tesis anteriores<sup>38</sup> con el fin de ajustar las condiciones del modelo propuesto, a las condiciones de los campos colombianos, introduciendo las propiedades de un fluido de viscosidad intermedia (200cp) al estado de los yacimientos de Colombia, en el estudio comparativo. Y de esta forma tratar de hacer de esta investigación, un documento representativo de la región, hasta para su posible implementación en la misma<sup>37</sup>.

**2.1.3. Construcción del modelo base de simulación** Para realizar cualquier simulación es necesario tener una información básica del yacimiento en cuanto a geología y petrofísica, fluidos y ubicación de pozos, ya que para poder implementar cualquier proceso se necesita de esta información, de lo contrario, el simulador no arroja resultados sino errores. Por esto, a continuación se mencionan aquellas características básicas para llevar a cabo una simulación de yacimientos.

#### 1. Mapas geológicos y petrofísicos del área

- Límites del yacimiento
- Discontinuidades de las capas
- Características de la formación y del acuífero
- profundidad

---

<sup>38</sup> ADOLFO GIL ,Emilio; GRANADOS, Yuley María. Evaluación de una alternativa al proceso de inyección cíclica de vapor mediante la adición de un solvente en un campo colombiano (LASER).

## 2. Propiedades petrofísicas

- Porosidad
- Permeabilidad
- saturaciones ( $S_w$ ,  $S_o$ ,  $S_g$ )
- Compresibilidades de la roca y el fluido

## 3. Propiedades de los fluidos (PVT)

- Viscosidades del aceite, agua y gas
- Curvas de permeabilidad relativa
  
- Factor volumétrico del aceite, agua y gas
- Densidad del aceite, agua y gas

## 4. Estado mecánico de los pozos

- Orientación de los pozos
- Profundidad
- Radio del pozo

La construcción de un modelo de simulación requiere en primera instancia establecer un caso base de simulación, que permita efectuar corridas de ajuste preliminares para analizar resultados previos obtenidos y de esta manera, corregir parámetros y propiedades que pueden haber sido mal seleccionados. El procedimiento que se llevó a cabo para construir los modelos de simulación fue el siguiente:

√Selección del grid de simulación: La selección del grid de simulación debe tener en cuenta los criterios de selección básicos para evitar problemas de convergencia y exactitud, optimizar el tiempo de corrida y evitar posibles errores que se puedan presentar en el balance de materia del yacimiento.

Para esto se analiza la coherencia de los resultados obtenidos de diferentes casos de simulación previamente planteados, los porcentajes de variación entre ellos, y los tiempos de simulación de cada uno.

Análisis de modelos confinados y no confinados: Durante la generación del modelo final de simulación es necesario determinar la conveniencia de emplear un patrón confinado o uno no confinado, con el fin de establecer los mejores escenarios de simulación.

La diferencia entre estos radica, en que en el modelo confinado no se consideran alrededores que puedan influenciar el patrón de inyección, mientras que en el no confinado el anillo en los alrededores influye en el comportamiento al interior del mismo.

Construcción de modelos de producción primaria e inyección de agua: Debido a que el proceso de inyección WAG se aplica para optimizar la inyección de agua o la inyección continua de gas, es necesario ajustar modelos de producción primaria e inyección de agua o gas previos a la inyección WAG, que permitan sobre ellos evaluar el verdadero desempeño del proceso WAG

Corridas preliminares y ajuste de parámetros: Se realizan varias corridas preliminares con el fin de revisar los datos no recurrentes y verificar la validez de los datos de entrada del modelo construido, identificando y corrigiendo los problemas que estos presenten con el objetivo de obtener resultados confiables.

Es de gran importancia tener claridad acerca del desarrollo físico de cada proceso en el yacimiento para la selección del grid de simulación, pues dependiendo de la

técnica de recobro que se desee representar y del grado de heterogeneidad de la formación<sup>39</sup>

El enmallado de simulación debe permitir su correcto desarrollo dentro del yacimiento, con el fin de que los resultados obtenidos no se encuentren alejados de las tendencias teóricas esperadas y disminuir el grado de incertidumbre.

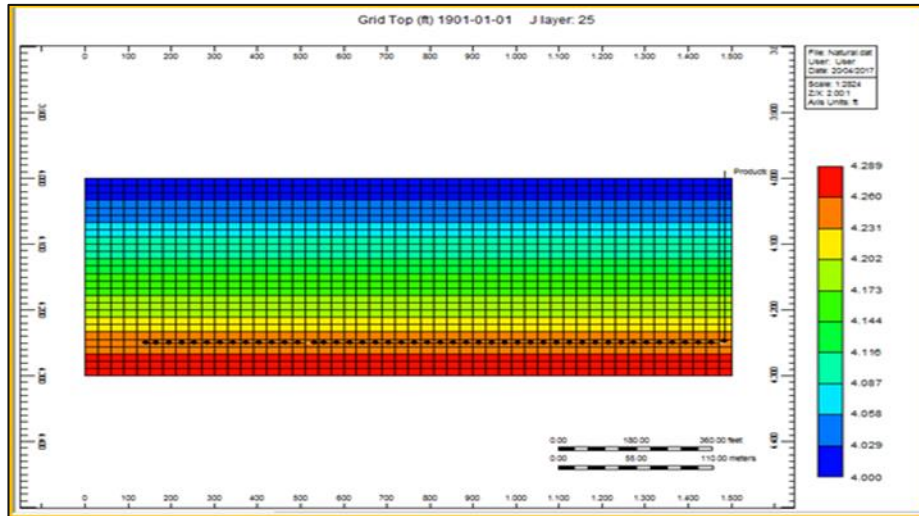
**2.1.3.1 Propiedades del modelo** Si bien las propiedades de roca y fluido, así como las condiciones operacionales e iniciales juegan un papel importante en la construcción de un modelo de simulación, y en la representación de cualquier proceso de recobro mejorado, el enmallado, el refinamiento, las condiciones de confinamiento también son importantes porque permiten acercar el modelo a la realidad del yacimiento para que arroje resultados representativos con tiempos de simulación apropiados.

El enmallado de simulación se refiere al número de celdas y a la manera como se van a distribuir estas para representar la extensión física y la forma del yacimiento.

---

<sup>39</sup> CRICHLLOW, H.B. Modern Reservoir Engineering. A Simulation Approach. Prentice Hall. Nueva Jersey, 1977

**Figura 20. Enmallado de simulación- cmg computing modeling group**



Número de celdas del Patrón. Antes de realizar la selección del número de celdas del modelo es necesario establecer el tipo de enmallado a utilizar.

El tipo de enmallado presente en un modelo de simulación numérica puede ser de cartesiano o cilíndrico según el proceso que se quiera representar. En la representación de procesos como la inyección cíclica de vapor tienen un área de afectación cercana a la cara del pozo lo más apropiado es utilizar un enmallado cilíndrico por que allí se presenta un flujo de tipo radial.

