

ESTUDIO EXPERIMENTAL DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR EN EL EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL

Emilio Andrés Cavanzo B¹., Leonardo Andrés Alarcón G²., María Mónica Rincón C³.,
Carlos Eduardo Naranjo S⁴., Samuel Fernando Muñoz N⁵

RESUMEN

El objetivo de este artículo es presentar una metodología que permita reproducir a escala de laboratorio el proceso de recobro térmico denominado inyección continua de vapor utilizando el equipo de desplazamiento radial E.D.R

Para el desarrollo de este proyecto se llevaron a cabo 4 fases de experimentación que integradas contribuyeron al desarrollo de la prueba de inyección continua de vapor a escala de laboratorio. En la primera parte de este trabajo se procedió a la construcción de plugs sintéticos para el análisis y determinación de las variables más influyentes para su construcción y la posterior determinación de las propiedades petrofísicas básicas. Posteriormente se desarrollaron una serie de pruebas preliminares de inyección de vapor utilizando los plugs construidos con el fin de identificar y seleccionar los parámetros operacionales óptimos del equipo generador de vapor.

Posteriormente se procedió con la construcción del medio poroso homogéneo el cual representa un cuarto de patrón de yacimiento y constituye el modelo físico en el que se realizará la prueba de desplazamiento utilizando vapor, también se añade un procedimiento técnico para la ejecución de pruebas de inyección continua de vapor utilizando el equipo de desplazamiento radial (E.D.R.) y se incluyen los resultados finales de la prueba realizada. Finalmente se presenta el desarrollo del modelo analítico utilizado para representar el proceso de inyección continua de vapor y posteriormente la construcción y ejecución del modelo de simulación numérica a condiciones de laboratorio. De la misma manera se incluye la comparación y el análisis de los resultados de los tres modelos utilizados para el desarrollo de este proyecto.

Palabras clave: Inyección de vapor, Modelo físico, Modelo numérico, Modelo analítico, Recobro Mejorado.

1. Ingeniero de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. Colombia. E- mail: Emilio@uis.edu.co

2. Ingeniero de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. Colombia. E- mail: Leonardo.alarcon@correo.uis.edu.co

3. Ingeniera de petróleo, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. Colombia. E- mail: maria.rincon@grmu.uis.edu.co

4. M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos, Instituto Colombiano del Petróleo, Piedecuesta. Colombia. E- mail: carlosed.naranjo@ecopetrol.com.co

5. M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. Colombia. E- mail: samuel@uis.edu.co

ABSTRACT

The objective of this article is to present a methodology to reproduce the thermal enhanced oil recovery process called steamflooding, at laboratory scale, using the radial displacement equipment.

For the development of this project were conducted four stages of experimentation; all of them integrated contributed to the design of the steamflooding test at laboratory scale. The first stage of the process consist on the construction of synthetic plugs for analyzing and determining the most important variables in the process and the basic petro physical properties. Subsequently, were developed a series of preliminary steamflooding tests with the plugs previously built, with the purpose of determining the optimum operational parameters of the steam generator equipment.

Later, the homogeneous porous media was buildt; it represents the fourth part of a reservoir pattern, this constitute the physical model in which the displacement test with steam will be done, it is also presented the technical procedure for the steamflooding tests using the Radial Displacement Equipment (E.D.R) and the final results of the test developed. Finally is presented the development of the analytical model used for predicting and representing a steamflooding process and the subsequent execution of the numerical simulation model at laboratory conditions. Alike is included the results analysis and comparison between the three models used for the development of this project.

Keywords: Steam flooding, Physical Model, Simulation Model, Analytical Model, Enhanced Recovery.

INTRODUCCIÓN

El área de la investigación sobre el sector de los procesos de recobro mejorado tiene como finalidad el desarrollo de tecnologías que permitan la extracción de crudo no convencional con el fin de reducir la brecha entre la oferta y la demanda que se presenta hoy día y reducir la declinación en la producción de los hidrocarburos convencionales. Existen técnicas especializadas como la técnica de escalamiento que permiten realizar investigación a nivel de laboratorio, representando mediante modelos físicos a escala, procesos como lo es la inyección continua de vapor. Mediante la construcción de estos modelos físicos se pueden representar o simular los fenómenos físicos que influyen dentro de este proceso de recobro térmico. Mediante el análisis de las pruebas desarrolladas a nivel de laboratorio se puede evaluar la factibilidad técnica y económica de implementar este método de recobro a escala de campo.

