

Variables que influyen en un proceso de inyección cíclica de diluyente en formación para el incremento de la productividad de pozos de crudo extrapesado

Variables affecting a diluent injection cyclic process in formation for productivity increase in extra heavy oil wells

JOHN ALEXANDER LEÓN-PABÓN

*Ingeniero de Petróleos
Universidad Industrial de Santander
John.leon@correo.uis.edu.co
Bucaramanga, Colombia*

OLGA PATRICIA ORTIZ-CANCINO

*M.Sc, Ingeniera de Petróleos
Universidad Industrial de Santander
oportizc@uis.edu.co
Bucaramanga, Colombia*

FLAMINIO GUARÍN-ARENAS

*M.Sc, Ingeniero de Petróleos
Ecopetrol S.A
Flaminio.guarin@ecopetrol.com.co
Bucaramanga, Colombia*

CARLOS ANDRES DÍAZ-PRADA

*M.Sc, Ingeniero de Petróleos
Ecopetrol S.A
carlosan.diazpr@ecopetrol.com.co
Bucaramanga, Colombia*

Fecha de recibido: 14/02/2013

Fecha de aceptado: 18/09/2013

Forma de citar: LEÓN, John, et, al., Variables que influyen en un proceso de inyección cíclica de diluyente en formación para el incremento de la productividad de pozos de crudo extrapesado. Rev.UIS.Ingenierías, 2013, vol.12, n.2, p.p 47-58.

RESUMEN

Con el fin de aumentar la producción de crudo extrapesado se estudia el efecto de inyectar diluyente en la formación a través de simulación numérica. Para esto se realiza la caracterización fisicoquímica y termodinámica de los fluidos para determinar la compatibilidad crudo-diluyente y obtener las curvas de densidad y viscosidad de la mezcla, necesarias para ajustar el modelo de fluidos; construyendo el modelo estático de un sector del campo. Las corridas del modelo de simulación representaron los ciclos de inyección de diluyente, determinando los valores apropiados de las variables que más influyen en este proceso como lo son el número de ciclos de inyección, tiempo entre ciclos, tiempo de inyección, tiempo de remojo, tasa de inyección de diluyente, presión de inyección y temperatura de inyección, por medio de un análisis de sensibilidad. Finalmente aplicando 10 ciclos de inyección se obtiene un incremental de 282.140 barriles de crudo en siete años, con respecto al caso base de 2.074.250 barriles y el incremental de 2.356.390 barriles con un porcentaje del 12%.

Palabras clave: crudos extrapesados, diluyente, producción, inyección cíclica de diluyente.

ABSTRACT

In order to increase the production of crude extraheavy oil there is studied the effect of injecting diluent into the formation across numerical simulation. For this there is realized the physicochemical and thermodynamic characterization of the fluids to determine the compatibility crude oil - diluent and to obtain the curves of density and viscosity of the mixture, necessary to adjust the model of fluids; constructing the static model of a sector of the field. The simulation model runs represented the diluent injection cycles, determining the appropriate values of the variables that more influence this process as it are the number of cycles of injection, time between cycles, injection time, soak time, injection rate, injection pressure and injection temperature, by means of an analysis of sensibility. Finally applying 10 cycles of injection there is obtained the incremental one of 282.140 barrels of crude oil in seven years. With respect the base case of 2.074.250 barrels and 2.356.390 barrels of incremental with a percentage of 12%.

Keywords: extra heavy oil, diluent, production, cyclic injection diluent.

1. INTRODUCCIÓN

La extracción, manejo y transporte de crudo extrapesado en la industria petrolera, presenta problemas operacionales en el sistema de producción por su alta viscosidad. Las operaciones más comunes son: obstrucción en las líneas, en las bombas de subsuelo y superficie, y la deshidratación del crudo. Para evitar este tipo de problemas, generalmente se aplica la técnica de dilución, la cual consiste en la mezcla homogénea de un crudo extrapesado con un crudo liviano o un derivado en iguales o distintos estados de agregación o concentración, para disminuir la viscosidad del crudo, aumentando su calidad y producción.

El aporte de esta investigación es determinar las variables de mayor influencia en el proceso, lo cual a su vez permitirá determinar la viabilidad técnica y económica de la aplicación en campo. Para esto se construirá un modelo de simulación que permitirá evaluar un esquema diferente de inyección de diluyente en formación y así analizar el comportamiento de cada una de las variables que intervienen en el proceso para optimizar la producción de crudo extrapesado.

2. INYECCIÓN CÍCLICA DE DILUYENTES

La inyección cíclica de diluyentes, es un proceso de estimulación no-térmico para yacimientos delgados con canales de alta conductividad, y por supuesto este método se puede aplicar en otros yacimientos donde la inyectividad es suficientemente alta. En el proceso el diluyente se inyecta en el yacimiento a través de un pozo vertical hasta que la presión alcanza la presión inicial del yacimiento, tal como se muestra en la figura 1. Después de la inyección, al diluyente se le permite

remojar el yacimiento por un periodo de tiempo específico.

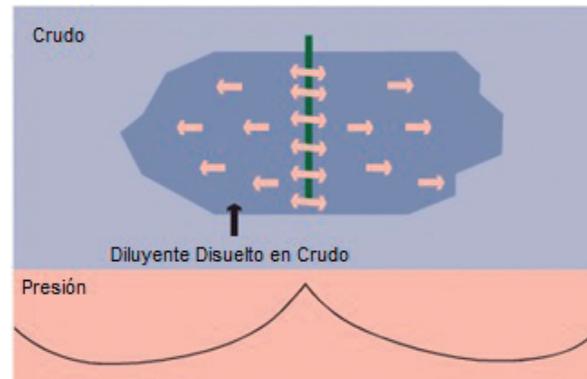


Figura 1. Perfil de presión y esquema de la fase de inyección cíclica del diluyente

(McMillen, 1985) en su invención plantea que “el método de estimulación cíclica con diluyentes en yacimientos de crudos extrapesados consiste en inyectar en el yacimiento un diluyente líquido que tenga una relación de viscosidad de crudo a la viscosidad del diluyente (μ_o/μ_d) de al menos 10, preferiblemente 100 o más, y en una cantidad entre 5 barriles y cerca de 25 barriles por cada pie de formación que contiene petróleo y después de eso producir una mezcla de diluyente-crudo. Para proveer la interdigitación viscosa adecuada del diluyente cerca del pozo y reducir significativamente la viscosidad del petróleo original in situ por difusión y mezclado”.

