

Aplicación del método de flujo fraccional para recuperación secundaria en el campo Palo Azul

Fractional flow theory application in improved recovery by water injection in the Palo Azul field

Mena Villacís, Franklin Luis; Hurtado Zurita, Jorge Fernando; Chávez Carrera, Darwin Alfredo

 Mena Villacís, Franklin Luis
Franklin.Mena@epetroecuador.ec
EP PETROECUADOR, Ecuador

 Hurtado Zurita, Jorge Fernando
JorgeF.Hurtado@epetroecuador.ec
EP PETROECUADOR, Ecuador

 Darwin Alfredo Chávez Carrera
DarwinA.Chavez@epetroecuador.ec
EP PETROECUADOR, Ecuador

FIGEMPA: Investigación y Desarrollo
Universidad Central del Ecuador, Ecuador
ISSN: 1390-7042
ISSN-e: 2602-8484
Periodicidad: Semestral
vol. 13, núm. 1, 2022
revista.figempa@uce.edu.ec

Recepción: 24 Abril 2020
Aprobación: 31 Enero 2022

URL: <http://portal.amelica.org/ameli/jatsRepo/624/6242851002/index.html>

DOI: <https://doi.org/10.29166/revfig.v13i1.2231>

Autor de correspondencia: Franklin.Mena@epetroecuador.ec



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

Cómo citar: Mena-Villacis, F. L., Hurtado-Zurita, J.F. & Chávez-Carrera, D. A. (2022). Aplicación del método de flujo fraccional para recuperación secundaria en el campo Palo Azul. *FIGEMPA: Investigación Y Desarrollo*, 13(1), 13–21. <https://doi.org/10.29166/revfig.v13i1.2231>

Resumen: Aplicando la teoría de Buckley-Leverett se presentan los resultados obtenidos en la recuperación secundaria del reservorio Basal Tena del campo Palo Azul operado por EP PETROECUADOR. Principalmente el detalle del estudio se determinó el incremento del factor de recobro de petróleo en el reservorio Basal Tena mediante el cálculo de Buckley-Leverett. El proceso del estudio fue constituido: primer paso, se identificó el área en estudio donde exista continuidad del reservorio. Segundo paso, se realizó un análisis de declinación de presión en los pozos productores del sector norte del reservorio Basal Tena, evidenciando claramente la caída de presión, deduciendo que el mecanismo principal de producción en el reservorio Basal Tena es la expansión de roca y fluido. El tercer paso fue el desarrollo de la teoría de Buckley-Leverett, con la inyección de agua se determinó un factor de recobro de 14% que son 3.5 millones de barriles de petróleo. El trabajo se pudo concluir que la inyección de agua tiene un efecto en el incremento del factor de recobro con respecto a las reservas remanentes en 4.55%.

Palabras clave: inyección de agua, recuperación secundaria del petróleo, factor de recobro.

Abstract: Applying the Buckley-Leverett theory, presents the results obtained in the secondary recovery of reservoir Basal Tena in the Palo Azul field operated by EP PETROECUADOR. The main objective was to determine the increase of the oil recovery factor in the reservoir Basal Tena by Buckley-Leverett calculation. The study process is constituted: first step, the study area must have continuity the reservoir. Second step, pressure decline analysis in the producing wells of the northern sector of the reservoir Basal Tena, resulting that the main production mechanism is the expansion of rock and fluid. The third step was the development of the Buckley-Leverett theory, determined with the injection of water a recovery factor of 14%, which is 3.5 million barrels of oil. The work concludes that the injection of water has an effect in increasing the recovery factor with respect to the remaining reserves by 4.55%.

Keywords: water injection, improved oil recovery, recovery factor.

INTRODUCCIÓN

El campo Palo Azul posee varias zonas productoras, entre las que tenemos las arenas: Basal Tena y Hollín. Una de las arenas menos explotada es la arena Basal Tena la cual se encuentra ubicada en el Well Pad Norte del campo y además posee una cantidad de reservas y se podría incrementar la producción de éste (Petroamazonas EP, 2016, p. 01).