Considerando la necesidad de un aumento en la producción de petróleo en Colombia, los procesos de recuperación térmica, específicamente el proceso de inyección continua de vapor, ha tenido un gran auge y se establece como una opción probable para alcanzar las metas propuestas. Por esta razón, el Grupo de Investigación Recobro Mejorado (G.R.M.) en convenio con Colciencias y el Instituto Colombiano del Petróleo (I.C.P.) han desarrollado el Equipo de Desplazamiento Radial (E.D.R.) en el cual es posible reproducir procesos de recobro mejorado. En el proceso

investigativo, el G.R.M. ha desarrollado a nivel de laboratorio procesos de desplazamiento radial mediante inyección de agua tanto en medios porosos homogéneos como estratificados.

En este trabajo se busca reproducir a nivel de laboratorio el proceso de inyección continua de vapor en medios porosos homogéneos sintéticos, emulando un yacimiento con propiedades petrofísicas convencionales que se encuentren dentro del *screening* del proceso térmico, con el propósito de estudiar los fenómenos que se presentan dentro de este proceso de ejecución de pruebas de desplazamiento utilizando el E.D.R. y analizando la producción de fluidos como variable de salida.

Para el desarrollo de este proyecto de investigación fue necesario la realización de una serie de fases experimentales en las cuales se buscó analizar el efecto del vapor en los materiales de construcción de los medios porosos sintéticos mediante la construcción de plugs, los cuales fueron analizados bajo ciertos parámetros operacionales, al mismo tiempo, se desarrollaron pruebas de desplazamiento con vapor, utilizando plugs sintéticos homogéneos con diversas propiedades petrofísicas, para determinar los parámetros operacionales óptimos del equipo generador de vapor.

Posteriormente se construyó el medio poroso que representa un cuarto de patrón de inyección en el cual se desarrolla la prueba de desplazamiento con vapor. Así mismo se procedió al desarrollo del modelo analítico y

a la construcción y ejecución del modelo de simulación numérica. Finalmente se presenta una comparación de resultados obtenidos mediante el uso de los tres modelos que fueron utilizados para representar el proceso de inyección continua de vapor.

1. EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO RADIAL

El equipo de desplazamiento radial se utiliza para simular el comportamiento físico de procesos de inyección de agua o de vapor a través de pruebas de desplazamiento. Las pruebas de desplazamiento son pruebas de laboratorio, las cuales consisten en saturar inicialmente el medio poroso 100% con agua para representar la mojabilidad del yacimiento.

Posteriormente, se lleva a cabo la saturación con aceite para reproducir la migración de petróleo hacia el yacimiento; y por último, se realiza el proceso de inyección de agua o de vapor, donde se induce presión al medio poroso para aumentar la eficiencia de desplazamiento del aceite e incrementar el factor de recobro. El E.D.R está conformado por 3 módulos:

- Módulo1: Sistema de control y adquisición de datos y sistema hidráulico
- Módulo2: Modelo físico radial
- Módulo3: Equipo generador de vapor

Para llevar a cabo la prueba de desplazamiento con vapor en el E.D.R. (1), es necesaria en primera instancia la experimentación con plugs sintéticos con el fin de determinar las variables operacionales óptimas a la hora de realizar la prueba con el medio poroso. Por tal motivo, para esta investigación se llevaron a cabo una serie de experimentos, de los cuales los más significativos se describen más adelante.

2. EXPERIMENTO DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Antes de llevar a cabo este experimento, ha sido necesaria la construcción de dieciocho plugs sintéticos; nueve de ellos construidos por el operador A y los demás por el operador B. Cada uno de estos grupos se divide a su vez en tres subgrupos; cada uno con diferente composición. El objetivo final de este experimento es determinar cuál es el factor más influyente en las propiedades petrofísicas de los plugs y que tanto se diferencian la permeabilidad y la porosidad obtenidas a partir de la correlación generada en el Grupo de Investigación de Recobro Mejorado con aquellas medidas en el

permeámetro y porosímetro. En la tabla 1 se encuentran las composiciones de los tres grupos de plugs.

Luego de construidos los plugs, se midieron sus propiedades petrofísicas (permeabilidad y porosidad) y se obtuvo el porcentaje de error en relación a las dadas por la correlación desarrollada con base en la construcción de plugs sintéticos con los mismos componentes y la misma metodología de construcción utilizada en este experimento.

Tabla 1. Composición de los plugs sintéticos

| | Grupo 1 | Grupo 2 | Grupo 3 |
|---------------------|------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Masa arcilla | 140 [g] | 132 [g] | 124 [g] |
| Masa caolín | 20 [g] | 28 [g] | 36 [g] |
| Volumen Resina | 7.5 [cm ³] | 10.2 [cm ³] | 11.49[cm ³] |
| Volumen Endurecedor | 2.5 [cm ³] | 3.4 [cm ³] | 3.8 [cm ³] |

En la tabla 2 se muestran los resultados del experimento, tomando la permeabilidad y la porosidad promedio de los grupos de plugs.

