

Desarrollo de software para la selección de métodos de Recuperación Mejorada de Petróleo

Development of software for the selection of improved oil recovery methods

Bolaños Zárate, José Eduardo; Pinto Arteaga, Gustavo Raúl

José Eduardo Bolaños Zárate
jose16eduardobz@hotmail.com
Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador
 Gustavo Raúl Pinto Arteaga
grpinto@uce.edu.ec
Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador

FIGEMPA: Investigación y Desarrollo

Universidad Central del Ecuador, Ecuador

ISSN: 1390-7042

ISSN-e: 2602-8484

Periodicidad: Semestral

vol. 1, núm. 1, 2016

revista.figempa@uce.edu.ec

Recepción: 06 Junio 2016

Aprobación: 04 Julio 2016

URL: <http://portal.amelica.org/ameli/journal/624/6243942002/>

DOI: <https://doi.org/10.29166/revfig.v1i1.48>

Autor de correspondencia: jose16eduardobz@hotmail.com



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons Atribución 4.0 Internacional.

Cómo citar: Bolaños Zárate, J. E., & Pinto Arteaga, G. R. (2016). Desarrollo de software para la selección de métodos de Recuperación Mejorada de Petróleo. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 1(1), 15–24. <https://doi.org/10.29166/revfig.v1i1.48>

Resumen: En la presente investigación se desarrolla un software para la selección de métodos de recuperación mejorada óptimo para cada yacimiento con base a propiedades petrofísicas y de fluidos; a través del análisis de los parámetros estimados por Taber, Martin, & Seright para la aplicación de métodos de recuperación mejorada, con el cual se pudo determinar parámetros mínimos, adecuados y óptimos de trabajo para cada uno de los métodos. El Software desarrollado basa su funcionamiento en los criterios establecidos en el trabajo de Taber et al., donde constan 8 métodos de recuperación mejorada de petróleo, cuya selección depende de rangos establecidos para 9 parámetros petrofísicos y de fluidos. Los mismos que posterior a la realización del análisis del estudio publicado del Mar del Norte hasta 2005, fueron actualizados. La validación de resultados del software se realizó a través del ingreso de datos de 18 campos y un análisis comparativo con un software comercial. De los análisis realizados para la realización del software se tiene que se puede utilizar la inyección de gases miscibles e inmiscibles en pozos cuya profundidad superó los 12000 ft para crudos de un alto API y una baja viscosidad; se pudo actualizar algunos parámetros anteriormente definidos por Taber. El software desarrollado en ningún momento pretende reemplazar la fase de pruebas de laboratorio y campo, previo a la implementación de un proyecto de recuperación mejorada. En Ecuador la aplicación de tecnologías EOR aún es un tema nuevo y a pesar de que existen softwares comerciales para selección de métodos (screening), hasta ahora no se había generado una herramienta nacional. Los resultados de esta investigación serán un futuro módulo de un software más completo de recuperación mejorada de petróleo que actualmente se trabaja en la Universidad Central del Ecuador.

Palabras clave: software, recuperación mejorada de petróleo, eor, eor screening, taber, c++, métodos eor.

Abstract: In this research develops a software for the selection of optimal enhanced recovery methods for each reservoir based on petrophysical and fluid properties; through the analysis of the estimated parameters by Taber, Martin, & Seright for the application of improved recovery methods, with which it was determined minimum, appropriate and optimum operating parameters for each method. The developed software based its operation on the criteria established by the work of Taber et

al., in which are eight methods of enhanced oil recovery, whose selection depends on established ranges for 9 petrophysical and fluid parameters. These parameters after the completion of the analysis of the published study in the North Sea until 2005, were updated. The software validation results were done through the entry of the data of 18 fields and a comparative analysis with commercial software. From the analysis performed for develop of the software we concluded that: the injection of miscible and immiscible gas can be used on wells whose depth exceeded 12000 ft for a high API crude and low viscosity; some parameters previously defined by Taber could be updated. The software developed at no time have intention to replace the stage of laboratory and field tests prior to the implementation of an enhanced recovery project. In Ecuador the application of EOR technologies is still a new topic and although there is commercial software for selection of methods (screening) so far had not generated a national tool. The results of this research will be a future module of a more comprehensive software for enhanced oil recovery currently works at the Central University of Ecuador.

Keywords: software, enhanced oil recovery, eor, eor screening, taber, c ++, eor methods.

INTRODUCCIÓN

Los métodos de recuperación primaria y secundaria de petróleo pueden ser efectivos para la recuperación del petróleo in situ en un rango del 20 al 40%, dejando en reservorio una cantidad significativa de hidrocarburos remanentes [5].

La mejor alternativa que se ha investigado durante ya varias décadas es la aplicación de recuperación mejorada con el fin de incrementar el factor de recobro.

