

FACTIBILIDAD ANALÍTICA DE LA APLICACIÓN DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO, CASO DE ESTUDIO ECUADOR

Mayra Andrade; Diego Ayala*

Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos. Escuela Politécnica Nacional. PO·Box 17-01-2759. Quito. Ecuador.

E-mail: diego.ayala.t@gmail.com

RESUMEN

Mejorar el factor de recobro es motivación suficiente para que cualquier compañía incluya dentro de su planificación, un estudio de factibilidad para poner en marcha las tecnologías de recuperación mejorada, también conocida como EOR, por sus siglas en inglés “emprove oil recovery”. Este método consiste en inyectar fluido miscible, para alterar favorablemente las condiciones de roca- fluido y desplazar el hidrocarburo hacia los pozos productores, dando lugar a una compleja dinámica en el yacimiento. A partir de los parámetros de control del yacimiento, como: datos PVT, historial de producción, factor de recobro, correlaciones, geometría de los pozos y junto con los criterios de selección que demanda esta tecnología, se puede proceder a diseñar un modelo de inyección miscible, profundizar la simulación del yacimiento y obtener predicciones no tan alejadas de la realidad.

EOR es una de las tecnologías que aprovecha la improductividad de los pozos en buen estado, aumenta las reservas del yacimiento, pudiendo inyectar al reservorio más de 16 fluidos para propiciar un efecto barrido que optimice la producción, sin embargo aplicar uno de estos métodos de EOR, puede ser costoso en la industria, por esta razón el presente estudio permite determinar la mejor opción para poner en marcha una de estas técnicas y garantizar un retorno efectivo de la inversión y un adecuado uso del capital, misma que presenta un reto a la ingeniería.

Palabras clave: EOR, Recuperación Mejorada de Petróleo, Composición del Crudo, Mecanismos de Empuje.

ANALYTICAL FEASIBILITY OF THE APPLICATION OF IMPROVED PETROLEUM RECOVERY, CASE STUDY ECUADOR

ABSTRACT

Improving the recovery factor is sufficient motivation for any company to include in its planning, a feasibility study to set up the improved recovery technology, also known as EOR, for its acronym. This method consists in injecting miscible fluid, to favorably alter the rock-fluid conditions and to move the hydrocarbon to the producing wells, giving rise to a complex dynamics in the reservoir. From the information obtained in the field, such as: PVT data, production history, recovery factor, correlations, well geometry and together with the selection criteria demanded by this technology, we can proceed to design an injection model miscible, deepen the simulation of the site and obtain predictions not so far removed from reality.

EOR is one of the technologies that takes advantage of the unproductive wells in good condition and can be injected into the reservoir more than 16 fluids to provide a sweeping effect that optimizes production, however apply one of these selected EOR methods, can be expensive in the industry, for this reason the present study allows to determine the best option to implement one of these techniques and to guarantee an effective return of investment and an adequate use of capital, which presents a challenge to engineering.

Keywords: EOR, Emprove Oil Recovery, Composition of oil, Push Mechanisms.

Cita: Andrade, M., Ayala, D. (2017). Factibilidad analítica de la aplicación de la recuperación mejorada de petróleo, caso de estudio Ecuador. *Revista Fuentes: El reventón energético*, 15 (2), 19-30.



INTRODUCCIÓN

Después de la recuperación primaria o secundaria de petróleo, más de la mitad del petróleo residual queda en el sitio de extracción, siendo necesario recuperar parte de ese petróleo localizado dentro de los canales de extracción mediante técnicas de recuperación mejorada de petróleo- EOR por sus siglas en inglés (Bazin, et al., 2011).

La investigación consideró como candidato al campo MR ubicado en la Cuenca Oriente para modelar los diferentes métodos de recuperación mejorada. Aplicando criterios técnicos de selección establecidos en producción se seleccionará la tecnología EOR que mejor se adapte a las condiciones del yacimiento. Este análisis será el punto de partida para los futuros proyectos pilotos que reúnan las mismas características de nuestro modelo. Las tecnologías EOR maximizan la recuperación de petróleo y minimizan algunos de los impactos ambientales (Buckley S, 1955). Estas tecnologías también son conocidas como optimización rápida y temprana de reservorios (Mogollón, 2013), el objetivo principal es incrementar y mantener la estabilidad en la presión (Jía, Zeng & Gu, 2013).

Con el método de EOR seleccionado se empezará a realizar la simulación analítica de la recuperación y mediante modelos dinámicos se obtendrá una predicción de la producción del campo en estudio, usando los softwares Petrel y Eclipse de la empresa Schlumberger, se analizarán los resultados para evaluar las ventajas y desventajas de la aplicación del mejor método seleccionado.

Adicionalmente se presenta un análisis económico del método de recuperación mejorada que se adaptó de mejor manera al Campo MR, siendo en este caso la inyección de polímeros la mejor alternativa y un complemento al estudio realizado. La tecnología EOR tiene un amplio espectro de aplicaciones en el yacimiento y es así que no siempre está asociado con la recuperación terciaria, sino que puede ser usada como un método primario o secundario de recobro (Alvarado & Manrique, 2010).

RECUPERACIÓN MEJORADA

La recuperación mejorada también llamada EOR por sus siglas en inglés Enhanced Oil Recovery es un mecanismo de inyección de fluidos miscibles que tiene como objetivo la recuperación de petróleo remanente y/o residual que se encuentra en el reservorio (Spildo, Johannessen & Skauge, 2012).

EOR MEDIANTE INYECCIÓN TÉRMICA

La recuperación térmica, es un proceso por el cual intencionalmente se introduce calor dentro del reservorio con el propósito de aumentar la temperatura del yacimiento y reducir la viscosidad del petróleo (Moore, et al., 2012), mejorando el desplazamiento del crudo hacia los pozos de producción.

EOR MEDIANTE INYECCIÓN GAS

El principio de la inyección de gas miscible radica en reducir la tensión interfacial entre los fluidos y eliminar los efectos de las fuerzas capilares. Inyectar CO₂ a la formación se ha convertido en uno de los métodos preferidos mundialmente, no solo se puede obtener naturalmente sino también en la industria (Li, et al., 2009)

La recuperación mejorada mediante la inyección de gas ha sido una de las técnicas más utilizadas en reservorios condensados, formaciones carbonatadas y crudos livianos, además de ser la opción más viable de EOR para las formaciones con baja permeabilidad (Alvarado & Manrique, 2010).

