Evaluación técnica de la viabilidad de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales en el campo de crudo pesado

págs. 93-116

Grupo de investigación en Simulación de Yacimientos y Recobro Mejorado

Línea de investigación: Recobro Mejorado

Jorge Luis Ramos Ramos • Edwin Rodríguez • Diana María Hernández Castro •••

María Paula Romero González •••

Recibido: 25 de abril de 2013 Aceptado: 16 de octubre de 2013

RESUMEN

La evaluación para la implementación de la tecnología de inyección cíclica de vapor en el Campo XY se realizó con el fin de evaluar el impacto en el factor de recobro, a través de un análisis de sensibilidades tanto a nivel operativo, como en propiedades del yacimiento, entre las cuales están la producción en frío, con pozos verticales y horizontales. Lo anteriormente descrito se realizó mediante un modelo de simulación numérica con el software CMG, a través del cual se evaluaron los diferentes escenarios propuestos para, de esta manera, evaluar el factor de recobro con cada una de estas técnicas.

Finalmente, se realizó un análisis financiero teniendo en cuenta todos los perfiles de producción generados a partir de las sensibilidades y escoger dos escenarios pesimistas, medios y optimistas, para hacer los flujos de caja correspondientes a los casos seleccionados, y evaluar financieramente la implementación del método.

Palabras Clave: Crudos pesados, inyección cíclica de vapor, pozos horizontales.

ABSTRACT

The evaluation for the implementation of huff and puff process in the XY Field was performed with the aim of knowing the impact into the recovery factor. This was made through sensitivities analysis both operative level and reservoir properties in which are cold production with vertical and horizontal wells.

It was performed through a numeric simulation model with CMG software, in which it was evaluated in different proposed scenarios to view the recovery factor in each of the techniques.

Finally was performed a financial analysis given all the production forecasts generated through the sensitivities analysis to chose two pessimistic, average and optimistic scenarios to performed the cash flow for the selected scenarios and made the financial evaluation of the implementation.

Key Words: Heavy oil, Huff and Puff, Horizontal Wells.

• Docente Investigador Universidad de América. Director del grupo de investigación en Simulación de Yacimientos y Recobro Mejorado.

•• Investigador Instituto Colombiano del Petróleo. Proyecto desarrollado en convenio con el ICP.

••• Estudiantes coinvestigadoras del programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad de América.

1. INTRODUCCIÓN

El crudo pesado ha venido cobrando gran importancia en el mundo debido al agotamiento de petróleo liviano y al incremento en los precios del crudo; además de los gastos asociados a estos; de esta manera, la industria ha tenido que innovar en tecnología, principalmente en recobro mejorado para poder extraer el crudo que antes no era atractivo para empresas petroleras. Por lo anterior, se han desarrollado diferentes técnicas entre las cuales se encuentran los procesos térmicos, como la inyección cíclica de vapor.

La inyección cíclica de vapor es un método térmico usado para aumentar el factor de recobro en yacimientos de crudo pesado, en los cuales la producción en frío no es viable o económica, es por esto que en el Campo XY, se decide evaluar la viabilidad de la técnica comparándola con otros casos para, de esta manera, determinar la correcta explotación del yacimiento.

La viabilidad de la técnica se realiza por un análisis de sensibilidades, las cuales están divididas en tres grandes grupos, las primeras son de tipo operacional con el yacimiento original; después se realizan las sensibilidades teniendo en cuenta la variación de la permeabilidad vertical del yacimiento y, finalmente, la creación de canales areáles; de esta manera, se evalúan los posibles escenarios encontrados con la perforación de los pozos

2. MATERIALES Y MÉTODO

Las simulaciones en el proyecto se basan, principalmente, en dos casos, pozos verticales y pozos horizontales, con producción en frío y con inyección cíclica de vapor.

Para la técnica de inyección cíclica de vapor, se tuvieron en cuenta 20 días de inyección, 7 días de remojo y una producción de 6 meses a 4 años, y los parámetros de inyección fueron calidad del vapor es 80%, presión de 1353 psi,

y temperatura de 580°F, una BHP de 850 psi y longitud horizontal de 1480 ft.

