

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



### Buckley Leverett theory application in improved recovery by solvent injection in the VHR Field

Mena Villacis, Luis Franklin; Chamorro Ramírez, José Daniel; Guamán, Juan Carlos; Pinto Arteaga, Gustavo Raúl

**Luis Franklin Mena Villacis**

franklin\_mena@petroamazonas.gob.ec

Petroamazonas E.P. Quito, Ecuador

**José Daniel Chamorro Ramírez**

jdchamorro@uce.edu.ec

Consultor Independiente. Quito, Ecuador

**Juan Carlos Guamán**

juan\_guaman@petroamazonas.gob.ec

Petroamazonas E.P. 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. 7, núm. 1, 2019

revista.figempa@uce.edu.ec

Recepción: 19 Mayo 2019

Aprobación: 20 Junio 2019

URL: <http://portal.amelica.org/ameli/journal/624/6243825008/>

DOI: <https://doi.org/10.29166/revfig.v1i1.1802>

Autor de correspondencia: franklin\_mena@petroamazonas.gob.ec



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

**Cómo citar:** Mena Villacís, F. L., Chamorro Ramírez, J. D., Guamán, J. C., & Pinto Arteaga, G. R. (2019). Aplicación de la teoría de Buckley-Leverett en la recuperación mejorada por inyección de solvente en el campo VHR. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 7(1), 61–68. <https://doi.org/10.29166/revfig.v1i1.1802>

**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 aceite 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 aceite 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.

**Palabras clave:** inyección de solvente, recuperación mejorada del petróleo, factor de recobro.

**Abstract:** This study presents the laboratory results of the solvent injection in samples obtained from reservoir M-2, the VHR oil field of the Ecuadorian Amazon region. The objective was to determine the increase of the recovery factor in cores saturated with oil of 29.2 API degree. This study consisted of three stages: in the first stage, several EOR methods that can potentially be applied to cores, which was obtained from the M-2 sandstone, that ones were analyzed. In the second stage, an oil displacement was made using formation water, this result was used as a reference point. In the third stage, the oil was displaced with solvent and compared with the result of the second stage. For the second and third stages, a simple

model based on the Buckley-Leverett theory was developed. This model helped to quantify the increase in the recovery factor. The screening criteria determined that the conditions were appropriate for solvent injection. The reference point gave a recovery factor of 25.7 percent. On the other hand, the displaced oil after using solvent was 43.74 percent. This result means an increase of 18.04% in the recovery factor. The numerical method gave a recovery factor of 49.97 percent, which is 6.23 percent higher than the experimental values. The experiment allowed to conclude that the option of injecting solvent is very practical for use in a pilot project for the M-2 reservoir of the VHR field of the Ecuadorian Amazon region

**Keywords:** solvent injection, enhanced oil recovery, recovery factor.

## INTRODUCCIÓN

Cuando inició la explotación petrolera en el oriente ecuatoriano en los años 70s, el objetivo de las empresas extranjeras era la recuperación de sus inversiones con la perforación de pozos petroleros que permitan extraer grandes volúmenes de hidrocarburos en el menor tiempo posible, aplicando la recuperación primaria y secundaria dejando en los reservorios cerca del 60 al 80% del petróleo in situ.

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 de la inyección de solvente es una opción técnica y económica frente a otros métodos.

El solvente reduce la tensión interfacial del fluido desplazado con el fluido desplazante, incrementando la miscibilidad y la viscosidad de la mezcla mejorando de esta manera la eficiencia de barrido areal, aumentando de esta manera 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.

## METODOLOGÍA

### Ubicación del Campo

El campo Víctor Hugo Ruales (VHR), Bloque 58, está localizado en la Región Amazónica Ecuatoriana, provincia de Sucumbíos, limitado al Norte por el río Putumayo (límite con Colombia), al sur por el Bloque

---

## NOTAS DE AUTOR

franklin\_mena@petroamazonas.gob.ec

53 campo Sigue y al sur-oeste por los campos Frontera y Tapi-Tetete, cubriendo un área aproximada de 3466 hectáreas. La figura 1 muestra la ubicación de campo (Petroamazonas EP & IGAPÓ S.A., 2017).

