

## ACIPET

# Aplicación de la teoría de Buckley-Leverett en la recuperación mejorada por inyección de solvente en el campo VHR

L.F Mena, Petroecuador E.P., siulanem@hotmail.com, +59399953101

J.C Guamán, Petroecuador E.P., juancguamanc@hotmail.com, +593997079476,

J.D. Chamorro, Universidad Central del Ecuador, chamorro\_jose5@outlook.com, +593983709546

Categoría: Marque con una "X"

- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

Derechos de Autor 2022, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia.

Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

## Resumen

Este estudio presenta los resultados de laboratorio de la inyección de solvente en muestras obtenidas del reservorio M-2, campo petrolífero VHR de la región amazónica ecuatoriana. El objetivo fue determinar el aumento del factor de recuperación en núcleos saturados con petróleo de 29.2 °API. Este estudio consistió en tres etapas: en la primera etapa, varios métodos EOR que potencialmente pueden aplicarse a núcleos, que se obtuvo de la arenisca M-2, fueron analizados. En la segunda etapa, se realizó un desplazamiento de petróleo utilizando agua de formación, este resultado se usó como punto de referencia. En la tercera etapa, se procedió a desplazar el petróleo con solvente y se comparó con el resultado de la segunda etapa. Para la segunda y tercera etapa, se desarrolló un modelo simple basado en la teoría de Buckley-Leverett. Este modelo ayudó a cuantificar el aumento en el factor de recuperación. Los criterios de selección determinaron que las condiciones eran apropiadas para la inyección de solvente. El punto de referencia dio un factor de recuperación del 25.7%. Por otro lado, el petróleo desplazado después de usar solvente fue de 43.77%. Este resultado significa un aumento del 18.07% en el factor de recuperación. El método numérico dio un factor de recuperación de 49.97%, que es 6.2% más alto que los valores experimentales. El experimento permitió concluir que la opción de inyectar solvente es muy práctica para usarlo en un proyecto piloto para el reservorio M-2 del campo VHR de la región amazónica ecuatoriana.

## Introducción

La demanda actual de energía ha permitido el desarrollo de la Recuperación Mejorada la cual permite incrementar el factor de recobro en los reservorios entre el 35 al 45% aplicando metodologías que han sido desarrolladas en otros países con buenos resultados, la inyección de solvente es una opción técnica y económica frente a otros métodos.

El campo Víctor Hugo Rúaes (VHR), Bloque 58, se localiza en la Región Amazónica Ecuatoriana, provincia de Sucumbios, al Norte del río Putumayo (límite Colombia), cubriendo un área aproximada de 3466 hectáreas. La figura 1, muestra la ubicación de campo (Petroecuador EP & IGAPÓ S.A., 2021).

El campo Víctor Hugo Rúaes (VHR), actualmente manejado por la empresa estatal PETROAMAZONAS EP., pertenece al Activo Cuyabeno, fue descubierto por la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) el 17 de junio de 1988 con la perforación del pozo Cantagallo-1, actualmente conocido como VHR-001, con una producción de 10,600 BPPD de 32° API, de las arenas productoras: Basal Tena, "U" superior, "U" media, "U" inferior y "T" superior, (Cárdenas, 2018, p. 7).

La producción acumulada de petróleo del campo VHR es de 56.68 MMBls. Los reservorios de U aportan con el 66% de la producción acumulada, y la arena en estudio M-2 aporta el 10%, es decir 5.6 MMBls. Esta producción tiene su respectiva declinación, lo que requiere optimizar la producción día a día, mediante la implementación de nuevas tecnologías y diferentes métodos para incrementar o mantener su producción (Petroecuador EP e IGAPÓ S.A., 2017, p. 13).

El solvente reduce la tensión interfacial del fluido desplazado con el fluido desplazante, incrementando la miscibilidad y la viscosidad de la mezcla mejorando la eficiencia de barrido areal, aumentando el factor de recobro significando mayor recuperación de petróleo. En el campo VHR, el reservorio M-2 sus presiones y volúmenes de producción han bajado considerablemente, condiciones

que lo hacen un potencial candidato para la implementación de un plan piloto de recuperación mejorada mediante la inyección de solvente.