Tabla 2. Resultados del experimento de las propiedades petrofísicas

| Grupo plugs | K real [mD] | K teor [mD] | % Er | ϕ real | ϕ teor | % Er |
|-------------|-------------|-------------|-------|-------------|-------------|------|
| 1-A | 1314 | 1090 | 20.55 | 22.1 | 30 | 26.3 |
| 1-B | 645.5 | 1090 | 40.7 | 19.9 | 30 | 33.6 |
| 2-A | 154.4 | 550 | 71.9 | 12.2 | 18 | 32.2 |
| 2-B | 103 | 550 | 81.3 | 10.6 | 18 | 41.1 |
| 3-A | 34.3 | 200 | 82.85 | 9.4 | 15 | 37.3 |
| 3-B | 222.4 | 200 | 11.2 | 11 | 15 | 26.6 |

Donde ϕ : Porosidad %)

Como se aprecia en la tabla 2, el grado de compactación es el factor más importante en las propiedades petrofísicas de los plugs, pues se observa que plugs con la misma composición construidos por operadores diferentes tienen porosidades y permeabilidades considerablemente diferentes.

De acuerdo a los porcentajes de error obtenidos, se puede concluir que la correlación da tan solo un estimado de las propiedades petrofísicas reales.

3. EXPERIMENTACIÓN CON EL EQUIPO GENERADOR DE VAPOR

Una serie de experimentos se llevaron a cabo con el equipo generador de vapor (módulo 3 del E.D.R), este se puede observar en la figura 1.

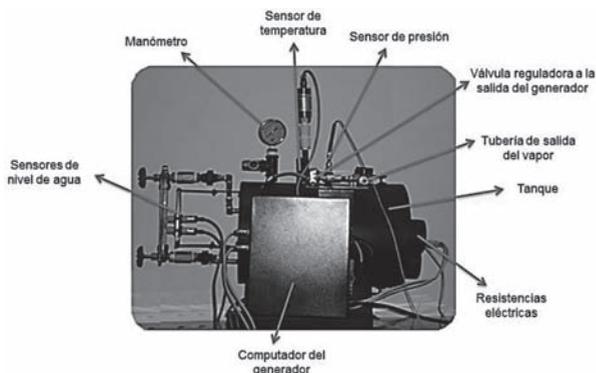


Figura 1. Equipo Generador de Vapor.

3.1 TASA DE INYECCIÓN DEL GENERADOR

Uno de los aspectos fundamentales a la hora de realizar una prueba con el Equipo generador de vapor es el control de la tasa de inyección a la salida del generador. Esta tasa se regula a través de una válvula a la salida del generador la cual a su vez es controlada automáticamente por el programa labVIEW 2010 (2). Sin embargo, la interfaz gráfica del programa, la cual se muestra en la figura 1, únicamente permite visualizar tasas hasta $4 \text{ cm}^3/\text{min}$, pues el equipo está diseñado para generar vapor a esta tasa.

Es por esta razón que se desarrolló este experimento, el cual busca encontrar una relación entre la tasa y la apertura o rotación de la válvula reguladora, de tal forma que sea posible, para el desarrollo de otras pruebas, fijar y controlar tasas mayores a $4 \text{ cm}^3/\text{min}$ conociendo la relación entre la apertura de la válvula reguladora y la tasa.

Según el diseño del generador, la relación del regulador automático y la tasa de flujo que pasa a través de él es lineal (3). Se determinó que una vuelta del regulador automático equivale a $8 \text{ cm}^3/\text{min}$.

3.2 CAIDA DE PRESIÓN EN EL GENERADOR

El equipo generador de vapor ha sido diseñado para manejar una tasa máxima de conversión de vapor de $4 \text{ cm}^3/\text{min}$. Es decir, a tasas mayores que esta, la

cantidad de vapor que sale del generador será mayor que la generada, por lo cual se dará una caída de presión dentro del generador. Para corroborar esto, se desarrolló un experimento para la determinación de la caída de presión del generador en el tiempo para diferentes tasas de flujo mayores a $4 \text{ cm}^3/\text{min}$, las cuales se ajustaron manualmente a través de la válvula reguladora.

Para este experimento se trabajó una presión dentro del generador de 60 psig y se fijó la tasa a la que se pretendía analizar la caída de presión, se mantuvo la prueba por un tiempo de 20 min registrando la presión cada minuto. La caída de presión para las tasas de 5, 6 y $7 \text{ cm}^3/\text{min}$ está entre 0.5 y 0.7 psig/min.

3.3 EFECTO DEL VAPOR SOBRE LA RESINA EPÓXICA

Uno de los aspectos fundamentales para llevar a cabo la prueba de desplazamiento con vapor en el medio poroso es que la resina epóxica no sufra ninguna alteración. Para esto se desarrolló una prueba de desplazamiento con vapor en un plug en aras de analizar su efecto sobre el mismo. Además se acudió a la ficha técnica de la resina, con la cual se pudo determinar que soporta temperaturas de hasta 150°C .