Identificando técnicamente las reservas que son significativas de un reservorio, es donde se realiza una inversión económica, realizando varios análisis para tratar de extraer el petróleo a corto plazo con el menor costo operativo, como lo es el caso del Well Pad Norte (Petroamazonas EP, 2016, p. 01). De los pozos productores del sector Well Pad Norte Basal Tena, tienen la característica de que manejan presiones bajas, con un promedio de 390 psi de presión de ingreso a la bomba electrosumergible (Petroamazonas EP, 2016, p. 01).

El estudio de inyección de agua en la arena Basal Tena en el Well Pad Norte del Campo Palo Azul, consiste en calcular las reservas y el factor de recobro adicional debido a la inyección de agua.

METODOLOGÍA

Ubicación del campo

El Campo Palo Azul del Bloque 18 de EP PETROECUADOR se encuentra ubicado en la Provincia de Francisco de Orellana, hacia el extremo oeste de la Cuenca Oriente, limitado al Norte por el campo Lago Agrio, al Sur por el campo Pucuna, al Este el campo Eno-Ron y al Oeste el levantamiento subandino (IGAPO, 2019, p. 01).

La figura 1 indica parte del Campo Palo Azul enfocado en el Well Pad Norte.

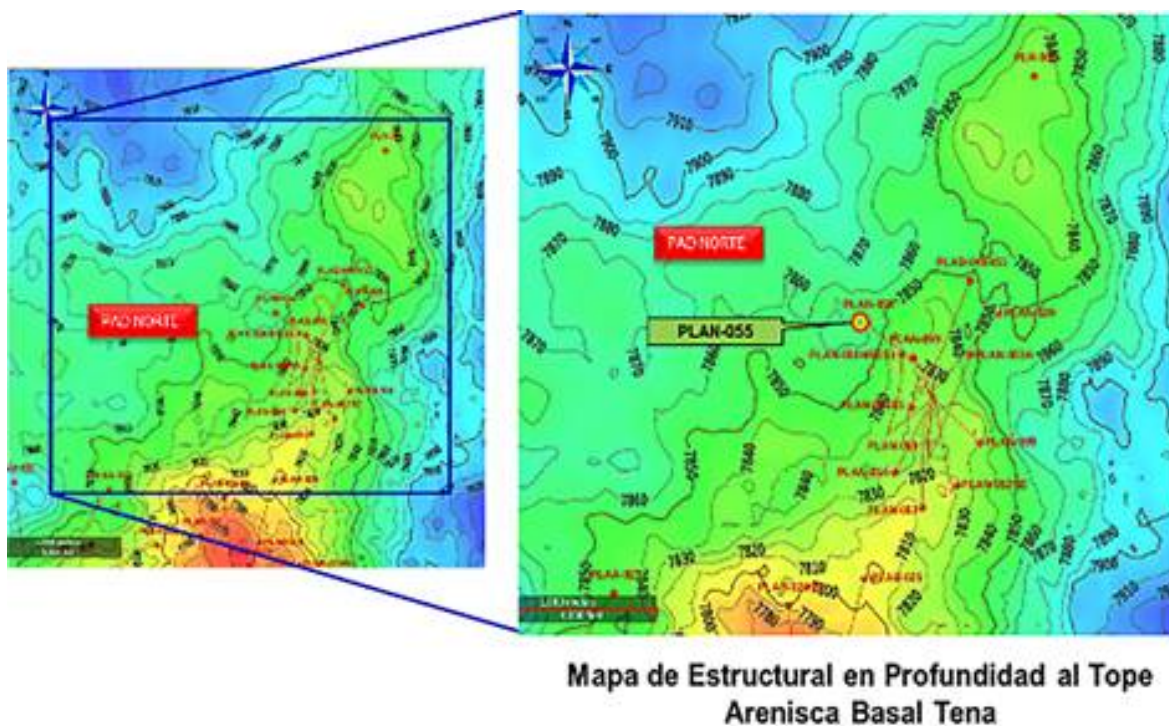


FIGURA 1
Mapa de Ubicación del PAD Norte Palo Azul
Petroamazonas EP e IGAPO, 2017

Historial de producción

La arena Basal Tena produce desde abril del año 2015, en la figura 2 se muestra el historial de producción:



FIGURA 2
 Historial de producción Basal Tena
 Petroamazonas EP, 2018

Datos PVT de la arena Basal Tena

Los datos PVT se detallan en la Tabla 1.