Por otro lado una de las técnicas que cae en esta categoría es la estimulación cíclica con vapor, en la representación del flujo que comprende una región de afectación más allá de la cercanía de pozo se debe considerar un enmallado tipo cartesiano, esto debido a que en estas zonas el flujo puede ser considerado lineal, en esta categoría está la inyección continua de vapor y la inyección de agua.

Aunque se debe tener en cuenta que en todo proceso se presenta tanto flujo radial como lineal, la caracterización anterior se hace teniendo en cuenta el tipo de flujo

predomínate en la extensión del yacimiento sobre la cual es aplicado dicha técnica. Por esta razón el tipo de enmallado utilizado es cartesiano.

Luego de la selección del tipo de enmallado se deben establecer el número de celdas que van a representar la extensión del yacimiento, dicha escogencia depende de una mayor o menor exactitud de los resultados esperados y el tiempo empleado en la simulación.

Para establecer el número de celdas óptimo para el modelo de simulación, se realizó una sensibilidad a las mismas planteando cuatro casos, en los cuales se varían el número de celdas en las direcciones  $i$ ,  $j$ ,  $k$ .

Los criterios de selección usados para establecer el número adecuado de celdas fueron el factor de recobro, las tasas de producción y el tiempo de simulación, estos modelos se corrieron con 8 años de producción primaria e implementando un ciclo de estimulación, con el fin de tener en cuenta el efecto del número de celdas sobre un proceso térmico.

El confinamiento es una problemática inherente en la construcción de modelos de simulación, ya que cuando se busca representar una sección del yacimiento no se tiene en cuenta el efecto que podría la extensión restante de este sobre el modelo simulación.

Dentro de los efectos que no son apropiadamente representados al construir modelos confinados, se encuentran el mantenimiento de presión que ejercería el resto del yacimiento sobre al área de estudio, así como el aporte de fluidos por esas regiones circundantes especialmente durante la producción primaria y en procesos de estimulación.

Para solucionar este problema se construye un anillo de cierto número de celdas alrededor del enmallado original. Este anillo se conoce con el nombre de anillo de no confinamiento y lo que se representa con este es un mayor volumen poroso de yacimiento con la finalidad de tener aporte de fluidos de los alrededores y a su vez un mantenimiento de presión a causa de estos.

Selección del Tipo de Refinamiento. A menudo es conveniente refinar ciertas zonas del modelo de simulación, es decir aumentar el número de celdas en estas zonas, para así obtener resultados más exactos en las regiones que así lo requieran. En todo modelo se consideran dos tipos de regiones, regiones de pozo y regiones de yacimiento<sup>40</sup>

Las regiones de pozo son las celdas que contienen pozos ya sea inyectores o productores. En estas regiones se presentan los cambios más drásticos en propiedades tales como la presión, las saturaciones, entre otras. Por esta razón y por el tipo de flujo presente en estas zonas se utiliza un refinamiento radial que permite describir de una manera más cercana a la realidad de los procesos que allí ocurren.

Las regiones de yacimiento, son aquellas regiones en las que el flujo puede ser considerado lineal, debido a la lejanía que presentan con respecto a las regiones de pozo.

Esta región está conformada por aquellas celdas que no contienen pozos, por lo tanto un refinamiento cartesiano es apropiado para representar estas regiones en caso de ser necesario.

---

<sup>40</sup> CRAFT, B.C.; HAWKINS, M.F. Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos. Tecnos. Madrid, 1977

**2.1.4 Análisis de sensibilidad** El análisis de sensibilidad se refiere a la decisión de cambio sobre las variables de entrada o controlables, para evaluar el impacto de estas sobre la respuesta final o variable de salida, que en este caso es el factor de recobro de petróleo. Con el fin de evaluar el impacto de ciertos parámetros en la producción diaria y acumulada de petróleo, se realiza un análisis de sensibilidades. Para definir los diferentes escenarios, se toman valores antes y después. Luego de establecido el modelo base de simulación, se efectúan corridas adicionales variando parámetros operacionales, parámetros de yacimiento y de los fluidos de tal manera que se pueda identificar cuáles de ellos tienen un mayor efecto en la eficiencia del proceso de inyección y de esta manera se establezca los mejores escenarios operacionales que permitan una mejor recuperación de aceite<sup>41</sup>.

El análisis de sensibilidad se llevó a cabo para establecer los escenarios en los cuales la inyección de CO<sub>2</sub> e inyección cíclica de vapor genera un mayor factor de recobro, y para determinar cuáles son los parámetros operacionales adecuados al aplicar este proceso de recobro mejorado.

En este análisis de sensibilidad se cuantifican los volúmenes de petróleo recuperado durante una inyección de CO<sub>2</sub> y vapor, haciendo variaciones en los volúmenes KR de estos, el caudal y el tiempo de inyección de los volúmenes de CO<sub>2</sub> y vapor.

Debido a que los parámetros operacionales son los únicos que pueden manipularse durante un proyecto de inyección de soluciones de CO<sub>2</sub> o vapor, estos son los factores que generan mayor interés y demandan mayor cuidado, puesto que estos pueden manejarse de tal modo que al menor costo se obtengan las mejores eficiencias de recobro.

---

<sup>41</sup> NORMAN, C. "Elements of petroleum Reservoirs". SPE. Henry Doherty Series. 1969

Una vez seleccionado el patrón a utilizar, se realizaron diferentes corridas de simulación en las que se variaron condiciones operacionales como el tiempo de inyección, volúmenes a inyectar y caudales de inyección, con la finalidad de elegir el mejor programa de inyección, cumpliendo así con el objetivo. (ver Figura 22)

