

Modelo de simulación matemática para la evaluación de inyección de agua de baja salinidad en la arenisca U Inferior del campo Paka Norte, B15

Reservoir Model for the Evaluation of Low Salinity Water Injection in the Lower U sandstone of the Paka Norte oilfield, B15

Durán Yazuma, Sandra Verónica; Palacios Serrano, Diego Gabriel

Sandra Verónica Durán Yazuma

asvhad@hotmail.com

Consultora Independiente. Quito, Ecuador

Diego Gabriel Palacios Serrano

diegogabrielpalacios81@hotmail.com

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/624/6243825007/>

DOI: <https://doi.org/10.29166/revfig.v1i1.1796>

Autor de correspondencia: asvhad@hotmail.com



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

Cómo citar: Durán Yazuma, S. V., & Palacios Serrano, D. G. (2019). Modelo de simulación matemática para la evaluación de inyección de agua de baja salinidad en la arenisca U Inferior del campo Paka Norte, B15. *FIGEMPA: Investigación Y Desarrollo*, 7(1), 53–60. <https://doi.org/10.29166/revfig.v1i1.1796>

Resumen: El propósito del presente estudio es establecer si la aplicación de la inyección de agua de baja salinidad (LSW) es efectiva para las condiciones de reservorio y de fluido de la arenisca U Inferior del Campo Paka Norte del B15. Además, busca evaluar la rentabilidad que podría generar un proyecto con esta técnica de recuperación mejorada de petróleo. Para el desarrollo de este proyecto se consideró un flujo de trabajo con el objetivo de procesar y validar la información, construir el modelo dinámico, realizar el ajuste histórico de presión y producción, generar varios casos pronóstico y su respectivo estudio económico. Se estimó un valor de petróleo original en sitio de 79 millones de barriles. La producción del caso base señala que el campo produciría 7,49 millones de barriles de petróleo hasta el año 2028 con un factor de recobro de 10,56%. Los escenarios de producción señalaron que, en el mejor de los casos, se podría duplicar la producción acumulada y alcanzar un factor de recobro cercano al 20%. Los casos de baja salinidad en general mostraron factores de recobro adicionales de entre 0,5 a 0,6% con respecto a los mismos casos, pero de alta salinidad. El análisis económico determinó que, en todos los escenarios analizados, la inyección de agua de baja salinidad presentaba mayores VAN y TIR, con menores PRI.

Palabras clave: recuperación mejorada (eor), agua de baja salinidad (lsw), modelo de reservorios, evaluación económica, screening.

Abstract: The purpose of the present study was to establish if the application of the low salinity water injection (LSW) is effective for the reservoir and fluid conditions of the lower U sandstone in the Paka Norte oilfield of B15. In addition, it was looked for evaluating the profitability that oilfield could generate with this EOR technique. For the development of this project a workflow was considered with the objective of processing and validating the information, building the dynamic model, making the historical adjustment of pressure and production data, generating several forecast cases and their respective economic study. Reservoir model shows that Original Oil in Place was 79 million barrels. The base case pointed out that the oilfield would produce 7.49 million stock tank barrels of oil until 2028 with a

recovery factor of 10.56%. Production scenarios indicated that accumulated production could be doubled and a recovery factor of around 20% could be reached. Low salinity cases showed additional recovery factors of 0.5 to 0.6% contrasted with high salinity cases. The economic analysis determined that low salinity water injection had higher NPV and IRR than high salinity water injection.

Keywords: enhanced oil recovery (eor), low salinity water (lsw), reservoir model, economic evaluation, screening.

INTRODUCCIÓN

En Ecuador, en los últimos años, las técnicas de recuperación mejorada han ido adquiriendo mayor importancia debido a la pronunciada declinación en la producción de los campos petroleros del país. Sin métodos adecuados que permitan revertir la tendencia, los yacimientos se vuelven cada vez menos productivos y por ende menos rentables.

Justificación e importancia

El promedio del factor de recobro esperado por la SHE para los campos de Petroamazonas EP es de 19%. El campo Paka Norte estará por debajo de la media.

La inyección de agua de baja salinidad ha permitido incrementar el factor de recobro entre 8% y 12% en la mayoría de los casos, se ha llegado a alcanzar incrementos de hasta el 40% (Chandrashegaran, 2015, p.2).

El modelo de simulación permitirá analizar la aplicabilidad de la inyección de agua de baja salinidad en el campo Paka Norte y contribuirá en futuros proyectos de explotación del Activo Indillana mediante métodos de recuperación mejorada.

Agua de baja salinidad

La inyección de agua es un método convencional de recuperación en el que se inyecta agua en el reservorio principalmente por el mantenimiento de la presión y alcanzar una producción adicional de petróleo mejorando la eficiencia de barrido.

Si se establece una técnica en la que se controla la composición del agua de inyección, se puede alcanzar mejores factores de recobro que en las condiciones convencionales de inyección de agua; a esta técnica se conoce como inyección de agua de baja salinidad (LSW por sus siglas en inglés).

La técnica de LSW ha sido demostrada en pruebas de inundación de núcleos en laboratorio, algunos de estos proyectos se han llevado a nivel de campo.

NOTAS DE AUTOR

asvhad@hotmail.com

Mecanismos LSW

Migración de finos: el agua tiende a fluir por canales de alta permeabilidad, y los finos que migran taponan las gargantas porales de estos canales, reduciendo la producción de agua.