En Ecuador esta metodología no se ha implementado, el agua producida crece constantemente, cuyo tratamiento y manejo es complejo, entonces una forma eficiente de aprovecharla es mediante esta metodología, cuyos resultados permitirán la puesta en marcha del proyecto piloto y posterior masificación en otros campos maduros de la Cuenca Oriente.

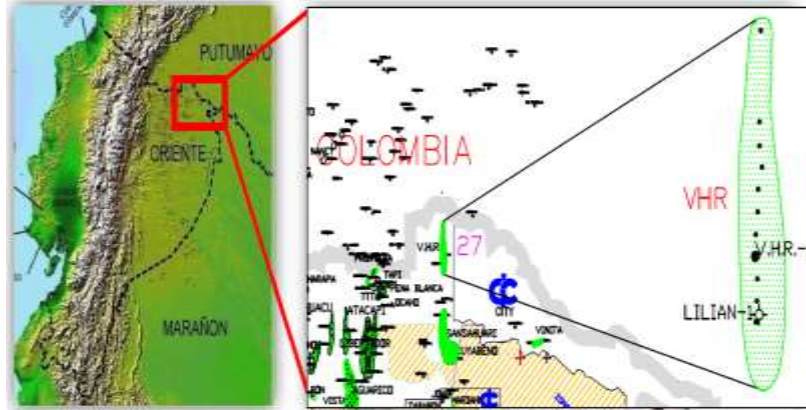


Figura 1. Ubicación del campo Víctor Hugo Rúaes  
Fuente: Petroecuador EP e IGAPÓ S.A., 2021

Las propiedades petrofísicas del yacimiento M-2, se describen a continuación en la Tabla 1:

Tabla 1. Propiedades petrofísicas de M-2

Pi [psi]	Temp [°F]	μoi [cp]	Pb [psi]	Rs [MSCF/STB]	Bob [BY/BN]	μob [cp]	°API	k [md]	Salinidad [ppm]	Swirr [%]	Sor [%]	m	n
3190	197	5.83	480	167	1.182	1.54	29.2	159	40000	10	21	1.08	2.45

Fuente: Petroecuador EP e IGAPÓ S.A., 2021.

El campo VHR al año 2021 reportan un POES de 50 MMBls para el reservorio M-2. Las reservas remanentes han sido estimadas en 2.9 MMBls. El factor de recobro actual del reservorio es 17.5%.

La inyección de solventes está dentro de los procesos de inyección miscibles, ya que con la miscibilidad del solvente y los fluidos existentes en el yacimiento se garantiza una buena eficiencia de este proceso, afectando considerablemente en la humectabilidad de la roca, presión capilar de los poros, tensión interfacial de los fluidos y aumento viscoso del fluido desplazante, reduciendo la movilidad, factores muy importantes en la recuperación del petróleo. Entre los fluidos más utilizados en la operación se encuentran: alcoholes orgánicos, cetonas, hidrocarburos refinados (Salager, 2005, p. 56).

“La ecuación de flujo fraccional relaciona la fracción de fluido desplazante en la corriente de fluido total, en cualquier punto del reservorio” (Herrera, 2013, p. 74), Leverett fue quien desarrollo esta ecuación, y para su deducción tomo en consideración un desplazamiento tipo pistón con fugas, en el cual el fluido desplazado es petróleo y el fluido desplazante es agua (Criollo, 2011, p. 58).

La ecuación 1, a continuación, permite determinar el flujo fraccional, asumiendo que los efectos del gradiente de presión capilar y los efectos de la gravedad son despreciables:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}}$$

Ec. (1).....

Dónde:

μw = Viscosidad de agua [cp].

μo = Viscosidad de petróleo [cp].

$K_{ro}$  = Permeabilidades relativa al petróleo [md].  
 $K_{rw}$  = Permeabilidades relativa al agua [md].

