

Formato de Presentación

ACIPET

Modelo de Regalías para Incrementar el Factor de Recobro Mediante la Inyección de Agua Salina de Baja Concentración en la Selva Peruana

Autor(es): J. Sinchitullo, Universidad Nacional de Ingeniería; A. Sinchitullo, Universidad Nacional de Ingeniería; G. Prudencio, Universidad Nacional de Ingeniería.

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

La situación de precios bajos del petróleo ha llevado a las empresas petroleras a postergar múltiples proyectos de inversión. Asimismo, se han visto en la necesidad de reducir sus costos de operativos y de capital. El Perú cuenta con un sistema fiscal rígido que no prevé situaciones donde la volatilidad del precio del petróleo sea extrema. Por ello se ha desarrollado un modelo de regalías que permita incrementar la producción de los campos maduros de la selva peruana. Esto a través de un modelo de optimización que incorpora las características geológicas, de reservorios y económicas de los campos de la selva peruana, basados en un enfoque win-win. Con el modelo se encuentran las tasas óptimas de regalías, y se incorpora el índice de reposición de reservas como mecanismo para garantizar las inversiones en los campos petroleros del caso de estudio. Para ello se ha evaluado la potencialidad de aplicación de la técnica de recuperación mejorada de la inyección de agua salina de baja concentración (LSWF). La importancia del estudio radica en que las empresas operadoras tendrán un mecanismo de negociación con la agencia de hidrocarburos (Perupetro) en situación de volatilidad del precio del petróleo. La principal conclusión del estudio indica que la metodología propuesta permite diseñar un esquema de regalía más equitativo en ingresos tanto para el Estado como para el inversionista y la técnica LSWF puede incrementar el factor de recobro de hasta 4.5%.

Introducción

Según la Agencia Internacional de Energía (AIE), considerando un escenario moderado, la demanda de energía al 2040 crecerá hasta un 28% frente a lo registrado en el 2015. De toda esa demanda, el petróleo seguirá siendo la principal fuente de suministro, representando el 31% del total [1]. Sin embargo, la producción mundial de petróleo convencional está disminuyendo debido a múltiples factores, entre ellos es que la mayoría de los campos petroleros son maduros, poca expectativa de encontrar nuevas áreas de extracción, y la transición energética hacia energías con menos emisiones de carbono [2]. El alto costo de desarrollar recursos petroleros tanto convencionales y no convencionales sumado a los sistemas fiscales del petróleo (SFP) hacen que las compañías petroleras busquen la mejor alternativa para asignar sus inversiones a fin de garantizar que la carga fiscal en su cartera corporativa sea mínima [3].

En términos generales el factor de recobro a nivel mundial se encuentra entre 20% a 40% [4], lo que significa que existe una gran cantidad de petróleo dejado en el subsuelo aún por explotar. Existen varias tecnologías que permiten que el petróleo dejado en el reservorio sea extraído, entre las cuales se encuentra los métodos de recuperación mejorada de petróleo (EOR- *Enhanced Oil Recovery*). Estas alternativas a la fecha se han implementado y se vienen utilizando en diferentes países de mundo [5], [6].

Los proyectos orientados a la recuperación mejorada de petróleo (EOR), constituyen un medio efectivo para incrementar la producción y el porcentaje de las reservas recuperables de los yacimientos [7]. Esto debido a que la aplicación de dichos proyectos suele ser menos costoso que explotar otros tipos de recursos, tal como el de agua profunda y petróleo pesado [8]. Existen tres principales categorías de EOR: i) térmico, ii) gas miscible y iii) químico. De entre los tres, el método de EOR térmico es el que más se ha implementado en las últimas décadas, seguido por el gas miscible [8]. Sin embargo, en los últimos años, los métodos de EOR químicos también están mostrando un avance significativo que los convierten en una alternativa prometedora al momento de elegir un método de EOR a aplicar. Como es el caso de la inyección de agua de baja salinidad (Low Salinity Water Flooding).

La inyección de agua de baja salinidad (LSWF) es una técnica EOR que moviliza el petróleo debido a la reducción de la salinidad

o modificando la composición del agua inyectada. El LSWF se considera una técnica de recuperación mejorada de petróleo simple y económica debido al fácil acceso a fuentes de agua de baja salinidad, como el agua de mar [9]. El potencial de la técnica de LSWF fue reconocido por primera vez por Yildiz y Morrow [10] en 1996 y Tang y Morrow [11] en 1997, cuando observaron una recuperación adicional de petróleo en laboratorio cuando realizaban inundaciones del núcleo de arenisca, y dependía de la composición del agua inyectada. Desde entonces, el LSWF ha sido probado con éxito en pruebas de inundación de laboratorio en núcleos de areniscas y carbonatos [12], [13].