Gráfica 1. Pozo vertical

Fuente: los autores

Gráfica 2. Pozo horizontal

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

Fuente: los autores

Las sensibilidades se realizan de acuerdo con los parámetros operacionales, BHP, longitud del pozo horizontal y calidad de vapor, con el fin de evaluar la aplicabilidad en el proceso de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales y verticales. Debido a la incertidumbre acerca del modelo sedimentológico, se decide realizar sensibilidades variando propiedades como porosidad y permeabilidad, variando la permeabilidad vertical en la arenisca y creando canales areales con sensibilidad de la orientación del canal.

- Sensibilidades operacionales en yacimiento con propiedades originales: Esta investigación propone la evaluación de la técnica de inyección cíclica de vapor por medio de la variación de parámetros operacionales con las siguientes sensibilidades:
- Sensibilidades de BHP, variando de 850 psi a 130 psi, por longitud horizontal del pozo el cual va de 328 ft a 1972 ft, y por calidad de vapor de 0,6 a 0,8
- Sensibilidades de permeabilidad vertical en la arenisca: Se realiza para cuantificar el efecto de la estratificación sobre la tecnología de inyección cíclica de vapor que se pretende implementar, estas sensibilidades se realizan por medio del método de Dykstra

- Parson, el cual calcula la heterogeneidad vertical del yacimiento, basados en el coeficiente de variación de permeabilidad.

Las permeabilidades se escogen aleatoriamente, cumpliendo el coeficiente de variación de permeabilidad el cual varía de 0,1 a 0,9. Teniendo en cuenta que la media sea de 1500 mD, igual que el modelo original. Además la relación K_v/K_h varía de 0,1 a 0,4 debido a la bibliografía.

- Sensibilidades de variación de orientación de canales areales con propiedades homogéneas y estocásticas: Conociendo que el ambiente es de tipo fluvial, se plantean sensibilidades, modificando el yacimiento por medio de la ubicación de canales con diferentes orientaciones a lo largo del sector model.

Las sensibilidades se realizan en canales con propiedades constantes y homogéneas y con relación a las propiedades estocásticas de porosidad y permeabilidad, sabiendo que la media es igual a la del modelo original, variando de esta manera la orientación la cual va de 0° , 35° , 90° y 135°

Gráfica 3. Propiedades homogéneas

Fuente: los autores

Gráfica 4. Propiedades estocásticas

Fuente: los autores

3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

1. Sensibilidades operacionales en yacimiento con propiedades originales. De acuerdo con los parámetros variados y con los gráficos obtenidos acerca del desarrollo de la técnica, se concluye:
2. Sensibilidad por BHP en el productor: Se realiza tanto para pozos verticales como horizontales y su comportamiento de producción en frío y con inyección cíclica de vapor.

Inicialmente el caso base tiene parámetros como BHP de 850, calidad de 0,8 y longitud horizontal de 1479 ft, por lo que al finalizar los 20 años de predicción para un pozo horizontal se tiene un factor de recobro de 7,74% con CSS y para uno vertical de 2,26%; basados en estos se halla el factor de recobro incremental de acuerdo con la variación de los parámetros.

En pozos verticales y horizontales se observa que al generar un mayor drawdown con una BHP menor en el productor, se obtienen mayores tasas de producción, siendo éste un parámetro de gran importancia en el momento de operar los pozos.

3. El factor de recobro incremental de un pozo horizontal con respecto al caso base es mayor al 8% tanto en producción en frío, como en producción con inyección cíclica de vapor. Sensibilidad por calidad de vapor en CSS: En el caso base, se realizan las sensibilidades de acuerdo con la calidad del vapor tanto para pozos verticales como horizontales, en las cuales no se observa una diferencia notable en la producción de petróleo con la variación de la calidad del vapor inyectado.

De acuerdo con los resultados obtenidos, se observa que para un mismo pozo, con las mismas características y los mismos parámetros de inyección, y solamente cambiándole la calidad del vapor en un rango de 60 a 80%, la diferencia no es muy significativa, aunque a mayor calidad de vapor se obtiene una producción mayor, aproximadamente el factor de recobro incremental es de 0,06% con respecto al caso base que es de 80% como calidad de vapor.