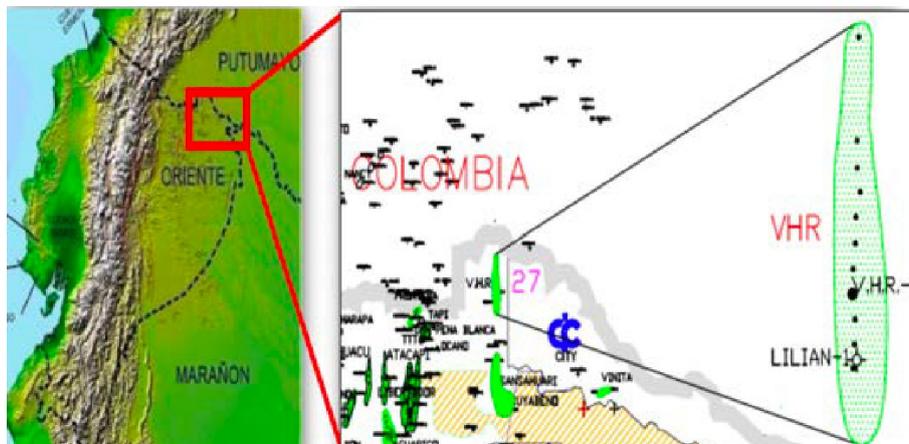


FIGURA 1  
Ubicación del campo Víctor Hugo Ruales  
Petroamazonas EP e IGAPÓ S.A., 2017

## Generalidades del Campo VHR

El campo Víctor Hugo Ruales (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).

El campo tiene 28 pozos produciendo, 3 reinyectores de agua de formación, 1 abandonado. Para marzo de 2019 la producción total fue de 30,985 BFPD, con 7,122 BPPD, y 23,863 BAPD con un corte de agua de 77%. 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 (Petroamazonas EP e IGAPÓ S.A., 2017, p. 13).

## Propiedades Petrofísicas de M-2

Las principales propiedades petrofísicas de la arena M-2 del campo VHR se describen a continuación en la tabla 1:

TABLA 1  
Propiedades petrofísicas de M-2

<b>Pi [psi]</b>	3190	<b>°API</b>	29.2
<b>Temp [°F]</b>	197	<b>k [md]</b>	159
<b>μoi [cp]</b>	5.83	<b>Salinidad [ppm]</b>	40000
<b>Pb [psi]</b>	480	<b>Swirr [%]</b>	10
<b>Rs [MSCF/STB]</b>	167	<b>Sor [%]</b>	21
<b>Bob [BY/BN]</b>	1.182	<b>m</b>	1.08
<b>μob [cp]</b>	1.540	<b>n</b>	2.45

Petroamazonas EP e IGAPÓ S.A., 2018.

## POES y Reservas

El campo VHR al año 2018 reporta 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 tabla 2 muestra el cálculo del POES y reservas remanentes:

TABLA 2  
Cálculo de reservas

<b>Reservorio</b>	M-2	<b>FR Final Estimado [%]</b>	17.5
<b>Volumen Total [acre-pie]</b>	354,928.00	<b>Factor de Recobro Actual al 31-Dic-2018 [%]</b>	11.8
<b>Área [acres]</b>	7,929.78	<b>Recuperación Final estimadas</b>	8,769,696
<b>Espesor [pies]</b>	7.83	<b>Producción acumulada al 31-Dic-2018</b>	5,912,656
<b>Volumen Neto [acre-pie]</b>	90,897.00	<b>Reservas Probadas Produciendo</b>	2,656,472
<b>Porosidad [%]</b>	13.36	<b>Reservas Probadas (1P)</b>	2,857,039
<b>Sw [%]</b>	37.21	<b>Reservas Probadas + Probables (2P)</b>	2,857,039
<b>Boi [By/Bn]</b>	1.182	<b>Reservas Probadas + Probables + Posibles (3P)</b>	2,857,039
<b>POES [Bls]</b>	50,113,244		

