

Estudio de recuperación de petróleo por inyección de agua caliente al yacimiento del campo Pacoa en la provincia de Santa Elena



Study of oil recovery by hot water injection in the Pacoa field in Santa Elena province

Jorge Paul Ordóñez Andrade
Daniela Peña Indio
Víctor Pilozo Quimí

✉ <https://orcid.org/0000-0001-5198-4132>
✉ <https://orcid.org/0000-0002-5339-4926>
✉ <https://orcid.org/0000-0002-7032-1964>

Universidad Estatal Península de Santa Elena, UPSE | La Libertad - Ecuador | CP 240350

✉ jordonez@upse.edu.ec

<https://doi.org/10.26423/rctu.v9i2.678>

Páginas: 31- 38

Resumen

En este trabajo se muestran las generalidades geológicas del Campo Pacoa; uno de sus principales retos ha sido mantener su productividad debido al bajo factor de recobro, es por esta razón que se presentó una alternativa como mecanismo de recuperación mejorada. El método usado fue la inyección de agua caliente, donde se estableció cada uno de los procesos con sus características y las limitaciones, teniendo en cuenta que el campo debe cumplir con las tipologías requeridas para la aplicación de dicho método. Para su evaluación se utilizó un software de simulación numérica de yacimientos llamado CMG (*Computer Modeling Group*). Realizando la simulación de diferentes escenarios, variando el volumen de agua caliente a inyectar, se definieron dos arreglos de 5 pozos, uno regular (4 pozos inyectores, 1 pozo productor) y otro invertido (4 pozos productores, 1 pozo inyector), involucrando los pozos: PAC 10, PAC 44, PAC 46, PAC 40 y PAC 43. Una vez establecidos todos los parámetros se realizó la simulación de inyección de agua caliente con un periodo de 10 años, donde los resultados obtenidos por el software son evaluados en ambos escenarios obteniendo un factor extra de recobro del 5,74% para el arreglo regular y 5,78% para el arreglo invertido, definiendo al arreglo de 5 pozos invertidos como el óptimo debido a su factor de recobro más elevado.

Palabras clave: factor de recobro, inyección de agua caliente, producción de petróleo.

Abstract

This work shows the geological generalities of the Pacoa field; one of its main challenges has been to maintain its productivity due to the low recovery factor, which is why an alternative mechanism for enhanced recovery was presented. The method used was hot water injection, where each of the processes was established with its characteristics and limitations, taking into account that the field must comply with the typologies required for the application of this method. A numerical reservoir simulation software called CMG (*Computer Modeling Group*) was used for evaluation. By simulating different scenarios and varying the volume of hot water to be injected, two arrangements of five wells were defined, one regular (4 injector wells, 1 producer well), and the other inverted (4 producer wells, 1 injector well), involving the wells: PAC 10, PAC 44, PAC 46, PAC 40, and PAC 43. Once all the parameters were established, the simulation of hot water injection was carried out over a period of 10 years, and the results obtained by the software were evaluated in both scenarios, obtaining an extra recovery factor of 5.74% for the regular arrangement and 5.78% for the inverted arrangement, defining the arrangement of 5 inverted wells as the optimum due to its higher recovery factor.

Keywords: Hot water injection, oil production, recovery factor.

Recepción: 27/05/2022 | Aprobación: 22/08/2022 | Publicación: 23/12/2022

1. Introducción

El 85 % de la producción mundial de crudo se obtiene por métodos de recuperación primaria y secundaria con un recobro promedio del 35 % del petróleo in situ. Como esta recuperación es todavía baja, para incrementarla se han desarrollado nuevos métodos y técnicas de recobro mejorado de petróleo. EOR (Enhanced Oil Recovery), los cuales en su mayoría involucra la inyección de un fluido, gas o líquido, dentro del yacimiento. Hoy en día, la inyección de agua es el principal y más conocido de los métodos EOR, y hasta esta fecha es el proceso que más ha contribuido al recobro extra de petróleo. No obstante, se considera que, después de una invasión con agua, todavía queda en el yacimiento más del 50 % del petróleo original in situ [1].

El método de recuperación térmica en el cual se inyecta un fluido a mayor temperatura (por ejemplo, agua caliente) en un yacimiento a través de pozos de inyección distribuidos de una manera determinada. La inundación con agua caliente reduce la viscosidad del petróleo crudo, permitiéndole moverse con mayor facilidad hacia los pozos productores. La inundación con agua caliente, también conocida como inyección de agua caliente, generalmente, es menos efectiva que un proceso de inyección de vapor porque el agua tiene un contenido calórico más bajo que el vapor. Sin embargo, en ciertas ocasiones, es preferible en ciertas condiciones, tal como la sensibilidad de la formación al agua dulce, así como evitar el efecto de fingering [2].