Para el desarrollo de tecnologías de EOR como el LSWF en el Perú es necesario que se cuente con sistemas fiscales flexibles. Esto debido a que servirá como una herramienta eficaz para incrementar la producción de petróleo del país. Las regalías son ingresos recibidos por el Estado como compensación por la explotación de recursos naturales no renovables [14]. Se han propuesto y evaluado varios esquemas de regalías de petróleo alrededor del mundo, incluidos los basados en: precios del petróleo [15], rendimiento de la producción de petróleo [14], [16], Factor R [17], entre otros.

El objetivo principal de este trabajo de investigación consiste en diseñar un modelo de regalías para incrementar la producción de petróleo en la selva peruana. Esto a través del desarrollo tecnológico de la inyección de agua salina de baja concentración. Esto debido a que el principal mecanismo de impulsión de los principales reservorios de la cuenca Marañón son por impulsión por agua (water drive). Al mismo tiempo aprovechar la inyección del agua de producción para desplazar más petróleo, pero con menor concentración salina.

Diseño de modelo integral de regalías

Regalías petroleras. Son los ingresos recibidos por el Estado como compensación por la explotación de recursos petroleros [14]. Depende de las condiciones contractuales firmadas por las partes involucradas al inicio de la concesión del lote de explotación. Matemáticamente, la regalía del petróleo se expresa en (1):

$$Roy_t = R_t \times P_t \times q_t, \quad (1)$$

donde:

Roy_t : regalías efectivas pagadas en el momento "t", en millones de dólares,

R_t : tasa de regalías en el momento 't', %,

P_t : Precio promedio del petróleo en el momento 't', USD / Bbl,

q_t : Producción de petróleo en el momento 't', millones de Bbl.

Tipos de esquema de regalías petroleras. Esta sección analiza tres esquemas de regalías que se basan en la producción diaria de petróleo (q_d).

- a) Tasa de regalías por producción de petróleo gradual:

Conocido como esquema de tasas de regalías graduada por saltos (jumping). Este esquema se define como:

$$R_t(q_d) = \begin{cases} R_i, & q_0 \leq q_d \leq q_i, \quad q_0 \geq 0 \\ R_j, & q_i \leq q_d \leq q_j \end{cases} \quad (2)$$

donde, R_i y R_j son regalías efectivas fijadas en el rango del nivel de producción diario.

- b) Esquema de regalía de tasa lineal

Este esquema es similar a una ecuación de línea recta para cada rango de producción. Pero utiliza una tasa de regalía constante R_i para un tramo inicial de producción de petróleo, se define como:

$$R_t(q_d) = \begin{cases} R_i, & q_0 \leq q_d \leq q_i, \quad q_0 \geq 0 \\ \alpha_1 q_d + \beta, & q_i \leq q_d \leq q_j \end{cases} \quad (3)$$

donde:

$$\alpha_1 = \frac{R_j - R_i}{q_j - q_i}, \quad (4)$$

$$\beta = R_i - \alpha_1 q_d \quad (5)$$

α_1 es la pendiente constante de la línea recta.

- c) Tasa de regalía logarítmica

Consiste en mantener una tasa de regalía constante para el primer rango de producción. Posteriormente la tasa de regalía incrementa como una función logarítmica que es inversamente proporcional a la producción diaria de petróleo (q_d) y se define de la siguiente manera:

$$R_\emptyset(q_d) = \begin{cases} R_i(\emptyset), & q_0 \leq q_d \leq q_i, \quad q_0 \geq 0 \\ \alpha_2 \left(\frac{1}{q_d}\right) + R_j(\emptyset), & q_i \leq q_d \leq q_j, \quad q_0 \geq 0 \end{cases} \quad (6)$$

donde,

$$\alpha_2 = R_i(\emptyset) - q_i R_j(\emptyset), \quad (7)$$

La tasa de regalías efectiva para tres rangos de producción de petróleo se puede definir de la siguiente manera:

$$R_t(q_d) = \begin{cases} R_i, & q_0 \leq q_d \leq q_i, \quad q_0 \geq 0 \\ \alpha_2 \left(\frac{1}{q_d}\right) + R_j, & q_i \leq q_d \leq q_j, \\ \alpha_3 \left(\frac{1}{q_d}\right) + R_k, & q_j \leq q_d \leq q_k, \end{cases} \quad (8)$$

donde,

$$\alpha_3 = R_j - q_j R_k. \quad (9)$$

Precio del petróleo. Existen múltiples metodologías para pronosticar el precio del petróleo. Una de las metodologías más utilizadas fue desarrollada por Gab-Leyba y Laporte [18]; y se usa para estimar el precio del petróleo para este estudio.

$$P_t = P_0 \exp \left\{ \left[r - \alpha - \left(\frac{\mu^2}{2}\right) \right] t + \mu \beta \sqrt{t} \right\}, \quad (10)$$

donde,

- t : Representa el tiempo y el final de cada ciclo tributario,
- P_t y P_0 : Precios del petróleo Brent para el período t y 0 ,
- α : Conveniencia de almacenamiento neto,
- r : Tasa de interés nominal libre de riesgo,
- μ : Desviación Estándar,
- β : Precio medio anual de Brent.