En lo que corresponde al presente estudio se dará mayor énfasis a los siguientes procesos de inyección:

- Inyección de dióxido de carbono.
- Inyección de nitrógeno.
- Inyección de gas alternado con agua.

EOR MEDIANTE INYECCIÓN DE QUÍMICOS

Consiste en incrementar la producción de crudo, mediante la disminución de la tensión interfacial entre el fluido desplazante y el petróleo (Salager, Forgiarini, Márquez, Manchego y Bullón, 2013), aumentar la viscosidad del fluido inyectado y permitir una mejora en la relación de la movilidad, en conjunto con la eficiencia de barrido. Se deberá considerar además las condiciones de temperatura, salinidad y la dureza que pueden cambiar las propiedades del fluido que se va a inyectar a la formación (Adkins, et al., 2012). Las inyecciones más conocidas son:

- Inyección de polímeros.
- Inyección de surfactantes.
- Inyección de Alcalinos Surfactantes.
- Inyección de Alcalinos Surfactantes Polímeros.

METODOLOGÍA

La investigación realizada se centró en analizar la viabilidad de aplicar las tecnologías de EOR en un

campo de la Cuenca Oriente del Ecuador. Además se plantea estudios más detallados a través de la simulación programada, los cuales servirán para garantizar la efectividad y buen desarrollo del proyecto a realizarse.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

DATOS DE SELECCIÓN DE CAMPO

Los parámetros técnicos servirán para caracterizar y conocer las principales propiedades del petróleo y del reservorio. (Schubarth, Bazan, Becnel, Wagner & Manrique, 2012).

La Tabla 1, muestra las propiedades PVT del fluido y las propiedades de la roca usadas para realizar una selección del mejor método de EOR, en base de experiencias anteriores desarrolladas con éxito.

Tabla 1. Parámetros del Campo MR.

PARÁMETROS	DATOS
Gravedad (° API)	18,5
Viscosidad del petróleo (cp)	9,48
Composición del crudo	C1- C36+
Saturación del petróleo (%)	60
Salinidad del agua (ppm)	51673
Dureza del agua (ppm)	500
Temperatura del reservorio (°F)	215
Tipo de roca	Arenisca
Permeabilidad (mD)	250
Profundidad (ft)	9524
Espesor neto (ft)	52,76
Presión del reservorio (psi)	3415
Mecanismo de empuje	Empuje lateral de agua
Porosidad (%)	16,4

SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE EOR

Los criterios de selección técnica, establecen el punto de partida de cada método EOR; la evaluación de las ventajas, aplicaciones y desventajas de las diferentes tecnologías, definirá el método que se adapta de mejor manera a las condiciones del yacimiento, resultado que permitirá hacer un estudio piloto de recuocación mejorada, a partir de las características geológicas del reservorio (Alvarado, et al., 2012).

La selección de la mejor alternativa o screening de EOR a usarse en la Arena “U” Inferior del Campo MR se la realiza con base a un exhaustivo análisis comparativo con los criterios de selección, datos del reservorio y datos del fluido del campo (Lake & Walsh, 2008).

Las Figuras 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 permiten evaluar las diferentes variables que se deben considerar para obtener la mejor opción de método de EOR dentro de la subdivisión: inyección térmica, inyección de gas e inyección química; la línea azul muestra los parámetros óptimos para la inyección, la línea amarilla muestra que el proyecto a realizarse es posible (técnica y económicamente rentable), la línea gris simboliza que no es realizable el proyecto y finalmente se encuentra la línea más importante, que se representa con un color celeste y simboliza los datos del campo de estudio, esta línea representa que tan efectivo es el proyecto a realizarse.

RESULTADOS OBTENIDOS DE LA INYECCIÓN TÉRMICA

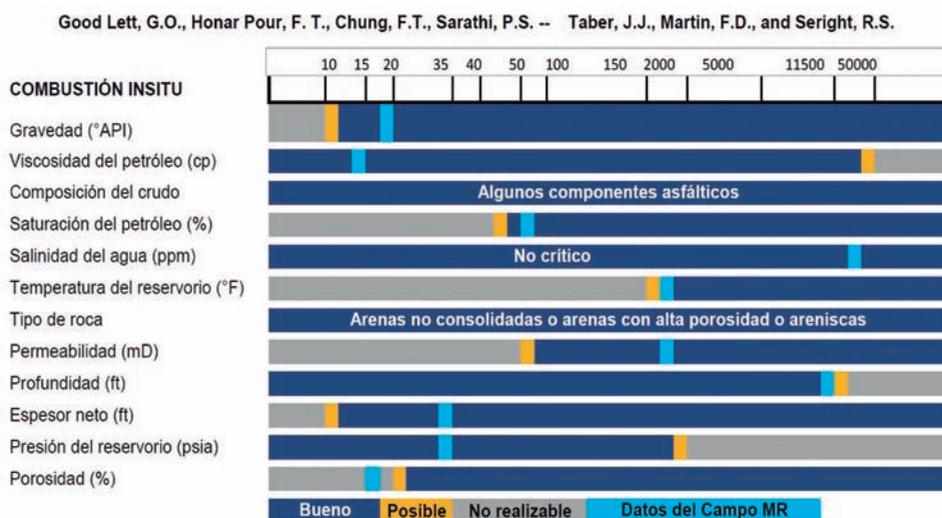


Figura 1. Combustión in situ.

Mortis (2004); Taber et al.; Anonymous (1998, 2000, 2002, 2006); Kottungal (2008); Awan et al. (2006); Cadeline et al (1980); Demin et al. (1999)

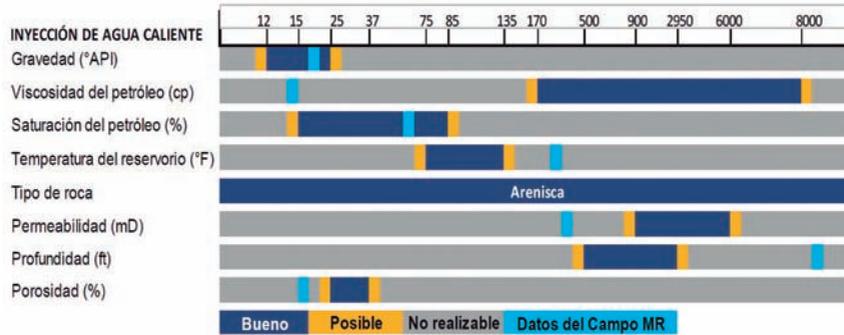


Figura 2. Inyección de agua caliente.