La inyección de agua caliente es probablemente el método térmico de recuperación más simple y seguro, además, dependiendo de las características del yacimiento puede ser económico viable y productivamente ventajoso [3].

1.1. Campo Pacoa

El campo Pacoa Bloque 1 se encuentra ubicado en cantón Santa Elena, provincia de Santa Elena dentro de las comunas: Santa Rosa, San Pablo, Cerro Alto y Morrillo. El Bloque 1 es un área delimitada de 4 000 Km², de los cuales el 75 % se encuentra costa afuera, por su parte el Campo Pacoa tiene una extensión territorial de 15 Km² [4].

Este campo cuenta con 46 pozos, de los cuales 39 son productores, cinco están cerrados, uno abandonado y uno reinector. Los mecanismos de extracción de los pozos productores son principalmente: bombeo mecánico, flujo natural y pistoneo [5].

El POES (Petróleo Original en sitio) oficial del campo es de 45,412 MMBls (millones de barriles), con un factor de recobro inicial por niveles: Nivel D: 8,25 %; Nivel C: 11,45 %; Nivel B: 13,51 %; y Nivel E: 10 %. Las reservas probadas originales han sido estimadas en 4,8 MMBls. La producción acumulada al 30 de abril

del 2011 es 1,7 MMBls, y las reservas remanentes 2,8 MMBls [6].

1.2. Recuperación mejorada de petróleo por inyección de agua caliente

La inyección de agua caliente es un proceso térmico de desplazamiento. El proceso consiste en inyectar agua caliente a través de un cierto número de pozos y producir el petróleo por otros. Los pozos de inyección y producción se perforan en arreglos, tal como en los procesos de inyección convencional de agua (waterflooding) [7].

Este proceso involucra el flujo de dos fases: agua y petróleo. Cabe recalcar que, los elementos de la inyección de agua caliente son relativamente fáciles de describir, puesto que, se trata básicamente de un proceso de desplazamiento en el cual el petróleo es desplazado inmisciblemente, tanto por agua caliente como fría [8].

Cuando se inyecta agua a altas temperaturas a través de un pozo, en la vecindad de este pozo la temperatura aumenta debido a la transferencia térmica. Además de este proceso, el agua caliente se mueve alejándose del pozo de inyección, esta fluye con los fluidos del yacimiento formando una zona calentada, en la cual la temperatura varía desde la temperatura de inyección en el pozo inyector hasta la temperatura del yacimiento a una cierta distancia del pozo inyector [7].

Exceptuando los efectos de temperatura y además que generalmente se aplican a crudos relativamente viscosos, la inyección de agua caliente tiene varios elementos comunes (desplazamiento tipo pistón producto de la baja diferencia de viscosidades entre los fluidos) con la inyección convencional de agua [8].

La recuperación de petróleo mediante el desplazamiento con agua caliente se debe principalmente (según la literatura) a los mecanismos [1]:

- Mejoramiento de la movilidad del petróleo como resultado de la reducción de su viscosidad debido al incremento de la temperatura.
- Reducción del petróleo residual a altas temperaturas.

2. Materiales y Métodos

En el desarrollo de esta investigación se usó principalmente información del Campo Pacoa. Se realizó, una recopilación completa de la información disponible en la literatura, además de alimentar el modelo con información obtenida de correlaciones. La metodología usada está basada de manera resumida en los siguientes pasos:

- Recopilación de información de la literatura.
- Evaluación de correlaciones para la información faltante.
- Diseño del modelo geológico.
- Diseño del modelo estático y dinámico.
- Simulación en CMG de los casos deseados.
- Análisis de resultados y discusión de la información generada.

2.1. Creación del modelo

El primer paso para realizar la simulación de un escenario de inyección de agua a alta temperatura es el desarrollo del modelo geológico. Este mapa geológico del yacimiento incluye coordenadas tanto del tope, como de la base de la arena, así como su respectivo mapa de espesor. En el presente caso de estudio, se consideró los mapas mostrados en el trabajo de Cuadros (2018) con lo cual se busca obtener los archivos necesarios para obtener un modelo lo más cercano a la realidad [9].