Saponificación y disolución mineral: al inyectar agua de baja salinidad reacciona como una solución alcalina, generando surfactante naturales (jabones) insitu.

Desorción de materiales orgánicos: el incremento del PH hace que materiales orgánicos adheridos débilmente en la superficie de la roca se desprendan fácilmente.

Efecto de doble capa: es la acción de las fuerzas electrostáticas presentes en la superficie de la roca y la arcilla.

Efecto Salting-in: explica la solubilidad de materiales orgánicos en la fase acuosa.

Alteración de la mojabilidad: todos estos mecanismos no explican por si solos la técnica de acción de la inyección de agua de baja salinidad por lo que deben trabajar en conjunto para que se accione el mecanismo de alteración de la mojabilidad

Todos los mecanismos anteriores descritos se representan en un simulador y son representados mediante la interpolación de curvas de permeabilidad relativa, ver figura 1.

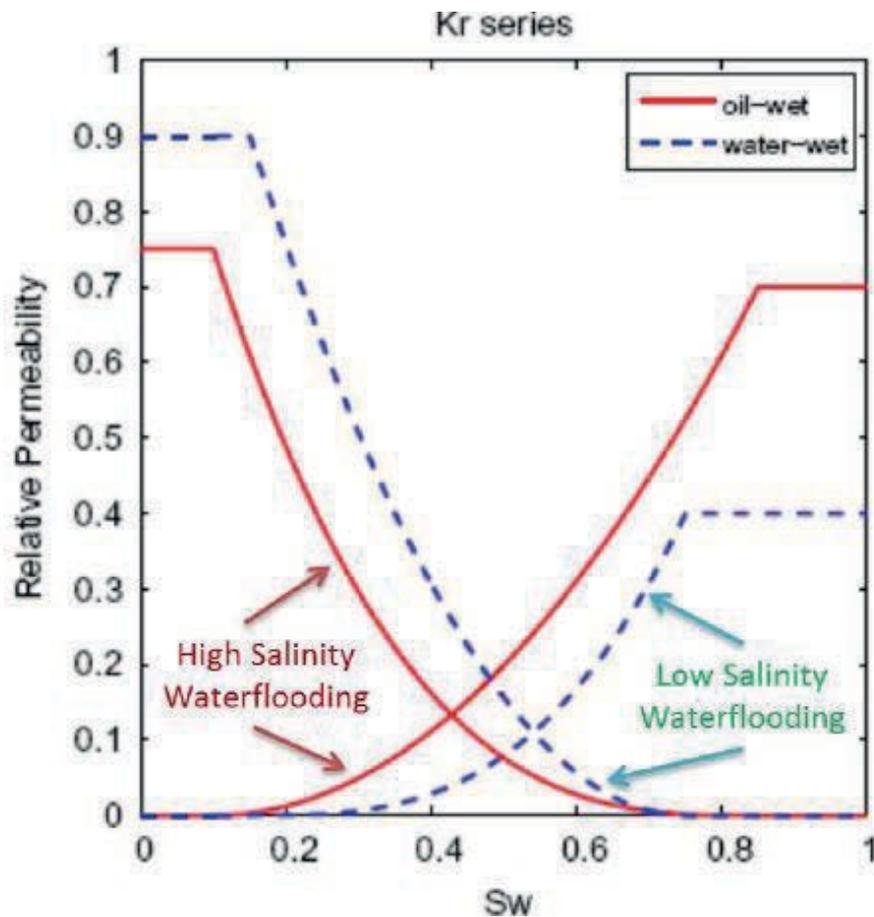


FIGURA 1
Desplazamiento de las curvas de permeabilidad relativa en LSW
Computer Modelling Group, 2017.

METODOLOGÍA

Observar el diagrama de flujo para el procesamiento de la información (figura 2).



FIGURA 2
Diagrama de flujo seguido para procesamiento de la información

Screening

Para este proceso se consideró el reservorio U Inferior con una ϕ de 17.4%, K de 200 mD, h de 21.52 fty Pr de 1760 psi a una profundidad promedio (TVD) de 9600 ft, temperatura de reservorio 200 # F. El petróleo contenido en este yacimiento es de 18.5 API y μ de 7.5 cP a condiciones normales, contenido de arcilla de 11.4%, presencia de capacidad de intercambio catiónico igual a 0,219 meq/100 grs, presencia de iones divalentes como Ca^{++} y Mg^{++} entre 1000 ppm y 6000 ppm (Petroamazonas, 2017, p.6).

Al núcleo tomado del PKNA 014 se realizaron pruebas de permeabilidad, donde se inundó el núcleo con salinidades de entre 2000 ppm y 55000 ppm (muestras de diferentes campos), los resultados muestran que la inyección de agua de baja salinidad permitirá alcanzar altos factores de recobro. Además, se comprobó que existen movimientos de finos.

Validación del modelo estático

El modelo original entregado por Petroamazonas EP contaba con 508560 celdas, en una configuración 78 x 163 x 40 (nI, nJ, nK) espesor promedio por celda de 1,23 ft reservorio U Inferior.