Petroamazonas EP e IGAPÓ S.A., 2018

## Inyección de Agua con Solventes

La inyección de solventes se encuentra 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 de desplazamiento, ya que en varios estudios la inyección de solventes afecta 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).

El solvente usado es un alcohol proporcionado por una empresa Nacional que se dedica a la estimulación de pozos petroleros.

## Ecuación de Flujo Fraccional

“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 desarrolló esta ecuación, y para su deducción tomó 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 permite determinar el flujo fraccional, asumiendo que los efectos del gradiente de presión capilar y los efectos de la gravedad son despreciables:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}} \quad \text{Ec. (1)}$$

Dónde:

$\mu_w$  = Viscosidad de agua [cp].

$\mu_o$  = Viscosidad de petróleo [cp].

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

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

## Factor de recobro

El factor de recobro en un proceso de recuperación secundaria o mejorada en campo se calcula con la siguiente ecuación (ec. 2)(ec. 3):

$$F_R = E_V \times E_A \times E_D \quad \text{Ec. (2)}$$

Dónde:

$F_R$  = Factor de recobro

$E_V$  = Eficiencia de desplazamiento vertical  $E_A$  = Eficiencia de desplazamiento areal.

$E_D$  = Eficiencia de desplazamiento microscópico  $E_S$  = Eficiencia de desplazamiento volumétrico.

$$E_S = E_V \times E_A \quad \text{Ec. (3)}$$

El Factor de recobro para un proceso de inyección en laboratorio se calcula con la ecuación 4:

$$F_R = \frac{\text{volumen de petróleo recuperado}}{\text{volumen de petróleos en el plug}} \times 100 \% \quad \text{Ec. (4)}$$

En la primera etapa el screening realizado en el software EOR DETECT, desarrollado en la Carrera de Petróleos de la FIGEMPA en el 2016 por José Bolaños (Bolaños, 2016) 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 y tabla 3.



FIGURA 2  
Screening de método EOR usando el EOR DETECT

TABLA 3  
Propiedades físicas y químicas de solvente

<b>Estado físico:</b>	Líquido	<b>Densidad</b>	7.71-8.21 lbs/gal
<b>Color:</b>	Amarillo Leve	<b>Punto de inflamación:</b>	25.1 °C
<b>Umbral olfativo:</b>	Cítrico	<b>Densidad relativa:</b>	0.924 - 0.984
<b>pH:</b>	5 - 7	<b>Solubilidad (20°C):</b>	Dispersable
<b>Punto de fusión / de congelación:</b>	<-28,9 °C	<b>Fluidos de solubilidad:</b>	Agua, ácido, aceite

Dynadrill S.A., 2019

La selección de la profundidad de muestreo se efectuó teniendo en cuenta la profundidad del intervalo de aporte en el pozo, razón por la cual se decidió seleccionar una muestra de 7839.8 ft, ver figura 3.



FIGURA 3  
Core arena M-2, VHR-13  
Petroamazonas EP, 2019.

La preparación a la cual fue sometido el core para su posterior desplazamiento con agua de formación y solvente, se describe, a continuación:

Del core se cortó un plug de 1.5" de diámetro y 8 cm de longitud, ver figura 4.



FIGURA 4  
Plug arena M-2, VHR-13  
Petroamazonas EP, 2019

Posteriormente, se realizó un perfilado para obtener una muestra cilíndrica de caras paralelas, los hidrocarburos del plug se han eliminado con circulación de tolueno bajo una cámara extractora de gases, después para eliminar la humedad en los espacios porosos la muestra se introdujo en un horno al vacío por 24 horas a 60° C, para posteriormente saturar la muestra al 100% con agua de formación del reservorio M-2 en un cilindro saturador a 1500 psi, por tres días. Ver figura 5.