2.1.1. Modelo estático

Para lograr la digitalización se utilizó el software libre Didger, desarrollado por la empresa Golden Software, Inc. La Figura 1 refleja la construcción de las líneas de profundidad relacionado al tope de la formación Socorro – nivel B del Campo Pacoa.

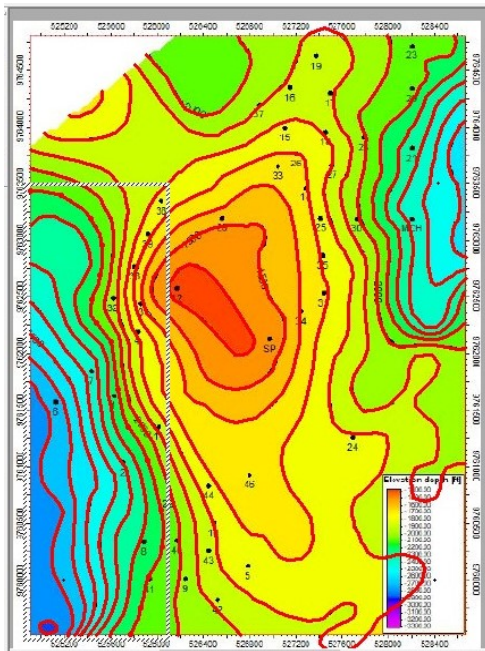


Figura 1: Mapa estructural tope - formación Socorro. Extraído de: Didger 3 – versión 3-02

La configuración del mallado se encuentra definida en la Tabla 1. La idea de este diseño fue maximizar

la interacción de las celdas y minimizar el tiempo computacional del trabajo.

Tabla 1: Configuración de la malla geométrica.

Dirección	celda			
	N°	Ancho	Longitud	Área
i	50	55ft	2750 ft	9.68MMsf
j	64	55ft	3520 ft	
k	5	Definido por MI	Definido por MI	0.9 km ²

Los valores considerados son mostrados en la Tabla 1. Cabe mencionar que MMsf representa millones de pies cuadrados.

Por otra parte, una de las principales incertidumbres generadas en este trabajo fue los valores establecidos de la permeabilidad por bloque. Existen varios modelos que correlacionan la permeabilidad usando la porosidad efectiva, sin embargo, los registros disponibles de los pozos para este estudio no poseían dicha data. Por lo cual, se empleó la Ecuación 1, misma que correlaciona los valores generados por la ecuación de porosidad con la permeabilidad [10].

$$k(md) = 300 \frac{(\varnothing + 0,1)^3}{(1 - \varnothing)^2} \quad (1)$$

donde, k es el valor aproximado de permeabilidad medido en mili Darcys y \varnothing representa la porosidad en cada bloque.

Para el caso de la información de roca-fluido se usaron estudios de Salinas (2021) para la formación Socorro. Esta formación se caracteriza principalmente por ser constituida por intercalaciones de arenisca y lutitas. Sin embargo, como la zona de interés del presente caso de estudio se centra en el nivel B de dicha formación, se considera que la misma es conformada por arenisca, además que, en dicho estrato por lo general se presenta agua hasta el tope esto soportado considerando el trabajo de Cuadros [5, 9].

Para lograr minimizar la incertidumbre provocada por la ausencia de información se usaron correlaciones para determinar diferentes parámetros necesarios en la definición de las propiedades de roca y fluidos, mismos que son descritos a continuación:

La compresibilidad de roca (C_f) fue obtenida por la correlación de Newman mostrada en la Ecuación 2 para arenisca, la capacidad calorífica (C_r) mostrada en la Ecuación 3 y conductividad térmica (K_h) de este mismo tipo de roca mostrada en la Ecuación 4 [11, 12, 13, 14].

$$C_f = \frac{97,32x10^{-6}}{(1 + 55,8721\varnothing)^{1,42859}} \quad (2)$$

$$C_r = (1 - \phi)(0,49 + 0,91 \times 10^{-3} T - 0,80 \times 10^{-6} T^2) + \phi [S_o(0,389 + 0,44 \times 10^{-3} T) + S_w(1,0145 - 0,44 \times 10^{-3} T)] \quad (3)$$

donde, T representa la temperatura, en grados celcius, S_o la saturación de petróleo y S_w la saturación de agua.

$$k_h = 5,16(1 - \phi)^4 \quad (4)$$

Tabla 2: Propiedades petrofísicas del campo

Variables	Valor	Unidades
Temperatura	97	°F
Porosidad	25,4	%
Permeabilidad	444	Md
So	0,61	%
Pi	1150	psi
Sw	0,39	%
Compresibilidad	2×10^{-6}	1/psi
Capacidad calorífica	34,38	BTU/ft ³ - °F
Conductividad Térmica	22,16	BTU/day-ft-°F