Una de las consideraciones del estudio es que el precio del petróleo varía entre 50 y 80 dólares por barril (USD/Bls). Asimismo, no se contempla llegar a un escenario donde el precio del petróleo pueda llegar a alcanzar los 100 USD/Bls debido a la transición energética y efectos de la pandemia ocasionada por el COVID-19.

Pronóstico de la producción de petróleo (DCA). El método más utilizado para pronosticar la producción de petróleo y gas es el modelo de Arps. Este método DCA es un modelo empírico que estima el patrón de declinación de la producción de reservorios de petróleo y gas. Este documento utiliza el modelo Arps para pronosticar la producción de petróleo y se define de la siguiente manera:

$$q_t = \begin{cases} q_0 (1 + b D_t t)^{-1/b}, & 0 \leq b \leq 1 \\ q_0 e^{-D_t t}, & b = 0 \end{cases}, \quad (11)$$

donde q_t es la tasa en el tiempo t , q_0 es la tasa inicial en $t = 0$, D_t es la tasa de disminución inicial y b es el patrón de disminución exponencial.

Metodología y datos

Esta sección describe la metodología seguida en este estudio y que fue planteada por Sinchitullo et al. [19]. De esa manera se encuentra la tasa de regalías óptima para incrementar el factor de recobro de petróleo mediante la aplicación del LSWF en la selva peruana. La metodología está compuesta por tres etapas principales. La Fig. 1 ilustra en detalle la metodología aplicada.