Para el desarrollo del experimento se utilizó un coreholder. Al desplazar vapor por aproximadamente 40 minutos, se destapó el coreholder y se pudo observar la cara del plug mojada (figura 2).

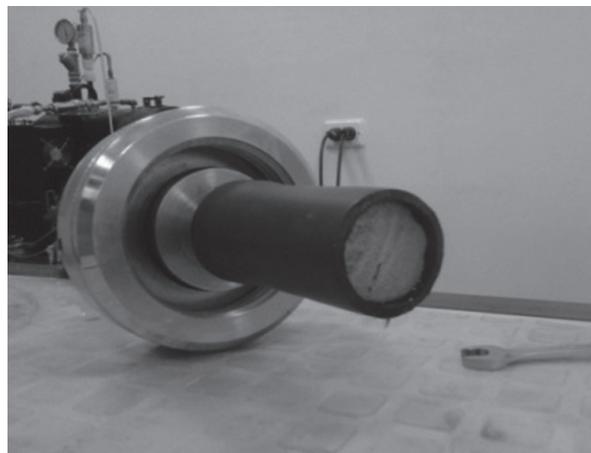


Figura 2. Plug en el coreholder.

Posteriormente se extrajo el plug y se observó que emanaba vapor de su superficie, luego se cortó por la mitad utilizando una segueta y no se observó una alteración apreciable de los componentes del mismo.

4. ESTANDARIZACIÓN DEL PROCESO DE DESPLAZAMIENTO CON VAPOR

Antes de llevar a cabo la inyección de vapor en los plugs sintéticos, se deben saturar con aceite mineral; para este caso se eligieron los cinco plugs de mayor permeabilidad, cabe resaltar que la saturación se hizo por imbibición natural y forzada; en la primera se deja el plug imbibido en aceite durando cinco días y en la segunda se hace uso del E.D.R. y el coreholder, con una presión de confinamiento entre 500 y 900 Psig.

Saturados los plugs, se llevó a cabo la prueba de desplazamiento con vapor y se obtuvieron los resultados mostrados en la tabla 3.

Tabla 3. Resultados de la inyección de vapor en plugs sintéticos.

| Plug | K abs [mD] | Ø [%] | Q iny [cm ³ /min] | FR [%] |
|------|------------|-------|------------------------------|--------|
| 1 | 1431.72 | 23.02 | 4 | 51.85 |
| 2 | 1419.16 | 22.59 | 2 | 54.08 |
| 3 | 641.34 | 19.75 | 2 | 59.48 |
| 4 | 497.22 | 18.82 | 4 | 57.73 |
| 5 | 797.98 | 21.25 | 2 | 41.79 |

En vista de que no se tiene ningún punto de referencia, pues los datos petrofísicos y operacionales son diferentes para los cinco plugs, se estandarizó el proceso construyendo tres plugs adicionales, con la misma composición, propiedades petrofísicas similares al medirlas en los equipos y datos operacionales idénticos, como son la presión del generador, la presión y el caudal de inyección. La composición de los plugs estandarizados se puede observar en la tabla 4.

Tabla 4. Composición plugs estandarizados.

| Componente | Cantidad |
|-------------|------------------------|
| Arena | 140 [g] |
| Caolín | 20 [g] |
| Resina | 7.5 [cm ³] |
| Endurecedor | 2.5 [cm ³] |

Para esta prueba se utilizó una tasa de inyección de 2 cm³/min, una presión del generador de 100 psia.

5. CONSTRUCCIÓN DEL MEDIO POROSO

A continuación se describirá con detalle el procedimiento de construcción del medio poroso; la proporción de los componentes es la misma que para los plugs estandarizados.

Dado que no se pueden medir las propiedades petrofísicas del medio poroso utilizando los equipos (permeámetro y porosímetro) pues estos únicamente funcionan para plugs, se asumieron propiedades promedio obtenidas de los plugs estandarizados.

El esquema del procedimiento de construcción del medio poroso se puede ver en la figura 3. Es de gran importancia una adecuada planificación de este procedimiento pues se está trabajando con una gran cantidad de material y con cualquier tipo de equivocación se podría perder el medio poroso completo o podrían generarse fugas y otros problemas durante la saturación del medio y la prueba de desplazamiento con vapor.