4. Sensibilidad por longitud horizontal del pozo: Se realiza para producción en frío y con CSS, del cual se puede concluir que la longitud horizontal abierta al flujo en el yacimiento es de gran importancia, pues a mayor longitud se tiene mayor área de contacto y, por consiguiente, se van a tener tasas de producción más altas que las que se tendrían con longitudes menores.

Tabla 1. Acumulado de producción con CSS variando la BHP (Mbbl)

	Bottom Hole Pressure (psi)				
	850	650	400	150	130
Pozo vertical	525,12	698,85	881,72	1048,90	1061,19
Factor de recobro incremental	-	0,75%	1,53%	2,24%	2,29%
Pozo horizontal	1799,66	2619,66	3148,34	3732,17	3774,43
Factor de recobro incremental	-	3,53%	5,80%	8,31%	8,50%

Fuente: los autores

Tabla 2. Resultados variando la calidad del vapor

	Calidad del vapor				
	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8
Pozo vertical					
Factor recobro	2,20%	2,08%	2,09%	2,24%	2,26%
Factor de recobro incremental	-0,57%	-0,182%	-0,168%	-0,019%	-
Pozo horizontal					
Factor de recobro	7,72%	7,72%	7,73%	7,74%	7,74%
Factor de recobro incremental	-0,023%	-0,023%	-0,015%	-0,005%	-

Fuente: los autores

5. Sensibilidades de yacimiento con variación en permeabilidad vertical: El método de Dysktra - Parson, sirve para calcular la heterogeneidad vertical del yacimiento, basados en esto, se halla el coeficiente de variación de permeabilidad, por el cual se evalúa el efec-

to de la estratificación en la heterogeneidad vertical. Su valor varía entre cero y uno, de tal manera, que entre menor sea su valor mayor es la recuperación ya que el yacimiento es más homogéneo.

Tabla 3. Resultados pozo horizontal en frío variando la longitud horizontal

	Longitud horizontal (ft)				
	328	493	986	1479	1972
Producción en frío					
Factor de recobro	3,45%	4,19%	6,02%	7,68%	9,35%
Factor de recobro incremental	-4,22%	-3,49%	-1,66%	-	1,67%
Producción con CSS					
Factor de recobro	4,01%	4,58%	6,16%	7,74%	9,35%
Factor de recobro incremental	-3,73%	-3,16%	-1,58%	-	1,60%

Fuente: los autores

La relación K_v/K_h varía entre 0,1 y 0,4, debido a que la técnica de inyección cíclica de vapor, es comúnmente usada en éste tipo de yacimientos por la heterogeneidad de la formación, lo que facilita la segregación gravitacional, principal método para la producción del hidrocarburo.

Es debido a lo anterior que se realizan sensibilidades modificando el coeficiente de variación de permeabilidad de 0,1 a 0,9, calculado a partir del método de Dysktra – Parson.

Gráfica 5. Variación en la permeabilidad vertical

Fuente: los autores

Las permeabilidades para los casos simulados, fueron seleccionadas aleatoriamente,

teniendo en cuenta que la media debe ser cercana a 1.500 mD, ya que éste es el valor de la permeabilidad con el yacimiento original.

La variación se realiza con la relación K_v/K_h la cual va de 0,1 a 0,4 y de 1, como el modelo original, lo que quiere decir que en la dirección I y J son los valores calculados y en la dirección K, varía de acuerdo con la relación, lo que quiere decir que si la relación es de 0,1 el valor en K es el 10% de la permeabilidad en las otras direcciones, y así varía de acuerdo al caso.

Las corridas se realizan en pozos horizontales, tanto para producción en frío, como para producción con inyección cíclica de vapor, variando los coeficientes de permeabilidad, y manteniendo los parámetros de operación que los del caso base.