FIGURA 5  
Saturación con agua de formación, plug arena M-2, VHR-13  
Laboratorio CIQ Petroamazonas EP, 2019

Ensamblado el plug en el core holder del equipo FDS-350 (ver figura 6), y sometido a presión y temperatura de reservorio, se saturó de petróleo inyectando 15 volúmenes porosos de la muestra, 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  $0.4 \text{ cm}^3$  de agua, equivalentes a 6.67% y  $5.59 \text{ cm}^3$  de petróleo, igual al 93.33%.



FIGURA 6  
Equipo FDS-350  
Laboratorio CIQ Petroamazonas EP, 2019.

Se realizó el desplazamiento al plug en el equipo FDS-350 con agua de formación inyectando 10 volúmenes porosos de la muestra, el fluido producido fue recogido en una probeta graduada, ver figura 7, que previamente contenía  $30 \text{ cm}^3$  de JP1 y dos gotas de demulsificante de acción rápida para evitar emulsiones.

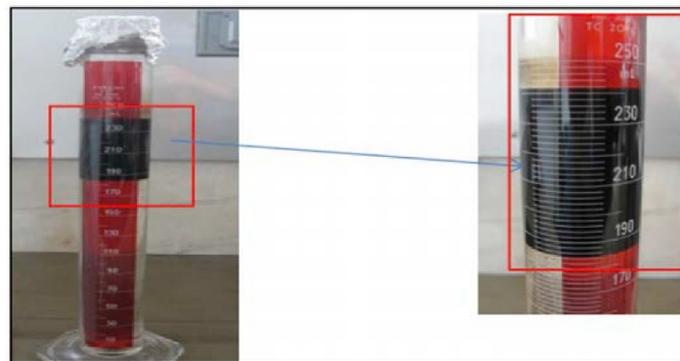


FIGURA 7  
Fluido obtenido, desplazamiento con agua de formación  
Laboratorio CIQ Petroamazonas EP, 2019.

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  $999 \text{ cm}^3$  de agua y  $1 \text{ cm}^3$  de solvente en una cantidad de 10 volúmenes porosos de la muestra, que permitió recoger en una probeta graduada, ver figura 8, que al igual que en la fase anterior contenía  $20 \text{ cm}^3$  de JP1 y dos gotas de demulsificante.

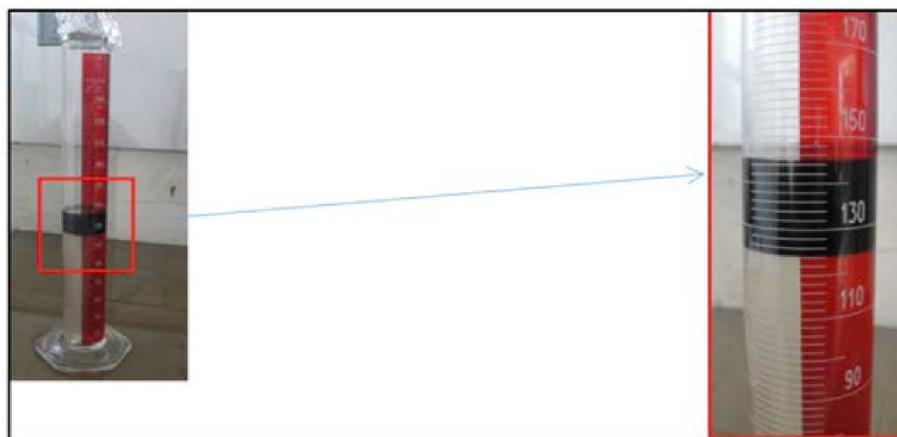


FIGURA 8  
Fluido obtenido, desplazamiento con agua de formación y solvente  
Laboratorio CIQ Petroamazonas EP, 2019

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.