De lo anteriormente citado, es necesario indicar que el petróleo residual que permanece en yacimiento, luego de la aplicación de recuperación primaria y secundaria, también conocido como petróleo inmóvil, debe su condición a la acción de fuerzas capilares y a la heterogeneidad presente en el reservorio.

Se entiende que al existir una correcta aplicación de recuperación mejorada de petróleo dependerá en sí de varios factores, los cuales se pueden corroborar a través de la realización de pruebas piloto.

En el Ecuador, el número de campos maduros está aumentando y con el pasar de los años la situación no cambiará. Es por eso, que se vuelve imperativo el contemplar la aplicación de técnicas de recuperación mejorada que se ajusten a las características innatas de nuestros reservorios [1].

La presente investigación contribuirá a través de la sistematización de criterios ya existentes en una interface gráfica inspirada en el Software para Screening EOR Gui y luego modificarlos mediante la incorporación de nuevos criterios en base a proyectos desarrollados exitosamente, lo que permite, obtener una herramienta digital de predicción de aplicabilidad de los métodos de recuperación mejorada que funciona como una guía previa al desarrollo de estudios más complejos.

NOTAS DE AUTOR

jose16duardobz@hotmail.com

Se establece cuatro distintos tipos de parámetros indicadores que permiten consolidar un criterio sobre:Cuál es el grado de aplicabilidad de un cierto método, fundamentado en la experiencia exitosa o no de dicho método bajo ciertos parámetros alrededor del mundo.

Este proyecto evidencia el interés de la Universidad Central del Ecuador y su carrera de Ingeniería de Petróleos en la investigación y desarrollo de herramientas informáticas aplicadas a la industria hidrocarburífera y demuestra que, al contar con los recursos humanos y tecnológicos es posible su implementación.

Los beneficiarios directos serán la industria Petrolera y la Universidad Central del Ecuador, las mismas que podrán utilizar a través de la FIGEMPA dicho software con fines académicos y de investigación. Adicionalmente, FIGEMPA está trabajando para la creación de un software completo de análisis de métodos EOR. El presente trabajo es el primer módulo del futuro software EOR-FIGEMPA.

MATERIAL Y MÉTODOS

Revisión bibliográfica

Para el desarrollo del software, fue de vital importancia el llevar a cabo la revisión bibliográfica minuciosa de todos los datos y criterios que se encontraron disponibles, para lo cual se recurrió a fuentes de consulta como libros de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR), de Inyección de Agua, de Ingeniería del Petróleo y de Reservorios, Papers Técnicos (SPE) y Publicaciones Científicas [2] [7] [8] contribuyendo con datos necesarios para:

- El establecimiento de parámetros de trabajo para cada uno de los métodos.
- La comprensión de los criterios sugeridos por Taber.
- Aclarar el proceso de predicción de funcionamiento de un método EOR en función de datos de proyectos exitosos y fundamentos teóricos.

Análisis de los parámetros de Screening

Previo a la sistematización de los parámetros sugeridos por Taber fue necesario comprender como actúan en el reservorio cada uno de los métodos EOR (tabla 1).

TABLA 1
Métodos EOR

Parámetros	Métodos EOR	
Gravedad API	Inyección de gas	CO2
Viscosidad		Nitrógeno
Composición del petróleo	Métodos químicos	Hidrocarburos
Saturación del petróleo		Gas inmiscible
Tipo de formación	Métodos térmicos	Polímeros
Esesor de la zona de interés	Minería	Álcali-Surfactante-Polímero (ASP)
Permeabilidad promedio		Combustión en sitio
Profundidad		Inyección de vapor
Temperatura		

Inyección de nitrógeno y gases de combustión

La inyección de nitrógeno y el gas de combustión permiten recuperar el petróleo debido a:

- La vaporización de los componentes más ligeros del petróleo ocasiona miscibilidad si la presión es lo suficientemente alta.
- Una inyección de gas, donde una parte importante del volumen de reservorio se llena con gases de bajo costo.
- Mejorar el drenaje por gravedad en reservorios (miscible o inmisible).

Los parámetros sugeridos por Taber para este método son:

- API >35.
- Viscosidad <0.4 cp.
- Saturación de petróleo >40%.
- Profundidad >6000 ft.
- Tipo de formación arenisca o carbonatos.
- Composición alto % C1-C7.

Se sugiere como criterio de selección del API un valor mayor a 35. En la práctica se ha logrado tener proyectos exitosos con un API de 25.

El Nitrógeno miscible requiere un alto grado debido a la relación entre el API y la viscosidad del fluido contenido, propuesta en la referencia [10], la que nos dice que entre menor sea el valor del API la viscosidad será más alta.