El Factor de recobro para un proceso de inyección en laboratorio se calcula con la ecuación 2:

$$F_R = \frac{\text{Volumen de petróleo recuperado}}{\text{Volumen de petróleo en el plug}} \times 100\%$$

Ec. (2).....

**Metodología**

En la primera etapa el screening realizado en el software EOR DETECT, software de la FIGEMPA permitió hacer una buena selección del método de inyección. El mejor método que se ajustó a las condiciones operaciones del campo fue la inyección de solventes con el 73% de aplicabilidad sobre los demás métodos, ver figura 2.



Figura 2. Software EOR DETECT  
 Fuente: Tesis pregrado, Bolaños J., 2016

La segunda etapa consistió en los ensayos de laboratorio realizados al plug de la arena M-2 pozo VHR-13. La tabla 2, a continuación, muestra las propiedades del solvente.

Tabla 2. Propiedades físicas y químicas de solvente

Estado físico	Color	Umbral olfativo	pH	Punto de congelación	Densidad [lbs/gal]	Punto de inflamación	Densidad relativa	Solubilidad (20 °C)	Fluidos de solubilidad
Líquido	Amarillo leve	Crítico	5 -7	<-28.9 °C	7.71-8.21	25.1 °C	0.924 - 0.984	Dispersable	Agua, ácido, aceite

Fuente: MSDS Cia. Dynadrill, 2019.

La selección del core fue a 7839.8 ft, del cual se extrajo un plug de 1.5" de diámetro y 8 cm de longitud para este estudio, ver figura 3.



Figura 3. Plug arena M-2, VHR-13  
Fuente: Laboratorio CIQ Petroecuador EP, 2019.

Los hidrocarburos del plug se eliminaron con circulación de tolueno bajo una cámara extractora de gases, después para eliminar la humedad en los espacios porosos el plug se introdujo en un horno al vacío por 24 horas a 60° C. Para posteriormente saturar la muestra con agua de formación del reservorio M-2 en un cilindro a 1500 psi, por tres días, ver figura 4, para asegurar que la muestra se sature al 100%.



Figura 4. Saturación con agua de formación, plug arena M-2, VHR-13  
Fuente: Laboratorio CIQ Petroecuador EP, 2019.

Ensamblado el plug en el core holder del equipo FDS-350, ver figura. 5, y sometido a presión y temperatura de reservorio, se saturó de petróleo inyectando 15 volúmenes porosos de la muestra (Drenaje), luego este plug saturado de petróleo se lo introdujo en el equipo DIN STAR para ser sometido a un proceso de destilación, que permitió determinar que el plug contiene 0.4 cm<sup>3</sup> de agua, equivalentes a 6.67% y 5.59 cm<sup>3</sup> de petróleo, igual al 93.33%. Se repitió este proceso al plug, para iniciar con los desplazamientos.



Figura 5. Equipo FDS-350  
Fuente: Laboratorio CIQ Petroecuador EP, 2020.

Se realizó el desplazamiento al plug en el equipo FDS-350 con agua de formación inyectando 10 volúmenes porosos de la muestra (Imbibición), el fluido producido fue recogido en una probeta graduada, ver figura 6, que previamente contenía 30 cm<sup>3</sup> de JP1 y dos gotas de demulsificante de acción rápida para evitar emulsiones.

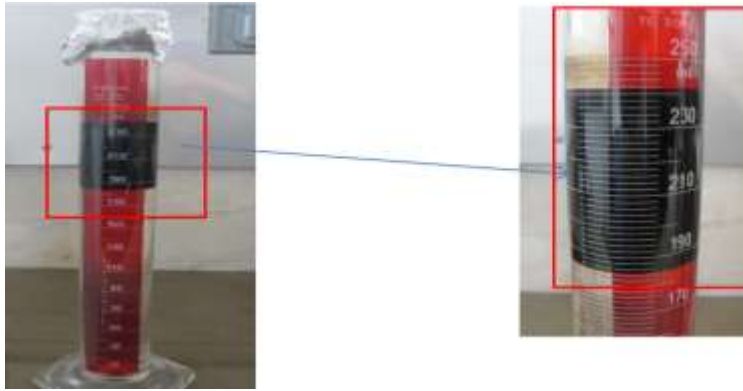


Figura 6. Fluido obtenido, desplazamiento con agua de formación  
Fuente: Laboratorio CIQ Petroecuador EP, 2020.