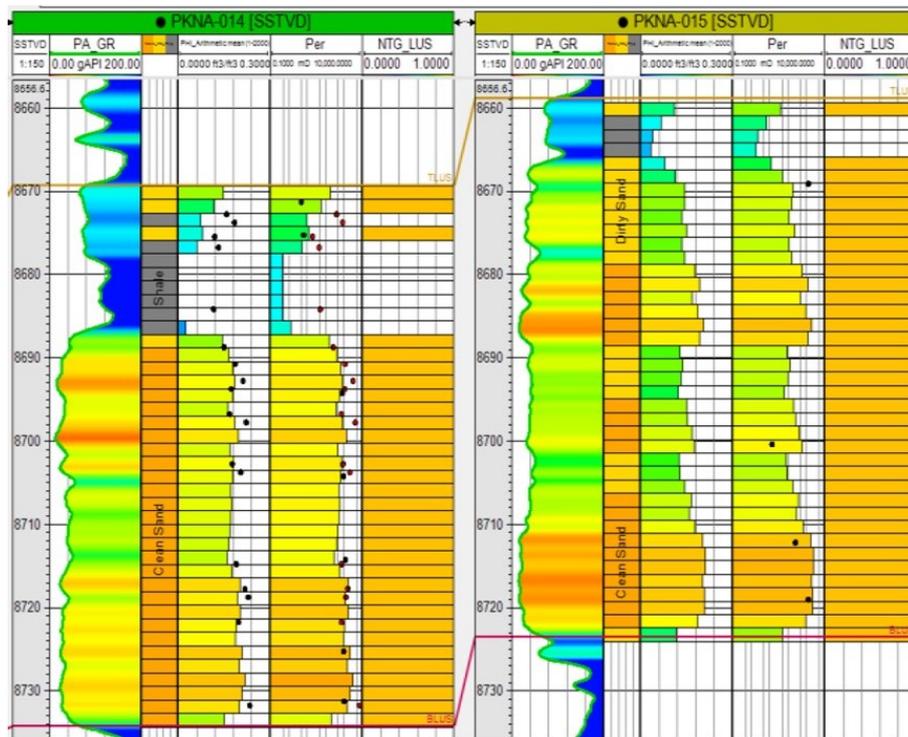


FIGURA 5

Ajuste entre propiedades pobladas y datos de núcleos/pruebas de pozo.

Se cargó 18 pozos en el modelo, el límite occidental de PKNA coincide con el borde del Bloque 15.

Se validó el poblamiento de facies, en donde se obtuvo un buen cotejo de las propiedades de porosidad y permeabilidad donde se compararon los valores del grid y los valores obtenidos en el núcleo del pozo PKNA 014, para el resto de los pozos se hizo un control de los valores de permeabilidad obtenidas de las pruebas de presión. En el pozo PKNA 001 se encontraron zonas de lutita en zonas de arenisca, se procedió a validar los histogramas de facies y los datos estadísticos, corrigiendo la porosidad, celdas con porosidades >8% y estén asignadas como lutita sean considerados como arenisca sucia.

Para determinar el espesor de la arenisca U Inferior se realizaron dos cortes estructurales al campo Paka Norte; de N-S se va perdiendo espesor de la facie de arena hasta que esta litología se condensa totalmente en el pozo PKNA 04 lo que indica que existe algún tipo de barrera. Por otra parte, de O-E, mientras se avanza al oriente, se reduce el espesor de la arenisca.

Para el cálculo del Petróleo Original en Sitio (POES), se estima un valor del contacto agua-petróleo (CAP) de 8743 ft TVDSS y un factor volumétrico del petróleo de 1,153 BY/BN, y de esta manera se obtiene un POES de 78.547.869 STB, comparado con el POES reportado en el año 2016 (igual a 79.500.547 STB), representa una variación del 1,2%.

Escalamiento de modelo

- Reducir el número de celdas del modelo original:
 - Modelo grueso
 - Reducir tiempos de simulación.
- Se realizó el escalamiento de las capas verticales de 40-20:
 - Arenisca Uinf, relativa homogeneidad.
 - No afecta las propiedades de los histogramas de las facies y de porosidad.

- Se validó los datos PVT del pozo PKNA 015.
- Se realizó un Modelo de Fluidos.
- Se realizó el proceso lumping que se basa en el agrupamiento de los componentes, se redujo de 43 a 4.
- Se ajustó los datos PVT para determinar el error entre los resultados reales y simulados, todo esto mediante ecuaciones de estado.
- Los resultados muestran un ajuste aceptable del PVT.

Análisis de propiedades roca-fluido

Se procede a normalizar las curvas de permeabilidad relativa y se ajusta la curva promedio obtenida al modelo de Corey.

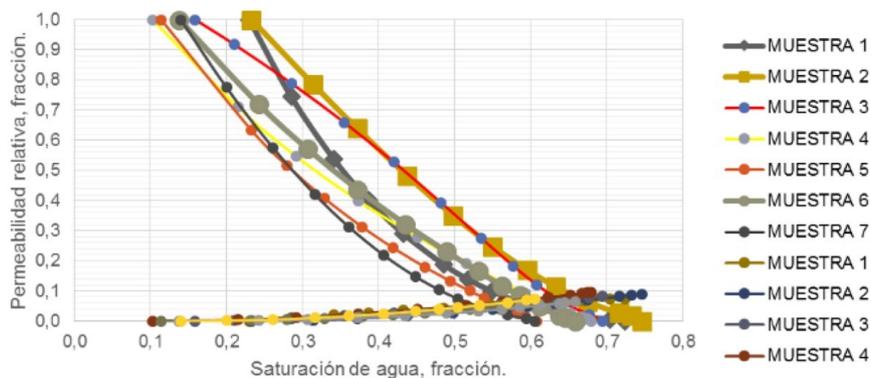


FIGURA 4
Resultado del análisis de permeabilidades relativas para 7 plugs del pozo PKNA-014.