Con los datos obtenidos en laboratorio y en campo, principalmente la viscosidad del agua y viscosidad del agua más solvente se obtuvieron los siguientes resultados, Ver tabla 4:

TABLA 4  
 Datos para el cálculo del proyecto

DATOS			
Área [acres]	247.9	$\mu_w$ [cP]	0.80
Qiny [Bls/día]	1000	$\mu_w +$ solvente [cP]	1.10
$\Phi$ [%]	16.7	H [ft]	15
K [md]	159	Swi [%]	10
Bo [By/BN]	1.182	°API	29.2
$\mu_o$ [cP]	5.83		

Petroamazonas EP e IGAPÓ S.A., 2019.

Estos valores permitieron realiza la tabla 5, donde están los cálculos de las permeabilidades relativas al agua y petróleo, también el cálculo de  $f_w$  (flujo fraccional del agua de formación) y  $f_w^*$  (flujo fraccional del agua de formación con solvente).

Con estos datos se realizaron los gráficos de  $f_w$  y  $f_w^*$ , contra  $S_w$  como se lo puede observar en la figura 9.

Los valores de las permeabilidades relativas al agua y al petróleo se calcularon con las ecuaciones 5 y 6 respectivamente (Stosur et al., 2003):

$$k_{rw} = k_{rw@S_{or}} * \left[ \frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{or} - S_{wirr}} \right]^n \tag{Ec. (5)}$$

$$k_{ro} = k_{ro@S_{wirr}} * \left[ \frac{1 - S_{or} - S_w}{1 - S_{or} - S_{wirr}} \right]^m \tag{Ec. (6)}$$

TABLA 5  
Cálculo de los flujos fraccionales

Sw	So	Krw	Kro	fw	fw'
0.1000	0.0000	0.0000	1.0000	0.0000	0.0000
0.1400	0.0580	0.0009	0.9375	0.0072	0.0052
0.1800	0.1159	0.0051	0.8754	0.0407	0.0299
0.2200	0.1739	0.0138	0.8136	0.1098	0.0823
0.2600	0.2319	0.0279	0.7521	0.2125	0.1641
0.3000	0.2899	0.0481	0.6910	0.3367	0.2696
0.3400	0.3478	0.0752	0.6302	0.4652	0.3875
0.4000	0.4348	0.1299	0.5400	0.6369	0.5605
0.4200	0.4638	0.1522	0.5102	0.6850	0.6126
0.4400	0.4928	0.1766	0.4804	0.7281	0.6608
0.4600	0.5217	0.2031	0.4509	0.7665	0.7048
0.4700	0.5362	0.2172	0.4361	0.7840	0.7253
0.4800	0.5507	0.2319	0.4214	0.8004	0.7447
0.4995	0.5790	0.2621	0.3929	0.8294	0.7796
0.5180	0.6058	0.2929	0.3659	0.8537	0.8092
0.5400	0.6377	0.3321	0.3341	0.8787	0.8405
0.5500	0.6522	0.3509	0.3196	0.8889	0.8533
0.5601	0.6668	0.3705	0.3051	0.8985	0.8655
0.5800	0.6957	0.4110	0.2767	0.9154	0.8873
0.6000	0.7246	0.4543	0.2484	0.9302	0.9065
0.6106	0.7400	0.4782	0.2334	0.9372	0.9157
0.6400	0.7826	0.5485	0.1924	0.9541	0.9379
0.6515	0.7993	0.5776	0.1765	0.9597	0.9455
0.6700	0.8261	0.6262	0.1512	0.9679	0.9564
0.7000	0.8696	0.7101	0.1108	0.9790	0.9714
0.7900	1.0000	1.0000	0.0000	1.0000	1.0000

De la figura 9, se pudo determinar el valor de las siguientes variables (tabla 6) para la curva de flujo fraccional del agua.