De acuerdo con (McMillen, 1985) el tiempo de remojo debe estar entre 1 hora y 48 horas, preferiblemente menos de 24 horas. Asimismo, destaca que el tiempo de remojo prolongado de varios días o más, aísla el diluyente por la gravedad de mezcla y destruye las rutas de alta movilidad cerca del pozo, por lo que habría

poco aumento de la producción sobre el obtenido de la producción estimulada. Sin embargo, a causa de que la inyección de diluyente convencional es un proceso lento, el cual involucra la difusión molecular y la dispersión convectiva dentro del medio poroso, se propone que se aplique el remojo del diluyente, como una alternativa para promover una mayor dilución efectiva (Polikar, 2005).

La producción después de haber realizado la inyección debería mantenerse continuamente con una caída de presión de aproximadamente 30-72.5 Psi antes del periodo de inyección del próximo ciclo (ver figura 2). (McMillen 1985) propone que “cualquier cierre se debería mantener menos de 48 horas, preferiblemente menos de 24 horas”. La producción se debería continuar hasta que la fracción de diluyente en el crudo producido, se ha reducido a alrededor del 12 % o menos, sin tener en cuenta la tasa de producción. En este punto, el diluyente adicional o la producción rica en diluyente se puede inyectar en el yacimiento seguido por la producción reanudada.

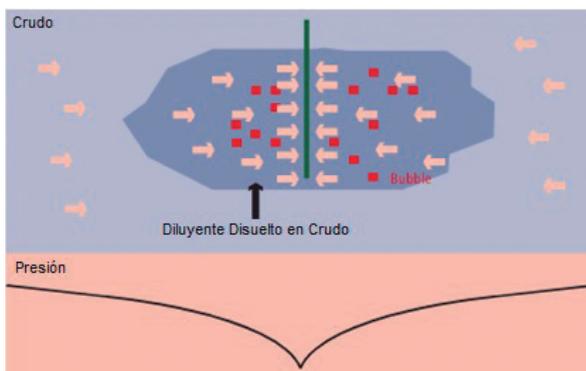


Figura 2. Perfil de presión y esquema de la fase de producción cíclica del diluyente

Se descubrió mediante este nuevo método que la producción de crudo extrapesado puede ser mucho mayor por la dilución del diluyente en el crudo solamente, este fenómeno resulta en una viscosidad reducida de la mezcla diluyente-crudo. El incremento de la producción es el resultado de los criterios adecuados del diseño de la estimulación con diluyentes, que involucra el volumen de diluyente usado y el período de remojo antes de la reanudación de la producción. La continuidad de la producción, una vez que comienza, es también importante en el proceso. También, se ha encontrado que el mismo pozo se puede estimular con diluyentes muchas veces exitosamente, lo cual depende de la selección de los intervalos apropiados entre las inyecciones de los diluyentes. Además, se ha determinado que los hidrocarburos relativamente

económicos sin aditivos, tales como los crudos livianos, se pueden usar como diluyentes.

La disolución del diluyente en el crudo reduce su viscosidad y puede proveer un empuje por gas en solución cuando la presión del yacimiento se reduce durante la producción (Chang e Ivory, 2012). Esencialmente todo el diluyente inyectado (cerca del 97 %) dentro de la formación en una estimulación de múltiples ciclos es recobrado con el crudo producido.

2.1 Factores operacionales de la inyección cíclica del diluyente

Los principios de la estrategia de inyección cíclica de vapor aplican a la inyección cíclica del diluyente. Por consiguiente, los periodos de inyección, remojo, y de producción para cada ciclo tienen que ser diseñados apropiadamente a fin de maximizar la producción de crudo, al igual que la tasa de inyección de diluyente.

Tasa de inyección del diluyente: Generalmente, la tasa de inyección del diluyente debe ser diseñada en base a los resultados finales de un análisis económico. Para ello se toma como referencia razón crudo-diluyente acumulada. Por el otro lado, el proceso de inyección del diluyente es un proceso extremadamente de alta presión, a fin de prevenir que el yacimiento sea fracturado, el perfil de distribución de la presión en cada parte del yacimiento durante todo el proceso necesita ser monitoreado, el cual a su vez limita la tasa de inyección del diluyente. Por estudios de simulación se ha comprobado que a mayor tasa de inyección de diluyente, la tasa de producción de crudo acumulado mejora (Polikar, 2005). En contraste, (Behrouz, et al., 2007) concluyen que las tasas de inyección de diluyente bajas pueden resultar en recobro de crudo más eficiente. Tales tasas de inyección resultan en un frente de desplazamiento mucho más estable.

Tiempo de remojo: Es el tiempo en el cual el diluyente tiene contacto con el crudo, y en el cual se debe tener en cuenta que el tiempo no puede ser demasiado largo, puesto que hay pérdida en producción, y si el tiempo es demasiado corto, el diluyente no se disolverá completamente en el crudo extrapesado.

Tiempo de producción: El tiempo de producción que sigue después de cada ciclo se puede determinar al analizar las curvas de declinación de producción.

Número de ciclos: El periodo de inyección-remojo-producción es repetido un número de veces y se puede

continuar hasta que el yacimiento quede agotado (Ivory, et al., 2009).

3. COMPORTAMIENTO ROCA – FLUIDO EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE DILUYENTE

Ahora bien, el uso de la tecnología en una etapa anterior corresponde a la inyección de diluyente a nivel de formación en un esquema cíclico, lo cual permitirá determinar la posibilidad de incrementar la productividad debido al efecto sobre la movilidad del crudo. En esta etapa de evaluación a nivel experimental de la tecnología a condiciones de yacimiento se evalúan dos fenómenos fundamentales: la interacción entre el diluyente y el crudo, determinando la estabilidad de la mezcla a las condiciones de yacimiento, y la interacción entre la mezcla de fluidos y la roca, para determinar el efecto sobre la movilidad del crudo, constituyendo la primera etapa de investigación de la tecnología, lo cual permitirá evaluar la factibilidad de escalamiento a nivel de campo.