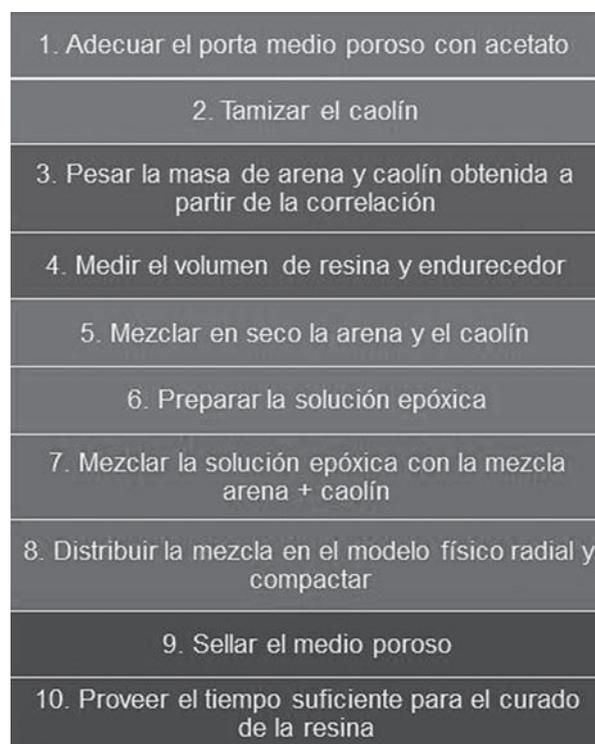


Figura 3. Procedimiento construcción medio poroso.

En la figura 4 se puede ver el medio poroso luego de la distribución y compactación de la mezcla en el porta núcleos. Es de vital importancia que el medio poroso esté a nivel con el porta núcleos.

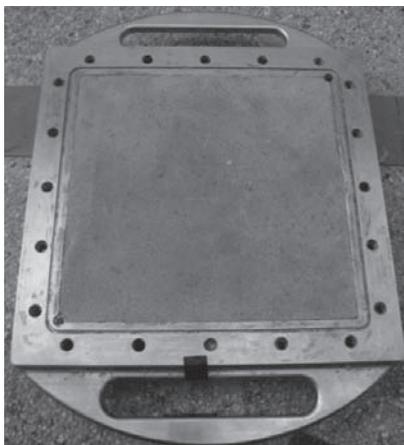


Figura 4. Medio poroso.

En la figura 5 se puede observar el medio poroso con la capa de silicona y las tres capas de acetato de vitrilo puestas, esto con el fin de tener un sello hermético, para así evitar las fugas.



Figura 5. Medio poroso sellado con la capa de silicona y las tres capas de acetato.

Al final del proceso de sellado, se debe ubicar la tapa de acero inoxidable encima del porta núcleos y atornillarla; en la figura 6 se puede ver la forma correcta como debe ubicarse la tapa metálica.

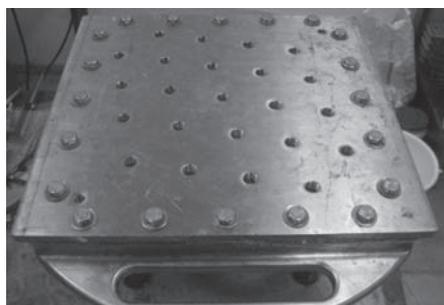


Figura 6. Tapa de acero inoxidable.

6. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN EL E.D.R.

La simulación de una prueba de inyección continua de vapor utilizando el E.D.R. requiere inicialmente realizar un procedimiento de restauración o saturación con fluidos (agua y aceite) del medio poroso que representa un sector del yacimiento. Este proceso de restauración se desarrolla con el fin de reproducir la migración de los fluidos al yacimiento.

6.1 SATURACIÓN CON AGUA Y ACEITE MINERAL

La restauración o saturación con agua se debe realizar con el fin de representar el proceso por el cual el agua inunda el medio poroso y lo llena (4). Este procedimiento permite garantizar que la roca presente una mojabilidad preferente al agua.

El objetivo de este procedimiento es desplazar cierto volumen de agua a través del sistema hidráulico para que pueda saturar de esta manera el medio poroso.

Con el fin de lograr un frente de saturación homogéneo y uniforme, el porta medio poroso debe ser colocado en forma vertical para aprovechar la segregación gravitacional que se genera al realizar un avance vertical ascendente del frente de agua. En el software LABVIEW es necesario colocar el sentido de flujo Inyección - Producción para que el agua sea inyectada a través del pozo inyector. Para garantizar que el modelo físico radial quede totalmente saturado de agua se deben desplazar 2,5 volúmenes porosos a una tasa baja (en este caso se utilizó una tasa de 0,25) con el fin de evitar posibles filtraciones entre la tapa del porta medio poroso o canalizaciones dentro del medio poroso.

Para el proceso de saturación con aceite se tuvieron en cuenta los mismos datos operacionales, a excepción del sentido de flujo, el cual se invirtió (producción – inyección). Los datos obtenidos a partir de este proceso se muestran en la tabla 5.