Un alto valor de saturación de petróleo es más adecuado. Si la saturación de petróleo es muy baja, será difícil formar una fase oleosa continua en el proceso de inyección miscible y el petróleo no fluirá fácilmente. Además, un alto valor de saturación permite asegurar que el volumen asociado a la recuperación de petróleo por EOR sea económicamente rentable.

Para el desplazamiento miscible, la profundidad debe ser suficientemente grande para permitir que las presiones de inyección sean mayores que la presión mínima de miscibilidad, la cual aumenta con la temperatura y los petróleos más pesados [10].

Se requiere un alto contenido de hidrocarburos intermedios debido a que la MMP se ve afectada por la distribución del peso molecular de los hidrocarburos en el reservorio.

Desplazamiento miscible de hidrocarburos

La inyección de hidrocarburos miscibles recupera el petróleo por:

- La generación de miscibilidad (en la condensación y vaporización del gas inyectado).
- Aumenta el volumen del petróleo.
- Disminuye la viscosidad del petróleo.
- Desplazamiento de gases inmiscibles, ya que especialmente mejora el drenaje por gravedad con las condiciones del yacimiento correctas.

Los parámetros sugeridos por Taber para este método son:

- API >23.
- Viscosidad <3 cp.

- Saturación de petróleo >30%.
- Profundidad >4000 ft.
- Tipo de formación arenisca o carbonatos.
- Composición alto % C2-C7.

El desplazamiento miscible de hidrocarburos consiste en inyectar hidrocarburos ligeros a través del depósito para formar un flujo miscible, debido a la variedad de fluidos que se pueden inyectar y sus diversos efectos sobre la viscosidad del fluido contenido en reservorio. Al aplicar este método en un fluido con un valor relativamente alto del API, se puede trabajar con un valor bajo de la viscosidad, favoreciendo así a la movilidad del fluido.

La temperatura puede tener un efecto significativo sobre la presión mínima de miscibilidad (MMP), normalmente eleva la presión requerida. Sin embargo, esto no se tiene en cuenta en los yacimientos más profundos debido a que se requiere una gran profundidad para contener las altas presiones para las unidades de gas empobrecido.

Un alto contenido de hidrocarburos intermedios es necesario debido a que la MMP se ve afectada por la distribución del peso molecular de los hidrocarburos en el reservorio.

Un alto valor de saturación de petróleo es necesario debido a que, si la saturación de petróleo es muy baja, será difícil formar una fase oleosa continua en el proceso de inyección miscible, y el petróleo no fluirá fácilmente. Un alto valor de saturación al igual que en el caso anterior permite que el proyecto sea económicamente rentable.

Una condición en común para todos los métodos de desplazamiento miscible es que la profundidad debe ser suficientemente grande para permitir que las presiones de inyección sean mayores que la presión mínima de miscibilidad [10].

Inyección de CO₂

El CO₂ recupera petróleo crudo debido a:

- Hinchamiento del petróleo (CO₂ es muy soluble en los aceites de alta gravedad).
- La reducción de la viscosidad del petróleo (mucho más eficaz que N₂ o CH₄).
- Reducción de la tensión interfacial entre el petróleo y la fase de CO₂ / petróleo en las regiones miscibles cercanas.
- Generación de miscibilidad cuando la presión es lo suficientemente alta.

Los parámetros sugeridos por Taber para este método son:

- API >22.
- Viscosidad <10 cp.
- Saturación de petróleo >20%.
- Profundidad >2500 ft
- Tipo de formación arenisca o carbonatos.
- Composición alto % C5-C12.

A pesar de que Taber sugiere como criterio de selección del API un valor mayor a 22 en la práctica se ha logrado tener proyectos exitosos con un API de 13.

Para comprender el por qué en el uso de CO₂ miscible se requiere un alto grado API se debe tener en cuenta la siguiente relación entre el API y la viscosidad del fluido contenido, propuesta en la referencia [10], la que nos dice que entre menor sea el valor del API la viscosidad será más alta.

Por lo cual, si tenemos un alto API, la viscosidad de este podrá tener un valor bajo, lo que nos favorecerá en la movilidad del fluido expresada por la relación entre la permeabilidad y la viscosidad del fluido.

Un mayor valor de saturación de petróleo es definitivamente más adecuado por las razones expuestas en el anterior método.

A pesar de que Taber en su Screening Criteria considera que la temperatura no es un factor crítico la temperatura del yacimiento es un parámetro clave para la aplicación de CO₂ miscible. Para reservorios con desplazamiento miscible de CO₂, la temperatura del yacimiento varía desde 83 a la 257° F, con un intervalo típico de 90 a 130 ° F, que representa el 58% del total de los depósitos [10].

Debido a que los parámetros de distribución no son una función continua, el intervalo de los parámetros óptimos para el CO₂ miscible puede ser determinado por métodos estadísticos de distribución normal media.