La tecnología de dilución a nivel de formación puede ser implementada para todos los campos productores de crudos pesados y extrapesados, sin embargo, este estudio se realiza para evaluar su aplicabilidad en campo. Para el desarrollo experimental se usa una roca sintética que representa características similares a la roca propia del yacimiento, también se usa crudo del campo en estudio y un diluyente que en este caso fue nafta de 80 °API.

3.1 Resultados de evaluación experimental

La primera etapa del diseño consistió en determinar el daño que puede producir la inyección de solventes a la formación y se evaluó mediante pruebas de desplazamiento en medio poroso. El procedimiento se muestra en la figura 3.



Figura 3. Procedimiento de evaluación de daño a la formación

El resultado obtenido para la evaluación de la Nafta como solvente se determina mediante la evaluación

John Alexander León-Pabón, Olga Patricia Ortiz-Cancino, Flaminio Guarín-Arenas, Carlos Andres Diaz-Prada

de la permeabilidad efectiva al crudo obtenido antes y después de la inyección de la nafta. Los resultados se muestran en la tabla 1.

Tabla 1. Valores de permeabilidad relativa en pruebas con Nafta

IDENTIFICACION DE LA ETAPA	Magnitud	% Aumento o Disminución
K efectivas caso base		
Keo Crudo Q=1 (Darcys)	9.5	
Producción (cc) a Presión cte (3050 psi) en 1 hr	40	
Inyección 1 VP Tratto Orgánico		
Retorno Keo Crudo Q=1 (Darcys)	9.3	2 ↓
Producción (cc) a Presión cte (3050 psi) en 1 hr	54.8	37 ↑

La invasión del diluyente dentro del medio poroso ocasiona una disminución instantánea del diferencial de presión (ver figura 4) en 11 VP, debido a dos situaciones, la primera es la menor viscosidad de la nafta en comparación con el crudo y la segunda el efecto diluyente del tratamiento sobre el crudo de alta viscosidad.

La comparación entre las Keo antes y después de la inyección del diluyente demuestran que esta propiedad de la roca no se ve alterada obteniéndose una disminución de tan solo el 2%; por otra parte la producción a presión constante muestra un incremento considerable en la cantidad de fluido producido a la misma presión durante una hora de bombeo, correspondiente al 37%, con lo cual se evidencia un buen comportamiento del sistema como diluyente.

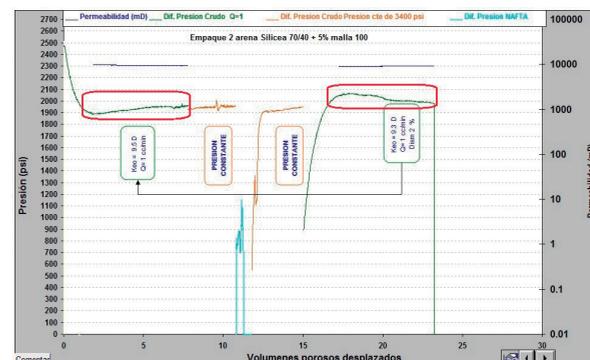


Figura 4. Comportamiento de la permeabilidad y la presión

4. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE DILUYENTE EN LA FORMACIÓN

La simulación de yacimientos consiste en inferir el comportamiento real de un yacimiento a través de la construcción y operación de un modelo físico, conceptual o numérico, con el fin de realizar predicciones futuras al yacimiento bajo diferentes esquemas de producción. Generalmente consiste en tres grandes etapas las cuales representan la descripción del yacimiento o inicialización del modelo, el cotejo histórico y la predicción del comportamiento futuro del yacimiento. Esta técnica se basa en describir adecuadamente los procesos de flujo y comportamiento de fases que tienen lugar en el yacimiento a través de un conjunto de ecuaciones diferenciales y derivadas parciales (ecuaciones de conservación de masa y/o energía) sujetas a diferentes suposiciones.

4.1 Ajuste de datos en procesos de inyección

El desarrollar un procedimiento que permita ajustar datos obtenidos en pruebas de inyección de diluyente y se puedan utilizar a escala de campo, es de vital importancia, debido a que permite caracterizar de una forma más completa el desarrollo de este proceso. Pero lograr este ajuste no es tan fácil como puede ser en otros procesos. La gran variedad de parámetros y complejidad de los mecanismos que en él intervienen, no hace sencilla esta labor. Es de gran dificultad realizar un ajuste de los modelos físicos y de simulación, por tanto lo que se trata es lograr una similitud de los comportamientos en laboratorio y campo a partir de la variación de los parámetros, de tal forma que los parámetros obtenidos a nivel de pruebas, puedan ser cargados a un modelo de simulación a escala de campo.

4.2 Inicialización

En la inicialización se construye el modelo estático teniendo en cuenta el modelo geológico, el modelo estructural el modelo estratigráfico y el modelo petrofísico del yacimiento en estudio. Este modelo fue construido en el simulador de yacimientos CMG.

4.2.1 Modelo del medio poroso

Las propiedades del yacimiento como porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, espesor de la formación productora, tamaño del yacimiento, profundidad, presión y temperatura de yacimiento,

permeabilidades relativas y demás propiedades necesarias para la construcción del medio poroso, ver tabla 2, fueron cargadas en el simulador para representar el sector del pozo de análisis. Ver figura 5.