2.1.2. Modelo dinámico

Dentro de la simulación de un fluido una de las principales definiciones de este es el tipo al que pertenece. En este caso se usó un modelo tipo *black oil* o petróleo negro debido a sus propiedades. Mediante una prueba de liberación *flash* se estableció que el GOR de este fluido es de aproximadamente 100 *scf/stb* y su grado API bordeaba los 41 grados, por lo que está en el rango de aplicación del petróleo negro ($GOR \leq 1000 \text{scf/stb}$; $API \leq 45$).

2.1.3. History matching

Como se manifestó, una de las etapas del modelamiento de yacimientos es la inicialización, donde se verifica el valor del POES. Para lograr este cometido se usaron varias simulaciones del modelo-reservorio y se logró determinar que el POES de la simulación corresponde a un valor hallado en la literatura, en la información del campo en el trabajo de grado de Rodríguez (2012) que contiene como fuente principal a Archivos Campo Pacoa [15].

Luego de realizar el ajuste de los valores del POES, se procedió a realizar el matching de las curvas de producción que a su vez sirvieron para alimentar el software y generar un historial al cual luego el modelo se ajusta para generar un modelo más ajustado a la realidad. La Figura 2 muestra el ajuste de la curva de

producción, mientras que la Figura 3 muestra el ajuste de la producción de agua del campo. En ambos casos se puede observar un buen ajuste, lo que permite aumentar la confiabilidad de este estudio.

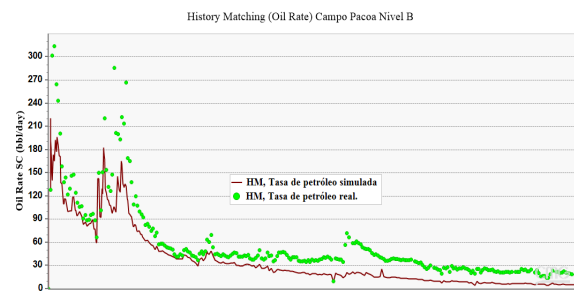


Figura 2: Matching de la tasa de petróleo, Campo Pacoa Extraído de: Results - CMG

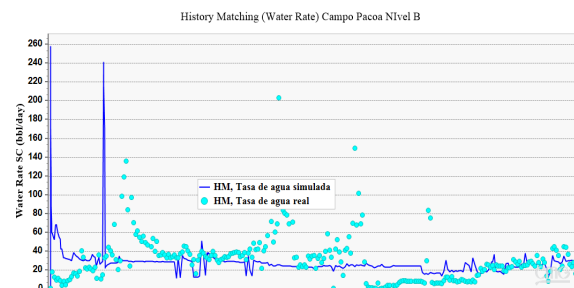


Figura 3: Matching de la tasa de agua, Campo Pacoa Extraído de: Results - CMG

2.2. Aplicación del proceso de inyección de agua caliente

En este estudio se plantea un arreglo de cinco pozos *five spot pattern*, mismo que es implementado a la simulación desde enero del 2022. Así mismo, cabe recalcar que se realizaron dos escenarios principales que son la construcción de dos arreglos: regular e invertido.

2.2.1. Five Spot Pattern Regular (FSPR)

Este arreglo está constituido por cuatro pozos inyectores y un pozo productor. Los pozos productores PAC 44, 46, 40 y 43 fueron convertidos a inyectores; mientras que el pozo PAC 10 (que fue escogido debido a que por su historial de producción se conoce que presenta una diferencia positiva frente a otros pozos) se mantiene como productor para este arreglo. Además, se analiza la posible influencia de esta inyección a los pozos PAC 2, 5, 8, 9, 11, 22, 41 y 42.

Para definir una tasa de inyección que cubra las necesidades de aumento de producción, se procede a realizar varias simulaciones para encontrar una tasa de inyección óptima. Cabe recalcar que, este proceso

de prueba se lleva a cabo debido a que no existe un estudio de campo donde se haya establecido un valor para proceder a realizar una simulación de tal caso en específico.

El rango de las tasas de inyección analizadas va desde 500 a 1 500 barriles diarios, teniendo en cuenta que las dimensiones del campo son pequeñas como para considerar mayores. Es necesario mencionar que, dichas tasas puestas a prueba son para cada pozo inyector, donde la temperatura del fluido inyectado se estableció en 90°C, como dato importante se tiene que esta temperatura es la que se va a utilizar en los siguientes casos a explicar, posteriormente.