Como se observa en los resultados, se puede ver que a una relación K_v/K_h mayor, la producción se ve aumentada debido a que el yacimiento es más homogéneo, y de acuerdo al coeficiente de variación de permeabilidad, para valores de 0,1 a 0,4, la producción es mayor que a coeficientes mayores, esto se debe a que la variación de la permeabilidad es mucho mayor haciendo que el yacimiento sea más heterogéneo, y se dificulte la producción de petróleo

Tabla 4. Permeabilidades seleccionadas a diferentes coeficientes

Capa	Coeficiente de variación de permeabilidad								
	0,1073	0,2109	0,2954	0,4066	0,5037	0,6058	0,6910	0,7987	0,9039
15	1495	1657	1473	1833	1375	1341	104	2111	2485
16	1568	1830	918	2105	2360	1885	1376	1349	2076
17	1562	1996	2408	891	570	99	2247	1601	2927
18	1645	1007	1249	1910	2087	1247	345	4	13
19	1348	1777	1310	2387	428	2562	2109	1294	2000
20	1261	1475	1072	1680	2107	1631	2578	1314	1245
21	1495	1095	1851	824	2363	1704	696	1625	6
22	1722	1709	2370	2072	1393	1259	2417	1949	1572
23	1597	1579	1041	1549	1991	699	1181	1970	770
23	1290	1721	1224	609	999	2148	1952	1065	1887

Fuente: los autores

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

6. Sensibilidades de yacimiento con canales areáles: El canal es creado únicamente en la arenisca saturada de petróleo, al cual le fueron cargadas propiedades homogéneas, como la porosidad con un valor de 30% y la permeabilidad de 1500 mD, y con propiedades estocásticas. Una vez creados los canales en las orientaciones deseadas y con

las propiedades requeridas, las simulaciones fueron corridas en el proceso de inyección cíclica de vapor tanto en pozos verticales como en horizontales para, de ésta manera, evaluar la aplicabilidad del proceso en un yacimiento con canales fluviales, de qué manera se optimizaría la producción de acuerdo a parámetros operacionales.

Tabla 5. Producción acumulada (Mbbl) en frío

Relación K_v/K_h	Coeficiente de variación de permeabilidad								
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
0,1	1437,6	1549,0	1415,5	1628,2	1133,4	1458,3	1427,9	1202,5	1278,9
0,2	1548,8	1659,5	1528,0	1740,4	1266,8	1552,3	1528,8	1332,2	1415,1
0,3	1620,1	1731,6	1602,6	1813,2	1351,9	1615,7	1596,4	1410,3	1502,6
0,4	1312,3	1785,5	1653,7	1870,0	1414,0	1664,7	1642,7	1466,8	1565,6
1	1841,9	1948,1	1821,2	2044,6	1614,8	1826,3	1784,9	1641,1	1756,4

Fuente: los autores

Tabla 6. Producción acumulada (Mbbl) en CSS

Relación K_v/K_h	Coeficiente de variación de permeabilidad								
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
0,1	1494,4	1596,8	1474,5	1674,1	1586,8	1499,6	1465,1	1287,3	1451,6
0,2	1587,8	1691,9	1566,9	1768,4	1390,4	1577,0	1547,4	1397,3	1543,6
0,3	1651,1	1756,4	1629,7	1835,0	1459,5	1632,8	1602,5	1465,0	1608,8
0,4	1699,1	1803,3	1677,6	1886,4	1511,0	1677,2	1645,7	1514,4	1657,3
1	1851,4	1955,6	1829,7	2050,1	1680,8	1822,4	1784,8	1672,0	1812,1

Fuente: los autores

Gráfica 6. Distribución de facies en yacimiento

Fuente: los autores

Para los canales con propiedades homogéneas, se ve una diferencia significativa entre los pozos verticales y horizontales, en los cuales es muchísimo mayor la producción en horizontales debido a que mayor área del canal es contactada con este tipo de pozos.

Comparando la producción entre los canales homogéneos y los de propiedades estocásticas, las diferencias en los acumulados no son muy amplias, pero sí son menores en los canales homogéneos que en los de propiedades estocásticas, esto se debe a que ya con el canal se reduce el flujo de fluidos al pozo así sean con propiedades homogéneas, y en las propiedades

estocásticas hay valores altos de porosidad y permeabilidad, lo que favorece el aumento en la producción con éste tipo de procesos.