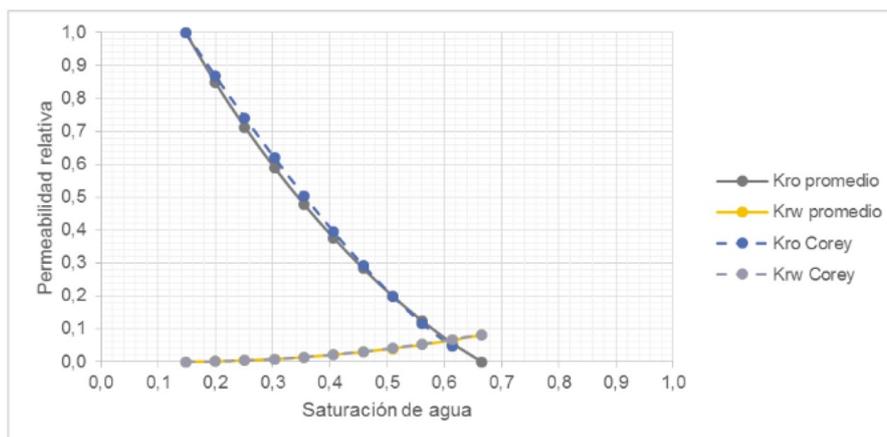


FIGURA 5
Ajuste de la curva promedio de permeabilidades relativas al modelo de Corey.

Diseño de proyecto de LSW

Para su efecto se consideraron dos alternativas:

- 1) Utilizar el agua de Holling del campo Sacha.
- 2) Construir facilidades en Paka Norte para tratar agua producida del mismo campo.

Datos recurrentes

De los historiales de WO se evidenció que las formaciones presentaban daños, debido a taponamientos de la intake de las bombas eléctricas, por un mal control de pozos por el agua de formación, maniobras en los pozos con equipos pescados (figura 6).



FIGURA 6

Comunicación entre arenas en pozos con completaciones duales por problemas en la completación (izq.) Sólidos en a entradas de las bombas, der.) Huevo en tubería
Petroamazonas EP

La figura 7 muestra la presión de reservorio vs el tiempo, valores obtenidos a partir de la pruebas de presión realizadas a 13 pozos. Se realizó una regresión, para predecir el valor de la Pr para la fecha del último dato histórico de producción 31 jul, 2018; valor Pr = 1535,6 psi.

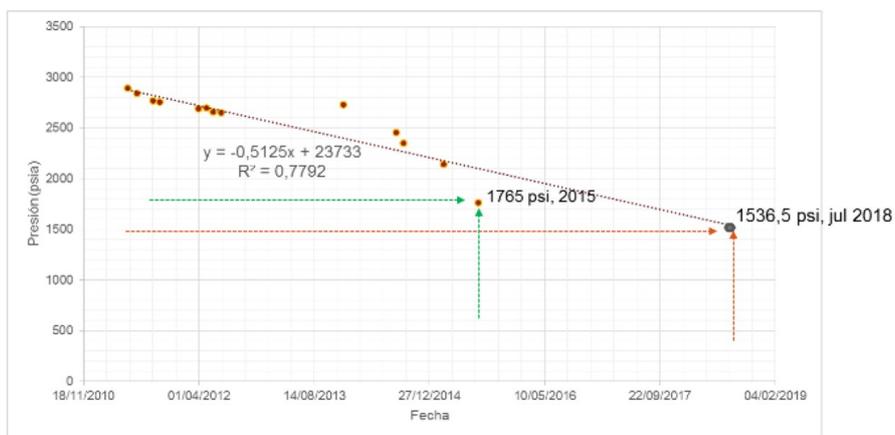


FIGURA 7

Historial de presión de reservorio del campo Paka Norte.

Construcción e inicialización

Consiste en carga de datos obtenidos en las secciones anteriores de facies, k, Ø, Sw, trayectorias de los pozos, CMG_builder.

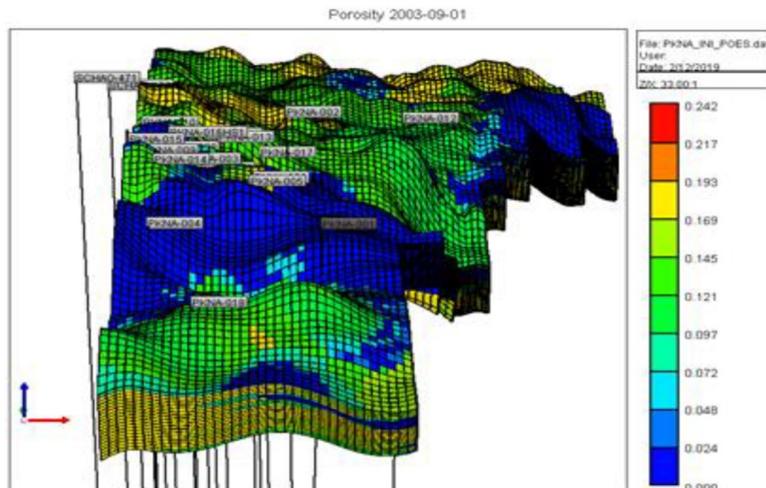


FIGURA 8
Detalle 3D del grid y los pozos del campo Paka Norte.

