



ESTUDIO EXPERIMENTAL DE APLICACIÓN DE SAGD CONVENCIONAL VS. SAGD CON USO DE ADITIVOS (CO₂ Y ENZIMA) PARA LA RECUPERACIÓN DE CRUDO EXTRAPESADO DEL CAMPO PUNGARAYACU

Experimental study of application of conventional SAGD compared with SAGD using additives (CO₂ and enzyme) for the recovery of extra-heavy crude from Pungarayacu field

Santiago Cortez Navas
santiagocortez7744@gmail.com
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4608-5209>

Christian Lema Sarabia
cristianlema1@yahoo.com
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0228-9402>

Jóse Álvarez Martínez
jose.alvarez@innotechalberta.ca
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-2779-9460>

Bryan Salazar Analuisa
bandressalazar@gmail.com
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1012-1207>

Atahualpa Mantilla Rivadeneira
awmantilla@uce.edu.ec
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2329-186X>

Recibido: 03 de septiembre de 2020

Aprobado: 18 de diciembre de 2020

ARTÍCULO ORIGINAL

DOI: 10.29166/REVFIG.V11I2.2537

RESUMEN

El campo Pungarayacu contiene la mayor acumulación de petróleo extrapesado, aproximadamente 4,6 billones de barriles de POES, por lo que este hidrocarburo por su caracterización de una viscosidad muy alta no tiende a moverse fácilmente por el medio poroso hacia el pozo. Con la finalidad de mejorar su relación de movilidad, disminuyendo su viscosidad, un posible método térmico efectivo para que el hidrocarburo se desplace hacia el pozo es el drenaje por gravedad asistido por vapor (SAGD). En el presente estudio se diseñó y construyó un modelo físico para evaluar SAGD intentando simular parámetros de presión, temperatura y características de una roca del yacimiento; se realizaron dos tipos de experimentos: SAGD convencional y SAGD con aditivos (enzima GreenZyme y CO₂). Los experimentos se realizaron a presiones relativamente bajas y altas para evaluar el impacto de la presión, las mediciones realizadas fueron: volumen de hidrocarburo producido, factor de recuperación y la relación de inyección de vapor. Los parámetros medidos permitieron evaluar y comparar la viabilidad de usar un método SAGD convencional o un método SAGD con aditivos para el yacimiento. En el modelo físico se realizaron seis pruebas de desplazamiento, conociendo que el SAGD convencional es un proceso térmico eficiente para recuperar el petróleo atrapado en yacimientos de crudos pesados y extrapesados. Al aplicar el método SAGD convencional con la inclusión de enzima (GreenZyme) en la experimentación realizada, el crudo recuperado fue de un 60%. En los experimentos realizados en este estudio se evidencia que al agregar CO₂ no se obtienen los efectos deseados en función de su solubilidad, debido a la expansión del gas que enfría el sistema. Se requieren más experimentos para evaluar el impacto de agregar CO₂ en un proceso de SAGD basado en condiciones del campo.

ABSTRACT

The Pungarayacu field contains the largest extra-heavy oil accumulation, approximately 4.6 billion barrels of OOIP, so this hydrocarbon due to its very high viscosity don't tend to move easily through the porous medium towards the well. To improve its mobility ratio, decreasing its viscosity, a possible effective thermal method for the hydrocarbon to move towards the well is steam assisted gravity drainage (SAGD). In the present study, a physical model was

PALABRAS CLAVE SAGD, inyección de vapor, crudo extrapesado, enzima, modelo físico, CO₂.

KEYWORDS SAGD, steam injection, extra heavy oil, enzyme, physical model, CO₂.

designed and built to evaluate SAGD, trying to simulate parameters such as: pressure, temperature and reservoir rock characteristics; two types of experiments were carried out: conventional SAGD y SAGD with additives (GreenZyme and CO₂). The experiments were carried out at relatively low and high pressures to evaluate the impact of the pressure, the measurements made were: volume of hydrocarbon produced, recovery factor and the steam injection ratio. The measured parameters allowed to evaluate and compare the feasibility of using a conventional SAGD method or a SAGD method with additives for the reservoir. In the physical model, six displacement tests were carried out knowing that conventional SAGD is an efficient thermal process to recover the oil trapped in heavy and extra-heavy oil reservoirs. When applying the conventional SAGD method with the inclusion enzyme (GreenZyme) in the experimentation carried out, the recovered crude was 60%. In the experiments carried out in this study, it is evident that adding CO₂ don't get the desire based on its solubility, due to the expansion of the gas that cools the system. More experiments are required to evaluate the impact of adding CO₂ in a SAGD process based on field conditions.