Al igual que en el anterior método, la profundidad debe ser la adecuada para permitir que las presiones de inyección sean mayores que la presión mínima de miscibilidad y así poder obtener miscibilidad [10].

Se requiere un alto contenido de hidrocarburos intermedios debido a que la MMP se ve afectada por la distribución del peso molecular de los hidrocarburos en el reservorio.

Un peso molecular debajo del rango de las gasolinas es particularmente eficaz en la promoción de la miscibilidad [4].

Inyección de gases inmiscibles

Los parámetros sugeridos por Taber para este método son:

- API > 12.
- Viscosidad < 600 cp.
- Saturación de petróleo > 35%.
- Profundidad > 1800 ft.

La inyección de gases inmiscibles consiste en inyectar baches de gas a través del reservorio para formar un frente de contacto con el petróleo contenido y, actuar como un pistón que moviliza el banco de petróleo formado y así poder recuperarlo. Este a comparación de los métodos miscibles puede funcionar con un mayor rango de valores de gravedad API, debido a que su efectividad en gran parte depende de la presión a la cual este es inyectado. A pesar de que puede trabajar con crudos de 12 API estos no deben exceder los 600cP para garantizar la movilidad del fluido y evitar que sea demasiado reducida y así necesitar presiones de inyección superiores.

La profundidad para este método es más flexible que para los anteriores métodos, pero es necesario tener en cuenta que debe de ser la adecuada para soportar las presiones de inyección.

Un mayor valor de saturación de petróleo es, definitivamente, más adecuado para asegurar que el volumen asociado a la recuperación de petróleo por EOR sea económicamente rentable.

Inyección de micelas y polímeros

Todos los métodos de inyección de surfactantes y álcalis permiten recuperar el petróleo por:

- Reducción de la tensión interfacial entre el petróleo y el agua.
- La solubilización del petróleo en algunos sistemas micelares.
- La emulsión de petróleo y agua, especialmente en los métodos alcalinos.
- Alteración de la mojabilidad (en los métodos alcalinos).
- La mejora de la movilidad.

Los parámetros sugeridos por Taber para este método son:

- API >20.
- Viscosidad <35 cp.
- Saturación de petróleo >35%.
- Formación preferentemente arenisca.
- Permeabilidad promedio >10 mD.
- Profundidad <9000 ft.
- Temperatura menor a 200 °F.

La mayoría de los proyectos de inyección de agentes tensioactivos se llevaron a cabo en formaciones de areniscas. Menos aplicaciones se llevaron a cabo en los yacimientos carbonatados. Una razón para el menor número de aplicaciones en yacimientos carbonatados es que los tensioactivos aniónicos tienen una alta adsorción en carbonatos y los catiónicos son caros.

Las arcillas causan una alta adsorción en los agentes tensioactivos. Por lo tanto, los contenidos de arcilla deben ser bajos para una aplicación de surfactante. En la práctica, los reservorios que han estado bajo inyección de agua durante algunos años, la salinidad del agua del reservorio puede ser próxima a la del agua inyectada antes de la inyección de tensioactivo.

La salinidad del agua de inyección para los tensioactivos debe estar cerca de la salinidad óptima a la cual se puede alcanzar la tensión interfacial más baja entre el petróleo y el agua. La salinidad óptima depende del petróleo, los tensioactivos utilizados, etc. Para la mayoría de los tensioactivos, la salinidad óptima no es muy alta (<200000 ppm) [6].

Algunos tensioactivos como los del grupo sulfonato pueden ser estables por encima de los 200°C. La temperatura utilizada en inyecciones de vapor-agente espumante puede ser muy alta. En otras palabras, los tensioactivos disponibles se pueden aplicar a los reservorios de alta temperatura.

La profundidad del reservorio no debe ser un factor limitante para las inyecciones de surfactantes, siempre y cuando no se viole el límite de la temperatura del yacimiento. Como agentes tensioactivos pueden reducir las saturaciones residuales de petróleo e incrementan las permeabilidades relativas. Por lo tanto, la efectividad de las permeabilidades se incrementa. Como resultado, los tensioactivos se pueden inyectar en los reservorios de baja permeabilidad en comparación con los polímeros. A veces, los tensioactivos se inyectan en un reservorio de baja permeabilidad para aumentar la capacidad de inyección del pozo.

La composición del petróleo es muy importante para los tensioactivos, ya que afecta al rango de salinidad dentro del cual la tensión interfacial es baja.

Una mayor saturación de petróleo puede justificar la inversión para la inyección de surfactante, debido a que más petróleo se recuperará de la inyección de surfactante.

Inyección de polímeros

Los polímeros mejoran la recuperación de petróleo por:

- El aumento de la viscosidad del agua.
- La disminución de la movilidad del agua.
- Contactando un volumen mayor del reservorio.