En la tercera etapa, a las mismas condiciones, y después de restar el petróleo recuperado en la primera inyección, se inició el desplazamiento del contenido del plug utilizando la mezcla, constituida de 999 cm<sup>3</sup> de agua y 1 cm<sup>3</sup> de solvente en una cantidad de 10 volúmenes porosos de la muestra, que permitió recoger en una probeta graduada, ver figura 7.



Figura 7. Fluido obtenido, desplazamiento con agua de formación y solvente  
Fuente: Laboratorio CIQ Petroecuador EP, 2020

### Resultados

A continuación, se realizó el cálculo analítico usando la ecuación de flujo fracción de Buckley-Leverett y avance frontal para posteriormente hacer una comparación con los datos obtenidos en laboratorio, los datos usados se muestran en la tabla 3 a continuación:

Tabla 3. Datos para el cálculo del proyecto

Area [acres]	Qiny [Bls/día]	Φ [%]	K [md]	Bo [By/BN]	μo [cP]	μw [cP]	μw + solvente [cP]	H [ft]	Swi [%]	°API
247.9	1000	16.7	159	1.182	5.83	0.8	1.1	15	10	29.2

Fuente: Petroecuador EP e IGAPO S.A., 2020.

Estos valores permitieron realizar los cálculos de las permeabilidades relativas al agua y petróleo, ver ecuación 3 y 4 respectivamente, también el cálculo de fw (flujo fraccional del agua de formación) y fw\* (flujo fraccional del agua de formación con solvente), como se lo puede observar en la figura 8.

$$K_{rw} = K_{rw@ Sor} * \left[ \frac{Sw - Swirr}{1 - Sor - Swirr} \right]^n$$

Ec. (3).....

$$K_{ro} = K_{ro@Swirr} * \left[ \frac{1 - S_{or} - S_w}{1 - S_{or} - S_{wirr}} \right]^m$$

Ec. (4).....