La Figura 4 muestra un incremental de producción de petróleo significativo en el estado inicial de la inyección del agua caliente. Así mismo, el incremental se mantiene en un menor porcentaje a tiempos mayores, lo que demuestra que luego de la inyección en este caso se obtiene un mayor recobro.

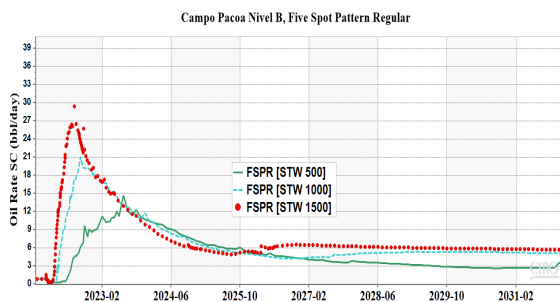


Figura 4: Incremental de la tasa de petróleo recuperado usando el arreglo FSPR Extraído de: Results - CMG

2.2.2. Five Spot Pattern Inverted (FSPI)

Este arreglo está constituido por cuatro pozos productores y un pozo inyector. Este arreglo tiene como protagonista a los mismos pozos del FSPR, con los pozos cambiando de acción los inyectores ahora son productores, y viceversa. Además, el pozo PAC 10 debido a su ubicación también mantiene una influencia menos directa a los pozos PAC 46, 8, 5, 9, 41 y 42.

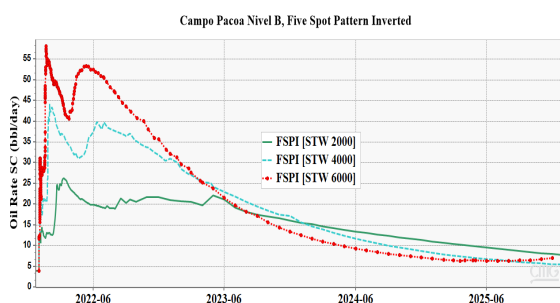


Figura 5: Incremental de la tasa de petróleo recuperado usando el arreglo FSPI Extraído de: Results - CMG

Como en el anterior arreglo se empleó STW de 500, 1 000 y 1 500 bbl/d en cada pozo inyector, en este esquema invertido se considera como una tasa de inyección total. Por esta razón, en el inyector PAC 10 se empleó STW de 2 000, 4 000 y 6 000 bbl/d, considerando la misma temperatura del fluido de inyección. Una tasa de inyección de agua caliente mayor a 6 000 bbl/d presentaría la misma situación que el anterior arreglo regular, que de por sí ya es una tasa relativamente alta. Como se observa en la Figura 5, esta es la tasa que presentó mejor recuperación.

2.2.3. Modelo-reservorio final para la inyección de agua caliente

Las anteriores simulaciones fueron realizadas con el objeto de determinar una tasa óptima de inyección para el caso de plantear operar bajo efectos de la inyección de agua caliente. Con los valores obtenidos, cada esquema inicial de acuerdo con el patrón de inyección fue mejorando, mediante el ingreso de un nuevo pozo o pozos de inyección y apertura de productores, como se explica a continuación.

Para el nuevo esquema en el FSPR se reconvirtieron en inyectores los pozos PAC 39, 12, 32, 1; y se habilitó para productor el PAC 4 y pozos indirectos que pueden ser influenciados tales como el PAC 7, 11, 2. La tasa establecida de inyección de agua caliente fue de 1 500 bbl/d.

Para el nuevo esquema en el FSPI se habilitó el PAC 4 como inyector y como productores los PAC 39, 32, 12, 7, y con menor influencia el pozo 1. La tasa establecida de inyección de agua caliente (STW) fue de 6 000 bbl/d.

3. Resultados y discusión

El modelo-reservorio, es planteado para simular un proceso de inyección de agua caliente desde enero 2022 hasta enero 2032, que de acuerdo con su comportamiento se determinará hasta qué año es factible la recuperación y qué parámetros de reservorio y/o pozos mejoraron bajo este método de recuperación.