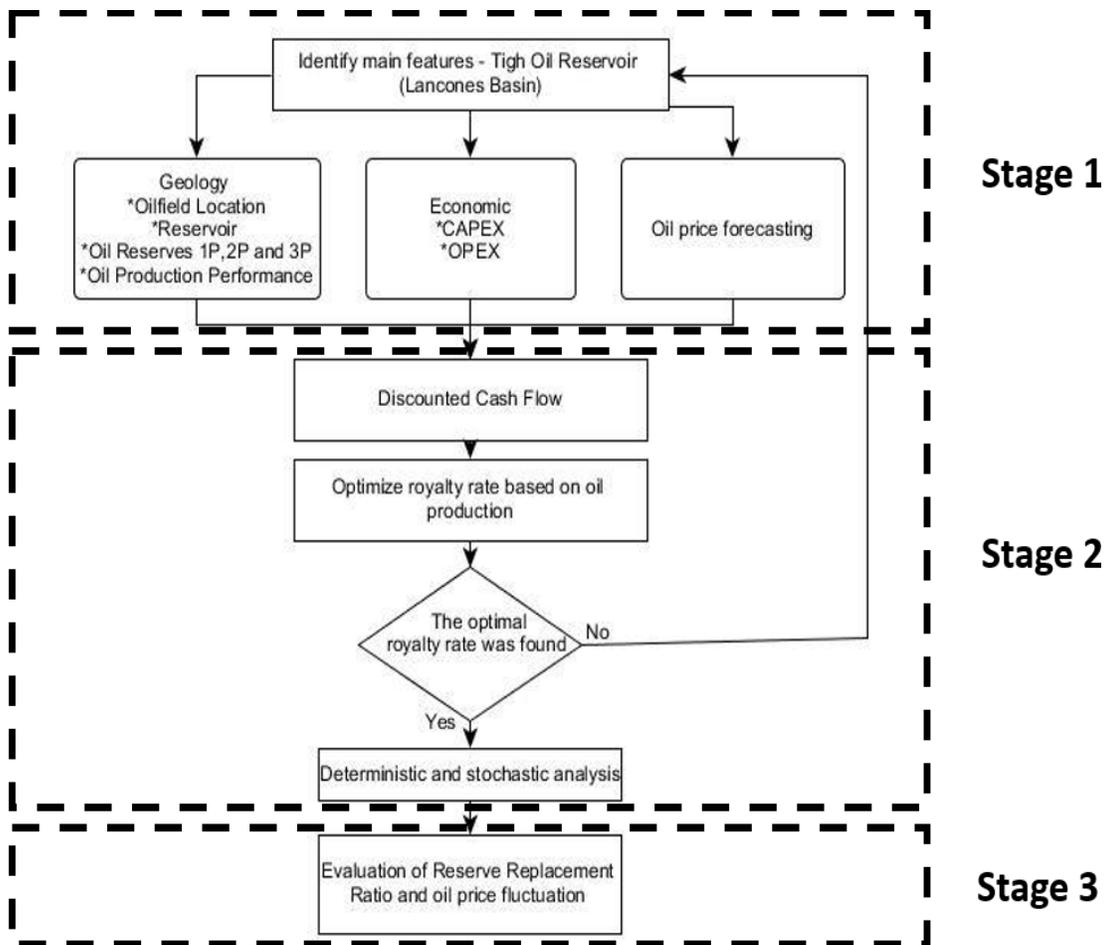


Fig. 1 Metodología de trabajo [19].

Etapa 1. Las variables cruciales para construir el modelo se deben recopilar en relación con el gerenciamiento de los reservorios. Las propiedades del yacimiento y los datos financieros fueron recolectadas de la literatura disponible del campo de estudio de la cuenca Maraón. El pronóstico de producción de petróleo se estimó mediante el modelo DCA de Arps y el pronóstico del precio del petróleo se calculó con base en la metodología de Gab-Leyba & Laporte [18]. Para la estimación de reservas 2P se plantea la aplicación de la técnica EOR de LSWF, como mecanismo preferente debido a costo y efectividad en la selva peruana.

Etapa 2. El perfil de producción de petróleo debe ser determinado en base a la información histórica del campo dado que sirve como variable de entrada para el modelo de flujo de efectivo. Posteriormente se encuentra la tasa de regalías óptima en función del nivel de producción de petróleo. Se aplicó el método de flujo de caja descontado para calcular el valor del proyecto; además, la viabilidad económica del proyecto es de 30 años y el tiempo de exploración es de 5 años. El modelo se simuló considerando el precio inicial del petróleo de 50 USD/Bls.

Modelo de optimización de regalías. La razón principal de encontrar una tasa de regalías óptima es ayudar al Estado a promover y garantizar la competitividad dentro del sector hidrocarburiífero. Demirmen [20] propuso el esquema de beneficio mutuo (win-win), lo que significa que el Estado y la compañía petrolera inversora comparten los beneficios del desarrollo del proyecto energético. Para ello se debe minimizar el *government take* en comparación al *contractor take* dentro del sistema actual de regalías vigentes del Perú. El valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) se utilizaron para medir la rentabilidad del proyecto de petróleo ajustado a través del modelo de flujo de caja (CF) de acuerdo con análisis estocástico que plantea la PRMS (ver Fig. 2). La regalía petrolera mínima exigida por el Estado peruano es del 5% para las actividades de exploración y producción de petróleo. Asimismo, se exige que el índice de reposición de reservas (IRR) permita el desarrollo de proyectos en el largo plazo.

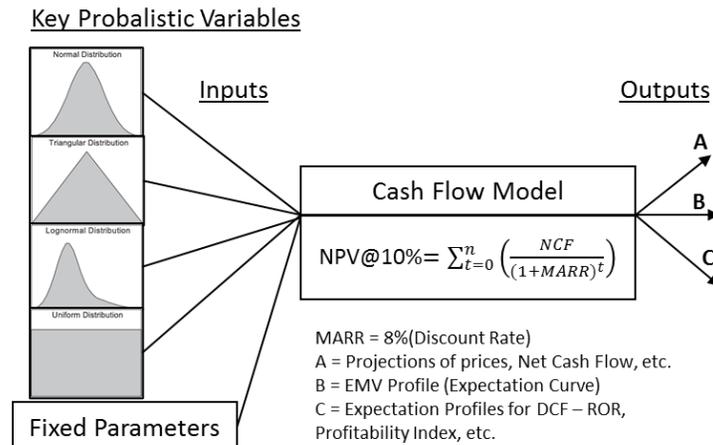


Fig. 2 Flujo metodológico de análisis estocástico del PRMS [21].

Etapa 3. El modelo de regalías incorpora el índice de reposición de reservas (IRR) y la fluctuación del precio del petróleo con el fin de reducir la tasa de regalías para la compañía petrolera inversora. Se estima que el IRR garantiza que el contratista tenga un proyecto de desarrollo y aplique nuevas tecnologías como los métodos EOR para incorporar nuevas reservas probadas para incrementar la producción de petróleo, como es la técnica de LSWF. Asimismo, incorpora la fluctuación del precio del petróleo como un factor de actualización para la tasa óptima de regalías, que tiene el objetivo de beneficiar a la compañía petrolera cuando los precios del petróleo bajan y que el Estado se beneficie cuando los precios del petróleo suban.