La figura 9 muestra el análisis de compresibilidad de volumen de poro del pozo PKNA 014. Se estima un valor de compresibilidad de $2,47 \times 10^{-6}$ psi⁻¹.

Presión neta de confinamiento= Presión lito-estática $P_r = 6724,5$ psi. CAP=8743ft PAM EP, $P_r = 2892$ psi @ 9616,2ft, $S_{wi}=0,1144$ y P_{wf} , historial de producción.

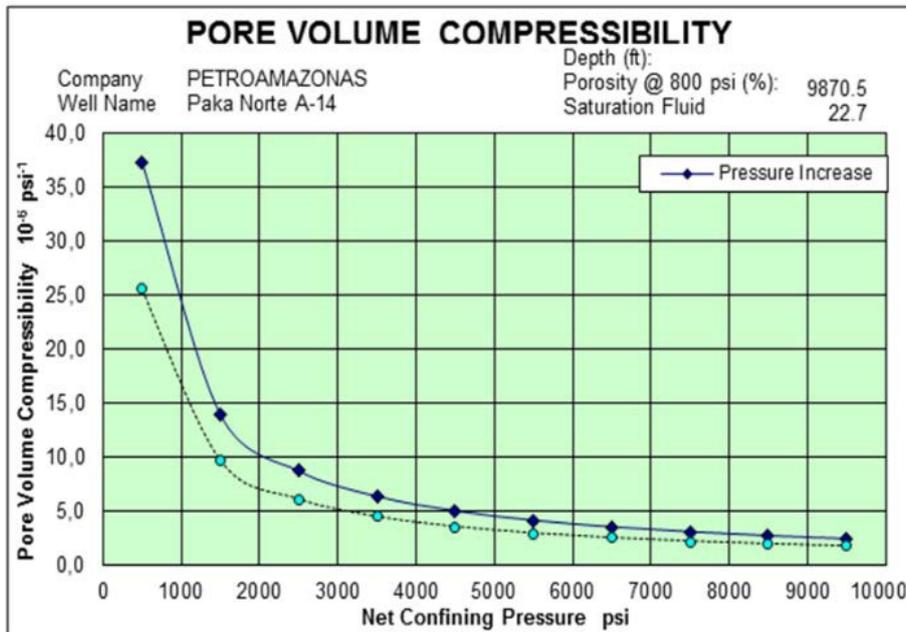


FIGURA 9
Resultados del análisis de compresibilidad de volumen de poro del pozo PKNA-014.
Petroamazonas EP.

Ajuste Histórico

La figura 10 muestra una caída de presión abrupta de 2892 psi hasta 600 psi al 2018.

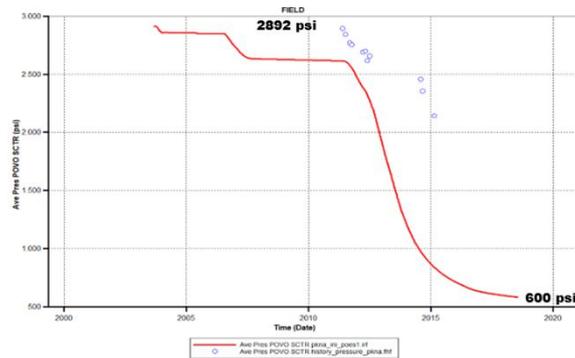


FIGURA 10

Presión estática de yacimiento para la primera inicialización del modelo dinámico.

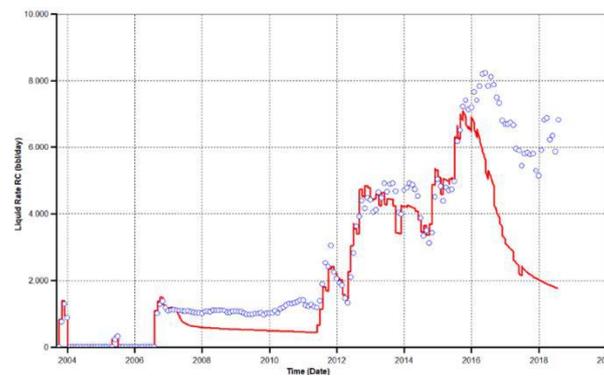


FIGURA 11

Ajuste de líquido para la primera inicialización del modelo dinámico.

En el pozo PKNA-004 no se encontró una litología de arenisca U Inferior, lo que podría indicar una barrera de permeabilidad.

Mecanismo de empuje: hidráulico y gas en solución. Alta producción de agua del campo (10 millones de barriles de agua a julio de 2018) aporte de agua por parte del acuífero analítico tipo Carter-Tracy para soporte de la presión inicial.

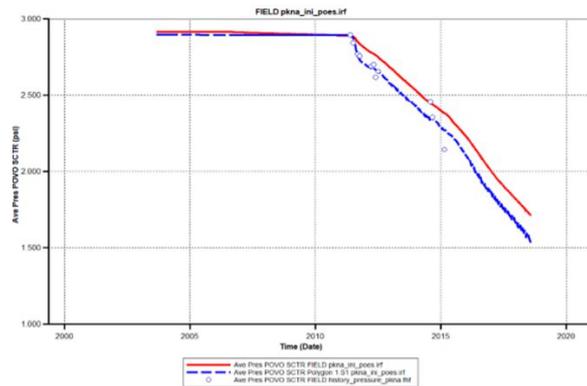


FIGURA 12

Ajuste de presión.