Tabla 2. Propiedades del yacimiento

Parámetro	Valor
Área promedio (acres)	15.3442
Volumen (ft ³)	2.56719e8
Permeabilidad promedio de la matriz en I (md)	2019.879
Permeabilidad promedio de la matriz en J (md)	2056.797
Permeabilidad promedio de la matriz en K (md)	8815.394
Porosidad promedio de la matriz (%)	0.11
Espesor promedio (ft)	374
Profundidad (ft)	6010
Presión (Psi)	3200
Presión de referencia de la porosidad (Psi)	3100
Comprensibilidad de la formación (1/psi)	4.45e-6
Propiedades térmica de la roca	
Capacidad de volumen calorífico (Btu/ft ³ *F)	33.9963
Temperatura coeficiente (Btu/ft ³ *F*F)	0
Conductividad térmica	
Fase de mezcla de conductividad térmica	Complex
Roca de yacimiento (Btu/ft*day*F)	97.0686
Fase aceite (Btu/ft*day*F)	2.14899
Fase agua (Btu/ft*day*F)	9.33207
Fase gas (Btu/ft*day*F)	0.693347

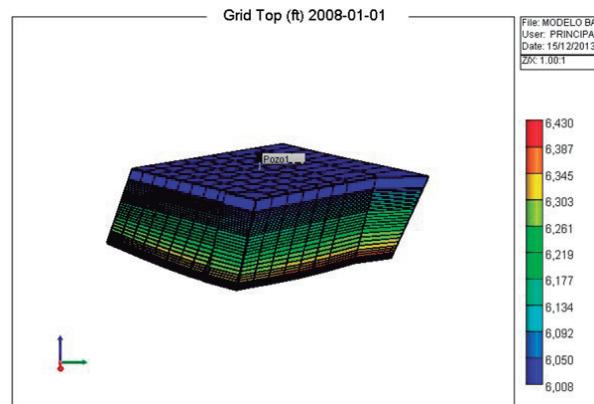


Figura 5. Grid de simulación

Ya construido el modelo estático del yacimiento se completa la primera fase, el siguiente paso es introducir el fluido dentro del yacimiento para poder realizar el ajuste histórico.

4.2.2 Modelo de fluidos

Por lo general, un modelo de fluidos entre mayor sea el número de pseudocomponentes, presenta una mejor bondad de ajuste del comportamiento PVT; sin embargo, el costo y tiempo de cálculo puede aumentar significativamente con el incremento de número

de componentes en el sistema, por lo cual hay que agrupar los componentes del crudo y diluyente en pseudocomponentes los cuales designan un conjunto de componentes puros agrupados y representados por un solo componente con un número de carbonos simple.

Con el objetivo de construir un modelo de fluidos representativo se partió de la destilación simulada (Assay) del crudo y del diluyente, estos datos fueron cargados en el software HYSYS, realizando el proceso de agrupamiento donde el objetivo principal es determinar los cortes de temperatura de tal forma que se generen el menor número de pseudo-componentes, garantizando que el comportamiento de este modelo se ajusta al comportamiento real del fluido.

En las figuras 6 y 7 se muestra el ajuste de los pseudo-componentes tanto para el crudo extrapesado como para el diluyente (nafta 80 °API).

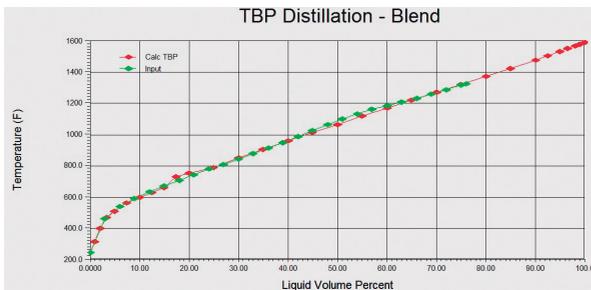


Figura 6. Ajuste de los pseudo-componentes del crudo

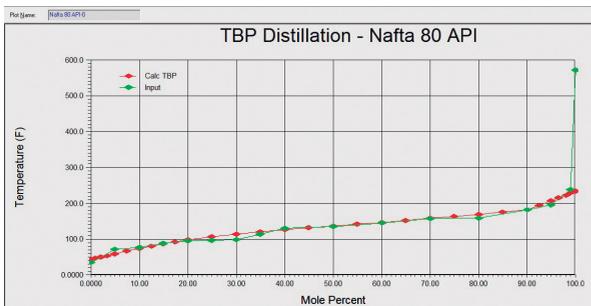


Figura 7. Ajuste de los pseudo-componentes del diluyente

Para construir el modelo se deben cargar los pseudo-componentes correspondientes al crudo y diluyente con sus respectivas propiedades termodinámicas en Winprop de CMG. Una vez cargados todos los pseudo-componentes se debe generar el componente más pesado con el objetivo de representar la fase sólida (asfaltenos). Se procedió a insertar en el módulo composition la composición molar correspondiente al crudo y al diluyente, los valores se muestran en la tabla 3.

Tabla 3. Composición del crudo y diluyente modelo WinProp

COMPONENTE	CRUDO	DILUYENTE
NBP222D8	0	0.0452
NBP181D8	0	0.1187
NBP152D8	0	0.3796
NBP125D8	0	0.1528
NBP93D8	0	0.262
NBP51D8	0	0.0417
NBP1266A	0.041593244	→ Fase solida
NBP1266C	0.38357193849	0
NBP783CR	0.3724	0
NBP557CR	0.0946	0
NBP444CR	0.0802	0
NBP292CR	0.0073	0
NBP272CR	0.0087	0
NBP252CR	0.0106	0

En la figura 8 se observa que el color rojo representa la cantidad de los pseudo-componentes del crudo y el color azul la cantidad de pseudo-componente del diluyente, los cuales serán inyectados en forma de ciclos al yacimiento para evaluar su comportamiento.

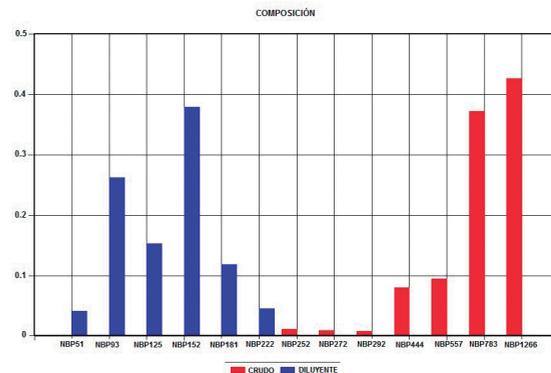


Figura 8. Componentes primarios y secundarios de los fluidos

Después del respectivo análisis de los diferentes esquemas propuestos de agrupamiento, WinProp permite realizar una regresión numérica sobre algunas variables físicas de los pseudo-componentes para lograr realizar un ajuste, que permita encontrar la mejor representatividad de los datos calculados con los encontrados experimentalmente.