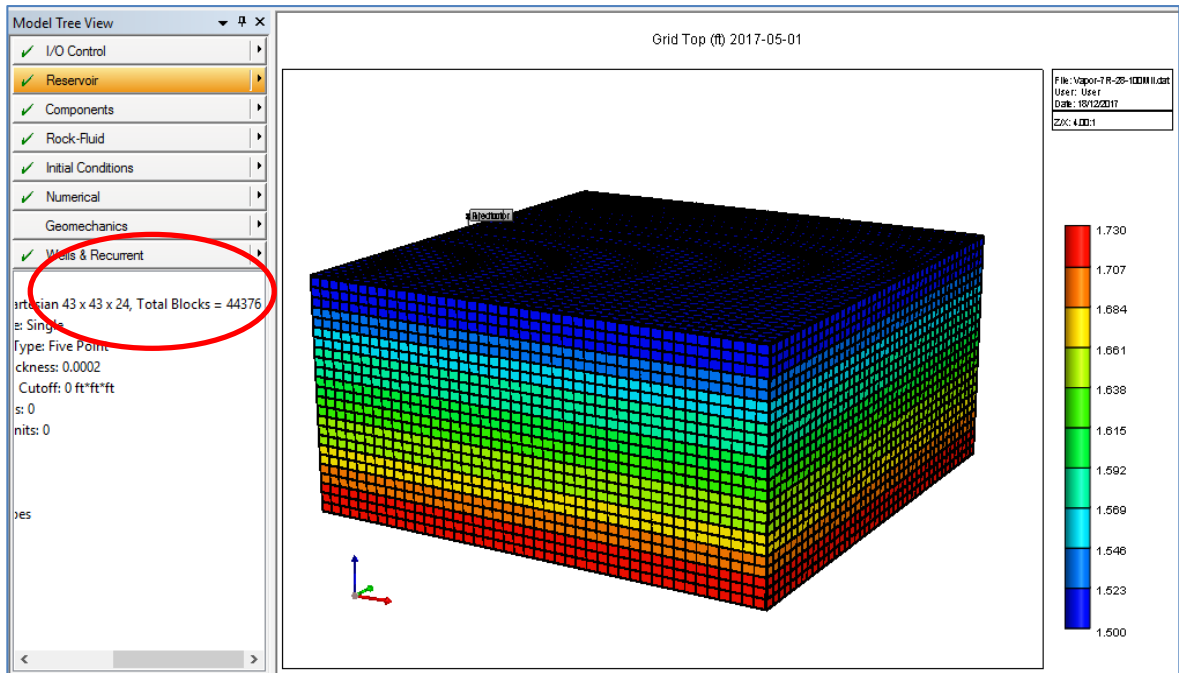
## **2.2. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN EN FRIO PARA LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR, Y CO<sub>2</sub>.**

En el establecimiento del modelo base de simulación se desarrolló un análisis de sensibilidad a las propiedades del grid como son número de celda siendo este 44376, con dimensiones 43i-24j-43k, refinamiento y confinamiento. Entre los criterios de selección usados en la definición del grid está el tiempo de cómputo y la exactitud de los resultados.

El primer paso del plan de trabajo es la construcción del modelo base de simulación, cuyo objetivo es establecer el grid de simulación sobre el cual se implementaran los procesos de recobro planteados para el análisis, en este se deben incluir las propiedades de roca y fluido, las propiedades iniciales del yacimiento, el área del yacimiento sobre el cual se va a realizar el análisis, la columna estratigráfica del campo, además el número de celdas que van a conformar el modelo de simulación, el tipo de refinamiento, etc

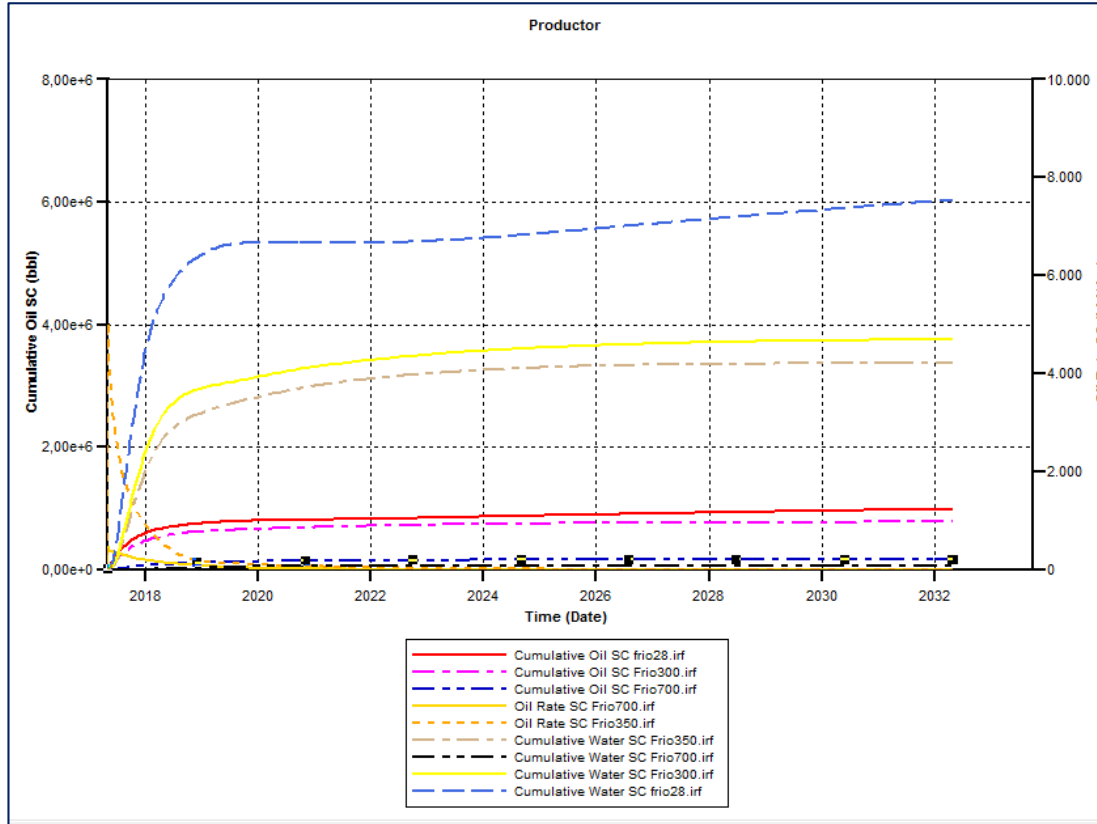
La selección de las propiedades del yacimiento como, área del yacimiento, interacción roca-fluido, entre otras, constituyen uno de los aspectos más críticos en la construcción de un modelo de simulación, ya que, de acuerdo a la calidad de los datos introducidos, serán los resultados obtenidos, en otras palabras, los datos introducidos en el simulador deben ser representativos del yacimiento a estudiar.

**Figura 21. Dimensiones, número de celdas, entre otras propiedades del modelo.**



## 2.2.2 Resultados y comportamiento del modelo

Figura 22. Flujo natural, modelo en Frio a diferentes BHP.