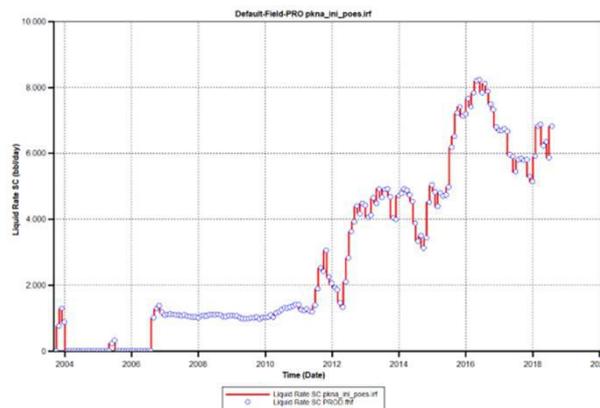


FIGURA 13
Ajuste de líquido.

Ajuste entre la producción histórica y la producción simulada de petróleo y agua del campo.

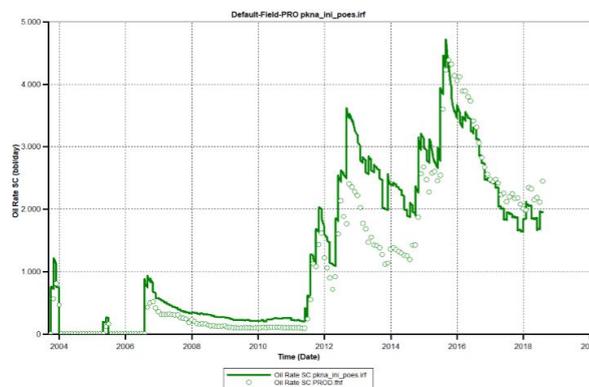


FIGURA 14
Ajuste de la producción de petróleo

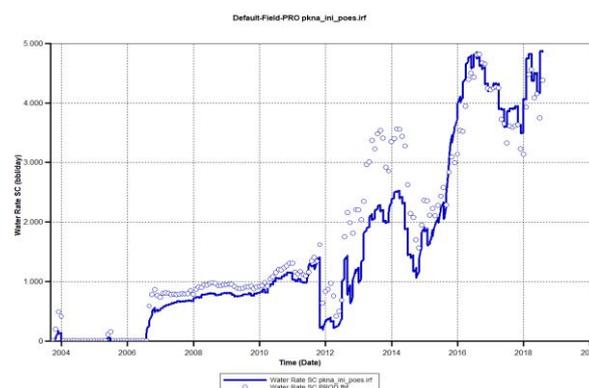


FIGURA 15
Ajuste de la producción de agua

Para el ajuste de producción se consideraron dos tipos de modificaciones: 1) Carácter Regional y 2) Carácter local.

Ajuste regional:

- Incremento de la K_v a un valor del + 12.5% de la K_h .
- En base a un análisis de sensibilidad se estableció un valor de contacto agua-petróleo igual a 8739 ft TVDSS esto para obtener un mejor ajuste.

- Se crearon dos zonas de Kr distintas (centro norte y sur), a fin de mejorar el aporte de agua en la zona sur.

Ajuste local:

Cambios en las producciones.

- PKNA017, completación dual con comunicación entre arenas, problemas en la completación, figura 16.

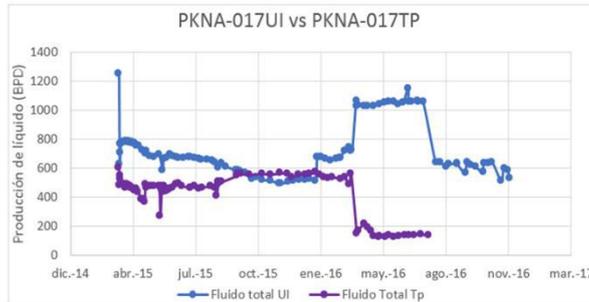


FIGURA 16

Producción de fluido de las arenas U Inferior y T principal en el pozo PKNA-017.

PKNA005, problema mecánico. Salinidades bajas, producciones de agua altas, SQZ (cementación forzada), indicio de ingreso de agua de una formación aledaña, figura 17.

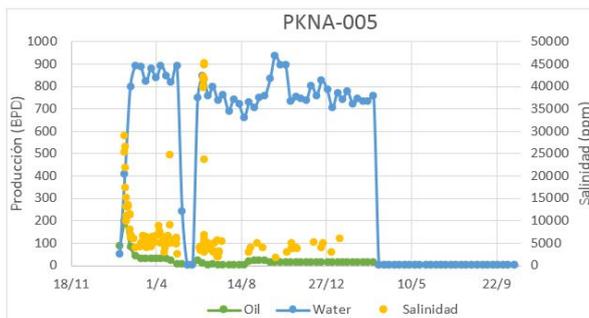


FIGURA 17

Producción de agua y petróleo en el pozo PKNA-005 con detalle de mediciones de salinidad del agua de formación

Modificación de las celdas conectadas al acuífero en los pozos con excesiva producción de agua.

- En la mayoría de pozos se requirió ubicar valores de daño de hasta 7, esto para lograr acercarse a la presión reportada. Justificación de daño, reportes confirman existencia de finos en las entradas de las bombas).

Con lo antes indicado se obtuvo un buen ajuste de producción histórica.