Good Lett, G.O., Honar Pour, F. T., Chung, F.T., Sarathi, P.S. -- Taber, J.J., Martin, F.D., and Seright, R.S.

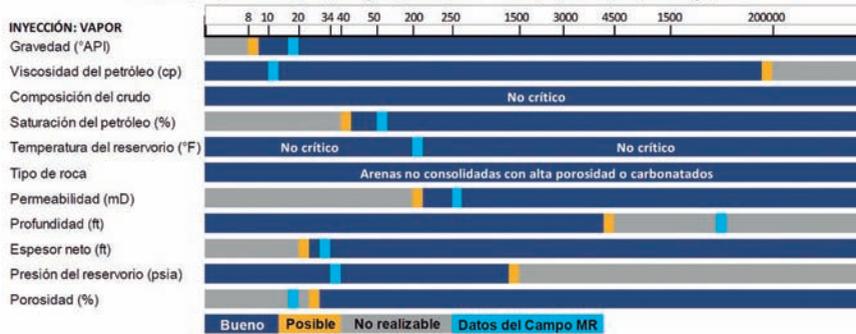


Figura 3. Inyección de vapor.

RESULTADOS OBTENIDOS EN LA INYECCIÓN DE GAS.

Good Lett, G.O., Honar Pour, F. T., Chung, F.T., Sarathi, P.S. -- Taber, J.J., Martin, F.D., and Seright, R.S.

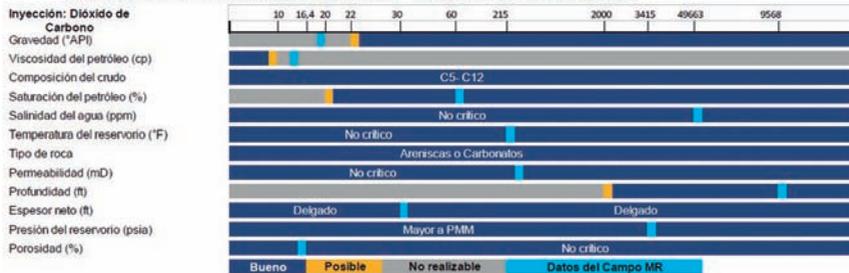


Figura 4. Inyección de dióxido de carbono.

Good Lett, G.O., Honar Pour, F. T., Chung, F.T., Sarathi, P.S. -- Taber, J.J., Martin, F.D., and Seright, R.S.

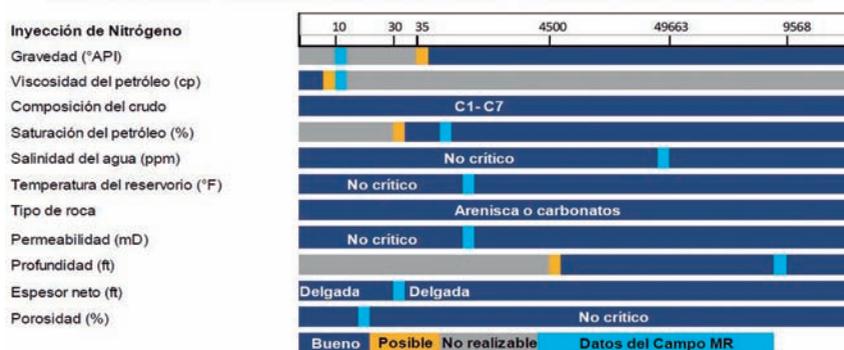


Figura 5. Inyección de nitrógeno.

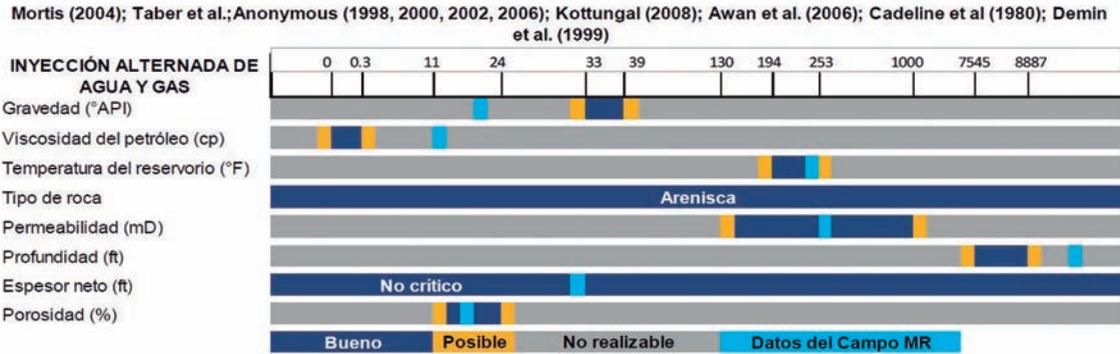


Figura 6. Inyección alternada de agua y gas.