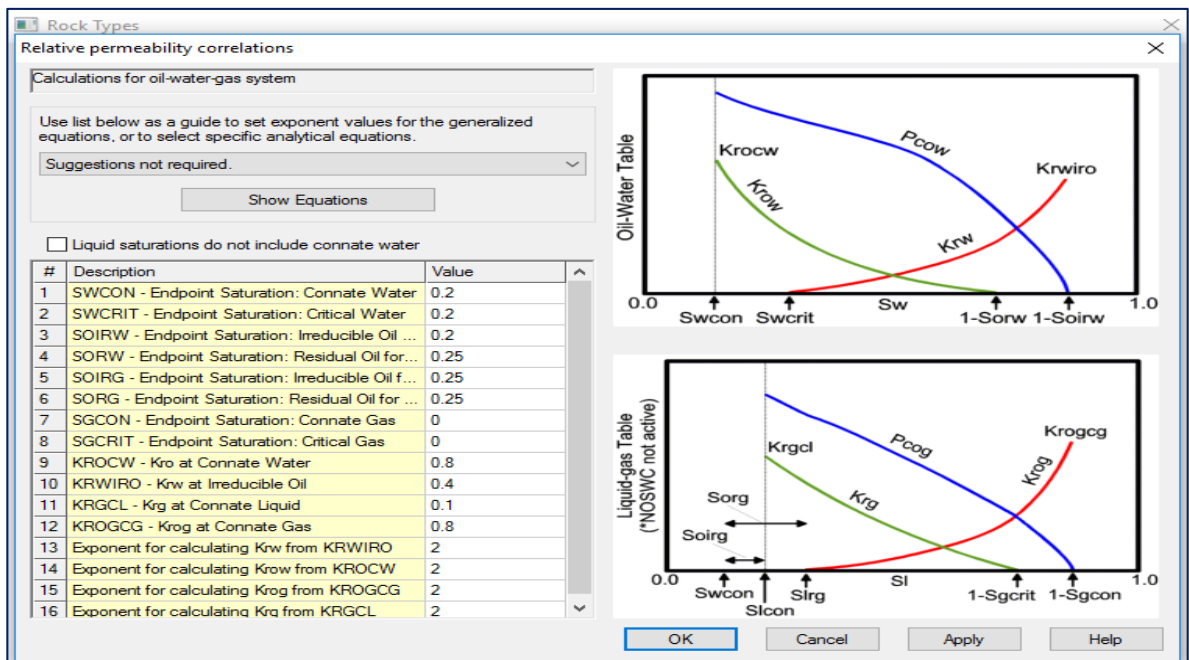
En la figura 22 se muestra las diferentes tasas de producción de agua y aceite, y la producción acumulada de agua y aceite para el estudio en la escogencia de la presión óptima de fondo para dejarla como base en la construcción de los modelos de inyección de vapor y CO<sub>2</sub>.

Al hacerse un análisis al modelo de producción en frío, y siendo la variable la presión de fondo se evidencia una BHP de 300 psi, por tanto la producción es óptima. Por tanto, el modelo en frío trabajará con dicha presión para la elaboración de los otros modelos a partir de este.

**Tabla 6. Datos de producción, Y precio de tratamiento de agua, y petróleo producido.**

BHP	Np (Bbl)	Wp(Bbl)	Ganancia crudo(USD)	Costo trat. Agua (USD)	Ganancia neta(usd)
28	993,863	6,000,000	39,754,520	9,000,000	30,754,520
300	785,847	3,758,000	31,433,880	5,637,000	25,796,880
350	745,847	3,370,000	29,833,880	5,055,000	24,778,880
700	167,954	70,000	6,718,160	105,000	6,613,160

**Figura 23. Krw vs Sw y krow vs Sw-, y algunos parámetros del modelo.**



### 2.3 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN PARA LA INYECCIÓN VAPOR Y DE CO2.

Para la construcción del modelo conceptual de simulación, se tuvo en cuenta las condiciones del modelo en frío y solo se hizo un pequeño ajuste en las componentes, en agregar los fluidos a inyectar, y se plasmaron las funciones y los pozos de inyección y perforación, con sus respectivas trayectorias. No se tuvo en cuenta la composición del fluido sino se abarcó el proceso desde un punto de vista

térmico, y su eficiencia térmica óptima para cada uno de los procesos de reducción de viscosidad. Además se crearón las constrains para la operatividad de cada uno de los pozos del modelo. En efecto también se tuvo en cuenta los caudales de inyección, y las presiones de inyección, así como los tiempos de remojo.

**2.3.1 Características generales del modelo** Conformado por un pozo inyector, y productor horizontal, y manejandose un sistema ciclico de inyección, con las mismas características de los modelos a comparar, a diferencia de que ahora el CO<sub>2</sub> es uno de los fluidos que hara parte de los fluidos del yacimiento, ya que se hará uso de forma inmiscible, ante las cualidades del crudo.

Los datos que se tuvieron en cuenta para la realización del modelo representativo son:

√Presión del yacimiento a la profundidad estudiada

√Profundidad

√Espesor

Saturación (S<sub>o</sub>, S<sub>w</sub>)

√Porosidad

√Permeabilidad

√Propiedades Criticas de los fluidos del yacimiento (Tabla 4)

√Presión de Fondo (BHP)

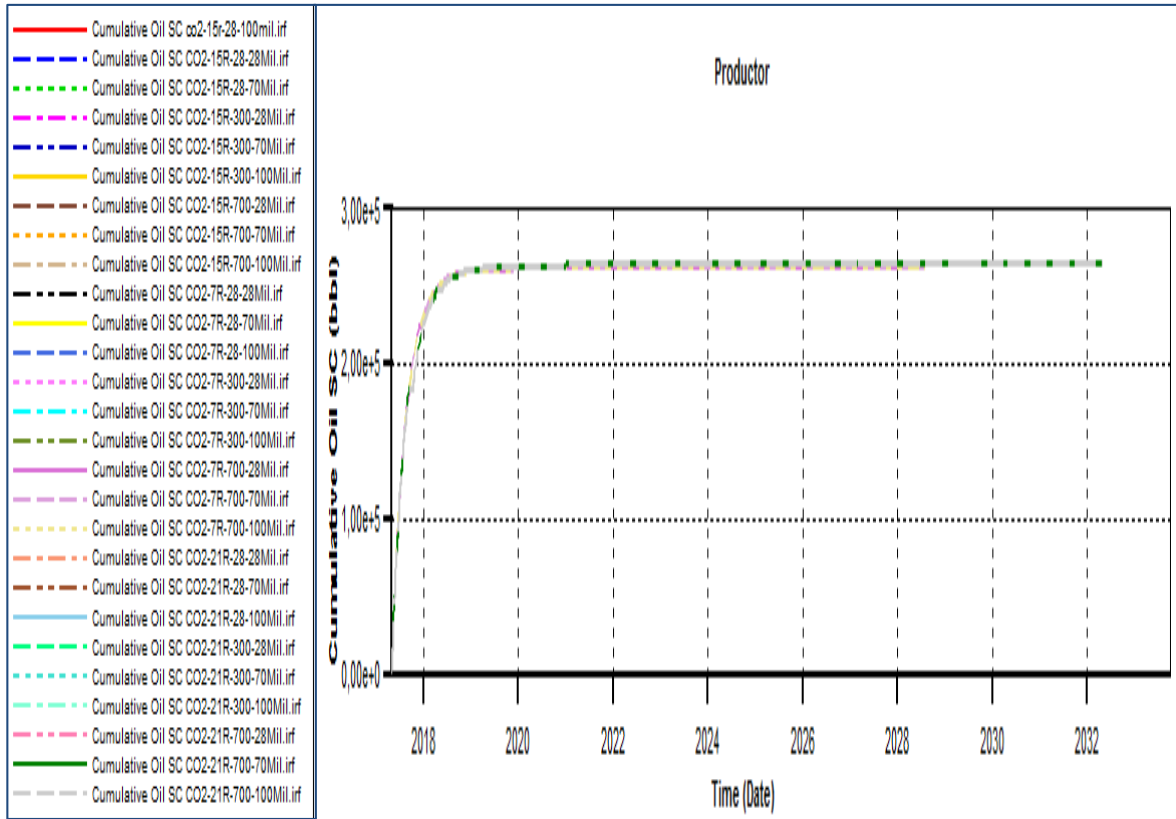
**Tabla 7. Características generales del modelo.**