Tabla 7. Acumulado de petróleo con propiedades homogéneas (Mbbl)

	Orientación del canal			
	0°	45°	90°	135°
Pozo horizontal	1.600,04	1,691,64	757,87	1.517,14
Factor de recobro	6,88%	7,28%	3,26%	6,53%
Factor de recobro incremental	-0,86%	-0,46%	-4,48%	-1,22%
Pozo vertical	474,55	522,84	306,22	506,51
Factor de recobro	2,04%	2,25%	1,32%	2,18%
Factor de recobro incremental	-0,22%	-0,01%	-0,94%	-0,08%

Gráfica 7. Modelamiento estocástica de porosidad

Fuente: los autores

CONCLUSIONES

El yacimiento en estudio cumple con los requerimientos técnicos mínimos para la implementación de la técnica de inyección cíclica de vapor, con base al análisis del estudio de la aplicabilidad del proceso. En el desarrollo del proyecto se evaluó la técnica de inyección cíclica de vapor en pozos verticales y horizontales en tres grandes grupos, los parámetros operacionales en el modelo original, entre los cuales se encuentran el BHP, calidad del vapor y longitud del pozo; la heterogeneidad vertical en el yacimiento, como afecta la técnica y, por último, la creación de canales areales con propiedades constantes y propiedades estocásticas.

Tabla 8. Acumulado de petróleo con propiedades estocástica (Mbbl)

	Orientación del canal			
	0°	45°	90°	135°
Pozo horizontal	1.848,27	1.714,93	650,83	1.663,50
Factor de recobro	7,95%	7,38%	2,80%	7,16%
Factor de recobro incremental	0,21%	-0,36%	-4,94%	-0,59%
Pozo vertical	838,48	806,53	330,28	890,57
Factor de recobro	6,88%	7,28%	3,26%	6,53%
Factor de recobro incremental	1,35%	1,21%	-0,84%	1,57%

Fuente: los autores

En los parámetros operacionales para la inyección cíclica de vapor, la variación del BHP en el pozo productor, tiene gran influencia en la

producción de petróleo, ya que el factor de recobro incremental con respecto al caso base llega hasta el 8,5% (1985,3 Mbbl) en los casos extre-

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

mos para pozos horizontales, y de un 3% (661,91 Mbbl) para pozos verticales. La producción de un pozo horizontal con inyección cíclica de vapor comparándola con la producción en frío, tiene un factor de recobro incremental menor al 1%, por lo que la inyección cíclica de vapor, en este yacimiento no es viable técnicamente. La producción en frío de los pozos horizontales ofrecen un factor de recuperación del 7,68% (1784,25 Mbbl), mayor al de la inyección cíclica de vapor en pozos verticales el cual es de 2,26% (525,12 Mbbl), a un costo mucho más bajo.

El análisis de sensibilidades con respecto a la calidad del vapor, demuestra que éste es un parámetro que no tiene una influencia apreciable en el factor de recobro, debido a que la mayor calidad simulada, no tiene una producción acumulada significativa con respecto al de menor calidad, teniendo un recobro incremental promedio de 0,06% (13.947 bbl).

La longitud del pozo horizontal influye considerablemente en el recobro de petróleo, tanto en escenarios de producción en frío como con inyección cíclica de vapor, llegando a un incremental del 4% (981,16 Mbbl) en el factor de recobro para la longitud menor.

Las sensibilidades por heterogeneidad vertical en el yacimiento, demuestran que a menor coeficiente de variación de permeabilidad se obtiene una mayor recuperación, por lo cual la

producción se va a ver incrementada, debido a que el yacimiento presenta propiedades más homogéneas.

La ubicación de canales areales a lo largo del yacimiento con propiedades homogéneas presentan una producción menor que el modelo original, con un diferencial de factor de recobro del 1,22% (282,5 Mbbl), como consecuencia de la disminución de calidad de roca en el estrato de la arena, lo cual afecta negativamente la cantidad de petróleo original in situ en el yacimiento.

La producción en los pozos verticales con los canales areales creados con propiedades estocásticas, es mayor que el caso base, teniendo un factor de recobro incremental de 1,5% (365,45 Mbbl), debido a que los rangos de las propiedades son mayores

Los canales areales con propiedades estocásticas afectan más a los pozos horizontales que a los verticales, ya que éstos tienen mayor área de contacto con el yacimiento haciendo que las variaciones en las propiedades influyan negativamente en la producción.

Las corridas con acuífero de fondo comparándolas con acuífero lateral, tienen una producción menor en todas las sensibilidades, debido a éste se encuentra en la lutita y no tiene un impacto en la arenisca, diferente a la influencia del acuífero lateral.