RESULTADOS OBTENIDOS EN LA INYECCIÓN QUÍMICA

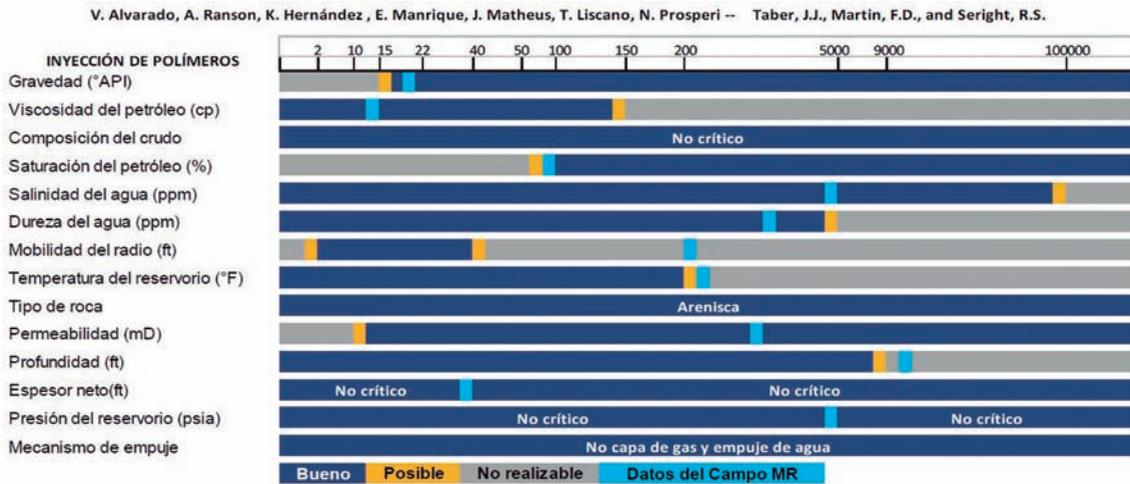


Figura 7. Inyección de polimeros.

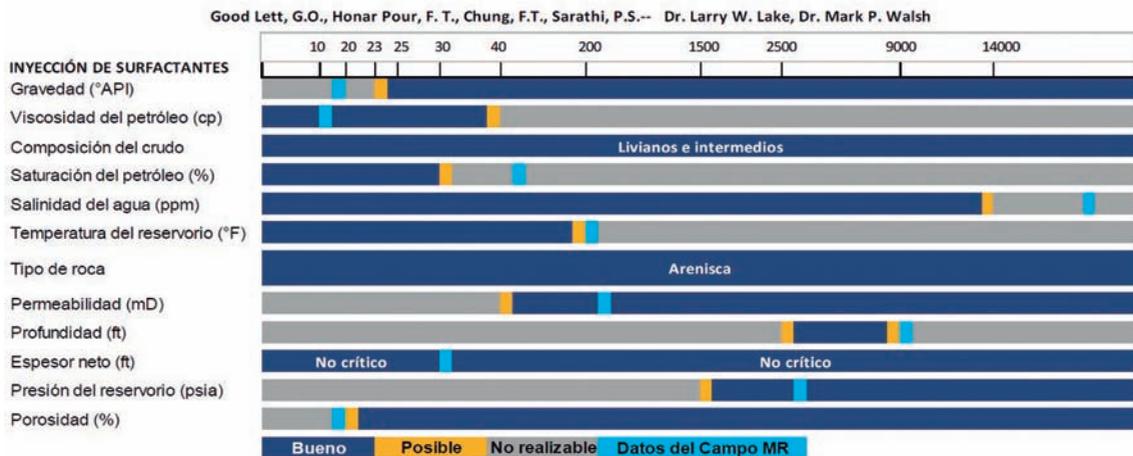


Figura 8. Inyección de surfactantes.

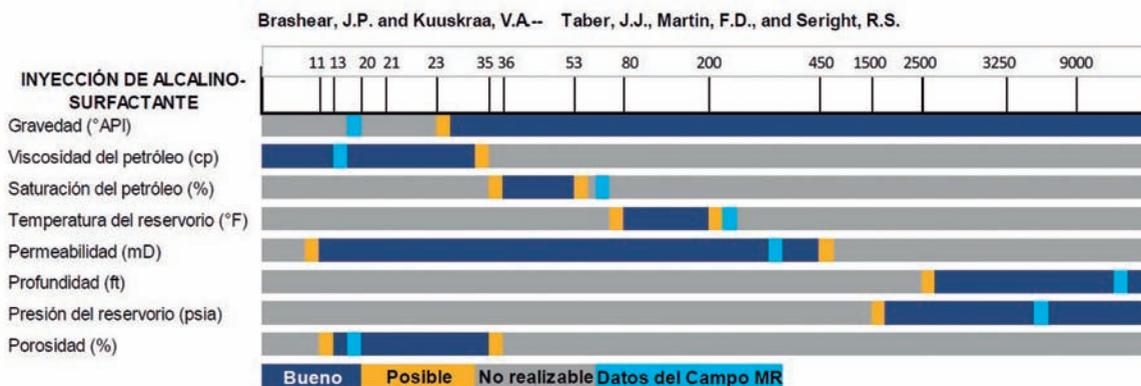


Figura 9. Inyección de alcalinos surfactantes.

Taber, J.J., Martin, F.D., and Seright, R.S.-- Mortis (2004); Taber et al.; Anonymous (1998, 2000, 2002, 2006); Kottungal(2008); Awan et al. (2006); Cadeline et al (1980); Demin et al. (1999)

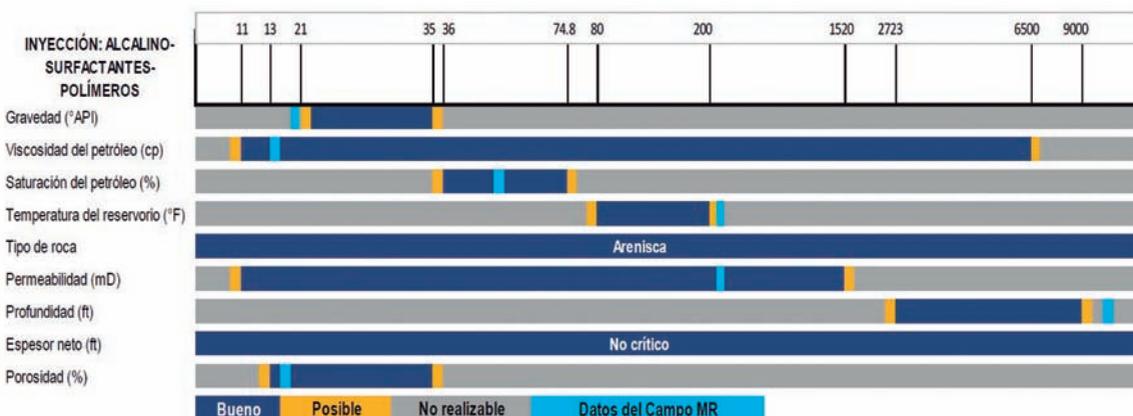


Figura 10. Inyección de alcalinos surfactantes polímeros.