Propiedad	Valor
Presión del Yacimiento a 1500 ft (psi)	740.7
Profundidad (ft)	1500
Espesor (ft)	200
Porosidad (%)	34
Permeabilidad en I (mD)	150
Permeabilidad en J (mD)	150
Permeabilidad en K (mD)	50
saturación de agua (fracción)	0.2
Saturación de aceite (fracción)	0.8
Presión de Fondo (psi)	300

**2.3.2 Resultados y comportamiento del modelo** En esta etapa del proyecto se mostrarán los resultados de los modelos de manera general, para posteriormente ahondar en una investigación mucho más específica.

**2.3.2.1 Resultados del Proceso Cíclico de Inyección de CO<sub>2</sub>.** En la Figura 24 se evidencia un comportamiento similar en cuanto a la curva de petróleo producido a través del tiempo, teniendo en cuenta cada cambio que se hizo cómo experimentos de estudios y variándose la presión de fondo con presiones cómo: 28, 300, 700 psi en sus respectivos caudales con valores de : 28, 70, y 100 mil ft<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub> por día, siendo numéricamente el petróleo producido aproximadamente el mismo para las diferentes variaciones.

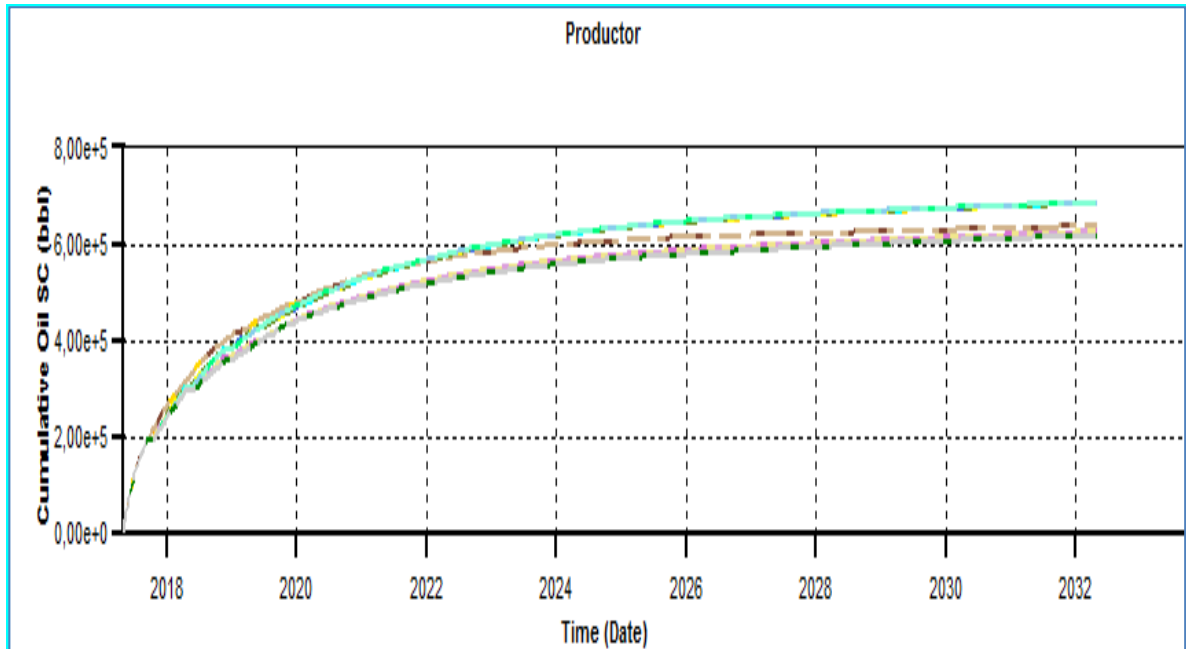
**Figura 24. Petróleo acumulado del proceso de Inyección de CO2**



La producción alcanza los 250 mil barriles de petróleo para todos los casos del experimento de estudio, siendo el primer número en su nombre, los días de remojo, el segundo la presión de fondo ó BHP, y el tercero el caudal de inyección.

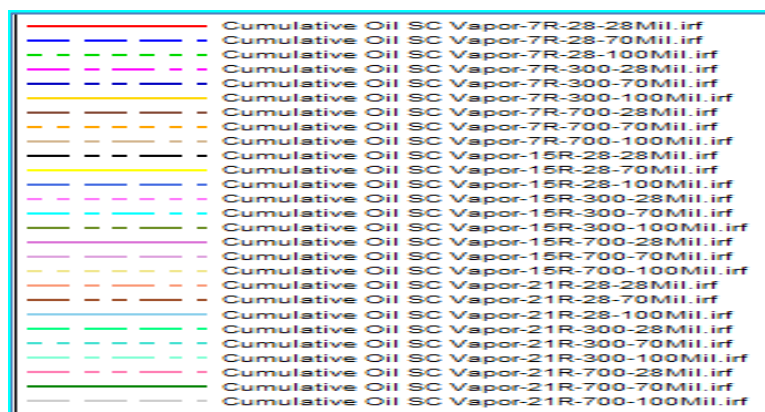
### 2.3.2.2 Resultados del Proceso Cíclico de Inyección de Vapor.

Figura 25. Producción de petróleo por el método de inyección ciclica de vapor



Se evidencia una producción mayor a los 600 mil barriles de petróleo.

Figura 26. Resultado del estudio de experimentos para la inyección de vapor.



En la figura 25 y 26 se evidencia el comportamiento de la producción de crudo una vez implementado el método de inyección de vapor, organizando su nombre por días de remojo, presión de fondo (BHP), y caudal de inyección.

Se muestra un comportamiento similar para los diferentes caudales, y presiones de fondo.