Discusión y Resultados

La mayor producción de petróleo del Perú proviene de la cuenca Marañón, en donde se encuentra ubicado el Lote 192 (ver Fig. 3). Este bloque en particular ha sido elegido porque la mayoría de sus campos son maduras, con alto corte de agua. Por lo tanto, se requiere la aplicación de tecnologías EOR como la técnica de la inyección de agua salina de baja concentración para asegurar una explotación rentable. El Lote 192 se ubica entre las provincias de Datem del Marañón y Loreto-Nauta en la Región Loreto, y está delimitada por el Norte con la frontera con Ecuador. El Lote 192 tiene 17 campos petroleros en un área de 512,347.24 ha. Las principales formaciones encontradas en este lote son Vivian, Chonta y Basal Terciario. De estas formaciones, Vivian es la de mayor producción y reserva de petróleo, representando el 85% del total.

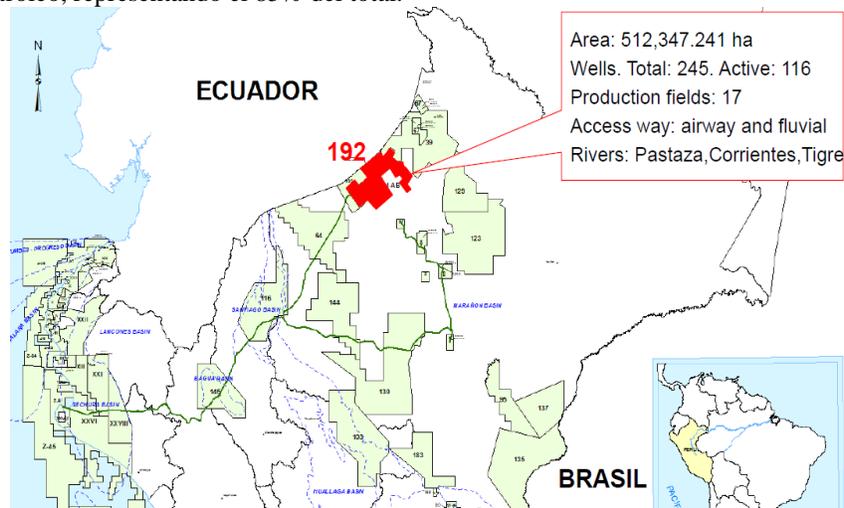


Fig. 3 Ubicación y principales características del Lote 192 [22].

El conocer el tipo de crudo a producir en un campo determina las decisiones que se van a tomar respecto a las facilidades de producción, transporte y el gerenciamiento del reservorio para el ciclo de vida de esta. La Tabla 1 muestra el mecanismo de impulsión predominante de la zona de estudio que es por impulsión por agua (*water drive*), con una gravead API promedio de 32. Asimismo, con

los parámetros de declinación de pozos de construye el perfil productivo del campo que se muestra en la Fig.4 y se resume en el Tabla 1.

Tabla 1 Principales propiedades del reservorio de estudio

Variabes	Unidades	Caso de estudio
Mecanismo de impulsión	----	Water Drive
API	o	32
Periodo de Consecución	Años	30
Plateau	Años	5
Patrón de declinación	----	Exponencial
Tasa de declinación	%	3.9
Oil peak rate	BOPD	800
N° de pozos a perforar	Unidades	45



Fig. 4 Perfil productivo de la zona de estudio.

Las reservas remanentes estimados son de 312 millones de barriles, con un factor de recobro del 21.68%. La producción máxima alcanza los 35 000 barriles por día. Siendo el patrón de declinación exponencial a una tasa anual de 3.9%.

La evaluación de los tres tipos de regalías petroleras y el régimen de actual de regalías basado en el factor R se muestran en la Fig. 5. En los tres regímenes, la tasa de regalía es del 5% para el primer intervalo de producción hasta 3500 barriles al día (BOPD). Los tres regímenes siguen la tendencia de cada ecuación que los describe (ver ecuaciones (2) al (11)). El régimen gradual, línea naranja, establece una tasa de regalía constante del 20,5% para una producción de petróleo superior a 3500 BOPD. El régimen logarítmico, línea azul, y el régimen lineal, línea verde, describen una tendencia en función de los niveles de producción de petróleo, para este último la tasa máxima de regalías es de 20,5%. Mientras que, para el régimen actual de Perú, la línea roja, establece una tasa de regalía constante de 29,8% independiente de la producción promedio diaria de petróleo y las fluctuaciones del precio del petróleo.