TABLA 1
 Datos PVT de la arena Basal Tena

GOR de formación	230 scf/STB
Gravedad del petróleo	25-26 °API
Gravedad específica del gas	0.7984
Salinidad del agua	30,000 ppm
Temperatura de formación	213 °F
Presión de yacimiento inicial	3,200 psi
Presión de yacimiento actual	1,100 psi
Punto de burbuja	1156.25 psi

Petroamazonas EP

Ecuación de Flujo Fraccional

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:

Dónde:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{u_w k_{ro}}{u_o k_{rw}}} \tag{Ec. (1)}$$

μ_w = Viscosidad de agua [cp].
 μ_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 recuperación secundaria se calcula con la ecuación 2 y ecuación 3

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

Dónde:

F_R = Factor de recobro
 E_V = Eficiencia de desplazamiento vertical
 E_A = Eficiencia de desplazamiento areal.
 E_D = Eficiencia de desplazamiento microscópico

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

Dónde

E_S = Eficiencia de desplazamiento volumétrico.
 E_V = Eficiencia de desplazamiento vertical
 E_A = Eficiencia de desplazamiento areal

DESARROLLO DE LA PROBLEMÁTICA

Evaluación petrofísica

En la figura 3 se presenta el corte estructural y estratigráfico NW-SE de la arena Basal Tena.

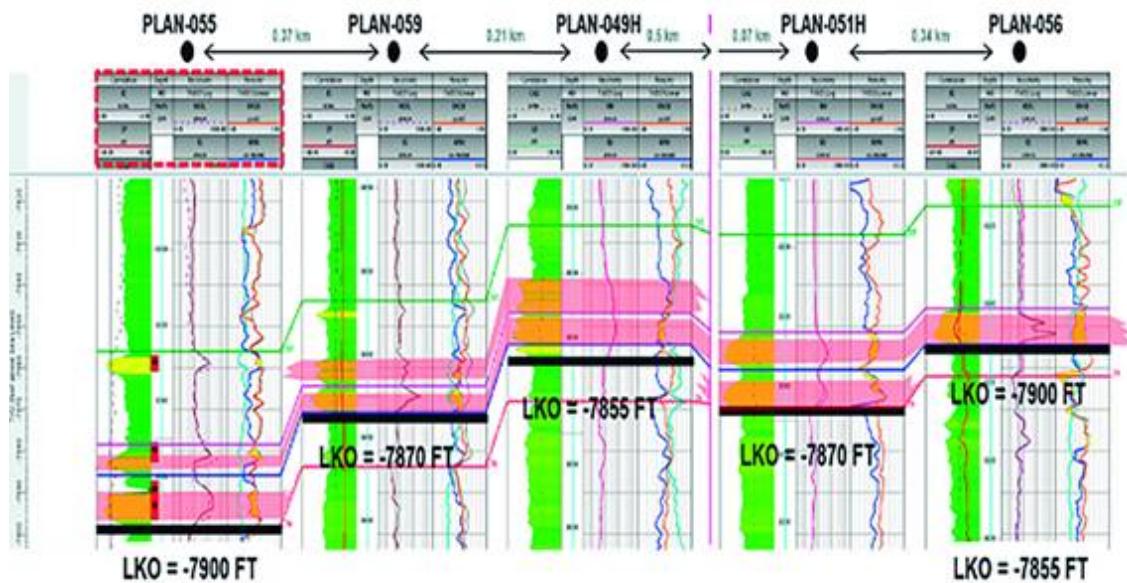


FIGURA 3
 Correlación estratigráfico NW-SE
 Petroamazonas EP e IGAPO, 2019

POES y Reservas

Las reservas oficiales reportadas hasta el 31 de diciembre del 2017, se calculó un POES de 25'976,513 barriles, las reservas remanentes estimadas son 2'409,860 barriles con el FR calculado de 9.27%.