El análisis anterior nos despliega la información que facilitará valorar las opciones y de esta forma obtener los criterios técnicos para realizar una mejor elección del método EOR, además se pudo obtener los datos requeridos para crear las Figuras 11, 12 y 13, los cuales permiten visualizar de mejor manera el porcentaje de selección de los métodos más apropiados, en función del menor número de restricciones, condiciones económicas y cantidad de datos disponibles.

De las Figuras 11, 12 y 13, se concluye que los métodos más apropiados para EOR dentro de la subdivisión establecida, son:

- Inyección térmica: inyección de vapor.
- Inyección de gas: inyección de dióxido de carbono.
- Inyección Química: cualquier inyección, estaría disponible de acuerdo al porcentaje presentado, pero de acuerdo a los menores costos en el mercado, se escoge la inyección de polímeros.

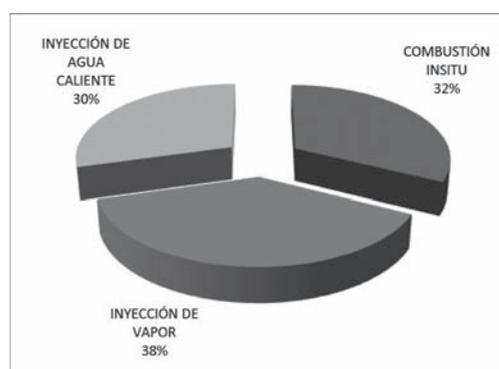


Figura 11. Resultados comparativos- Inyección térmica.

Con las estrategias EOR seleccionadas se empezará a realizar la simulación analítica de la recuperación térmica, química y de gas, para después mediante modelos dinámicos obtener una predicción de la producción del campo MR, usando los softwares Eclipse y Petrel

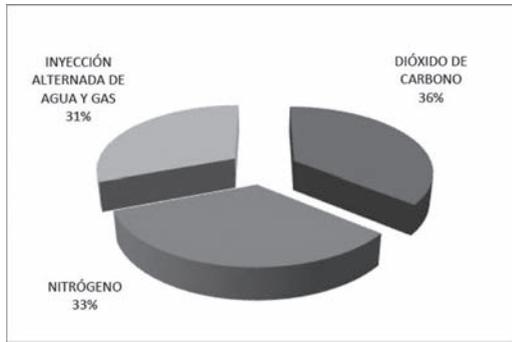


Figura 12. Resultados comparativos- Inyección de gas.

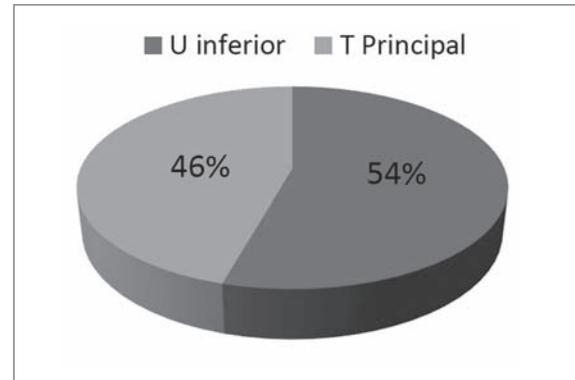


Figura 15. Reservas remanentes.

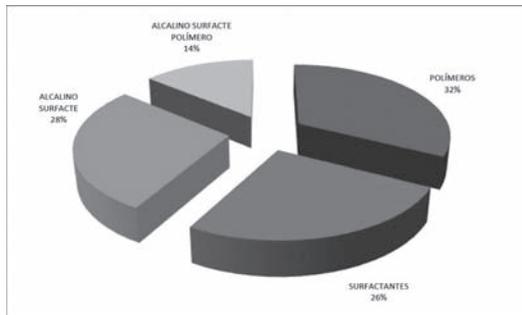


Figura 13. Resultados comparativos- Inyección química

IDENTIFICACIÓN SELECCIÓN DE LOS POZOS PARA INYECCIÓN

La selección debe considerar la cercanía de los pozos activos que se van a emplear, las correlaciones las cuales se presentan en la Figura 16, la presión mínima de miscibilidad y por último la distribución de los pozos o modelo geométrica (Pandey, et al., 2012), a partir de este dato se podrá calcular la eficiencia de desplazamiento.

SELECCIÓN DE LA ARENA PRODUCTORA

La producción de las diferentes arenas que constituyen al yacimiento del campo de estudio puede afectar drásticamente a los regímenes de producción debido a cantidad de hidrocarburos contenida en la arena y por consiguiente puede afectar a la recuperación de petróleo (Alvarado & Manrique, 2010).

Dentro del campo de estudio la arena más productiva es la Arena U y dentro de la misma se encuentra una subdivisión, a continuación las Figuras 14 y 15 indican la mejor selección de la Arena de acuerdo a la producción y saturación de petróleo.

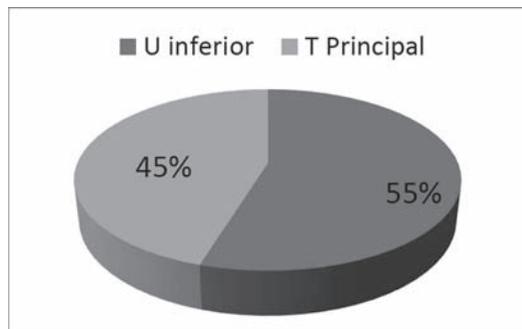


Figura 14. Producción acumulada histórica.

La Figura 16, establece la correlación estratigráfica de los pozos. Representa la conexiones geológicas mutuas, indica la profundidad de las formaciones y la comparación entre los pozos,

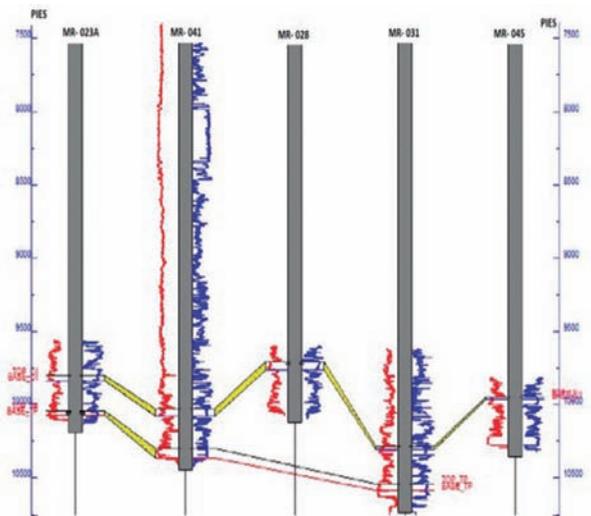


Figura 16. Correlación de los pozos seleccionados.