Los parámetros sugeridos por Taber para este método son:

1. API >15.
2. Viscosidad <150 cp.
3. Saturación de petróleo >50%.

4. Formación preferentemente arenisca.
5. Permeabilidad promedio >10 mD.
6. Profundidad <9000 ft.
7. Temperatura menor a 200 °F.

Una solución de polímero es más viscosa que una salmuera sin polímeros. En una aplicación de la inyección, el aumento de la viscosidad alterará la relación de movilidad entre el fluido inyectado y el petróleo del reservorio. La relación de movilidad mejorada conducirá a una mejor eficiencia de barrido vertical y areal y por lo tanto mayor recuperación de petróleo [9].

Se han utilizado dos tipos generales de polímeros. Estos se producen sintéticamente poliacrilamida y producidos biológicamente polisacáridos. Poliacrilamida son moléculas largas con un pequeño diámetro efectivo. Por lo tanto, son susceptibles a cizallamiento mecánico.

Un esquema de inyección cuidadosamente diseñado es necesario. Poliacrilamidas también son sensibles a la sal. Grandes concentraciones de sal (es decir, mayor que 1-2% en peso) tienden a hacer que las moléculas del polímero se encojan y pierdan su efecto sobre la viscosidad.

Los polisacáridos son menos susceptibles tanto a cizallamiento mecánico y a la sal. Puesto que se producen biológicamente, se debe tener cuidado para evitar la degradación biológica en el reservorio. Como regla general, los polisacáridos son más caros que las poliacrilamidas.

La inyección de polímeros no ha tenido éxito en los reservorios de alta temperatura. Ningún tipo de polímero ha mostrado una estabilidad suficiente a largo plazo por encima de 160°F en salmueras de salinidad moderada o salinidad fuerte.

La inyección de polímeros tiene la mejor aplicación en yacimientos moderadamente heterogéneos y yacimientos que contienen petróleos con viscosidades inferiores a 100 centipoises (cP).

Dado que el uso de polímeros no afecta a la eficiencia de desplazamiento microscópica, la mejora en la recuperación de petróleo será debido a una eficiencia de barrido mejorada que es obtenida durante una inyección de agua convencional.

En los Estados Unidos, ha habido un aumento significativo en el número de proyectos de polímeros activos desde 1978. Los proyectos involucran yacimientos que tienen propiedades muy diferentes, es decir, las permeabilidades tienen un rango de entre 20 y 2000 milidarcies (MD), viscosidades de petróleo in situ de hasta 100 cP, y las temperaturas de reservorio de hasta 200°F.

Combustión in situ

Este método recupera el petróleo debido a:

- La aplicación de calor que se transfiere aguas abajo por conducción y convección, reduciendo así la viscosidad del petróleo.
- Los productos de la destilación de vapor y el craqueo térmico que se lleva a cabo para mezclar y mejorar el crudo.
- Se quema el coque que se produce a partir de las cadenas pesadas del petróleo.
- La presión suministrada al reservorio por el aire inyectado.

Los parámetros sugeridos por Taber para este método son:

- API 10-27.
- Viscosidad <5000 cp.
- Saturación de petróleo >50%.
- Espesor >10 ft.

- Formación arenisca.
- Permeabilidad promedio >50 mD.
- Profundidad <11500 ft.
- Temperatura > 100 °F.

No todos los crudos son susceptibles al proceso de combustión. Para que el proceso de combustión funcione correctamente, el crudo debe tener suficientes componentes pesados para servir como fuente de combustible para la combustión. Por lo general, esto requiere un petróleo de baja gravedad API. Como se queman los componentes pesados en el petróleo, los componentes más ligeros, así como los gases de combustión se forman. Estos gases se producen con el petróleo y aumentan la gravedad API efectiva del petróleo producido.

La saturación de petróleo y la porosidad deben ser altas para minimizar la pérdida de calor a la roca. Este proceso tiende a propagarse en la parte superior del depósito de modo que la eficiencia de barrido es pobre en formaciones de gran espesor.

Inyección de Vapor

La inyección de vapor recupera el petróleo gracias a que:

- Calienta el petróleo y reduce su viscosidad.
- Suministra la presión necesaria para conducir petróleo al pozo de producción.
- Destilación de vapor, especialmente en petróleos ligeros.

Los parámetros sugeridos por Taber para este método son:

- API 8-25.
- Viscosidad <100 000 cp.
- Saturación de petróleo >40%.
- Espesor >20 ft.
- Formación arenisca.
- Permeabilidad promedio >200 mD.
- Profundidad <5000 ft.