Producción Acumulada de Petróleo Recuperada: 1,480541.89 BPPD (31 de diciembre de 2017).

Se estima que mediante la inyección de agua desde el pozo PLAN-055, inyectando un caudal de unos 2000 BLS de agua se podrían recuperar 0.5 – 1.0 MMBLS adicionales, lo que representa 3%- 5% de factor de recobro adicional. Con ello se llegaría a un factor de recobro de 17%-19%.

Comportamiento de presión

La presión de reservorio inicial de la arena Basal Tena fue de 3,200 psi, actualmente la Pr es de 1,100 psi, y las presiones de entrada a la bomba BES PIP es: 394 psi.

Curvas de permeabilidades relativas



FIGURA 4
Permeabilidades relativas
Petroamazonas EP, 2019

Selección preliminar del pozo inyector

La selección del pozo candidato a inyector se tomó en cuenta las siguientes premisas:

- Que se encuentre ubicado en la zona del canal del campo.
- Que tenga al momento una producción menor a 120 Bppd.

Tomando en cuenta las premisas anteriores se seleccionó al pozo PLAN-055 como el pozo candidato a inyector (tabla 2) (ver la ubicación del pozo en la figura 5).

Procedimiento operacional:

- Se obtiene agua de formación del pozo PLAN-056H y se almacena en un tanque en la locación
- Se realiza el proceso de filtrado del agua previo a la inyección
- Arrancan unidades de bombeo e inyectan agua con presión de cabeza 1000 psi
- Toman parámetros operaciones de inyección.

TABLA 2
Propiedades del agua pozo PLAN-56H arena Hollín principal

Na ⁺	(mg/l)*	3,018
Mg ²⁺	(mg/l)	142
Ca ²⁺	(mg/l)	900
Ba ²⁺	(mg/l)	4
Total Fe	(mg/l)	14.75
Cl ⁻	(mg/l)	5,750
SO ₄ ²⁻	(mg/l)	150
Bicarbonates	(mg/HCO ₃)	1403.0
Acidos carboxilicos	(mg/l)	
TDS (Calculado)	(mg/l)*	11,382
TDS (Medido)	(mg/l)*	
pH Condiciones Normales	---	6.8
CO ₂ Agua	(mg/l)	380
S ⁻ Agua	(mg/l)	0.014
CO ₂ Gas	%	22
H ₂ S Gas	ppm	5