La Figura 9 muestra los resultados de la regresión relacionados con la densidad del aceite a 184°F. Se observan los resultados del ajuste inicial y final que se

lograron encontrar para la densidad, posteriores a la regresión planteada. No obstante, esta regresión generó un pequeño desajuste, aunque mantiene la tendencia de la densidad, encontrando un error entre los datos experimentales y los calculados al final de la regresión del 1.2%. Esto permite afirmar que es posible tomar estos datos como ajustados, si al modificar el modelo se encuentran ajustes completos para otra serie de parámetros tales como GOR (relación gas-aceite) y Bg (factor volumétrico de formación del gas) teniendo en cuenta que la densidad tenga un error menor al 5% y mantenga la tendencia mostrada.

El modelo de viscosidad final logra ajustar variando los cinco parámetros existentes de la viscosidad determinados internamente por WinProp como MU1, MU2, MU3, MU4, MU5. Estos parámetros hacen parte de la correlación de Pedersen, lo cual genera un ajuste de la viscosidad lo bastante representativo dado que cuentan con un error del 0.001%, tal como se observa en la Figura 10.

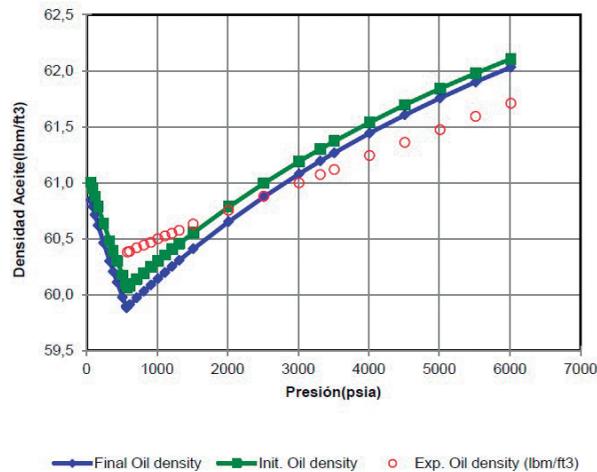


Figura 9. Densidad Vs Presión

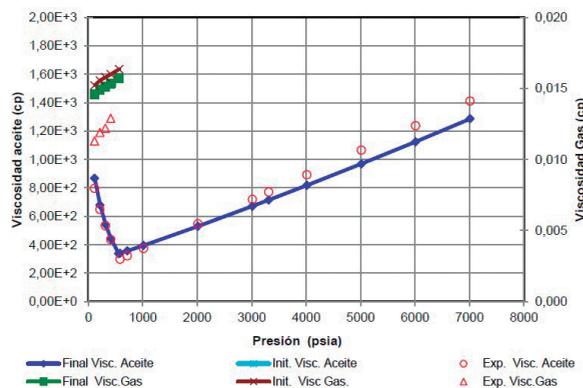


Figura 10. Viscosidad Vs Presión

Ya con el ajuste de cada prueba P-V-T y de la viscosidad se logra un modelo lo suficientemente representativo para ser cargado en STARS de CMG, y así generar un modelo de simulación que evalúe adecuadamente el proceso; se debe tener en cuenta que el modelo de fluidos es pieza clave para hacer que la simulación represente las condiciones del yacimiento de manera correcta, dado que el papel que cumple el fluido en el proceso es disminuir la viscosidad del crudo dando lugar a un buen rendimiento de la técnica.

En la figura 11, se muestra el ajuste histórico de producción de crudo. Se escoge esta variable debido a que la inyección del diluyente va afectar el crudo y por ende los aumentos en producción se van a ver reflejados en el aporte de crudo del pozo debido a la miscibilidad que tenga el diluyente con el crudo. Este ajuste es representativo debido a que el modelo se ajusta a los parámetros operacionales del pozo en estudio, analizando las curvas de permeabilidad de los fluidos se ajusta la saturación de agua para poder representar el caudal de crudo presente en el pozo, también se realiza un ajuste del volumen de fluidos presente en el sector model, debido a que el sector model debe mantener la producción de los fluidos del yacimiento.



Figura 11. Ajuste histórico de la producción de crudo del pozo

El ajuste histórico fue hasta octubre de 2013 con una producción de 787 Barriles de crudo, y luego se hizo una declinación del pozo durante 7 años para analizar cómo sería su potencial y poder determinar los tiempos donde se realizarán los ciclos de inyección de diluyente.

La figura 12, muestra el perfil de presión del yacimiento a través del tiempo, se analiza que la presión decae de manera representativa a un yacimiento de crudo extrapesado.

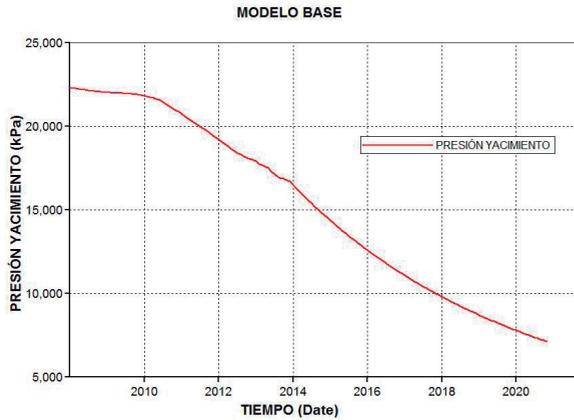


Figura 12. Perfil de presión del modelo base

4.3 Modelado del proceso de inyección cíclica de diluyente en la formación

Teniendo el modelo de producción de crudo extrapesado ajustado a las condiciones históricas, se realiza el proceso de inyección cíclica de diluyente en diferentes tiempos para determinar cuáles son las variables que más afectan el proceso. En primera medida se debe construir el pozo inyector, el cual está ubicado en la misma posición del pozo productor; como se ve en la figura 13.