3.1. Tasa de petróleo incremental recuperado

El patrón regular muestra una mayor tasa inicial de producción de aproximadamente 68 bbl/d, mientras que, el patrón invertido, 60 bbl/d, tal como se muestra en la Figura 6. Esta diferencia se reducirá entre los años 2025 a 2028, pero al término del período evaluado vuelve a tener una ventaja el patrón regular. Este patrón regular al cubrir una mayor área de influencia mejora el proceso de empuje y contacto de los fluidos (a producir) con el inyectado; mientras más prolongada sea la curva de declinación indicaría una mayor aplicabilidad del proceso.

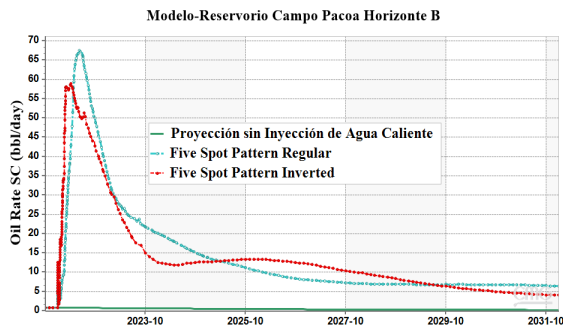


Figura 6: Perfil de tasa incremental de petróleo recuperado Extraído de: Results - CMG

3.2. Temperatura del proceso de inyección

Una de las principales limitantes en la aplicación de métodos termales, es la pérdida de calor hasta llegar al frente de la arena. La temperatura de entrada desde superficie fue establecida en 194 °F, pero la limitante de este método se hizo presente como se puede observar en la Figura 7, puesto que, las curvas muestran que existió una pérdida de 20 a 30 °F, para el patrón regular e invertido cuando contactó al reservorio, respectivamente.

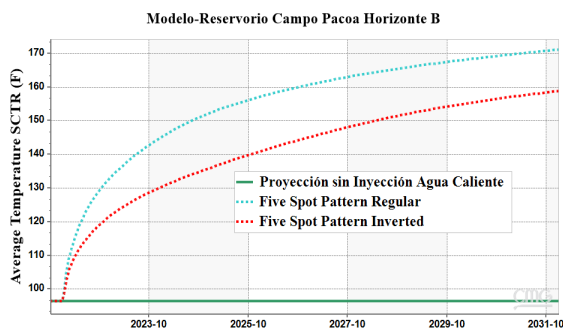


Figura 7: Temperatura del agua inyectada en la arena productora Extraído de: Results - CMG

En la Figura 8 y Figura 9 se puede evidenciar la distribución de temperatura de los arreglos regular e inverso, respectivamente. Sin embargo, comparando ambas gráficas, se evidencia que el patrón regular tuvo una mejor distribución de la temperatura, evitando una mayor pérdida de calor, esto como efecto de una mayor influencia areal y volumétrica que tiene este tipo de arreglo.

Además, la conservación de la temperatura a finales del período de evaluación y más cercana a la temperatura de ingreso (menor pérdida), explica por qué el perfil de petróleo recuperado se mantiene en esa sección.

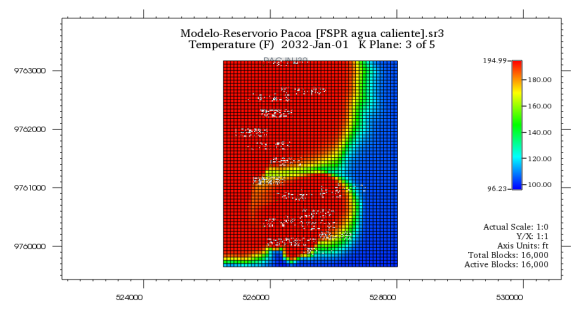


Figura 8: Distribución areal de la temperatura para el Five Spot Pattern Regular Extraído de: Results - CMG

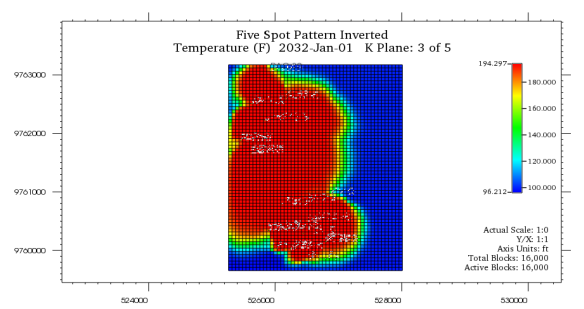


Figura 9: Distribución areal de la temperatura para el Five Spot Pattern Inverted Extraído de: Results - CMG

3.3. Resumen de variables indicadoras de la factibilidad técnica del proceso

La Figura 10, muestra un buen comportamiento de producción de petróleo ante la inyección de agua caliente alcanzando incrementales de factor de recuperación de 5.7%, similar en ambos tipos de arreglos. Este valor es muy optimista para procesos termales, que normalmente indica valores de 3%, sin embargo, este resultado puede ser debido al extenso tiempo de simulación [15, 14]. Entonces, bajo esa circunstancia podría validarse que el proceso de inyección de agua caliente cumplió las expectativas de recuperación de petróleo.