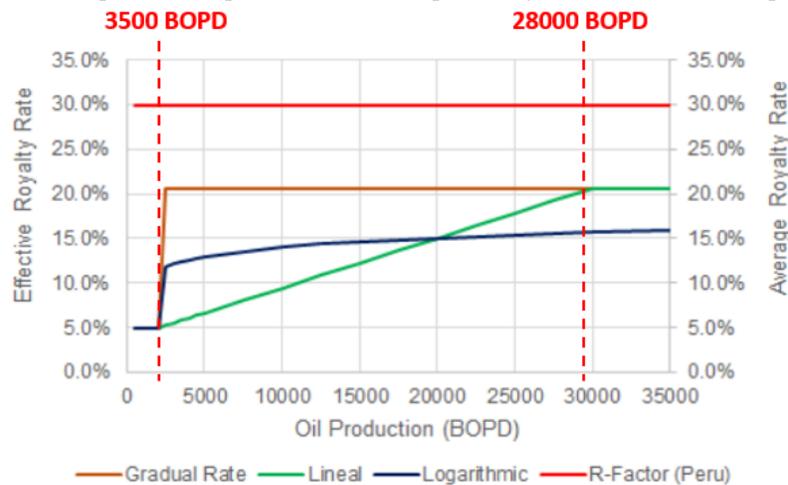


Fig. 5 Regímenes de regalías petroleras

La Fig. 6 muestra el gráfico de distribución de frecuencias del contratista de VAN que varía entre -94,400 M USD (probabilidad de VAN negativo es 6.45%) con un nivel de certeza del 90% y 788,442 M USD; además, el contratista de VPN medio es de 313.350 M USD.

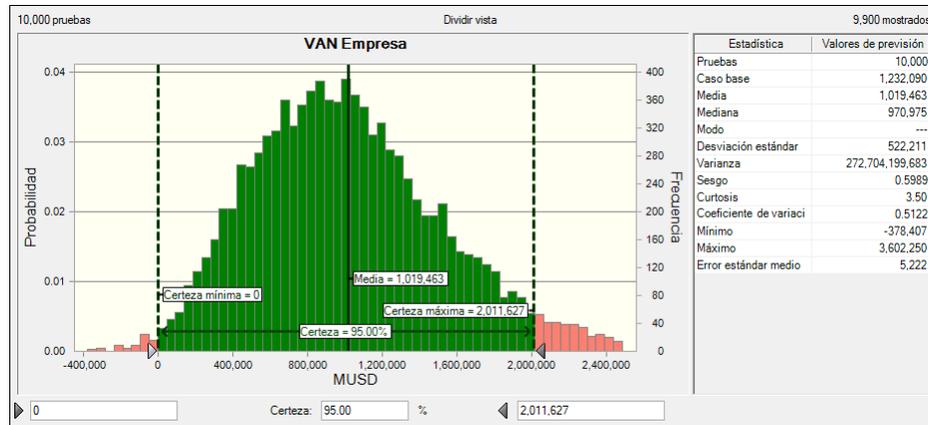


Fig. 6 Gráfico de distribución de frecuencia -VAN de la empresa.

La Tabla 2 muestra que, al comparar los tres esquemas de regalías con el esquema de regalías actual de Perú, el VAN del inversionista, marco azul, aumenta; de manera similar, la TIR aumenta. En el caso de los recursos petroleros, los ingresos por regalías disminuyen en los tres esquemas de regalías, ya que la tasa de regalías óptima para el estudio de caso es del 20%, lo que significa una reducción del 34% en el actual régimen de regalías del Perú; sin embargo, se nota un leve aumento en la recaudación de impuestos que compensa la disminución de los ingresos por regalías. Como resultado, el gobierno toma reducciones y el contratista aumenta.

Tabla 2 Análisis estocástico

		Factor R	Jumping	Lineal	Log
VAN (miles USD)	Media	569,794	940,408	1,019,463	956,723
	P50	526,588	884,240	970,863	898,981
	P90	1,127,109	1,624,007	1,717,722	1,631,628
TIR (%)	Media	7.68%	12.13%	12.93%	12.30%
	P50	7.53%	11.89%	12.72%	12.03%
	P90	14.58%	19.67%	20.39%	19.72%
Regalía (Miles USD)	Media	996,020	473,253	368,298	429,169
	P50	974,592	460,157	355,277	415,064
	P90	1,309,566	636,122	504,369	576,461
Impuestos (Miles USD)	Media	577,376	734,538	768,767	741,487
	P50	556,888	709,624	747,335	714,407
	P90	812,886	1,025,532	1,067,098	1,032,285
GFCN (Miles USD)	Media	1,573,396	1,207,791	1,137,065	1,170,656
	P50	1,531,329	1,170,921	1,104,733	1,129,333
	P90	2,125,110	1,651,664	1,567,202	1,603,654