Tabla 5. Resultados del proceso de saturación.

| Propiedad | Valor |
|--------------------------------|---------------------------|
| Porosidad | 23.10 [%] |
| Volumen Poroso | 525.75 [cm ³] |
| OOIP | 440 [cm ³] |
| Saturación de agua irreducible | 16.348 [%] |
| Saturación de aceite máxima | 83.65 [%] |

7. PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR

El proceso de inyección de vapor es un proceso inmiscible que busca reproducir el proceso a escala de laboratorio, para ello se utilizan tasas bajas de inyección con el fin de cumplir con el criterio de similaridad cinemática en el cual la velocidad intersticial utilizada en el laboratorio debe ser muy similar a la que se presenta a nivel de campo (5). La tasa que se debe utilizar para esta prueba debe ser la más baja posible para garantizar que la velocidad intersticial cumpla con el criterio de similaridad cinemática (esta se encuentra entre 0 y 2 cm³/min).

Para iniciar con la prueba de inyección de vapor es necesario colocar el porta medio poroso en posición horizontal para evitar que las fuerzas gravitacionales tengan algún efecto durante el proceso y por otro lado para representar un yacimiento con buzamiento igual a cero.

El equipo generador de vapor debe tener las condiciones óptimas de trabajo y operación antes de iniciar el proceso de desplazamiento con vapor. Estas condiciones son la presión de operación y la temperatura del vapor. En la tabla 6 se presentan las condiciones de operación del equipo generador de vapor:

Tabla 6. Datos operacionales del equipo generador de vapor.

| Dato | Valor |
|------------------------------|--------------------------|
| Tasa de inyección | 1 [cm ³ /min] |
| Presión del generador | 100 [Psig] |
| Presión de inyección | 40 [Psig] |
| Calidad del vapor (supuesta) | 0.6 |
| Temperatura del vapor | 140 [°C] |

La prueba se prolongó por 600 minutos. Los resultados de la prueba se presentan a continuación (tabla 7):

Tabla 7. Resultados de la inyección de vapor en el medio poroso.

| Dato | Valor |
|-----------------------------|--------------------------|
| Tiempo de irrupción | 150 [min] |
| Volumen de agua producida | 401.4 [cm ³] |
| Volumen de aceite producido | 230.3 [cm ³] |
| Volumen de vapor inyectado | 600 [cm ³] |
| Corte de agua acumulado [%] | 63.54 [%] |
| SOR acumulado | 2.6 |
| Factor de recobro [%] | 52.35 [%] |

8. ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS ENTRE EL MODELO FÍSICO, NUMÉRICO Y ANALÍTICO

A continuación se presenta el desarrollo de los modelos analítico y numérico implementados para la representación de un proceso de inyección continua de vapor en el medio poroso homogéneo a escala de laboratorio. El objetivo del desarrollo de estos modelos es analizar los resultados y compararlos con los obtenidos en la prueba de desplazamiento con vapor llevada a cabo en el laboratorio.

8.1 MODELO ANALÍTICO DE MARX & LANGENHEIM

El propósito de todo método de recuperación térmica es aumentar la temperatura del yacimiento con el fin de permitir que el fluido pueda desplazarse más fácilmente por el medio poroso (6), sin embargo no todo el calor inyectado al yacimiento permanece en él debido a las pérdidas de calor.

A una temperatura de saturación el agua solo transporta calor sensible (H_w), el vapor adicional contiene calor latente (L_v). Cuando el vapor es inyectado (7), este desplaza al aceite y transmite calor a la matriz de la roca, a los fluidos in situ y a las formaciones supra y subyacentes hasta condensarse.

Con el fin de determinar analíticamente el volumen de la zona de vapor (8), deben considerarse algunas suposiciones:

- No hay segregación gravitacional
- Espesor constante y uniforme
- Inyección a través de todo el espesor
- No hay caída de presión.
- No hay caída de temperatura en la zona de vapor

Con el fin de determinar el volumen de la zona de vapor para el posterior cálculo del aceite producido, se implementó el modelo de Marx & Langenheim para diferentes intervalos de tiempo. El factor de recobro final es de 46,008% y el aceite total producido es de 202,434cm³.

8.2 MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

Además de los modelos físico y analítico, se desarrolló el modelo de simulación numérica para representar el proceso de inyección continua de vapor en el medio

poroso a escala de laboratorio, esto con el objetivo de observar los resultados y compararlos con los obtenidos en la prueba de desplazamiento en el laboratorio y del modelo analítico (9). El software implementado fue el simulador STARS de la compañía CMG.

Para la elaboración del grid de simulación (figura 5), cabe resaltar que las dimensiones del modelo físico desarrollado en el laboratorio son muy pequeñas, por lo cual se asume que las propiedades del medio poroso son totalmente homogéneas e isotrópicas.