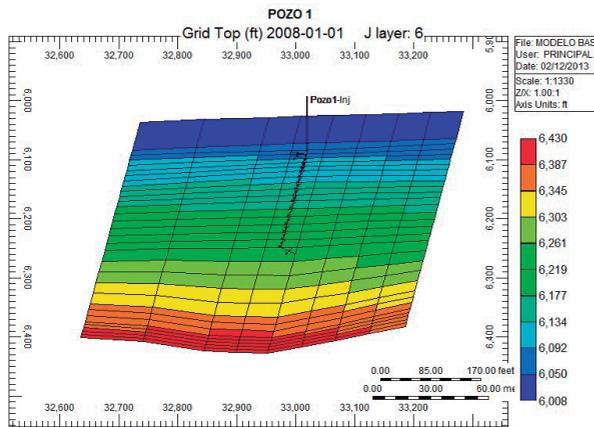


Figura 13. Pozo Inyector

Se debe tener en cuenta las condiciones operacionales tanto en pozo como en superficie para poder implementar la inyección del diluyente, debido a que

existen variables que afectan el desempeño del proceso, esas variables son:

- Ciclos de inyección.
- Tiempo de inyección de cada ciclo.
- Tiempos de inyección del diluyente.
- Tiempos de remojo.
- Tasa de inyección de diluyente.
- Presión de inyección.
- Temperatura de inyección.

Cada una de estas variables afectan el desempeño del proceso, es por eso que se crean una serie de modelos numéricos modificando el valor de cada variable, llegando a identificar cuál de estas afecta más y cuál es el esquema o escenario que mejor resultado arroja, para así, tomar decisiones en su aplicación a nivel de campo.

4.3.1 Análisis de resultados de las variables que inciden el proceso de inyección de diluyente en la formación

Para las sensibilidades de cada variable se tiene como punto de partida el caso base, con el cual se evaluarán los incrementos obtenidos para seleccionar la condición de operación más adecuada que arroje resultados lo más representativos posible, este proceso se desarrolló con la herramienta CMost del simulador CMG. Ver figura 14.

En la tabla 4 se muestra los resultados obtenidos de las variables que influyen en el proceso de inyección de diluyente en la formación con los valores más favorables para obtener mayores incrementales en la productividad de pozos de crudos extrapesados.

Tabla 4. Resumen de resultados de la sensibilidad de las variables

VARIABLES	
CICLOS	5
TIEMPO ENTRE CICLOS	5 MESES
TASA DE DILUYENTE	4000 Bbl
TIEMPO DE INYECCIÓN	3 DÍAS
TIEMPO DE REMOJO	2 DÍAS
PRESIÓN DE INYECCIÓN	1500 PSI
TEMPERATURA DE INYECCIÓN	180 F

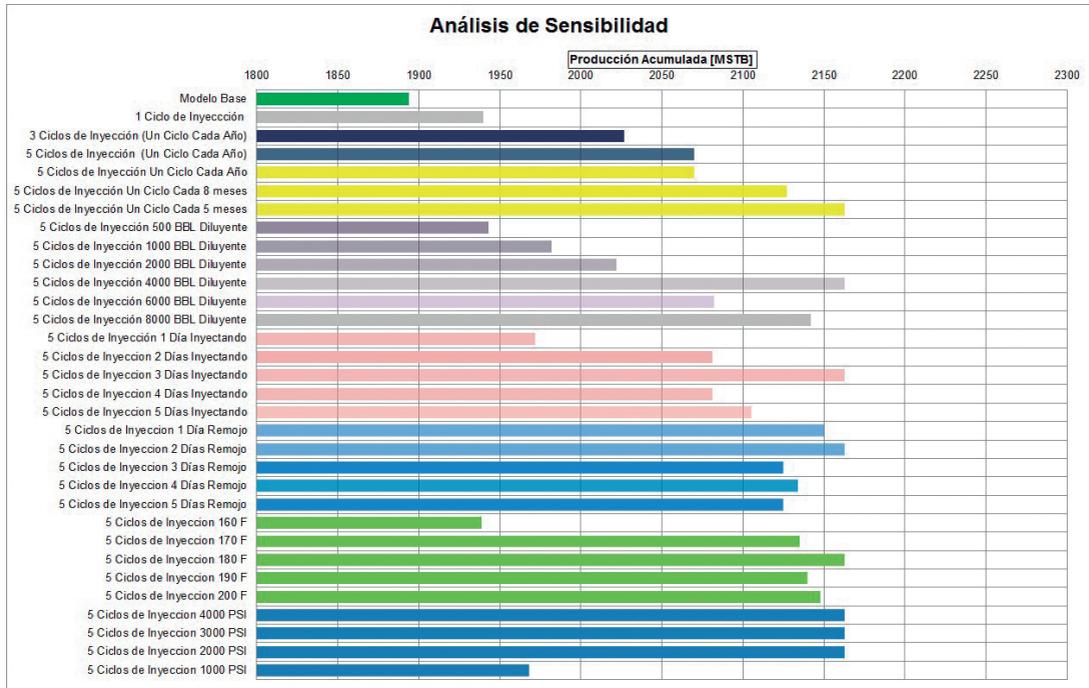


Figura 14. Sensibilización de las variables operacionales

4.3.2 Incrementos en producción

Encontrados los valores de las variables que influyen en el proceso de inyección de diluyente en la formación se procede a realizar modelos con mayor número de ciclos para poder determinar el verdadero incremental que podría llegar a tener esta tecnología, es por eso que se desarrollaron modelos con 3, 5, 8 y 10 ciclos de inyección con cada una de las condiciones.

En la figura 15 se observan los resultados obtenidos llegando a unos incrementales en producción de crudo muy representativos para implementar dicho proceso en campo.



Figura 15. Incremental de crudo Vs el No de ciclos

Para el desarrollo del proceso se implementa el modelo de 10 ciclos (figura 16), ya que este proceso se pretende

usar para poder aumentar la productividad del pozo y extraer la mayor cantidad de crudo posible. La figura 17 muestra el incremento en producción debido a la aplicación de 10 ciclos de inyección.