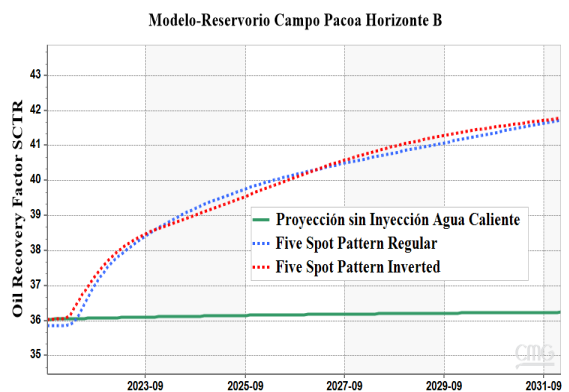


Figura 10: Perfil de factor de recuperación de petróleo Extraído de: Results - CMG

El patrón invertido de cinco puntos registró un mejor mecanismo de recuperación y acumuló un total de 51 473 bbl en los 10 años de evaluación.

4. Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

Se estableció la tasa de inyección a través de diferentes simulaciones con valores variantes de tasa que van desde 500 a 1 500 bbl/día por cada pozo, donde la inyección total establecida por arreglo fue de 6 000 bbls. El aumento del factor de recobro obtenido (5,7%, aproximadamente) en ambos arreglos de inyección supera a la expectativa del teórico (3%, aproximadamente). La temperatura de inyección fue de 194 °F; sin embargo, la limitante para este método se hizo presente con una pérdida de 20 a 30 °F para el patrón regular e invertido.

Analizando los valores de factor de recobro y producción acumulada de petróleo, tanto el arreglo regular como invertido, presenta mejorías en la producción de la arena. Por otro lado, se puede considerar que el arreglo inverso es más eficiente debido a la menor inversión necesaria para su implementación. La simulación es referencial debido a que se utilizaron datos en base a correlaciones, y estos son valores con incertidumbre por falta de disponibilidad de información, que ajuste el modelo y obtener datos más confiables.

Recomendaciones

Obtener datos que incluyan información actual de las propiedades de la arena en estudio, con la finalidad de generar un modelado de mejor calidad y conseguir resultados con mayor precisión. Realizar nuevos estudios de inyección de agua caliente en las arenas C, D y E de la formación Socorro, con la finalidad de saber la aplicabilidad de este mecanismo de recuperación, puesto que, estas arenas no son tomadas en cuenta para el estudio debido a su baja producción. Realizar nuevos estudios de recuperación mejorada mediante procesos de inyección de agua caliente en el campo Pacoa

Conflictos de intereses

Los autores declaran no tener conflictos de intereses para la elaboración del presente artículo.

Financiamiento

Los autores declaran que este trabajo no tiene fuentes de financiamiento.

5. Referencias

1. FERRER, Magdalena. *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo-Venezuela. Astro Dala S.A,

2001. ISBN 980-296-885-4 Disponible en: https://www.academia.edu/32124393/LIBRO_INYECCIÓN_DE_AGUA_Y_GAS.

2. *Schulmberger Oilfield Glossary* [En línea]. Schulmberger, 2021. [consulta: 20 abril 2021]. Disponible en: https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/p/primary_recovery.
3. CARREÓN, Ariel. *Recuperación térmica por inyección de vapor* [En línea]. CHAVIRA GONZÁLEZ, Azucena (tutor) [Tesis de grado]. Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, 2019. Disponible en: <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/28568/Recuperación%20térmica%20por%20inyección%20de%20vapor.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
4. TUMBACO, Leonel. *Estudio técnico del pozo Pacoa 18 para el cambio de sistema de levantamiento artificial de swab a bombeo mecánico para incrementar la producción del Campo Pacoa* [En línea]. LÓPEZ, Tarquino (Tutor) [Tesis de grado] Universidad Estatal Península Santa Elena, La Libertad, 2019 Disponible en: <https://repositorio.upse.edu.ec/xmlui/handle/46000/5033>.
5. SUÁREZ, Joffre y SALINAS, Alina. *Inyección de surfactantes en el bloque 1, del campo Pacoa, ubicado en la comuna Morrillo, provincia de Santa Elena* [En línea]. ITURRALDE, Sadi (Tutor) [Tesis de grado] Universidad Estatal Península Santa Elena, La Libertad, 2021. Disponible en: <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/5900>.
6. CHILUIZA, Wendy y ROSALES, José. *Rediseño del sistema de levantamiento por bombeo mecánico, mediante el estudio de factores mecánicos petrofísicos para el incremento de la producción en el campo Pacoa Bloque 1 operado por Ep Petroamazonas* [En línea]. MORGNER, Raul (Tutor) [Tesis de grado]. Universidad Estatal Península Santa Elena, La Libertad, 2013. Disponible en: <https://repositorio.upse.edu.ec/xmlui/handle/46000/5900>.