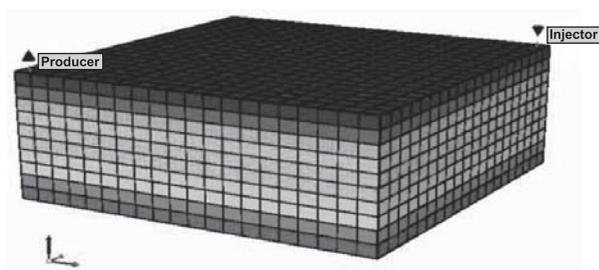


Figura 7. Grid de simulación

La sección de interacción roca - fluido representa el movimiento de los fluidos entre sí a través del medio poroso. El flujo del agua y aceite se representa a través de las curvas de permeabilidad relativa; las cuales son construidas por el simulador utilizando las correlaciones de Hirasaky, ingresando previamente los *end points* en la sección *rock-fluid*.

Los *end points* corresponden a las saturaciones de aceite residual y agua irreducible; los cuales se conocen del proceso de saturación con agua y aceite mineral previo al desarrollo de la prueba de desplazamiento. También se incluyen la permeabilidad relativa al agua a la saturación de aceite residual, la permeabilidad relativa al aceite a la saturación de agua irreducible y los exponentes para el cálculo de las permeabilidades relativas. Sin embargo estos últimos cuatro valores no se conocen, por lo tanto se han implementado como parámetros de ajuste al comportamiento observado en el laboratorio.

Para lograr este ajuste se tomaron como referencia los siguientes parámetros:

- Producciones acumuladas de agua y aceite.
- Producciones instantáneas de agua y aceite
- Corte de agua.

En la tabla 8 se pueden observar los *end points* finales luego de lograr el ajuste deseado.

Tabla 8. End points finales.

| Dato | Valor |
|-----------|--------|
| Sor | 0.3269 |
| Swirr | 0.1634 |
| Kro@swirr | 0.8 |
| Krw@sor | 0.255 |
| No | 3.3 |
| Nw | 1.4 |

En la tabla 9 se presentan los resultados de la corrida del modelo de simulación.

Tabla 9. Resultados del modelo de simulación.

| Dato | Valor |
|-----------------------------|------------------------|
| Tiempo de irrupción | 130 [min] |
| Volumen de agua producida | 365 [cm ³] |
| Volumen de aceite producido | 230 [cm ³] |
| Volumen de vapor inyectado | 600 [cm ³] |
| Corte de agua acumulado [%] | 92.14 [%] |
| SOR acumulado | 2.58 |
| Factor de recobro [%] | 52.75[%] |

9. ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS

En la figura 1A del Anexo A se puede apreciar la comparación del factor de recobro de los tres modelos implementados (físico, numérico y analítico) y en tabla 1A se pueden apreciar los datos de factor de recobro de los tres modelos para diferentes intervalos de tiempo. Las tendencias de las curvas tanto del factor de recobro como de la producción acumulada de aceite son similares para los tres modelos trabajados. Tanto el modelo físico como el modelo numérico presentan un valor final del factor de recobro del 52% logrando un buen ajuste, a pesar de ello, se presenta una diferencia notoria en los tiempos medios de la prueba siendo la curva del modelo físico la que presenta unos valores más altos de Factor de recobro a partir del tiempo de ruptura (150 minutos) debido a que el modelo físico representa algunos fenómenos físicos propios del proceso de inyección de vapor como la destilación de livianos, el empuje inmisible del agua caliente, entre otros, que no se representan por el modelo numérico

ya que este se basa en formulaciones matemáticas de balances de masa y energía.

Con respecto al modelo analítico se puede concluir que el factor de recobro final (FR=46%) es menor comparándolo con los otros dos modelos debido a las diversas suposiciones que se tienen en cuenta para representar el proceso mediante formulaciones matemáticas, es por esto que la tendencia a pesar de ser similar durante toda la prueba presenta una desviación con respecto a los otros dos modelos estudiados.

CONCLUSIONES

- El procedimiento utilizado para la construcción del medio poroso sintético permite emular yacimientos a escala de laboratorio en los cuales es posible representar físicamente métodos de recobro como el proceso de inyección continua de vapor.
- Se debe tener un control riguroso en las variables que influyen en el proceso de construcción de medios porosos sintéticos con el fin de obtener valores representativos y cercanos a los proporcionados por la correlación desarrollada por el Grupo de Investigación de Recobro Mejorado, siendo el grado de compactación el parámetro más relevante.
- La solución epóxica (Resina y endurecedor) utilizada para la construcción del medio poroso sintético no presenta cambios físicos visibles en él, al someterse al efecto del vapor a temperaturas entre 120°C y 145°C.
- A partir de los experimentos preliminares realizados con el equipo generador de vapor se determinó que una presión interna del generador de 100 Psig y una tasa de inyección de 1cm³/min son los parámetros operacionales óptimos de trabajo para evitar fugas y canalizaciones al momento de desarrollar la prueba.
- Los resultados obtenidos en el laboratorio al realizar la prueba de desplazamiento con vapor son representativos y satisfactorios ya que el porcentaje de error que se presenta entre la prueba del modelo físico en comparación con el modelo de simulación (%Error: 0,75%) y con el modelo analítico (%Error: 13%) son relativamente bajos y aceptables.
- La leve diferencia que se evidencia en las tendencias