REFERENCIAS

Alvarado, Douglas & Bánzer, C. (2002) Recuperación térmica de petróleo. Caracas. Ahmed, Tarek. (2006) Reservoir Engineering Handbook. EE.UU.: Elsevier. Asquith (2004) Basic Well Log Analysis: AAPG Methods in Exploration	Bermúdez, G. Inyección Alterna de Vapor en pozos horizontales [en línea]. Recuperado el 19 de junio de 2012 de world wide web: <http://www.petroleoamerica.com/2011/04/inyeccion-alterna-de-vapor-en-pozos.html> Bradley, H. B. (1992) Petroleum Engineering Handbook. 3 ed. Richardson, Texas: Society of petroleum engineers	Green, Don W & Willhite, Paul G. (1998) Enhanced oil recovery. Richardson, Texas. Giusti, L.E. (1974) CSV Makes Steam Soak Work in Venezuela Field, Oil and gas Joshi, Sada D. (1991) Horizontal Well Technology. EE.UU.: PennWellBooks.

París de Ferrer, M. (2001) Inyección de Agua y Gas en yacimientos petrolíferos. Segunda edición. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A.

Pineda, M. A. & Sang, H. M. (2012) Evaluación para la implementación de la tecnología de segregación gravitacional asistida por vapor (SAGD) en el Campo Cocorná del Valle Medio del Magdalena. Trabajo de grado de Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.

Prats, M. (1987) Procesos Térmicos de Extracción de petróleo.

Prieto, A. M. & Valovis, S. Diseño y evaluación del completamiento para la inyección cíclica de vapor en el pozo MPSV-1 de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Trabajo de grado de Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.

Manucci, J. (2010) Recuperación mejorada por métodos térmicos. Maracaibo, Zulia. MannyRon Consultores.

Mendoza H, Padron, A., Portillo F. (Junio, 1997), Steam Stimulation in Horizontal Wells Pilot Test in Venezuela. Artículo Técnico The Petroleum Society paper 97-66 presen-

tado en 48Th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society in Calgary, Alberta, Canada 8-11.

Mora, C. (2003) Evaluación de Crudos en las Cuencas Llanos Orientales y Valle Superior y Medio del Magdalena. Piedecuesta.: ECOPETROL S. A. – ICP.

Meza, H. R. (2000) Evaluación de los diseños de BHA en perforaciones horizontales. Trabajo de grado de Ingeniería de Petróleos. Guayaquil. Escuela superior politécnica del litoral. Ingeniería de Petróleos.

ANEXOS

1. Validación del modelo

El yacimiento en estudio se encuentra ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, caracterizado por un ambiente de tipo fluvial, en el cual los canales son predominantes como roca reservorio, éste es de la época del mioceno, y

produce de la Formación mugrosa, encontrándose a una profundidad de -2400 TVDSS.

Las estimaciones de los valores de permeabilidad absoluta, porosidad y espesor presentes en el mallado, fueron importadas del modelo original, teniendo éstas un valor de 30% de porosidad y 1500 mD para la arenisca.

Modelo original en 3D

Fuente: los autores

Las propiedades PVT se importaron del modelo original y estas se basaron del estudio PVT realizado a una muestra de fluido del Campo XY de Ecopetrol S.A.

En las siguientes gráficas se observa el comportamiento de algunas propiedades PVT,

como lo son viscosidad, gas en solución, factor volumétrico, las cuales a partir de correlaciones fueron validados los datos, para tener la confianza del modelo, demostrando, de esta manera, que los valores y comportamientos son coherentes con el tipo de fluido presente en el yacimiento.

Comportamiento de la viscosidad del petróleo en función de presión

Factor volumétrico del petróleo

Gas en solución del petróleo

Las permeabilidades relativas observadas en la Gráfica, muestra un comportamiento creciente y decreciente, lo cual es consistente con

el tipo de fluido, además se observa que la saturación de agua inicial es de 0,1767 y la saturación de aceite residual es de 0,3683.

Permeabilidades relativas sistema Agua-Aceite.