- //repositorio.upse.edu.ec/xmlui/handle/46000/1587.
7. MAIQUISA-PALATE, Klever. *Estudio de recuperación mejorada de petróleo por inyección de agua caliente en un yacimiento de crudos pesados de un campo en el Oriente Ecuatoriano* [En línea]. VALENCIA, Raul (Tutor) [Tesis de grado]. Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2008. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/811>.
 8. OSPINA, Natalia. *Evaluación de la aplicación de nanofluidos para mejoramiento in-situ del crudo pesado* [En línea]. CORTES, Farid (Tutor) [Tesis de grado]. Universidad Nacional de Colombia, Colombia, 2015. Disponible en: <https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/54859/43990241.2015.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
 9. CUADROS, Valeria. *Caracterización geológica de la formación Socorro en el campo Pacoa* [En línea]. BUSTOS, Jairo (Tutor) [Tesis de grado] Universidad Central Del Ecuador, Quito 2018. Disponible en: <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/14981>.
 10. CORBETT, Patrick; WANG, Haitao; CÂMARA, Raphael; TAVARES, Ana; BORGHI, Leonardo; PEROSI, Fabio; MACHADO, Alessandra; JIANG, Zeyun; MA, Jingsheng y BAGUEIRA, Rodrigo (2017). Using the porosity exponent (m) and pore-scale resistivity modelling to understand pore fabric types in coquinas (Barremian-Aptian) of the Morro do Chaves Formation, NE Brazil. *Marine and Petroleum Geology* [En línea]. 88(1), 628-647. ISSN: 0264-8172. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.08.032>.
 11. SATTER, A. e IQBAL, G. *Reservoir Engineering: The Fundamentals, Simulation, and Management of Conventional and Unconventional Recoveries*. 2015. ISBN-10. 9780128002193 Disponible en: <https://www.amazon.com/Reservoir-Engineering-Fundamentals-Conventional-Unconventional/dp/0128002190>.
 12. SOMERTON, W.H (1992). Chapter II. Heat Capacities of Rocks. *Developments in Petroleum Science* [En línea]. 37(1), 8-21. ISSN: 0376-7361. Disponible en: [https://doi.org/10.1016/S0376-7361\(09\)70022-6](https://doi.org/10.1016/S0376-7361(09)70022-6).
 13. SOMERTON, W.H. *Thermal Properties and Temperature-Related Behavior of Rock/Fluid Systems*. Elsevier, 1992. ISBN 9780080868950 Disponible en: <https://www.elsevier.com/books/thermal-properties-and-temperature-related-behavior-of-rock-fluid-systems/somerton/978-0-444-89001-6>.
 14. RODRÍGUEZ-GRANADO, Gloria Yasmin y TOMALÁ TOMALÁ, Cinthya Carolina. *Determinación de parámetros de producción de los pozos del campo Pacoa-Bloque1, mediante la aplicación de la técnica de análisis nodal para la optimización de la producción* [En línea]. ROMÁN FRANCO, Héctor (Tutor) [Tesis de grado]. Universidad Estatal Península de Santa Elena, La Libertad, 2012. Disponible en: <https://repositorio.upse.edu.ec/xmlui/handle/46000/2479>.
 15. SMALLEY, P. C.; MUGGERIDGE, A. H.; DALLAND, M.; HELVIG, O. S.; HØGNESEN, E. J.; HETLAND, M. y (2018)., A. Østhus. Screening for EOR and Estimating Potential Incremental Oil Recovery on the Norwegian Continental Shelf. *SPE Improved Oil Recovery Conference* [En línea]. ISBN: 978-1-61399-570-9. Disponible en: <https://doi.org/10.2118/190230-MS>.