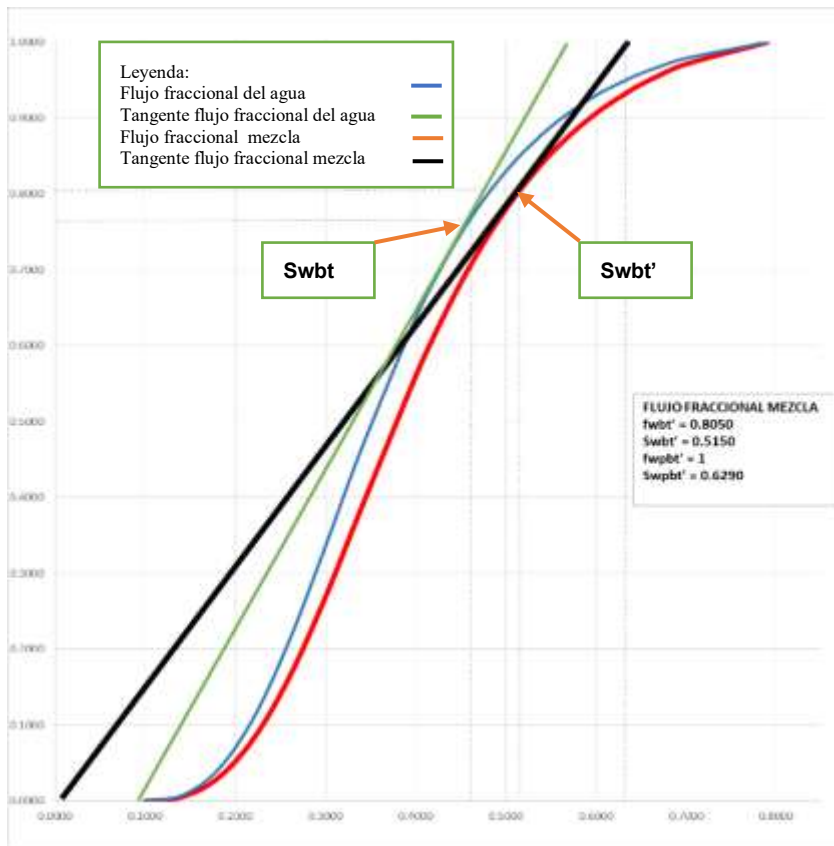


Figura 8. Flujo fraccional con agua de formación y solvente

De la figura 9, se determinó las siguientes variables, tanto, para la curva de flujo fraccional del agua, ver tabla 4, como para la curva de flujo fraccional de la mezcla (agua y solvente), ver tabla 5.

Tabla 4. Variables de la curva de flujo fraccional agua

Curva de flujo fraccional agua	
Swc (Saturación de Agua Connata)	0.1
Swbt (Saturación de agua al momento de la ruptura)	0.4350
Swpbt (Saturación promedio de agua en el frente de barrido al momento de la ruptura)	0.5500
fwc (flujo Fraccional del Agua Connata)	0
fwb <sub>t</sub> (Flujo fraccional de agua al momento de la ruptura)	0.7178
fwpbt (Flujo fraccional promedio de agua en el frente de barrido al momento de la ruptura)	1
Pendiente (∂fx/∂Sw)	2.45

Tabla 5. Variables de la curva de flujo fraccional de la mezcla (agua y solvente)

Curva de flujo fraccional mezcla	
Swb <sub>t</sub> ' (Saturación de la mezcla después del punto de ruptura)	0.5150
Swpb <sub>t</sub> ' (Saturación promedio de la mezcla en el frente de inundación después del punto de ruptura)	0.6290
fwb <sub>t</sub> ' (Flujo fraccional de la mezcla después del punto de ruptura)	0.8050
fwpb <sub>t</sub> ' (Flujo fraccional promedio de la mezcla en el frente de inundación después del punto de ruptura)	1
Pendiente (∂fx/∂Sw)	1.71

En laboratorio, la recuperación de petróleo mediante el desplazamiento con agua de formación fue de 1.44 cm<sup>3</sup> del volumen total de 5.59 cm<sup>3</sup>, mediante la aplicación de la ecuación 2, se determinó el factor de recobro igual a 25.7%.



Del volumen restante de 4.15 cm<sup>3</sup> presentes en el plug, se realizó el desplazamiento con agua de formación y solvente recuperándose 0.75 cm<sup>3</sup> adicional, igual al 18.07%, es decir, la recuperación total fue de 2.19 cm<sup>3</sup>, equivalente al 43.77%.

Los resultados del método analítico, de las curvas de flujo fraccional de agua y de flujo fraccional de la mezcla se muestran a continuación en las tablas 6 y 7 respectivamente.

Tabla 6. Resultados de inyección de agua de formación hasta el momento de ruptura

Resultados			
Atrans =	1.1316	Acre	Área transversal
Edbt =	50%		Eficiencia de barrido hasta ruptura
Npbt =	970,621	bls	Petróleo barrido hasta ruptura
Frbt =	34.92 %		Factor de recobro hasta ruptura
tbt =	1039	días	Tiempo de ruptura
Wibt =	1' 038, 952	bls	Agua acumulada hasta la ruptura

Tabla 7. Resultados de inyección de la mezcla en el frente inundado

Resultados			
Edbt' =	58.78%		Eficiencia de desplazamiento
ΔNpbt =	418,445	bls	Petróleo barrido por la mezcla posterior a la ruptura
Frbt' =	15.05 %		Factor de recobro posterior a la ruptura
Fr total =	49.97 %		Factor de recobro total
Tbt' =	1490	días	Tiempo posterior a la ruptura
Wibt' =	1'490,475	bls	Agua acumulada posterior a la ruptura

La inyección durante 84.3 meses en el pozo inyector, recupera en los pozos productores 1'389,066 bls equivalente al 49.97% en el factor de recuperación.