Petroamazonas EP

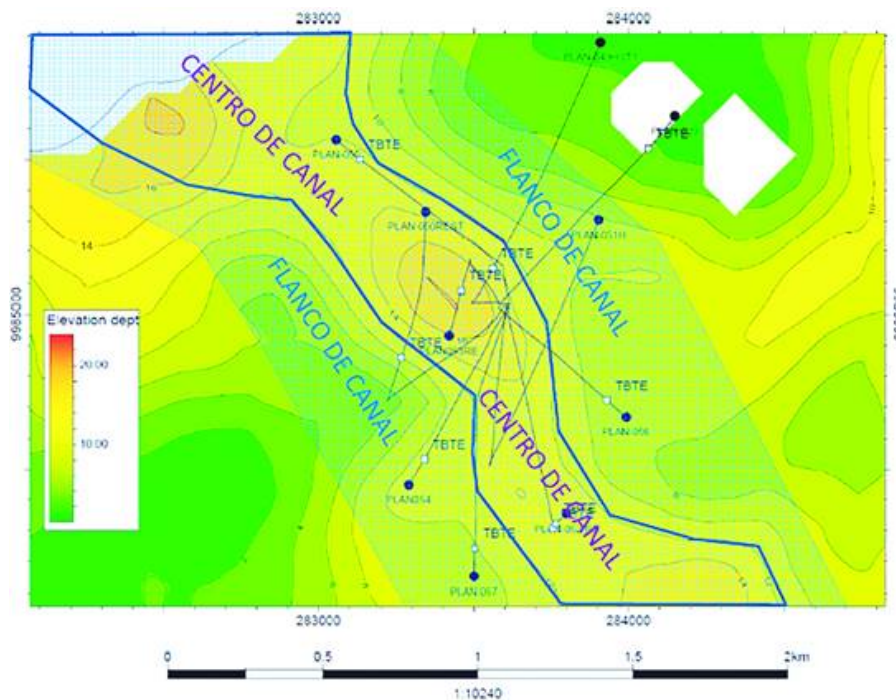


FIGURA 5
Ubicación pozo inyector
Petroamazonas EP, 2017

Aplicación de la ecuación de flujo fraccional

En el caso del proyecto piloto de inyección de agua del campo. Asumimos que los valores de caudal total (q_t) son lo suficientemente grandes de tal forma que los efectos de capilaridad y gravedad no son significativos. La viscosidad del petróleo según análisis PVT para la arenisca Basal Tena es 8.30 cp. La viscosidad de la agua de la estima en 1 cp. (ecuación 4)

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{1 \times k_{ro}}{8,3 \times k_{rw}}} \quad \text{Ec. (4)}$$

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se aplicó el modelo de Buckley-Leverett, complementado por el enfoque dado por Weldge, determinando la saturación de agua en el frente de agua (S_{fw}) y la saturación de agua promedio detrás del frente (S_{wbtm}) (Mena, 2019). (Ver figura 6)

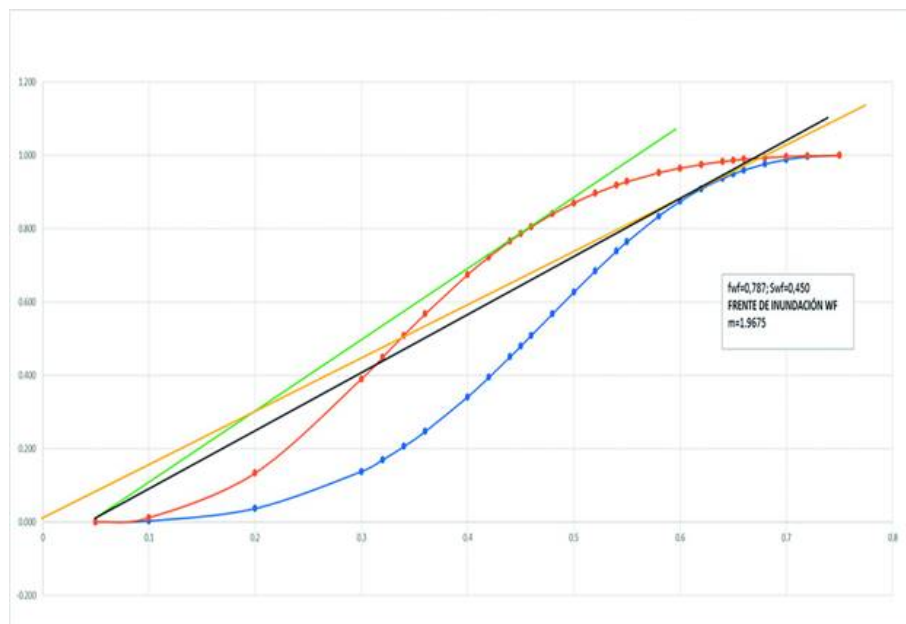


FIGURA 6
Resultados flujo fraccional
Petroamazonas EP, 2017

Para el proyecto piloto, el valor estimado del volumen poroso resultó de la multiplicación del espesor promedio de la zona de pago entre el pozo inyector y el pozo productor que es 16 pies, por un área del reservorio total. El área total resultante es 218,916 pies cuadrados. (Ver tabla 3)

TABLA 3
Datos para el cálculo de inyección de agua

DATOS PROYECTO BASAL TENA PALO AZUL		
Uo	8.3	Viscosidad del petróleo, cp
Uw	1	Viscosidad del agua, cp
Swf	0.45	Saturación de agua en la ruptura, fracción
Swbtm	0.532	Saturación de agua promedio hasta la ruptura
Swc	0.05	Saturación de agua connata, fracción
A	218,916	área de flujo, pies cuadrados
L	1,500	Longitud entres pozo inyector a productor, pies
Por	14.6%	Porosidad de la formación
EA	0.8	Eficiencia areal asumida
EV	0.8	Eficiencia vertical asumida
Bo	1.15	Factor volumétrico del petróleo
Bw	1.00	Factor volumétrico del agua
POES	25,976,513	POES hasta el 31 de diciembre del 2017
Frp	9.27%	Factor de recobro primario
iw	1,500	Rata de inyección en la zona de pago
m	1.9675	Pendiente