↑ NPV
 ↑ IRR
 ↓ ROYALTY
 ↑ TAXES
 ↓ GT

Dado que las tasas de regalías en promedio disminuyen a un poco más de la mitad del existente en el caso de estudio, las compañías petroleras que quieran acogerse a esta metodología de cálculo de regalías deben por lo menos garantizar las inversiones necesarias para lograr un $IRR \geq 0.82$. Para ello las empresas operadoras deben invertir en desarrollar nuevas tecnologías como la inyección de agua de agua salina con baja concentración el cuál es incorporado como la curva roja (IRR) de la Fig. 7. Con el IRR (0.82) estimado por la aplicación de la inyección de agua salina de baja concentración se logra obtener un factor de recuperación adicional de 9.25% al caso base (16.93%). Por lo tanto, en el periodo de concesión de 30 años se logra un factor de recuperación de hasta un 26.18%, es decir un 4.50% mayor al promedio obtenido en la selva norte peruana (21.68%).

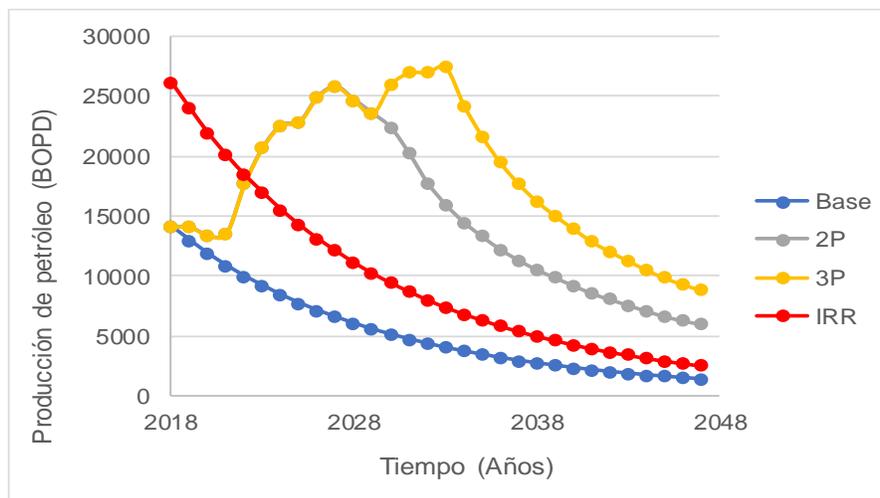


Fig. 7 Gráfico de distribución de frecuencia -VAN de la empresa.

Conclusiones

La metodología propuesta permite diseñar un esquema de regalía más equitativo en ingresos tanto para el Estado como para el inversionista. Considera como parámetros de entrada las variables geológicas, de reservorios y económicas para construir un perfil de producción y optimizar la explotación de las reservas.

Se concluye que se debe utilizar el esquema lineal por tramos de producción como esquema de regalía en lugar a los esquemas logarítmicos, tasa gradual, y Factor R dado que se encuentra en función de la productividad del reservorio, además que es simple, fácil de aplicar y auditar. El modelamiento matemático se realiza utilizando un esquema lineal por tramos de producción y luego fijar las tasas de regalías máximas.

La aplicación de la inyección de agua salina como técnica de recuperación mejorada permite incrementar el factor de recobro de la selva peruana en 4.5%, debido a que se garantizará a un mínimo índice de reposición de reservas. Lo que debe ser un atractivo para las operadoras evaluar su potencialidad de aplicación a través de pruebas piloto y de campo.

Se recomienda comparar los resultados obtenidos de la inyección de agua salina de baja concentración frente a otras técnicas de recuperación mejorada de petróleo para de esa manera se pueda verificar que la técnica de LSWF es más económica y al mismo tiempo permite incrementar la producción de petróleo a través del desarrollo de reservas P2.