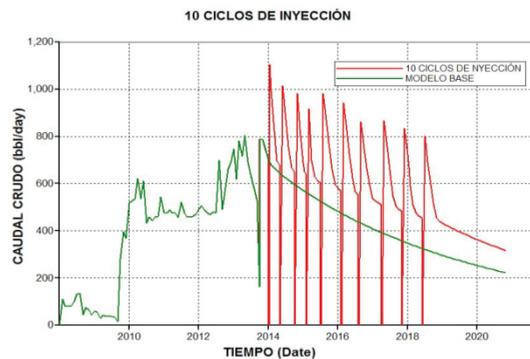


Figura 16. Perfiles de producción de crudo con 10 ciclos de inyección

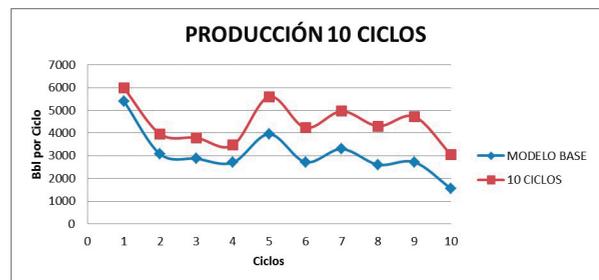


Figura 17. Incremento de producción por 10 ciclo

La figura 18 muestra la producción acumulada con respecto a los diferentes esquemas de inyección.

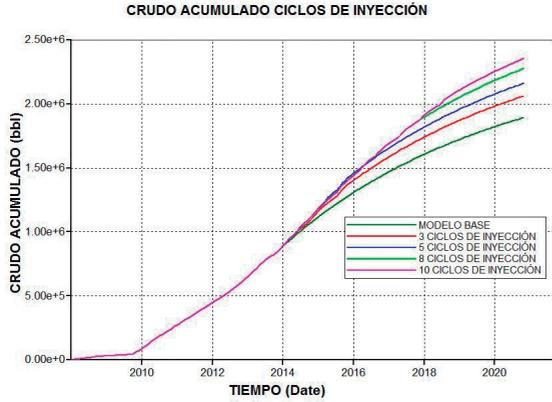


Figura 18. Perfiles de producción acumulada de crudo

La tabla 5 muestra los incrementos de la producción por cada ciclo de inyección de diluyente; analizando que este incremento va aumentando a medida que se van realizando más ciclos de inyección, esto se debe a que el diluyente contacta mayor cantidad de crudo.

El incremental observado es con respecto a la fecha de aplicación del ciclo, por ende este incremental no es igual al incremental total de 282.140 barriles de crudo, es decir que cada ciclo tiene una fecha en estudio sin tener en cuenta la producción acumulada durante los 7 años.

Tabla 5. Análisis del incremento de la producción por ciclo

FECHA	CICLOS	PRODUCCION (Bbl) MODELO BASE	PRODUCCION (Bbl) CICLO	INCREMENTO (Bbl)
1/7/2014 - 5/1/2014	CICLO 1	5406	5984	578
6/1/2014 - 10/1/2014	CICLO 2	3076	3960	884
11/1/2014 - 2/1/2015	CICLO 3	2870	3793	923
3/1/2015 - 7/1/2015	CICLO 4	2701	3463	762
8/1/2015 - 2/1/2016	CICLO 5	3954	5604	1650
3/1/2016 - 8/1/2016	CICLO 6	2721	4234	1513
9/1/2016 - 4/1/2017	CICLO 7	3297	4959	1662
5/1/2017 - 11/1/2017	CICLO 8	2606	4307	1701
12/1/2017 - 6/1/2018	CICLO 9	2718	4723	2005
7/1/2018 - 11/1/2018	CICLO 10	1564	3062	1498

4.3.3 Influencia del diluyente en la viscosidad del crudo

La figura 19 muestra el comportamiento de la viscosidad con los ciclos de inyección de diluyente a través del tiempo, se analiza que la viscosidad antes de los ciclos

es 2994 cp y a medida que se inyecta el diluyente alcanza a disminuir hasta 2950 cp aproximadamente, lo cual quiere decir que el diluyente está teniendo un efecto en la viscosidad y se ve reflejado en los incrementales de producción de crudo.

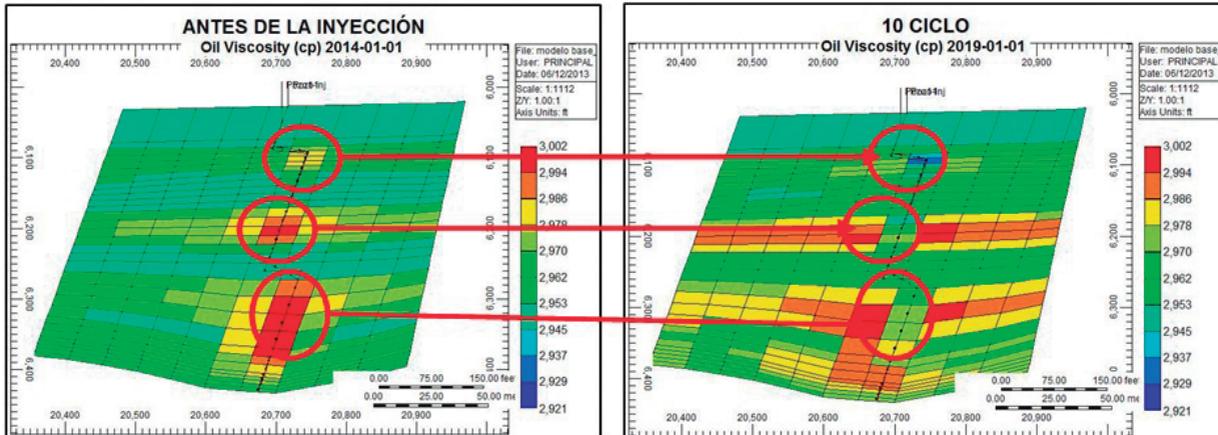


Figura 19. Disminución de la viscosidad por efecto del diluyente

4.3.4 Influencia del diluyente en la permeabilidad de la roca

En la figura 20 muestra que la permeabilidad de la roca en la dirección “I”, da un resultado favorable

para el proceso, ya que no se genera daño en la formación por precipitación de asfaltenos como se evidenció en las pruebas de laboratorio con un 2% de disminución. Igualmente ocurre en la dirección “Y” y en la dirección “Z”.