Una vez que la viscosidad del petróleo se reduce por el aumento de la temperatura, este puede fluir más fácilmente a los pozos de producción. El vapor se mueve a través del reservorio y entra en contacto con el petróleo frío, roca, y agua. A medida que el vapor entra en contacto con el medio ambiente frío, se condensa y se forma un banco de agua caliente. Este banco de agua caliente actúa como la inyección de agua y empuja el petróleo adicional a los pozos productores.

Varios mecanismos se han identificado que son responsables de la producción de petróleo a través de la inyección de vapor. Estos incluyen la expansión térmica del crudo, reducción de la viscosidad del crudo, los cambios en las fuerzas superficiales a medida que aumenta la temperatura del yacimiento, y la destilación de vapor de las fracciones más ligeras del petróleo.

Las aplicaciones de inyección de vapor se han limitado a depósitos de poca profundidad, porque a medida que se inyecta el vapor este pierde energía calórica en las paredes del pozo. Si el pozo es muy profundo, todo el vapor se convierte en agua líquida.

Las saturaciones de petróleo deben ser bastante altas y la zona de pago debe ser de más de 20 pies de espesor para reducir al mínimo las pérdidas de calor a las formaciones adyacentes.

Crudos ligeros, menos viscosos pueden ser inyectados con vapor, pero normalmente no se va a tener una respuesta del reservorio como si fuera una inyección de agua ordinaria.

Inyección de vapor no se utiliza normalmente en los yacimientos carbonatados. Debido a que aproximadamente un tercio del petróleo adicional recuperado se consume para generar el vapor necesario, el costo por barril incremental de petróleo es alto. Se desea un bajo porcentaje de arcillas sensibles al agua para una buena capacidad de inyección.

Selección del lenguaje de Programación

Posterior al análisis de los diversos lenguajes de Programación existentes se escogió a C++ debido a que es un lenguaje de alto nivel cuya interacción con el programador permite un desarrollo de aplicaciones sin mayores contratiempos brindando estabilidad por la facilidad que este lenguaje posee para interactuar al igual que lo hace con el programador con los lenguajes de ensamblador y máquina propios del ordenador a diferencia de los otros lenguajes de programación.

RESULTADOS

Establecimiento de parámetros de trabajo

A través de la tabulación de los datos analizados se pudo establecer los parámetros necesarios para que el software pueda realizar la respectiva correlación. Los mismos que fueron programados en el software utilizando la lógica que nos indica la tabla 2.

TABLA 2
Establecimiento de parámetros para Screening

	API			Viscosidad			Saturación			Espesorneto			Permeabilidad			Profundidad			Temperatura		
Métodos	Mínimo	Trabajo	Óptimo	Mínimo	Trabajo	Óptimo	Mínimo	Trabajo	Óptimo	Mínimo	Trabajo	Óptimo	Mínimo	Trabajo	Óptimo	Mínimo	Trabajo	Óptimo	Mínimo	Trabajo	Óptimo
METODOS MISCIBLES																					
Nitrógeno y gases de combustión	22	>35	>45	-	<0,4	<0,2	-	>40	>75	-	<20	-	-	No es un factor crítico	-	-	>6000	-	-	No es un factor crítico	-
Inyección de Hidrocarburos Miscibles	22	>23	>41	-	<3	<0,7	-	>30	>60	-	Rango amplio	-	-	Rango Amplio	-	-	>4000	-	-	Rango Amplio	-
CO ₂	12	>22	>35	-	<10	<15	-	>20	>55	-	-	-	-	No es un factor crítico	-	-	>2500	-	-	No es un factor crítico	-
METODOS INMISCIBLES																					
Gases inmiscibles	12	>12	-	600	<600	-	-	>35	>70	-	Rango amplio	-	-	Rango Amplio	-	-	>1500	-	-	Rango Amplio	-
METODOS QUIMICOS																					
Polímeros A.S.P.e Inyección alcalina	20	>20	>35	35	<35	<13	-	>35	>53	-	No es un factor crítico	-	-	>10	>450	-	>9000	<3250	-	>200	<3
Polímeros	15	>15	-	-	<150	>10	-	<50	>60	-	No es un factor crítico	-	-	>10	>600	-	>9000	-	-	>200	<14
METODOS TERMALES																					
Combustión	10	>10	>15	-	<5000	<1200	-	>50	>72	-	>10	-	-	>50	-	-	<1500	<3500	-	>100	>13
Inyección de Vapor	8	>6	>5,5	-	<200000	<4700	-	>40	>66	-	>20	-	-	>200	>2540	-	<4500	<500	-	No es un factor crítico	-

Software EQR DETECT

A través de la sistematización de los parámetros establecidos durante el proceso de recopilación, análisis y definición de criterios se culminó el proceso de creación del código fuente y compilación del programa, cuyo icono y pantalla de inicio nos muestra la Ilustración 1.