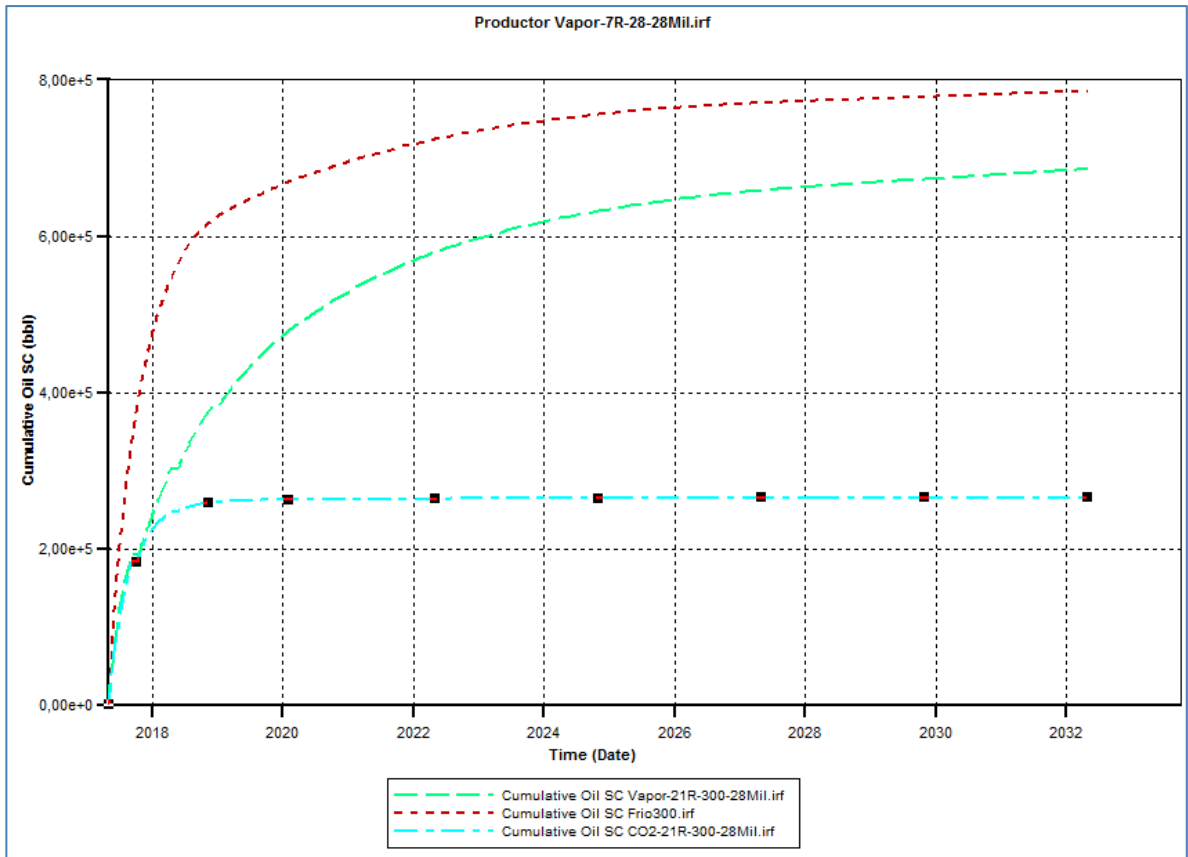
También se observa que un valor representativo de presión y tasa de inyección es para la del pozo el cual manejó una tasa de 28 mil ft<sup>3</sup> por día, y para una presión de fondo en el inyector de 300 psi. Su producción alcanza casi los 700 mil barriles de petróleo.

### **3. ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE PROCESOS DE INYECCIÓN DE CO<sub>2</sub> Y VAPOR EN MODELO PILOTO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA**

Para evaluar la eficiencia del proceso de inyección se construyó un modelo base homogéneo conceptual con el objetivo de modelar un yacimiento con las mejores propiedades para aplicar la inyección, y así, evaluar el desempeño de esta.

En esta etapa del proyecto, se comparó cada uno de los procesos de inyección y su producción, traslapándolos con los valores arrojados por el simulador de producción para el modelo en producción fría, o natural, siendo las condiciones más representativas de los modelos una tasa de inyección de 28 mil ft<sup>3</sup> de vapor o CO<sub>2</sub> por día a una presión de inyección 300 psi con un tiempo de remojo de 21 días. Cómo se muestra la figura 27.

**Figura 27. Producción acumulada de petróleo para el modelo en frío, y los procesos de inyección cíclica tanto de Vapor como de CO2.**



Se evidencia una mayor producción en el modelo en frío por una evidencia gráfica, en la figura 27, por aproximadamente 500 mil barriles de petróleo producido, lo cual es bastante significativo.

### 3.1 ANÁLISIS Y SENSIBILIZACIÓN DE PARÁMETROS

Para la sensibilización se hizo un experimento de estudio tanto para la escogencia de la BHP en frío, cómo para la escogencia de los parámetros optimos de operación, los cuales variaban de la siguiente forma:

- Para el caudal: 28 mil, 70 mil, y 100 mil pies cúbicos de fluido gaseoso.
- Para la presión: 28, 300, 350, 700 psi

Haciendo los distintos emparejamientos, y “corriendo” cada caso, se hizo un análisis más sustancioso del problema, haciendo énfasis en que entre más datos se tengan a la hora de analizar una muestra, más será su representatividad a la hora de concluir los mismos, siendo los resultados más representativos, los valores de presión de inyección de 300 psi, caudal de inyección 28 mil ft<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub> o vapor de agua inyectado, y el tiempo de remojo 21 días como se muestra en la figura 28.

**Figura 28. Acumulacion de crudo y su variación con relación a la producción en frio, con inyección de vapor y de CO<sub>2</sub>**