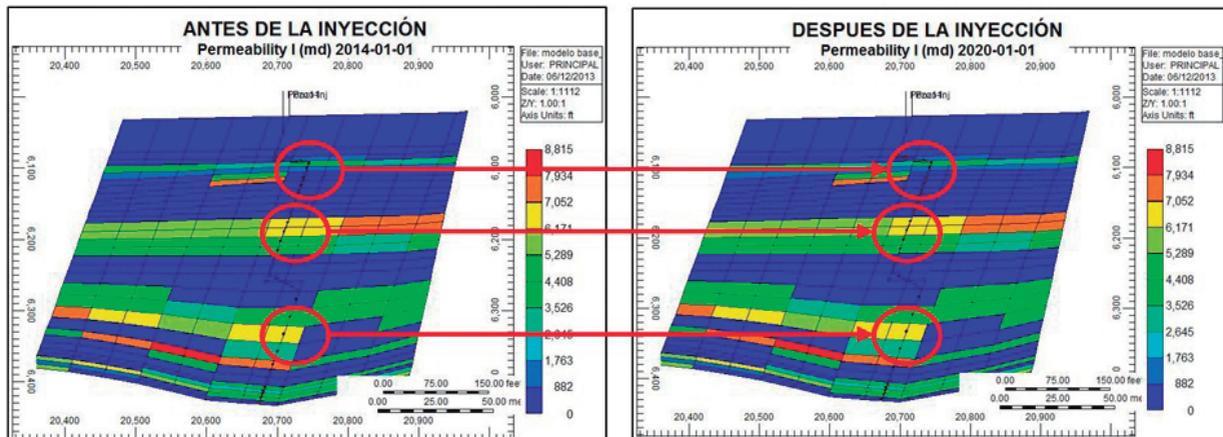


Figura 20. Permeabilidad de la roca antes y después de la inyección de diluyente

5. CONCLUSIONES

Se desarrolló un modelo de simulación que representa el proceso de inyección cíclica de diluyente en la formación, arrojando resultados representativos para su aplicación técnica.

Las pruebas de laboratorio fluido – fluido sirven para determinar la interacción fisicoquímica de la mezcla crudo - diluyente a las condiciones de yacimiento y el análisis de sus propiedades permite obtener las curvas para ajustar el modelo y determinar finalmente si es interacción puede generar alguna precipitación de algunos componentes del crudo y de esta forma causar un daño en la formación.

Con las pruebas de laboratorio se evidenció una disminución leve en la permeabilidad efectiva del crudo alrededor de 2% lo cual quiere decir que el diluyente no genera incompatibilidad considerable con el crudo.

El análisis de sensibilidad de cada una de estas variables se realiza para encontrar cual es el valor favorable para poder incrementar la productividad del pozo de manera efectiva, estos fueron los resultados: Se toma como base 5 ciclos de inyección, obteniendo un tiempo entre ciclos de 5 meses aproximadamente, tiempo de inyección 3 días, tiempo de remojo 2 días, tasa de inyección 4000 barriles de diluyente por día, una presión de inyección de 1500 psi aproximadamente y una temperatura de 180 °F.

Con estas variables operacionales definidas se desarrolla varios modelos con mayor número de ciclos para poder extraer mayor cantidad de crudo, llegando así a la aplicación de 10 ciclos de inyección con un incremental en crudo de 282140 barriles en 7 años.

6. REFERENCIAS

BEHROUZ, T., Kharrat, R. y Ghazanfari, M. *Estudio experimental de los factores que afectan el recobro de crudo pesado en inyecciones de solvente*. SPE 2007-006, Sociedad Petrolera, Conferencia Petrolera Internacional Canadiense.

CHANG, J. & Ivory, J. *Proceso de inyección cíclica de solventes para recobro de crudo pesado*: Exploration & Production Publications. 9 de Enero de 2012. Volumen 9 issue II, p. 36.

F .B. Thomas, SPE, T. Okazawa, P. Hodgins, x. Zhou, A. Erian, D.B. Bennion. *Considerations on Solvent Compositions for Hydrocarbon Miscible Flood*. Año 1996. SPE 35388.

GUARÍN Arenas Flaminio. *Determinación de un modelo de relación de flujo de producción IPR para crudo extrapesados con movilidad*. Caso formación San Fernando. Año 2012. Proyecto de maestría. UIS.

I. I. Habbash. *Naphta Injection and Reproduction in Qatif Field*. Society Petroleum Engineers. Año 1983. SPE 11515.

IVORY, J., Chang, J. Coates, R. y Forshner, K. (2010). *Investigación del Proceso de Inyección Cíclica de Solventes para Recobro de crudo pesado*. 12 de Diciembre de 2011. SPE 140662-PA, Revista de Tecnología Petrolera Canadiense JPCT, p. 22, 26-27.

IAN D. Gates. *Design of the Injection Strategy in Expanding-Solvent Steam-Assisted Gravity Drainage*. Año 2002. Department of Chemical and Petroleum Engineering University of Calgary.

M. Awang K. Lumper S.M Farouq Ali. *Hot – Solvent Miscible Displacement*. Año 2006. Petroleum Society of CIM. Paper 80-31-29.

MCMILLEN, J. (1985, Julio 30). *Método de estimulación con solventes en yacimientos de crudo pesado*. 4 de Enero de 2012. Patente de Estados Unidos N° 4.531.586, 3 p.

POLIKAR, J. (2005). *Solvente óptimo y geometría del pozo para la producción de crudo pesado por inyección cíclica del solvente*. Año 2011. Paper 2005-194, Conferencia Petrolera Internacional Canadiense de la Sociedad Petrolera (Petroleum Society), Universidad de Alberta.

BASTARDO Rafael, Asher Imam. Field Testing of an automated well tester in extra-heavy and diluted oil application. Año 2008. SPE 116460.

SALAMA, D. y Kantzas, A. Observaciones experimentales del desplazamiento miscible de crudos pesados con solventes hidrocarburos. 12 de Diciembre de 2011. SPE/PS-CIM/CHOA 97854.

7. ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

cc: Centímetros cúbicos.

μ o: Viscosidad del crudo.

μ d: Viscosidad del diluyente.

Keo: Permeabilidad efectiva del crudo.

VP: Volumen poroso.

CMG: Computer Modeling Group.

GOR: relación gas-aceite.

Bg: factor volumétrico de formación del gas.

P-V-T: Presión, Volumen y Temperatura.

8. AGRADECIMIENTOS

Al Instituto Colombiano del Petróleo Ecopetrol S.A (ICP), por el personal que colaboró en el desarrollo del manejo de los equipos de laboratorio; y a todas las personas que de alguna u otra forma aportaron