La producción de agua y petróleo de los pozos candidatos de este estudio se exponen en la Figura 17.

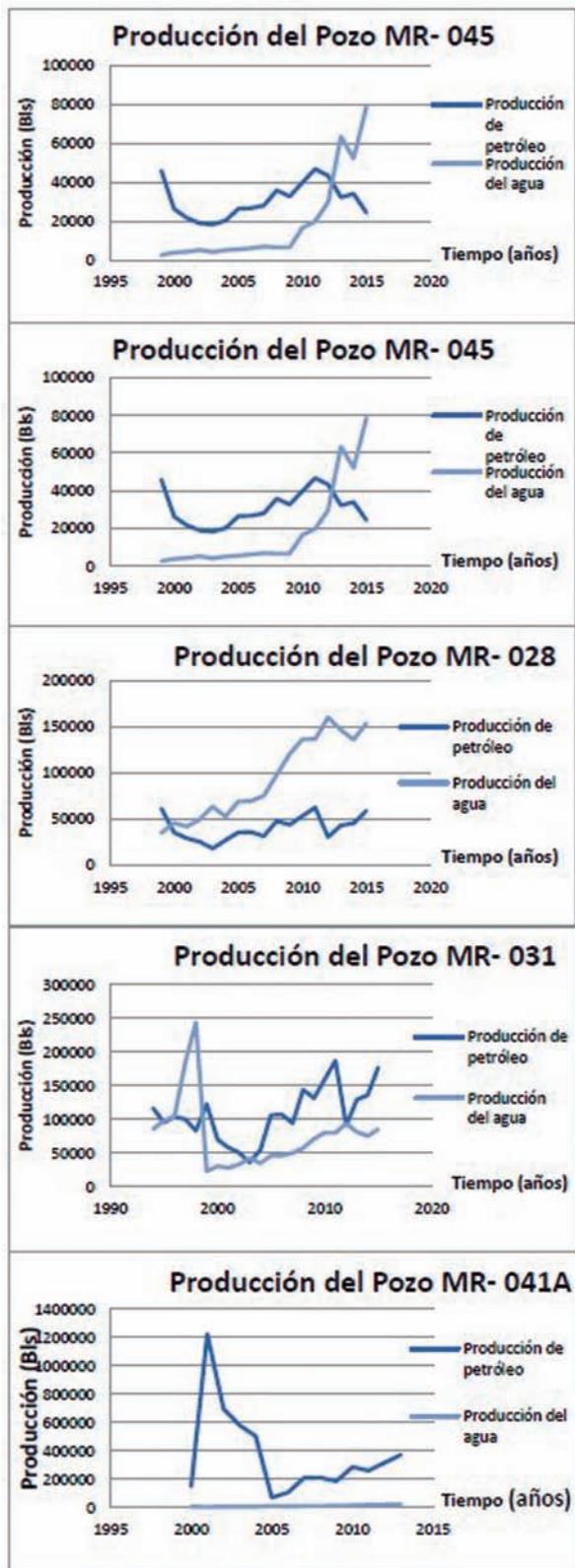


Figura 17. Producción de agua y petróleo de los pozos seleccionados.

POSICIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

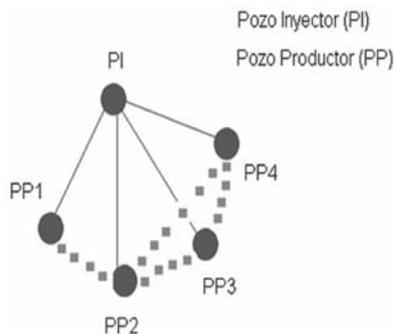


Figura 18. Posición de los pozos seleccionados del Campo MR

La posición y ubicación de los pozos se ajusta a un modelo de cinco puntos.

En la Figura 18, se determinan los posibles caminos de la inyección, siendo el pozo MR- 045 el pozo inyector y los demás pozos productores.

CAUDAL DE INYECCIÓN

Para que se pueda aplicar algún método de EOR es necesario conocer la miscibilidad entre el fluido inyectado y los fluidos presentes en el reservorio. Un proceso de inyección es miscible cuando la presión de inyección es superior a la presión mínima de miscibilidad (PPM) (Shojaei, Rastegar & Jessen, 2012).

Entre los aspectos más importantes a considerar se encuentran: la presión mínima de miscibilidad del fluido que se va a inyectar, la presión de fractura del reservorio y además conocer con exactitud la presión de inyección para no exceder la presión de fractura del yacimiento.

$$Q_{crítico} = \frac{7.08 \cdot 10^{-3} \cdot k \cdot h \cdot (Pr - Pwf)}{\mu_w \cdot \beta_w \cdot \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 \right]} \tag{1}$$

Donde:

- k = Permeabilidad (Darcy)
- h=profundidad (ft)
- Pr=Presión del reservorio (psi)
- Pwf=Presión de fondo (psi)
- μ_w =Viscosidad del agua (cp)
- β_w =Factor volumétrico del agua (std/ bls)
- r_e =Radio de drenaje (pulg)
- r_w =Radio del pozo (pulg)

$Q_{crítico} = 3000 \text{ bls.}$

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN ANALÍTICA Y MODELACIÓN DINÁMICA DE LOS MODELOS EOR SELECCIONADOS

Después de haber comprobado, mediante el análisis de selección de Good Lett, G.O., Honar Pour, F. T., Chung, F.T., Sarathi, P.S., Taber, J.J., Martin, F.D., and Seright, R.S., que las inyecciones que mejor se ajustan a las condiciones petrofísicas locales para el campo MR son: inyección de vapor, inyección de dióxido de carbono e inyección de polímero, se analizaron los datos obteniendo como resultado las Figuras 19, 20 y 21 que evidencian el comportamiento de la producción con los distintos fluidos inyectados.