ILUSTRACIÓN 1
Pantalla de Inicio EOR DETECT

El programa funciona sobre el sistema operativo Windows 7 en adelante y requiere adicionalmente de Microsoft .NET Framework 4 para su correcto funcionamiento.

El software requiere el ingreso de información básica como lo indica la Ilustración 2, con el objetivo de realizar una caracterización del reservorio que permita aplicar los criterios discriminantes anteriormente descritos.

Una vez aplicados los criterios discriminantes el software procede a realizar un análisis visual como se puede observar en la Ilustración 2, que permite el comprender el por qué un método podría o no aplicarse bajo esas condiciones y jerarquiza la aplicación de un método en función de su porcentaje de aplicabilidad.

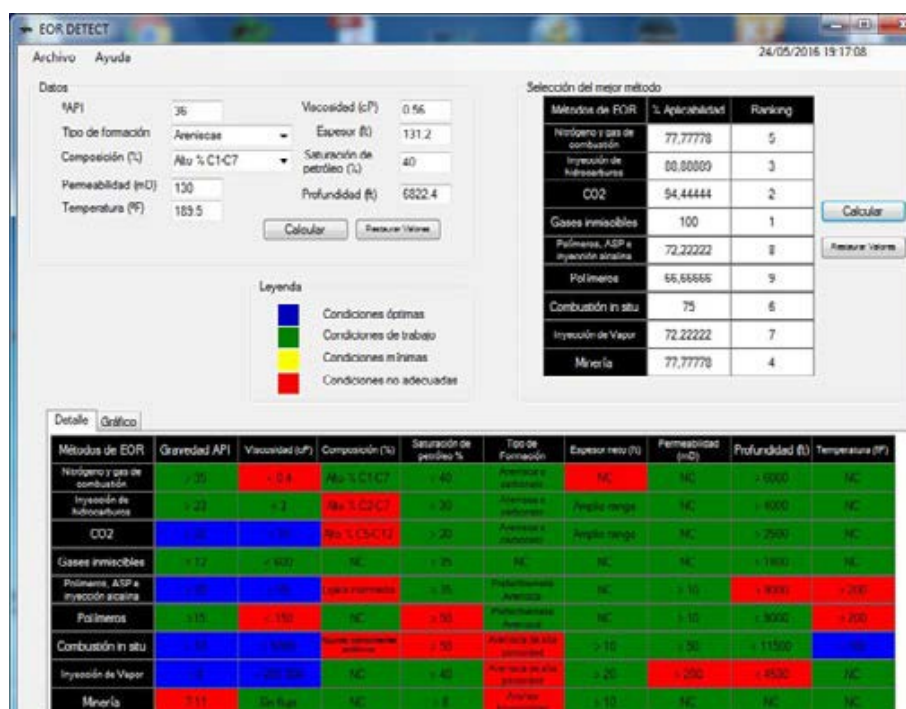


ILUSTRACIÓN 2
Interfase de Usuario EOR DETECT

El uso de 4 distintos colores se deben a la necesidad de diferenciar los 4 distintos rangos funcionales que se pudo determinar durante la investigación.

Cada uno de estos colores corresponde a una condición de funcionamiento que se describe al detalle en la tabla 3.

TABLA 3
Colores EOR DETECT

Color	Significado
Azul	Condiciones Optimas
Verde	Condiciones de Trabajo
Amarillo	Condiciones mínimas
Rojo	Condiciones no adecuadas

Además de los análisis mencionados EOR DETECT proporciona un análisis gráfico de la jerarquización de las tecnologías de Recuperación mejorada de Petróleo.

Validación de resultados

La primera validación a la cual se sometió el software consistió en el ingreso de los datos de 18 campos, que empezaron la aplicación de tecnologías EOR en 1975 y cuyos resultados de aplicación se conocieron en 2005 [2].

En cada uno de los ingresos de datos correspondientes a cada uno de los campos utilizados como referentes, los resultados arrojados por el software con respecto a la mejor tecnología EOR a ser aplicada, bajo las condiciones con las que el reservorio fue caracterizado, correspondieron a las mismas tecnologías con las cuales se reportó éxito de aplicación en los estudios publicados.

La segunda validación realizada con los datos de publicaciones anteriormente mencionadas fue de carácter comparativo ya que se ingresaron los datos mencionados en el software comercial ©EORgui de la empresa Petroleum Solutions y en el software desarrollado EOR DETECT.

En los dos casos se obtuvo los mismos resultados para la selección del mejor método EOR.

Se pudo observar diferencias en la jerarquización a partir de la selección de la segunda mejor tecnología a ser aplicada.

DISCUSION

Ciertamente al redefinir los parámetros establecidos [7] [8] se logró establecer las 4 condiciones de funcionamiento anteriormente explicadas. Uno de los principales beneficios de haber realizado este proceso fue que los rangos establecidos por Taber et al. se pudieron actualizar.