Predicciones

TABLA 1
Caso Paka Norte

Caso Base		Condiciones actuales, 8 pozos activos									
	Conversión a Inyector						Re-entry	Perforación nuevos pozos			
Caso 1	PKNA 002	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA			
Caso 2	PKNA 002	NA	PKNA 010	PKNA 014	PKNA 017	PKNA 007	NA				
Caso 3	PKNA 002	PKNA-013	PKNA 010	PKNA 014	PKNA 017	PKNA 007	NA				
Caso 4	PKNA 002	NA	PKNA 010	PKNA 014	PKNA 017	PKNA 007	PKNA 019	PKNA 020	PKNA 021	PKNA 022	

TABLA 2
Costos del proyecto usados para el análisis económico

Costos del proyecto						
Inversión inicial		Trabajos en pozos			Operación	
Conversión de pozo PKNA-002UI a inyector	\$ 800.000	Peforación	\$ 3.600.000	Inyección de agua (por barril)	\$ 2,00	
Facilidades de inyección	\$ 1.200.000	Sidetrack	\$ 1.300.000	Desalinización (por barril)	\$ 0,13	
Total	\$ 2.000.000	Reacondicionamiento	\$ 500.000	Petróleo producido (por barril)	\$ 17,26	

Los costos de conversión de pozos, perforación, sidetrack, reacondicionamiento y petróleo producido fueron tomados de la propia empresa (Petroamazonas, 2018), mientras que el costo de inyección fue tomado de Bailey et al. (2000) y el costo de desalinización de Verbeek y Matzakos (2009).

Consideraciones

Para el diseño de la tasa de inyección y la presión de cabeza se definió en base a los datos del pozo PKSB013I, BIPD (barriles de inyección por día)= 4250 bbls, $P_{cabeza}=1850$ psi, facilidades de superficie para inyección a construirse similares a los del campo Paka Sur.

PKNA-002UI convertirlo a inyector: pozo abandonado por alto corte de agua y por bajas reservas, ubicado en el flanco de la estructura y cerca al contacto agua-petróleo ideal para empezar el proceso de inyección. Tiene buenas características petrofísicas ϕ entre 15 y 20%, k de 500 a 700 mD, espesor cercano a los 25 ft.

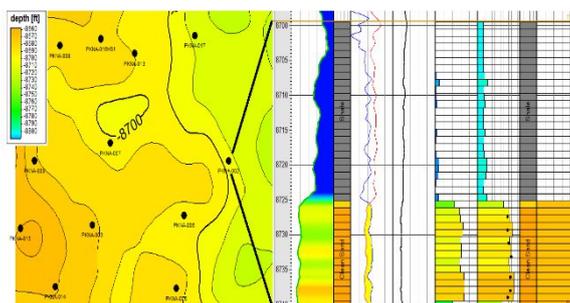


FIGURA 18

Ubicación y detalle de las propiedades petrofísicas del pozo PKNA-002UI.

Para el resto de los casos se consideró la reincorporación de pozos cerrados por condiciones mecánicas leves (PKNA-010 y PKNA-014) y un reentry en un pozo con serios problemas mecánicos (PKNA-017). Para el caso 3, se escogió el pozo PKNA013 debido a su ubicación cercana a los pozos del sector norte del campo y su ubicación relativamente baja a nivel de estructura.

Para el caso 4 se hace una combinación general de los casos previos y la perforación adicional de 4 pozos en el sector noroccidental del campo.

RESULTADOS

Casos

TABLA 3
Resumen resultados casos.

Caso Base 2028	Prod Cum Oil_CMG MM BBL'S	BPPD	FR %	Pr psi
	7,49	122,58	10,56	1308
Caso 1 2028	Prod Cum Oil_CMG MM BBL'S	BPPD BBL'S	FR %	Pr psi
LSW	10,02	878	14,11	1685
HSW	9,65	774	13,59	
Diferencia	0,37			
Caso 2 2028	Prod Cum Oil_CMG MM BBL'S	BPPD BBL'S	FR %	Pr psi
LSW	10,66	994	15,02	1575
HSW	10,27	868	14,48	
Diferencia	0,39			
Caso 3 2028	Prod Cum Oil_CMG MM BBL'S	BPPD BBL'S	FR %	Pr psi
LSW	11,15	1092	15,79	1599
HSW	10,74	997	15,13	
Diferencia	0,41			
Caso 4 2028	Prod Cum Oil_CMG MM BBL'S	BPPD BBL'S	FR %	Pr psi
LSW	14,08	1589	19,84	1479
HSW	13,54	1485	19,02	
Diferencia	0,54			
Pozos Perforados	0,65 - 1,3			

Evaluación Económica

Los proyectos de baja salinidad para cualquiera de los escenarios son más rentables al tener valores actuales netos y tasas internas de retorno más altas; esto se traduce en períodos de recuperación de la inversión más cortos, ver tabla 4.