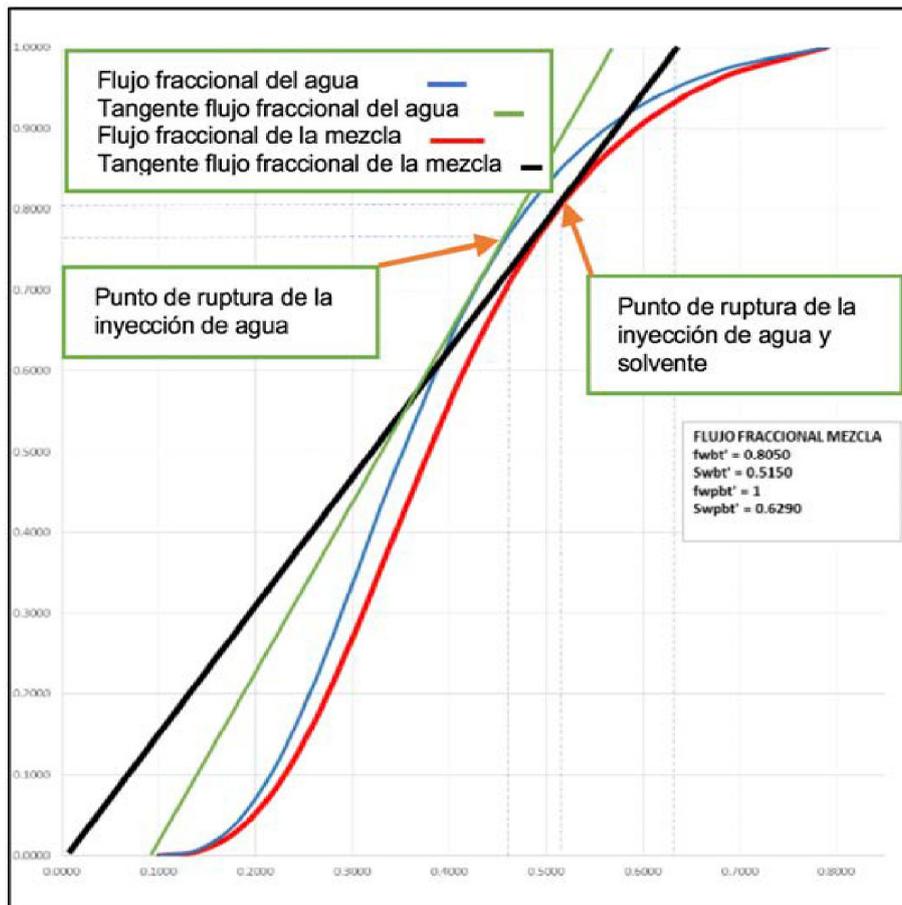


FIGURA 9  
Flujo fraccional con agua de formación y solvente

TABLA 6  
Variables de la curva de flujo fraccional agua

<b>CURVA DE FLUJO FRACCIONAL AGUA</b>	
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
fwbt (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 ( $\partial f_x / \partial S_w$ )	2.45

De la figura 9, se determinaron los valores de las variables (tabla 7), para la curva de flujo fraccional de agua y solvente.

TABLA 7  
Variables de la curva de flujo fraccional de la mezcla (agua y solvente)

<b>CURVA DE FLUJO FRACCIONAL MEZCLA</b>	
Swbt' (Saturación de la mezcla después del punto de ruptura)	0.5150
Swpbt' (Saturación promedio de la mezcla en el frente de inundación después del punto de ruptura)	0.6290
Fwbt' (Flujo fraccional de la mezcla después del punto de ruptura)	0.8050
Fwtpbt' (Flujo fraccional promedio de la mezcla en el frente de inundación después del punto de ruptura)	1
Pendiente ( $\partial f_x / \partial S_w$ )	1.71

## RESULTADOS

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 4, 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%.