La simulación se la realizó desde el mes de julio de 2015, con una producción en conjunto de los pozos seleccionados de 20000 bls de fluido y cuya fecha de finalización es en julio del año 2030. La línea azul indica la producción de agua mientras que la línea negra indica la producción de petróleo.

De acuerdo a la simulación analítica de Inyección térmica cíclica de vapor, el comportamiento de la producción se muestra en Figura 19:

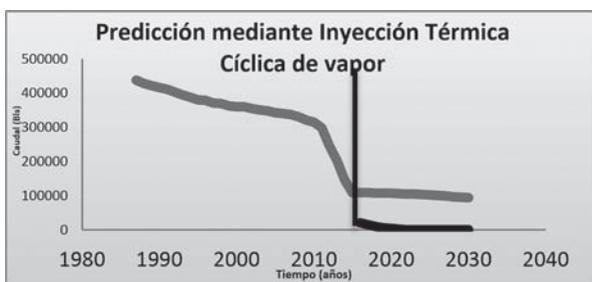


Figura 19. Predicción inyección de vapor.

Debido a la presión hidrostática del pozo, el fluido llega con suficiente presión, sin embargo como se aprecia en la Figura 19, la producción comienza a declinar y es debido a las pérdidas de calor en el medio poroso junto con la condensación del fluido, creando en esta inyección un comportamiento tipo convencional, consecuentemente el fluido calentado y recuperado va a ser escaso.

Otro aspecto importante a considerar después de la inyección cíclica de vapor, es la declinación de petróleo hasta el año 2030 y el incremento de 115 000 bls de agua manteniéndose casi constante hasta esta la fecha. Por estas razones el método de inyección cíclica de vapor no es recomendable.

De acuerdo a la modelación dinámica de Inyección de dióxido de carbono, los resultados de la producción se visualizan en la Figura 20:

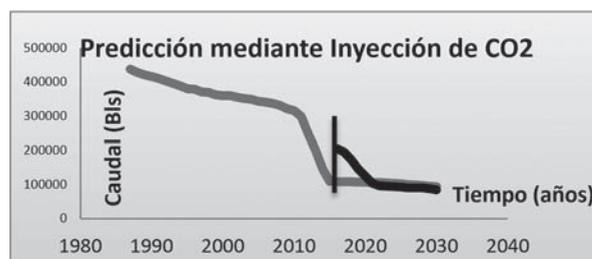


Figura 20. Predicción inyección de dióxido de carbono.

La Figura 20, expone la alta producción de petróleo hasta el año 2015 (línea negra) y a partir de este momento la producción de petróleo declina de manera casi constante hasta el año 2020, a partir de este punto se ve que la producción se estabiliza conjuntamente con la producción de agua, obteniendo una producción final de petróleo de 90 000 bls.

De acuerdo a la modelación dinámica de Inyección de polímeros, se obtuvo el siguiente resultado, ver Figura 21:

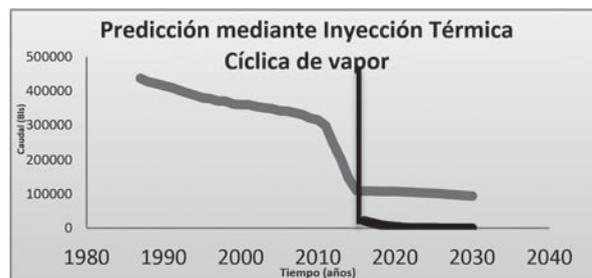


Figura 21. Predicción inyección de polímeros.

En la Figura 21 se aprecia una mayor producción de petróleo (línea negra) en comparación de la producción de agua (línea azul), existe un periodo de 10 años de producción estable y constante a partir de 2015 hasta 2025 aproximadamente, desde este punto existirá un declive leve en la producción, para el año 2030 la producción de petróleo es de 200 000 Bls y comienza a descender de manera rápida, esto se debe a la suspensión en la inyección de batches de polímeros, la producción de agua disminuye significativamente en 2015 y se mantiene con valores relativamente bajos hasta 2030.

VIABILIDAD DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA

La viabilidad del proyecto de recuperación mejorada se lo realizará mediante el análisis de algunos indicadores financieros como: valor actual neto, tasa de retorno

interno y razón costo beneficio. Para lo cual hemos analizado el comportamiento de los ingresos, egresos, inversión necesaria, impuestos, depreciaciones, utilidades, entre otras características más, mismas que son indispensables para la toma de decisiones y evaluación de la rentabilidad del proyecto objeto de estudio.

Para realizar los cálculos de evaluación del proyecto, se han tomado en cuenta algunos costos estadísticos que demanda la inyección del fluido en Ecuador, dichos parámetros son los siguientes:

Tabla 2. Costo de la inyección.

Operación	Costo \$
Estudios realizados	1.286,67
Personal Técnico	38.609,49
Equipos (Calentadores, Tuberías, Tanques para la producción)	50.400,00
Fluido Empleado	6.810,54
Preparación del fluido empleado	19.999,00
Almacenamiento de fluido empleado	20.000,00
Logística	45.000,00
TOTAL	182.105,70

Además los datos país son:

Tabla 3. Datos país.

Parámetros	Valores
Tasa de declinación (%)	\$ 0,03
Preccio por barril (Dólares)	\$ 94,60
Tasa de actualización mensual	\$ 0,01

Con estos valores obtenemos que:

- **VAN = 5341154.3**
Indica que el proyecto es rentable, pues el indicador es mayor a 0, por lo tanto se acepta el proyecto.
- **TIR = 27%**
El tiempo de retorno en que vamos a recuperar la inversión es en dos años y medio.
- **Relación C/B = 1.94 \$**
Por cada dólar que invertimos se gana 0,94 centavos de dólar.

CONCLUSIONES

- Se propone la implementación de la recuperación mediante la técnica de inyección de polímeros, desde el pozo inyector MR-045 ó (I01) hacia el

pozo productor MR-023A (P01) y debido a las condiciones favorables de producción para el año 2030, se manifiesta que este método de EOR es técnicamente aplicable.