El principal desafío radica en la dificultad de acceso a la información detallada de campos donde la aplicación de EOR ha sido exitosa.

Para continuar con el desarrollo del software se requiere más información para el establecimiento de nuevos parámetros de trabajo como podrían ser la mojabilidad, salinidad, inclinación del reservorio. Realmente el aumento de parámetros discriminantes depende exclusivamente de la cantidad de información que se pudiese disponer.

Cuando se realizó el análisis comparativo entre el software desarrollado y el comercial se observaron diferencias como anteriormente lo habíamos mencionado, la explicación a este fenómeno la clasificamos como posible, debido a que por obvias razones no contamos con acceso al código fuente del software comercial por lo cual toda explicación que demos al fenómeno suscitado entra en la categoría de posible explicación.

Possible explicación al fenómeno suscitado

- EOR DETECT coteja 9 métodos EOR mientras que EORgui únicamente considera 8 métodos EOR.
- A pesar de que Taber sugiere que ASP funciona con profundidades >9000 lo que se pudo confirmar a través de la investigación realizada que permitió redefinir este parámetro, EORgui lo define como < 9000.
- EOR DETECT acoge el criterio de Taber para la inyección Polímeros definiendo un rango funcional para la saturación en un valor >50, EORgui lo define como >70.
- EORgui al parecer no toma en cuenta como funcional aquellos factores que han sido definidos como no críticos o de rango amplio.
- El hecho que EOR DETECT posee rangos funcionales que han sido modificados durante la realización de la fase de investigación para el desarrollo del mismo.

CONCLUSIONES

A través de la implementación de los datos analizados se pudo determinar los parámetros de operación sistematizados pudiéndose así distinguir 4 rangos funcionales representados por colores.

En función del análisis realizado a los datos del estudio del Mar del Norte se pudo establecer que se puede utilizar la inyección de gases miscibles e inmiscibles en pozos cuya profundidad superó los 12000 ft para crudos de un alto API y una baja viscosidad.

Al compilar el software EOR DETECT con información de [2] se pudo actualizar algunos parámetros anteriormente definidos por Taber.

El software desarrollado EOR DETECT en ningún momento pretende reemplazar la fase de pruebas de laboratorio y campo, previo a la implementación de un proyecto de recuperación mejorada; por el contrario, el objetivo es brindar un panorama más claro que permita enfocar las dichas pruebas con más certeza hacia cierto método en el campo analizado.

Los resultados obtenidos a través del software indican que el mejor método a ser aplicado en los campos analizados concuerda con lo publicado en el estudio del Mar del Norte, validando así los resultados generados por el software.

Se puede mejorar progresivamente esta herramienta EOR DETECT, a través de la adhesión de nuevos datos y su corroboración con de pruebas de laboratorio.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] AIHE; SPE Ecuador. (2013, agosto 16). AIHE. Retrieved from http://www.aihe.org.ec/index.php?option=com_content&view=article&id=353:la-industria-petrolera-debe-iniciar-el-desarrollo-sistematico-de-proyectos-de-recuperacion-mejorada-de-petroleo&catid=74:noticias-aihe-y-asociados&Itemid=11
- [2] Awan, A., Teigland, R., & Kleppe, J. (2008). A survey of North Sea Enhanced Oil Recovery projects initiated during the years 1975 to 2005. Houston: SPE.
- [3] Gilje, E. (2008). Simulation of viscous instabilities in miscible and immiscible displacement. Bergen: University of Bergen.
- [4] Holm, L., & Josendal, V. (1982). Effect of Oil Composition on Miscible-Type Displacement by Carbon Dioxide. California: SPE .
- [5] Salager, J. (2005). Recuperación Mejorada del Petróleo. Cuaderno FIRP s357c. Mérida-Venezuela.
- [6] Sheng, J. (2015). Status of surfactant EOR technology. Lubbock: Petroleum Journal.
- [7] Taber, J., Martin, D., & Seright, R. (1997). EOR Screening Criteria Revisited-Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. New Mexico Petroleum Recovery Research Center: SPE Reservoir Engineering.
- [8] Taber, J., Martin, D., & Seright, R. (1997). EOR Screening Criteria Revisited-Part 2: Applications and Impact of Oil Prices. New Mexico Petroleum Recovery Research Center: SPE Reservoir Engineering.
- [9] Terry, R. (2001). Encyclopedia of Physical Science and Technology. Bringham: Academic Press.
- [10] Yanjie, L., Yanyu, Z., Shichao, W., Huijuan, C., & Xia, S. (2015). A New Screening Evaluation Method for Carbon Dioxide Miscible Flooding Candidate Reservoirs. Beijing: Journal of Petroleum Science and Technology.