En el método analítico, a partir de la figura 9 y tabla 6 respectivamente, permitió determinar el factor de recobro por la inyección de agua de formación (tabla 8).

TABLA 8  
Resultados de inyección de agua de formación hasta el momento de ruptura

<b>RESULTADOS</b>			
Atrans =	1.1316	Acres	Área transversal
Edbt =	50.00%		Eficiencia de barrido hasta ruptura
Npbt =	970,621	Bls	Petróleo barrido hasta ruptore
Frbt =	34.92 %		Factor de recobro hasta ruptura
tbt =	1039	Días	Tiempo de ruptura
Wibt =	1'038,952	Bls	Agua acumulada hasta la ruptura

De igual manera con la figura 9 y tabla 7 respectivamente, se determinó el factor de recobro por la inyección de agua de formación con solvente, ver tabla 9:

TABLA 9  
Resultados de inyección de la mezcla en el frente inundado

RESULTADOS		
E <sub>dbt'</sub> =	58.78%	Eficiencia de desplazamiento
ΔN <sub>obt</sub> =	418,445 Bls	Petróleo barrido por la mezcla posterior a la ruptura
F <sub>rbt'</sub> =	15.05 %	Factor de recobro posterior a la ruptura
F <sub>rtota</sub> =	49.97 %	Factor de recobro total
T <sub>bt'</sub> =	1490 Días	Tiempo posterior a la ruptura
W <sub>ibt'</sub> =	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, ver tabla 10:

TABLA 10  
Resultados de factor de recobro

Fluido	N <sub>p</sub> [Bls]	Factor de recobro
Agua	970,621	35.92%
Mezcla	418,445	15.05%
Total	1,389,066	49.97%

La diferencia entre los factores de recobro de laboratorio y el método analítico es de 6.2%, para comprender mejor este criterio ver la tabla 11 a continuación:

TABLA 11  
Diferencia en los factores de recobro

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.

## CONCLUSIONES

El desplazamiento con agua de formación hecho en laboratorio recuperó 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 recuperó 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, determinando que el solvente hace que el fluido desplazante retarda su llegada al punto de ruptura por su aumento en la viscosidad.

La saturación de agua ( $S_w$ ) 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.

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.

## RECOMENDACIONES

Durante la ejecución del proyecto, la inyección de agua debe tener un monitoreo continuo de filtrado, caudal, presiones de inyección, permeabilidad, presión del reservorio, presión de fractura, viscosidad, que afectan directamente al factor de recobro.

Agregar la cantidad adecuada de solvente a la mezcla ya que, si se excede en la cantidad, la viscosidad puede incrementarse haciendo que la eficiencia se reduzca ya que puede taponar los espacios porosos.

Realizar una simulación matemática para corroborar los datos referentes a los factores de recobro tanto de laboratorio y método analítico.

Realizar los procesos de EOR, desde el inicio de la vida productiva de un campo, lo que aumentaría su factor por encima del 50%.

## 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 Ruales 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. (2019). 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.
- Petroamazonas EP & IGAPÓ S.A. (2017). *Plan de desarrollo del campo Víctor Hugo Ruales*, Quito, Ecuador.
- Petroamazonas EP. (2019). *Manual de Laboratorio CIQ*, Quito, Ecuador.
- Petroamazonas, EP & IGAPÓ S.A. (2018). *Plan de desarrollo del campo Víctor Hugo Ruales*, Quito, Ecuador.

Petroamazonas, EP & IGAPÓ S.A. (2019). *Plan de desarrollo del campo Víctor Hugo Ruales*, 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). *The alphabet soup of IOR, EOR and AOR: effective communication requires a definition of terms*. [online] One Petro. Available at: <https://doi.org/10.2118/84908-MS> [Accessed 2 Mar. 2018].