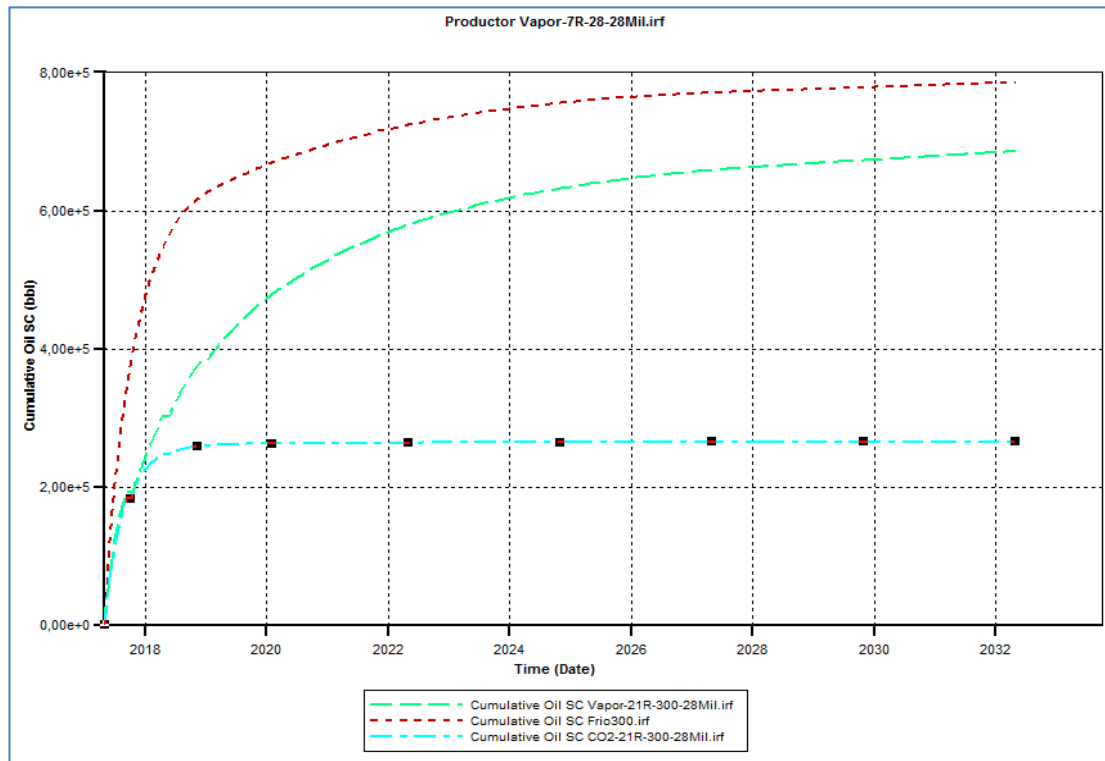
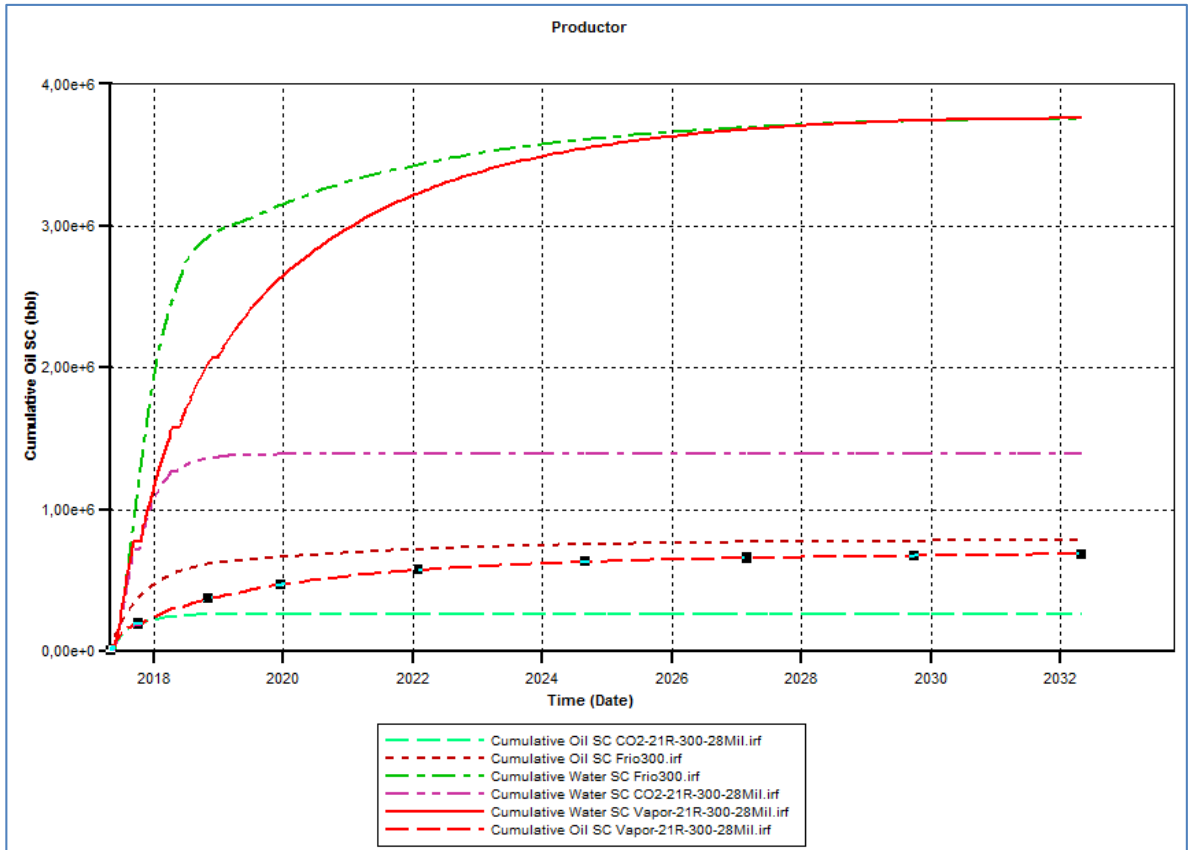
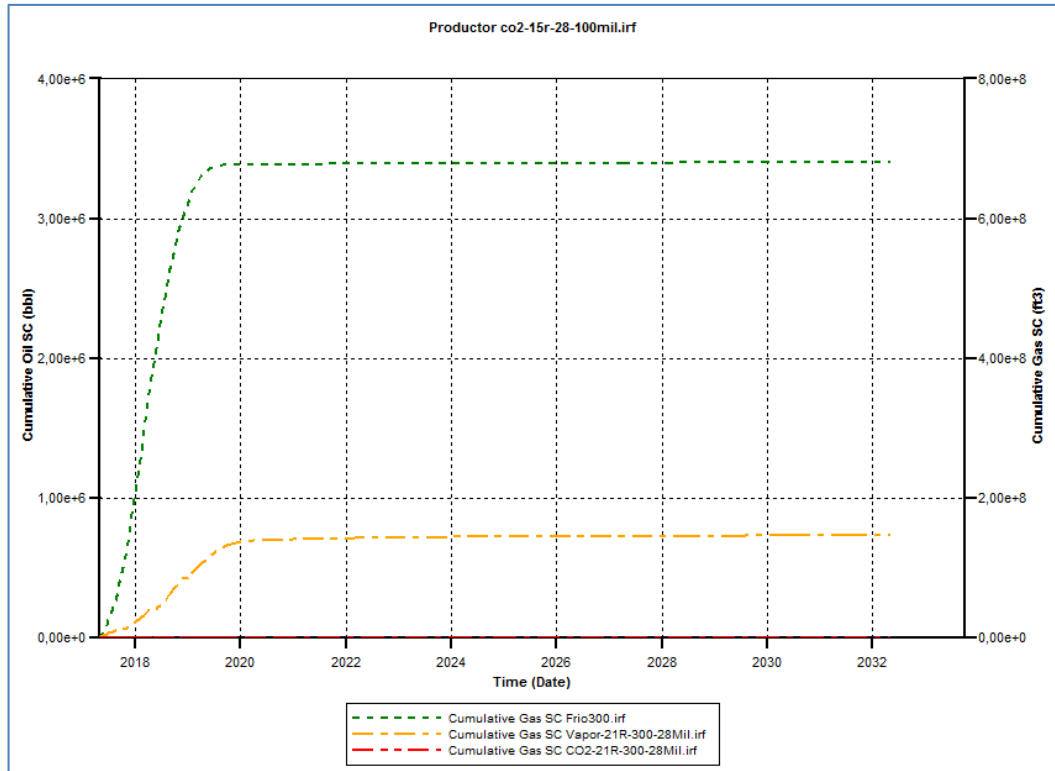


Figura 29. Agua producida por los diferentes métodos.