de las tasas de producción tanto de aceite como de agua al comparar el modelo físico con el modelo de simulación, se debe a la capacidad de representar los fenómenos físicos inherentes al proceso de inyección de vapor que no son representados por las formulaciones numéricas del modelo de simulación.

- Con la metodología desarrollada para esta investigación se logró reproducir un proceso de inyección continua de vapor a escala de laboratorio con lo cual se deja el equipo de desplazamiento radial E.D.R. en condiciones de representar este método de recobro térmico para futuras investigaciones.

REFERENCIAS

1. LONDOÑO, F. "Fabricación de Medios Porosos en Modelos Físicos Escalados Para Pruebas De Desplazamiento". 2011.
2. CASTIBLANCO, GABRIEL. MORANTES, DANNY. "Manual de Operación del Generador de Vapor". 2011.
3. CAVANZO B, EMILIO A. "Manual de operación y mantenimiento del E.D.R y el equipo generador de vapor". 2012.
4. FERNANDEZ DE CASTRO, OMAR. CELIS, LAURA. "Estudio experimental de procesos de inyección de agua en el equipo de desplazamiento radial con medios porosos estratificados". 2012.
5. S. CHANDRA, D.D. MAMORA. "Improved steamflood analytical model". 1995.
6. DONALDSON, ERLE C. "Enhanced Oil Recovery II, processes and operations". Pg 317 – 397. 1989.
7. H. J, RAMEY JR, (Stanford University, California, U.S.A.). "A Current Review of Oil Recovery by Steam Injection". Paper SPE. 6p. 1980
8. J.V. VOGEL. "Simplified heat calculations for steamfloods". 1984
9. OSORIO, G. "Simulación Numérica de Yacimientos". Pg 1 – 32.

ANEXO A. COMPARACIÓN DE RESULTADOS MODELOS FÍSICO, NUMÉRICO Y ANALÍTICO

Tabla 1A. Datos Producción de aceite y factor de recobro modelos físico, numérico y analítico.

| Tiempo (h) | FR Modelo analítico (%) | FR Modelo físico (%) | FR Modelo numérico (%) |
|------------|-------------------------|----------------------|------------------------|
| 0 | 0 | 0 | 0 |
| 30 | 9,20 | 7,02 | 6,84 |
| 60 | 14,57 | 14,93 | 13,49 |
| 90 | 17,64 | 22,30 | 20,60 |
| 120 | 22,24 | 29,16 | 27,48 |
| 150 | 26,07 | 36,03 | 34,07 |
| 180 | 29,90 | 41,90 | 37,77 |
| 210 | 33,74 | 45,74 | 40,11 |
| 240 | 38,34 | 47,72 | 41,97 |
| 270 | 40,64 | 48,72 | 43,51 |
| 300 | 42,17 | 49,53 | 44,84 |
| 330 | 43,71 | 50,10 | 46,02 |
| 360 | 44,47 | 50,56 | 47,03 |
| 390 | 44,78 | 51,01 | 47,98 |
| 420 | 45,01 | 51,44 | 48,88 |
| 450 | 45,24 | 51,67 | 49,67 |
| 480 | 45,47 | 51,87 | 50,43 |
| 510 | 45,62 | 52,10 | 51,10 |
| 540 | 45,78 | 52,28 | 51,73 |
| 570 | 45,85 | 52,35 | 52,33 |
| 600 | 46,01 | 52,35 | 52,83 |

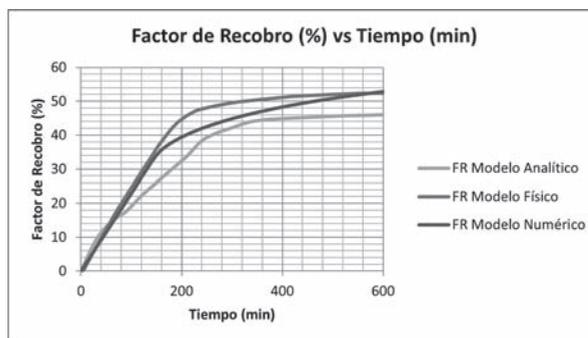


Figura 1A. Factor de recobro modelos físico, numérico y analítico.

Recepción: 31 de octubre de 2012
Aceptación: 18 de diciembre de 2012