Referencias

- [1] EIA, «International Energy Outlook 2019,» 2019.
- [2] I. Sandra y R. Sandra, «Recovery factors leave vast target for EOR technologies,» *Oil & gas journal*, pp. 105(41), 44-48., 2007.
- [3] R. Weijermars, O. Clint y I. Pyle, «Competing and partnering for resources and profits: Strategic shifts of oil Majors during the past quarter of a century,» *Energy Strategy Reviews*, pp. 3, 72-87, 2014.
- [4] A. Muggeridge, A. Cockin, K. Webb, H. Frampton, L. Collins, T. Moulds y P. Salino, «Recovery Rates, Enhanced Oil Recovery and Technological Limits,» *Philosophical Transactions of the Royal Society*, n° A 372: 20120320, pp. 1-25, 2013.
- [5] M. Abu, H. Sayyoub y E. S. El Tayeb, «An Integrated Approach for the Application of the Enhanced Oil Recovery Projects,» *Journal of Petroleum Science Research*, vol. 3, n° 10.14355/jpsr.2014.0304.03, pp. 176 - 188, 2014.
- [6] S. Aching Merino, J. A. Condor Tarco y G. R. Pinto Arteaga, «Identification of Enhanced Oil Recovery Potential in Ecuador,» *Society of Petroleum Engineers*, pp. SPE-177105-MS, 2015.
- [7] J. Aguillon Duarte y F. García Ribero, «Sistema Experto para la Selección Técnica de un Método de Recobro Mejorado para un Campo de Crudo,» Bucaramanga - Colombia, 2004.
- [8] J. Sevin y E. Villegas, «Realising EOR's actual potential,» *OPEC Energy Review*, vol. 40(1), n° 10.1111/opec.12059, p. 26–35, 2016.
- [9] R. A. Nasralla, H. Mahani, H. A. Van der Linde, F. H. Marcelis, S. K. Masalmeh, E. Sergienko, N. J. Brussee, S. Pieterse y S. Basu, «Low salinity waterflooding for a carbonate reservoir: Experimental evaluation and numerical interpretation,» *Nasralla, R. A., Mahani, H., van der Linde, H. A., Marcelis, F. H., Masalmeh, S. K., Sergienko, E., ... & Basu, S.*, pp. Journal of Petroleum Science and Engineering, 164, 640-654., 2018.
- [10] H. O. Yildiz y N. R. Morrow, «Effect of brine composition on recovery of Moutray crude oil by waterflooding,» *Journal of Petroleum science and Engineering*, *Journal of Petroleum science and Engineering*, pp. 14(3-4), 159-168., 1996.
- [11] G. Q. Tang y N. R. Morrow, «Salinity, temperature, oil composition, and oil recovery by waterflooding,» *SPE Reservoir Engineering*, pp. 12(04), 269-276..

- [12] J. J. Sheng, «Critical review of low-salinity waterflooding.» *Journal of Petroleum Science and Engineering*, pp. 120, 216-224., 2014.
- [13] M. A. Sohal, G. Thyne y E. G. Sogaard, «Review of recovery mechanisms of ionically modified waterflood in carbonate reservoirs.» *Energy & Fuels*, 30(3), pp. 30(3), 1904-1914., 2016.
- [14] J. C. Echendu y O. O. Iledare, «Progressive Royalty Framework for Oil-and Gas-Development Strategy: Lessons From Nigeria.» *SPE Economics & Management*, pp. 8(03), 68-77, 2016.
- [15] K. Alvarado, C. Bravo y E. Sandoval, «Preliminary Economic Evaluation for Mexico's Mature Fields.» *In SPE Latin America and Caribbean Mature Fields Symposium. Society of Petroleum Engineers.*, 2017.
- [16] M. A. Mian, «Designing efficient fiscal systems.» *In SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. Society of Petroleum Engineers.*, 2010.
- [17] J. C. Vargas y S. Quintana, «Competitive Analysis of Latin American Oil and Gas Fiscal Regimes.» *In SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference.*, 2015.
- [18] G. D. Gab-Leyba y B. Laporte, «Oil contracts, progressive taxation, and government take in the context of uncertainty in crude oil prices.» *The Journal of energy and Development*, pp. 41(1/2), 253-278., 2015.
- [19] J. Sinchitullo, S. Armacanqui, Y. Tafur, G. Prudencio y A. Sinchitullo, «Integrated Royalties Model to Promote the Exploration and Exploitation of Tight Reservoirs in North West of Peru.» *In Asia Pacific Unconventional Resources Technology Conference, Brisbane, Australia, 18-19 November 2019. Unconventional Resources Technology Conference.*, pp. 238-252, 2020.
- [20] F. Demirmen, «Win-Win Upstream Fiscal Systems: What They Are, and How to Achieve Them.» *In SPE hydrocarbon economics and evaluation symposium. Society of Petroleum Engineers.*, 2010.
- [21] SPE, «Petroleum Resources Management System.» 2018.
- [22] Perupetro, «Potencial Geológico y Exploratorio del Lote 192, Cuenca Marañón, Perú.» 2015.

Reconocimiento y Agradecimientos

Los autores agradecen Fondo Nacional de Desarrollo Científico, Tecnológico y de Innovación Tecnológica (FONDECYT) (Perú) por el apoyo financiero brindado durante el desarrollo de este trabajo. Asimismo, al Instituto de Investigación de la Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica, de la Universidad Nacional de Ingeniería.