Los valores de producción de agua son los mismos para la inyección de vapor como para la producción en frío, sin embargo, la producción en frío supera la de los métodos aplicados al modelo, como ya se había estudiado en el numeral anterior.

Figura 30. Gas producido de los métodos, y el modelo en frio.



En la figura 30 se muestra como la producción de gas en frio esta alrededor de los 700 millones de pies cúbicos a condiciones estándar, estando esta por encima de la producción para el mejor resultado de vapor, el cual no alcanza los 200 millones de pies cúbicos, y para el CO<sub>2</sub> la producción es prácticamente nula.

#### **4. EVALUACIÓN COMPARATIVA DE LOS PROCESOS DE REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD, HACIENDO USO DE POZOS HORIZONTALES EN YACIMIENTOS DE CRUDOS DE VISCOSIDAD INTERMEDIA.**

Como se evidencia en las figuras 28, 29 y 30 la mejor opción de los métodos es la inyección cíclica de vapor para este modelo, sin embargo, se evidencia también que la producción en frío para el modelo supera la producción de los dos métodos, por lo cual se decide no implementar ningún método a este modelo, ya que las pérdidas de presión son tan considerables que la sola implementación se queda insuficiente al compararse con la producción en frío, como se evidencia en los resultados.

Por otra parte, las curvas de producción de gas y agua lo ratifican, ya que se tiene una mayor producción de gas para el caso en frío, y una menor producción de agua para el mismo.

Por tanto, y a manera de conclusión se recomienda la producción en frío para este pozo en estudio, ya que es de esta forma en que podemos obtener la mayor recuperación de petróleo, siendo la producida por el modelo en condiciones naturales y por ende alcanzando los 700 mil barriles de petróleo recuperado.

## 5. CONCLUSIONES

√Debido a que los datos son las condiciones actuales de un yacimiento de fluido de viscosidad intermedia. Las implementaciones de los métodos implican días de inyección y remojo, por lo que la producción del pozo será diferida y se muestra su reducción considerable por los tiempos en que el pozo no estuvo produciendo, en comparación con el modelo en frío.

√ No es recomendable usar esta tecnología simultánea en pozos profundos ya que existe la posibilidad de que las condiciones adherentes a esta modifique las propiedades del fluido o del yacimiento y por tanto origine limitantes para su implementación.

√Es necesario que exista una alta compatibilidad entre las diversas propiedades del yacimiento y del fluido inherentes al pozo para así lograr viabilidad en la aplicación simultánea de los métodos ya que cualquier cambio en las variables puede alterar los rangos de aplicabilidad tanto de uno u otro método.

√Es importante que en el momento de realizar los procesos de simulación se pueda contar con un amplio rango de pozos de heterogeneidad variable y con propiedades diversas para así poder ajustar el modelo con mayor exactitud y por ende lograr predicciones más exactas.

√Según el análisis de los resultados arrojados por el simulador, lo mejor que se le puede hacer al pozo es dejarlo producir en frío a una tasa de 300 psi de BHP.

√La mayor producción de petróleo fue la presentada por el modelo en frío a 300 psi de presión de fondo, ahondando el valor estimado para la producción de crudo y

restando el coste del tratamiento del agua, por un valor de \$25,769,880(veinticinco millones setecientos noventa y seis mil, ochocientos ochenta) dólares americanos.

## BIBLIOGRAFÍA

ADOLFO GIL ,Emilio; GRANADOS, Yuley María. Evaluación de una alternativa al proceso de inyección cíclica de vapor mediante la adición de un solvente en un campo colombiano (laser).

AEI-GHG, 1998: Enhanced Coal Bed Methane Recovery with CO<sub>2</sub> Sequestration, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Report No. PH3/3, August, 139 pp.

AEI GHG, 2000b: Leading options for the capture of CO<sub>2</sub> emissions at power stations, report PH3/14, Feb. 2000, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Cheltenham, UK

AEI GHG, 2002: Opportunities for early application of CO<sub>2</sub> sequestration technologies, report PH4/10, Sept. 2002, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Cheltenham, UK.

AEI-GHG, 2004: A Review of Global Capacity Estimates for the Geological Storage of Carbon Dioxide, IEA Greenhouse Gas R&D Programme Technical Review (TR4), March 23, 2004, 27 pp.

ALLINSON, W.G, D.N. Nguyen and J. Bradshaw, 2003: The economics of geological storage of CO<sub>2</sub> in Australia, APPEA Journal, 623

ARMSTRONG, P.A., D.L. BENNETT, E.P. FOSTER, Y V.E. STEIN, Ceramic membrane development for oxygen supply to gasification applications. Proceedings of the Gasification Technologies Conference, San Francisco, CA, USA. 2002

AYALA MADRIGAL, Alvaro Enrique; MONSALVE PARRA, Luis Carlos. Evaluación técnica de un proceso de inyección continua de CO<sub>2</sub> miscible mediante simulación numérica.

CULLINANE, J.T. G. T. ROCHELLE, Carbon Dioxide Absorption with Aqueous Potassium Carbonate Promoted by Piperazine, Greenhouse Gas Control Technologies, Vol. II, J. Gale, Y. Kaya, Elsevier Science, Ltd., United Kingdom, 1603-1606. 2003

COMPUTER MODELING GROUP, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

ESCOBAR, P. VALKO, W.J. LEE, M.G. Rodríguez. Optimization methodology for cyclic steam injection with horizontal wells. PDVSA INTEVEP & Texas A&M. SPE 65525.

GONZALES, K., BASHBUSH, J.L., RINCON, A.: "Simulation Study of Steamflooding with Horizontal Producers Using PEBI Grids," paper SPE 121488. 2009 Energy Information Administration 2001 "Venezuela Offers Full Market Value to Encourage Foreign Investment in Oil

INGRITH J. VILLAMIZAR BALLESTEROS & FABIAN C. Yatte Garzon. "Aplicación de pozos horizontales en procesos de inyección de agua mediante simulación numérica". Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2008

MATA J. J.: "Procesos de recuperación mejorada viables a aplicar mediante un criterio de selección jerarquizado", Tesis de licenciatura, Ing. Petrolero, UNAM, Mexico, D.F. Febrero 2001

MENDOZA Humberto, Horizontal well steam stimulation: A Pilot Test in Western Venezuela, PDVSA-Maraven, Caracas, Venezuela. SPE 129-1998

PEÑA, F., Proceso de captura de CO<sub>2</sub> en Pre combustión. Experiencia piloto en ELCOGAS (Puertallano), Curso de Verano de la Universidad Politécnica de Madrid.

SAAVEDRA, Néstor Fernando, ICP. Retos de la Industria de Hidrocarburos en Colombia. En: Conferencia SPE-UIS Student Chapter (2011: Bucaramanga

STEVEN E Ross, the use of horizontal wells to affect drainage area and increase oil and gas recovery, Chevron Petroleum technology company, La Habra, California, U.S.A, SPE 15v02p0445.