TABLA 4
Resumen Evaluación Económica

		VAN	TIR	PRI (años)
Caso 1	Alta salinidad	\$ 7.578.569,74	44%	2,9
	Baja salinidad	\$ 10.811.805,99	51%	2,64
Caso 2	Alta salinidad	\$ 10.108.223,49	75%	1,61
	Baja salinidad	\$ 13.654.052,66	79%	1,57
Caso 3	Alta salinidad	\$ 11.914.473,02	57%	2,82
	Baja salinidad	\$ 16.021.473,82	62%	2,77
Caso 4	Alta salinidad	\$ 33.678.906,81	70%	2,75
	Baja salinidad	\$ 39.044.648,36	74%	2,7

DISCUSIÓN

- Producción acumulada entre los casos de LSW y HSW muestran diferencia entre 400.000 a 500.000 barriles, lo que es equivalente a perforar un nuevo pozo en cada uno de los casos.
 - Convertir el pozo PKNA-002I, permite recuperar un volumen adicional de 2,5 millones de barriles, FR incremental del 4%, razón inicio del proyecto.
 - Desarrollen las estrategias de los casos 3 y 4 a fin de reactivar los pozos que actualmente se encuentran cerrados y perforar pozos en la zona centro-norte del campo. Se obtendría una producción acumulada de hasta 6,59 millones de barriles, llegando a duplicar el factor de recobro original, que a condiciones actuales se ubica al 10%.

CONCLUSIONES

- POES presentado por Petroamazonas para el campo Paka Norte.
 - Buen ajuste entre las propiedades petrofísicas pobladas en el modelo estático del campo Paka Norte y las propiedades petrofísicas obtenidas del núcleo del pozo PKNA-014 o de las pruebas XPT.
 - Se encontró una anomalía en el poblamiento en la zona del pozo PKNA-001.
 - El contacto agua petróleo muestra variaciones de ± 2 pies en todos los pozos, a excepción del pozo PKNA-017 que muestra un valor fuera de tendencia.
 - El campo ha presentado una declinación abrupta de presión.
 - Pozos con completaciones duales presentaron problemas de comunicación entre arenas.
 - El ajuste de la presión de fondo fluyente de los pozos requirió de la adición de valores de daño (skin) de hasta 7.
 - En base a los resultados de los 4 casos (presentación anterior).
 - Las condiciones de mojabilidad del campo Paka Norte señalan una tendencia de mojabilidad medianamente mixta con tendencia al agua lo que limita la acción de la inyección de baja salinidad.
 - Los parámetros del agua de formación indican una presencia de alrededor de 7000 ppm de iones divalentes (Ca^{2+} y Mg^{2+}) lo que, según la literatura, promueve una mejor interacción con el agua de baja salinidad y la superficie de la roca.
 - Tomando en consideración el análisis económico, el caso más atractivo a corto plazo sería el escenario 2 ya que el período de recuperación de la inversión es de algo más de año y medio con una tasa interna de retorno del 89%, mientras que el resto de los casos tendrían períodos de recuperación de la inversión cercanos a los 3 años y TIR menores.
 - Para un proyecto a mediano plazo y con el dinero suficiente para implementar la perforación de pozos, el caso más atractivo sería el caso 4 ya que el VAN es de 39 millones de dólares siendo el TIR de 74% y el período de recuperación de la inversión de 2,7 años.

RECOMENDACIONES

- Desarrollar un estudio a profundidad para establecer la profundidad del contacto agua petróleo, ya que el valor que toma la empresa actualmente tiende a ser demasiado optimista.
 - Desarrollar un análisis de tipos de roca en conjunto con las pruebas de presión capilar con la finalidad de mejorar la caracterización petrofísica del reservorio U Inferior.
 - Ampliar la frontera del modelo en el límite occidental, para evitar afectar el rendimiento de los pozos ubicados muy cerca del límite del Bloque 15.
 - Efectuar un estudio detenido de las presiones del reservorio ya que la cercanía de los pozos del campo Sacha podrían causar una despresurización mayor a la prevista en este trabajo.
 - Realizar un análisis de inyección de polímero para evaluar si esto permitiese mejorar la eficiencia de barrido y así alcanzar un factor de recobro más alto.
 - Desarrollar estudios de inundación de agua de baja salinidad en el núcleo de la arena U Inferior del pozo PKNA-015 a fin de corroborar la interpolación de las curvas de permeabilidad relativa.
 - Realizar un análisis mineralógico de la formación U Inferior para poder confirmar la presencia y el porcentaje de calcita;
 - Extrapolar el presente análisis a otros campos de Petroamazonas EP a fin de identificar potenciales prospectos para implementar la técnica de inyección de agua de baja salinidad.
 - Definir los costos reales que tomaría la implementación de las facilidades de inyección para el Campo Paka Norte con el fin de contar con estimadores económicos más confiables.

REFERENCIAS

- Ahmed, T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook*. Atlanta, EEUU: Elsevier.
- Al-Marhoun, M. (2003). Adjustment of Differential Liberation Data to Separator Conditions. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 6, 142-146. doi: 10.2118/84684-PA
- Chandrasegaran, P. (2015). Low Salinity Water Injection for EOR. Society of Petroleum Engineers, *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, Lagos, Nigeria, August 2015. doi:10.2118/178414-MS.
- Computer Modelling Group. (2017). *Manual del simulador GEM*. Calgary. Documento Interno.
- Durán Yasuma, S. (2019). *Modelo de simulación matemática para la evaluación de inyección de agua de baja salinidad en la arenisca U inferior del campo Paca Norte, B15*. [Tesis de Maestría en Ingeniería de Petróleos: Mención Recuperación Mejorada]. Universidad Central del Ecuador. Quito
- Jerauld, G.R., Lin, C. Y., Webb, K.J. and Jim, C. S. (2008). Modeling Low-Salinity Waterflooding. *SPE Res Eval & Eng*, 11(6), 1000–1012. doi: <https://doi.org/10.2118/102239-PA>