Fuente: los autores

El yacimiento presenta propiedades generales como:

Parámetro	Valor
Profundidad	-2400´TVDSS
Presión yacimiento	1150 psi
Temperatura	148 °F
Presión burbuja	129 psi
OOIP	23.245.000 bbl
°API	12,88 ° API @ 60°F
Gravedad específica petróleo	0,9767
Saturación petróleo inicial	82,33%

Al ser un proceso térmico la Inyección Cíclica de Vapor, se hace necesaria la validación de las propiedades térmicas en el yacimiento, debido a que con base en estas el simulador STARTS de CMG modelará el comportamiento térmico del vapor al entrar en contacto con el yacimiento.

Esta validación consiste en la comparación entre los datos suministrados por el modelo dinámico en CMG y el cálculo de las propiedades térmicas a través de correlaciones que involucran a los fluidos y a la roca.

Parámetro	Valor	Ecuación
Compresibilidad arenisca	5,47E-6 psi ⁻¹	Ecuación de Newman
Compresibilidad lutita	7,21E-6 psi ⁻¹	Ecuación de Newman
Capacidad calorífica arenisca	34,810 BTU/ft ³ °F	
Capacidad calorífica lutita	31,737 BTU/ft ³ °F	
Conductividad térmica arenisca	34,435 BTU/día ft °F	Ecuación de Tikhomirov
Conductividad térmica lutita	51,243 BTU/día ft °F	Ecuación de Tikhomirov
Conductividad térmica petróleo	1,600 BTU/día ft °F	Ecuación de Cragoe
Conductividad térmica agua	1,563 BTU/día ft °F	Ecuación de Cragoe

2. Gráficas de sensibilidades

Sensibilidades operacionales en yacimiento con propiedades originales

Sensibilidad por BHP en el productor

Perfil de producción en pozo vertical en frío variando la BHP

Fuente: los autores

Perfil de producción en pozo vertical con CSS variando la BHP

Fuente: los autores

Perfil de producción en pozo horizontal en frío variando la BHP

Fuente: los autores

Perfil de producción en pozo horizontal con CSS variando la BHP

Fuente: los autores

Sensibilidad por calidad de vapor en CSS

Perfil de producción en pozo vertical con CSS variando la calidad del vapor

Fuente: los autores

Perfil de producción en pozo horizontal con CSS variando la calidad del vapor

Fuente: los autores

Sensibilidad por longitud horizontal del pozo

Perfil de producción en pozo horizontal en frío variando la longitud horizontal

Fuente: los autores

Perfil de producción en pozo horizontal con CSS variando la longitud horizontal

Fuente: los autores

Sensibilidades de yacimiento con variación en permeabilidad vertical:

Producción de petróleo en frío para diferentes coeficientes de permeabilidad con $K_v/K_h = 0,1$

Fuente: los autores

Producción de petróleo con CSS para diferentes coeficientes de permeabilidad con $K_v/K_h = 0,1$

Fuente: los autores

Producción de petróleo en frío para diferentes coeficientes de permeabilidad con $K_v/K_h = 0,2$

Fuente: los autores

Producción de petróleo con CSS para diferentes coeficientes de permeabilidad con $K_v/K_h = 0,2$

Fuente: los autores

Producción de petróleo en frío para diferentes coeficientes de permeabilidad con $K_V/K_H = 0,3$

Fuente: los autores

Producción de petróleo con CSS para diferentes coeficientes de permeabilidad con $K_V/K_H = 0,3$

Fuente: los autores

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN: RECOBRO MEJORADO

Producción de petróleo en frío para diferentes coeficientes de permeabilidad con $K_V/K_H = 0,4$

Fuente: los autores

Producción de petróleo con CSS para diferentes coeficientes de permeabilidad con $K_V/K_H = 0,4$

Fuente: los autores

Producción de petróleo en frío para diferentes coeficientes de permeabilidad con $K_V/K_H = 1$

Fuente: los autores

Producción de petróleo con CSS para diferentes coeficientes de permeabilidad con $K_V/K_H = 1$

Fuente: los autores

Sensibilidades de yacimiento con canales areales

Perfil de producción en pozo horizontal con canal homogéneo

Fuente: los autores

Perfil de producción en pozo vertical con canal homogéneo

Fuente: los autores

Perfil de producción en pozo horizontal con propiedades estocástica

Fuente: los autores

Perfil de producción en pozo vertical con propiedades estocástica

Fuente: los autores