- Debido a la alta producción que presenta el pozo productor MR-023A y a la influencia que presenta el modelo de 5 puntos, la eficiencia de barrido que comienza en el pozo inyector MR-045, no solamente afecta a la producción del pozo MR-023^a sino también a los pozos aledaños, como son los pozos MR-028, MR-031 y MR-041A, siendo además pozos activos y por lo tanto su producción va a ser óptima.
- La inyección de polímeros es la metodología más favorable debido a la alta producción de agua en la cuenca oriental ecuatoriana, misma que podría reinyectar con la mezcla necesaria de polímeros para obtener las propiedades de miscibilidad,
- La mejor recuperación de petróleo es con la inyección de polímeros, debido a que solo se inyecta cuatro batches de productos químicos y la recuperación es de 650.000 Bls en comparación a la recuperación de dióxido de carbono 80.000 Bls en inyección cíclica de vapor 20.586 Bls en el año 2016.
- Al inyectar dióxido de carbono dentro de la zona de petróleo, los granos de las rocas quedan recubiertos por sustancias bituminosas, que provocan un incremento en la humectabilidad del petróleo, afectando a la solubilidad de asfáltenos presentes en el hidrocarburo.
- La implementación de la técnica EOR mediante la inyección de polímeros de los pozos productores e inyector de la arena U inferior Campo MR, resultó favorable teórica y económicamente.

RECOMENDACIONES

Debido a la alta producción de agua que presenta el pozo productor MR-023A y a la influencia que presenta el modelo de 5 puntos, la eficiencia de barrido que comienza en el pozo inyector MR-045, no solamente afecta a la producción del pozo MR-023^a sino también a los pozos aledaños, como son los pozos MR-028, MR-031 y MR-041A, siendo además pozos activos y por lo tanto su producción va a ser óptima.

La inyección de polímeros es la metodología más favorable no solo desde el punto de vista ambiental

sino también desde el económico, puesto que el Campo MR posee una alta producción de agua y se la podría aprovecharse en la inyección de polímeros que consiste en inyectar batches continuos de agua tratada del pozo con aditivos polímeros.

La mejor recuperación de petróleo es con la inyección de polímeros, debido a que solo se inyecta cuatro batches de productos químicos y la recuperación es de 650.000 Bls en comparación a la recuperación de dióxido de carbono 80.000 Bls en inyección cíclica de vapor 20.586 Bls en el año 2016.

Al inyectar dióxido de carbono dentro de la zona de petróleo, los granos de las rocas quedan recubiertos por sustancias bituminosas, que provocan un incremento en la humectabilidad del petróleo, afectando a la solubilidad de asfaltenos presentes en el hidrocarburo.

La implementación de la técnica EOR mediante la inyección de polímeros de los pozos productores e inyector de la arena U inferior Campo MR, resultó favorable teórica y económicamente.

AGRADECIMIENTO

Agradecemos a los ingenieros: Ken Luzuriaga, Álvaro Izurieta por la asesoría brindada para obtener los softwares Petrel y Eclipse; y Alvaro Betancourt por la revisión.

REFERENCIAS

- Adkins, S., Pinnawala, G. W., Solairaj, S., Lu, J., Weerasooriya, U. & Pope, G. (2012). Development of Thermally and Chemically Stable Large-Hydrophobe Alkoxy Carboxylate Surfactants. *Society of Petroleum Engineers*. 154256 (17).
- Alvarado, V. & Manrique, E. (2010). Field Planning and Development Strategies. Elsevier, Burlington, USA. (190).
- Alvarado, V., Ranson, A., Hernández, K., Manrique, E., Matheus, J., Liscano, T. & Prosperi, N. (2012). Selection of EOR/ IOR Opportunities Based on Machine Learning; *Society of Petroleum Engineers*. 78332. (11).
- Bazin, B., Douarche, F., Tabary, R., Pedraza, S., Moreau, P. & Morvan M. (2011). An Advanced Methodology for Surfactant Based Pilot Design; *Society of Petroleum Engineers*, 144312 (8).
- Buckley, S. (1955). Correlation of Ultimate Oil Recovery with Reservoir Characteristics. World Petroleum Congress, Houston; 6121 (12).
- Jia, X., Zeng, F. & Gu, J.(2013); Pressure Pulsing Cycling Solvent Injection (PP: CSI): A new way to enhance the recovery of heavy oil through solvent- based enhanced oil recovery techniques; *Society of Petroleum Engineers*, 154236 (10).
- Li, Z., Song, X., Wang, Q., Zhang, L., Guo, P. & Li, Xiangliang. (2009). Enhance Foam Flooding Pilot Test in Chengdong Of Shengli Oilfield: Laboratory Experiment And Field Performance. *International Petroleum Technology Conference*. 13575 (14).
- Lake, L. & Walsh, M. (2008). Enhanced Oil Recovery (EOR) Field Data Literature Search. Texas; University of Texas at Austin, (116).
- Mogollón, José L (2013). A new approach to accelerate and optimize EOR deployment; World Petroleum Congress, Manta- Ecuador (10).
- Moore, R., Mehta, S., Ursenbach, M. & Gutierrez, D. (2012). Potential for In Situ Combustion in Depleted Conventional Oil Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers*.154299 (14).
- Pandey, A., Kumar, M., Jha, M., Tandon, R., Punnapully, B., Kalugin, M., Khare, A. & Beliveau, D. (2012). Chemical EOR Pilot in Mangala Field: Results of Initial Polymer Flood Phase; *Society of Petroleum Engineers*. 154159 (10).
- Salager, J., Forgjarini, A., Márquez, L., Bullón, J. (2013). How to Attain an Ultralow Interfacial Tension and a Three-Phase Behavior with a Surfactant Formulation for Enhanced Oil Recovery. *Springer Berlin Heidelberg*. 1097-3958 (32).
- Shojaei, H., Rastegar, R. & Jessen, K.(2012). Experimental and Modeling Study of Multicontact Miscible Displacements; *Society of Petroleum Engineers*. 154307 (19).

-
14. Schubarth, S., Bazan, L., Becnel, J., Wagner, A. & Manrique, J. (2002). Increasing Well Productivity in the Wilcox Lobo Trend. *Society of Petroleum Engineers*. 75677 (10).
15. Spildo K., Johannessen A. & Skauge A. (2012). Low Salinity Waterflood at Reduced Capilarity; *Society of Petroleum Engineers*, 154236 (10).

Recepción: 14 de marzo de 2017

Aceptación: 29 de mayo de 2017