Las diferencias entre los factores de recuperación de laboratorio y método analítico se muestran en la tabla 8, a continuación:

Fluido	Laboratorio	Método Analítico	Diferencia
Agua	25.7%	34.92%	9.22%
Mezcla	18.07%	15.05%	3.02%
Total	43.77%	49.97%	6.2%
	1'216,618.41 bls	1'389,066 bls	172,447.6 bls

El fluido total inyectado a la arena M-2 del campo VHR, para obtener el petróleo total recuperado, es de 2'529,427 barriles, de los cuales 1'490,475 barriles son de la mezcla.

### Discusión

Después de la crisis mundial de la COVID-19 los países han iniciado progresivamente la reactivación de sus economías, las cuales exigen una gran demanda en el consumo energético; que para los países exportadores de petróleo es el escenario óptimo para reactivar esta actividad invirtiendo en nuevas tecnologías como la recuperación mejorada la cual permite incrementar la producción petrolífera reflejada en el aumento del factor de recobro aplicando no solo esta metodología de inyección, sino muchas combinaciones de métodos como inyección de gas, geles, polímeros, surfactantes, álcalis, agua de baja salinidad, cuyos resultados están dentro del rango incremental del 10% al 20% sobre la recuperación inicial de un campo, resultados similares con otras metodologías estudiadas y que se están aplicando actualmente, las cuales se adaptan a las condiciones físicas, químicas geológicas de los campos en donde se aplica, minimizando el impacto ambiental en las áreas.

El siguiente paso para corroborar si estos resultados pueden ser trasladados a campo es realizar una simulación matemática, utilizando simuladores en los cuales se puedan modelar fluidos composicionales que interactúen con las condiciones del yacimiento y los resultados sean lo más reales posibles y se asemejen a los obtenidos en laboratorio; el simulador además permite modelar varios escenarios variando los parámetros de ingreso, lo cual le da a los ingenieros todas las posibles comportamientos y la manera de actuar para mitigarlos, para finalmente llevarlo a un piloto cuya puesta en marcha refleje los estudios previos con un seguimiento controlado.

Para darle un plus a este estudio y comprobar que los datos obtenidos son confiables se pueden realizar análisis de núcleos a los cores obtenidos de las arenas productoras, que mitiguen la incertidumbre en los indicadores operacionales como las saturaciones de petróleo, agua, gas y sus respectivas movilidades además de las condiciones de roca como la permeabilidad relativa, porosidad efectiva, compactación de la arena, presiones capilares, humectabilidad parámetros que determinan el éxito o fracaso de ese tipo de

proyectos ya que en el subsuelo no se puede predecir el comportamiento de la inyección pero, con un conocimiento adecuado de los mismos permite predecir el comportamiento en los medios porosos del yacimiento.

Los resultados en los diferentes proyectos de inyección que se han dado o están en ejecución en los países donde la recuperación mejorada aporta con un gran porcentaje de la producción total son muy buenos, este estudio técnico podría ser el punto de partida para su implementación de un piloto de inyección de solventes que mejoraría las condiciones de movilidad del crudo a los pozos productores; para que al final pueda ser ejecutado en un campo para la sostenibilidad o incremento en la producción.

La tecnología de inyección de solventes ya tiene varios años siendo aplicada en los países donde la inversión en investigación es el pilar de su economía lo cual se ve reflejado en el incremento de fondo a los gobiernos de turno; la actividad global socio económica tiene las condiciones para que se apliquen esta metodología en el país y sostener la producción en el tiempo y poco a poco convirtiéndose la recuperación mejorada una de las maneras de incrementar reservas conjuntamente con la perforación de nuevos pozos.

Una de las preguntas que cada vez sigue acentuándose en cada una de las metodologías que se aplican es; ¿Qué pasaría si desde el inicio de la vida productora de un campo se le aplica una recuperación mejorada?, pues bien, los resultados cambiarían ya que la eficiencia de barrido areal será mejorada ya que las presiones capilares, humectabilidad de la roca se ven fuertemente afectadas y permiten que el crudo entrampado fluya y esto se vea reflejado en el incremento de la producción, el fin es poder aprovechar desde el inicio el potencial del yacimiento.