Petroamazonas EP

Se inyectó a través del pozo inyector un volumen de agua equivalente al volumen de producción de fluidos en que se tenía el mejor aporte, 1,500 Bapd. (tabla 4)

TABLA 4
Resultado de inyección de agua reservorio Basal Tena

RESULTADOS DE INYECCION DE AGUA BASAL TENA		
T	379	Tiempo frente de agua invadir reservorio
Np	3,591,156.00	Volumen de petróleo recuperado
W _{iny}	24,367,270.00	Volumen de agua inyectada
Ed	51%	Eficiencia de desplazamiento
Fri	14%	Factor de recobro hasta el frente de agua

Petroamazonas EP

Volúmenes de producción incremental

El factor de recobro al final de la producción del reservorio contempla el 9.27% sin intervención de la implementación de la inyección de agua. Con la aplicación del proyecto piloto de inyección de agua

incrementaría el factor de recobro hasta el 14%. Esto incurriría con incrementales de reservas aproximadas de 3,591,156.00 barriles.

Con los resultados obtenidos, la diferencia entre la producción primaria y la aplicación del IOR es 1,181,296 barriles de petróleo, donde la implementación del proyecto incurre con inversiones mínimas que es directamente beneficioso para el estado ecuatoriano.

CONCLUSIONES

- El POES de la arena Basal Tena de la zona norte del campo Palo Azul es 25,976,513 barriles de petróleo, y las reservas remanentes estimadas son 2,409,860 barriles de petróleo, obteniendo un factor de recobro de 9.27%.
- Inyectando 1,500 barriles de agua diarios en el pozo inyector PLAN 55 se espera recuperar 3,591.156,00 barriles de petróleo, obteniendo un factor de recobro de 14%.
- La inyección de agua de formación hasta el punto de ruptura se tarda 379 días, que es un tiempo corto para evidenciar los resultados.
- El proyecto implementado con recuperación secundaria mediante inyección de agua constituye la solución más viable para enfrentar la constante declinación de la producción.

RECOMENDACIONES

- Para tener una mejor eficiencia de la inyección de agua se debe realizar un monitoreo continuo de los caudales y fluido a inyectarse, verificar las presiones que se van a inyectar, su permeabilidad, presión del reservorio, presión de fractura, viscosidad, factor volumétrico.
- Afinar el proyecto con el modelo Estático y Dinámico, para corroborar los datos presentados en este proyecto.

REFERENCIAS

- Córdova, D. 2016. Proyecto de inyección de agua de formación para incrementar el factor de recuperación en un Campo X de la Amazonía Ecuatoriana (Tesis de pregrado). Universidad Tecnológica Equinoccial. Quito, Ecuador.
- Criollo, S. 2011. Water and surfactant Flooding at Different Wettability Conditions. Tesis de Posgrado. University of Stavanger, Noruega.
- Escobar, F. 2012. Fundamentos de Ingeniería en Yacimientos. Universidad Sur colombiana. Neiva.
- IGAPO. 2019. Propuesta para ejecución de actividades de inyección de agua en el reservorio arenisca basal tena campo Palo Azul. Informe ejecutivo. Quito, Ecuador.
- Mena, F. 2019. Aplicación de la teoría de Buckley-Leverett en la recuperación mejorada por inyección de solvente en el campo VHR (Tesis de maestría). Universidad Central del Ecuador. Quito, Ecuador.
- Petroamazonas EP. 2016. Estudio técnico, propuestas CAPEX en el campo Palo Azul. Informe ejecutivo. Quito, Ecuador.
- Petroamazonas EP. 2018. Estudio técnico para la conversión del Pozo Palo Azul 55 de productor de petróleo a inyector de agua para recuperación secundaria a la arenisca basal tena, campo Palo Azul, Bloque 18. Informe ejecutivo. Quito, Ecuador.