### **Conclusiones**

Se concluyó que el desplazamiento con agua de formación hecho en laboratorio recupero el 25.7% del volumen total, y con en el método analítico se recuperó el 34.92%, este último asumiendo un desplazamiento uniforme tipo pistón, donde se desprecian la presión capilar, y la gravedad, las cuales son tomadas en cuenta en el laboratorio, razón por la cual existe una variación con el método analítico, en la recuperación final de petróleo.

Se determinó que el desplazamiento con agua de formación y solvente en laboratorio recupero el 18.07% adicional, con el método analítico se recuperó un 15.05%, este último no considera los efectos de presión y temperatura del reservorio, por tal razón su eficiencia es baja, en comparación al laboratorio donde la presión y temperatura afectan a las propiedades del solvente mejorando así el barrido del petróleo dentro de los espacios porosos.

La inyección de agua de formación hasta el punto de ruptura se tarda 1039 días en comparación de la inyección de agua de formación con solvente que tarda 1490 días, lo que permite concluir que el solvente hace que el fluido desplazante retarda su llegada al punto de ruptura por su aumento en la viscosidad.

Se determinó que la saturación de agua aumenta una vez alcanzado el punto de ruptura, 0.55 para el agua de formación y 0.629 para la mezcla, haciendo que la inyección de agua con solvente no sea eficiente una vez alcanzado este punto, porque los espacios porosos tienen más agua que petróleo.

Se concluyó que la movilidad del fluido desplazante garantiza su efectividad, el agua de formación tiene movilidad alta porque su viscosidad es 0.8 cP, en cambio la movilidad de la mezcla es baja ya que su viscosidad es de 1.1 cP. Es decir, la movilidad es inversamente proporcional a la viscosidad.

Se determinó que el solvente inyectado presenta buen desempeño en el desplazamiento del petróleo, demostrado en laboratorio, al igual su concentración es mínima debido a su eficiencia, lo que conlleva a una baja inversión inicial para la puesta en marcha de un proyecto de recuperación mejorada en el Campo VHR.

### **Referencias**

Bolaños, J. (2016). Desarrollo de Software para la selección de Métodos de Recuperación Mejorada de Petróleo. Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador.

Cárdenas, K. (2018). Determinación del Comportamiento de la Presión de los Reservorios del Campo Víctor Hugo Rúaes Mediante Análisis de Pruebas De Restauración de Presión para Desarrollar Propuestas de Optimización de Producción. Tesis de grado. Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador.

Criollo, S. (2011). Water and surfactant Flooding at Different Wettability Conditions. Tesis de Posgrado. University of Stavanger, Noruega.



Dynadrill, S.A. (2020). MSDS. Quito, Ecuador.

Herrera, L. (2013). Estudio de Alternativas de Recuperación Mejorada para la incorporación de nuevas reservas y aumento de la Producción en la Formación Napo “T” Inferior del Campo Tiguino. Tesis de grado. Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador.

Petroecuador EP & IGAPÓ S.A. (2020). Plan de desarrollo del campo Víctor Hugo Rúaes, Quito, Ecuador.

Petroamazonas EP, (2019). Manual de Laboratorio CIQ, Quito, Ecuador.

Petroecuador, EP & IGAPÓ S.A. (2021). Plan de desarrollo del campo Víctor Hugo Rúaes, Quito, Ecuador.

Salager J. L. (2005), Cuaderno FIRP s357c, Recuperación Mejorada del Petróleo, Mérida-Venezuela.

Stosur, G., Hite, J., Carnahan, N. and Miller, K. (2003).

Stosur, G., Hite, J., Carnahan, N. and Miller, K. (2003). The alphabet soup of IOR, EOR and AOR: effective communication requires a definition of terms. [online] OnePetro. Available at: <https://doi.org/10.2118/84908-MS> [Accessed 2 Mar. 2020].