INTRODUCCIÓN

Debido a un aumento de la demanda mundial de energía y la declinación en la producción de los yacimientos convencionales, las empresas petroleras están enfocadas en la explotación de petróleos pesados, extrapesados y bitumen que conforman el 70% de los recursos de petróleo totales del mundo (Alboudwarej *et al.*, 2006).

Según el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MRNNR), Ecuador cuenta con el campo Pungarayacu que tiene un POES de 4,6 billones de barriles, el cual no se ha podido producir por tener una alta viscosidad y una movilidad baja (MRNNR, 2014).

El campo Pungarayacu está ubicado en la provincia de Napo (bloque 20) a 120 km de la ciudad de Quito, en la parte oeste de la cuenca oriental ecuatoriana. Tiene un área de 1100 km². El principal reservorio es Hollín y existen yacimientos secundarios que se encuentran en la formación Napo (Baby, Rivadeneira y Barragán, 2004) (ver Figura 1).

Entre los métodos térmicos se encuentra la técnica del steam assisted gravity drainage (SAGD) o drenaje gravitacional asistido por vapor, que es la técnica más prometedora para extraer petróleo en yacimientos someros.

Hasta la fecha ha sido imposible producir de manera eficiente y continua el hidrocarburo existente en el campo Pungarayacu, debido a las propiedades de yacimiento y fluido que contienen alta viscosidad (>10.000 cP), baja temperatura de yacimiento 95 °F (35 °C), baja presión de yacimiento (<500 psi) y bastante somero (<1000 ft) (Males y Miranda, 2017).

El presente trabajo consistió en construir un modelo físico experimental para evaluar la técnica de la aplicación SAGD de manera convencional

y con aditivos (CO₂ y enzima) a crudo extrapesado del campo Pungarayacu, además de comparar el factor de recobro de petróleo obtenido por los procesos mencionados.

METODOLOGÍA

El presente estudio es de tipo experimental-descriptivo y permite evaluar los efectos de la técnica SAGD convencional y con aditivos en un modelo físico en donde se pudo trabajar hasta una presión de 140 psi y a una temperatura máxima de 178 °C.

FASES DEL ESTUDIO

1. Diseño del equipo experimental

Para la realización del diseño se consideró que el equipo debe poseer:

- caldera generadora de vapor;
- celda para simular el yacimiento (arena impregnada de petróleo);
- línea de flujo de vapor entre caldera y celda de arena;
- medidor de temperatura y presión;
- línea de recolección de los fluidos producidos (simula el pozo productor);
- fuente de calor para la caldera (quemador de gas doméstico); y,
- base soporte para modelo físico (ver Figura 2).

2. Preparación de muestras

- recolección de 27.000 cc de petróleo de Pungarayacu (afloramiento);
- se dividieron en 3 partes iguales (9000 cc cada ensayo);
- ensayos preliminares, uso de roca del afloramiento impregnada con crudo;
- experimentos con arena sílica para mezcla con hidrocarburo recogido de la superficie (afloramiento);

- se calentó el crudo con la ayuda de fogón; y,
 - se utilizaron 85,11 lb de arena sílica definiendo una porosidad del 36,3%, esta muestra se saturó con un volumen total de líquido de 14.000 cc correspondiendo a: 64,3% de crudo, 35,6% de agua y 0,1% aire (gas); cada uno de los tres ensayos se realizó de la misma manera.
3. *Generación de vapor*
- recipiente de caldera con una capacidad operativa de 8 gal (30.283,3 cc);
 - el sistema no posee un medidor de flujo de vapor; y,
 - se diseñó un condensador de vapor que genera un flujo de 1,16 cc/seg.
4. *Ensayos preliminares*
- SAGD convencional - baja presión usando roca del afloramiento;
 - SAGD convencional - alta presión usando roca del afloramiento, y,
 - enzima GreenZyme (prueba de botellas).
5. *Ensayos de SAGD convencional y SAGD con aditivos usando arena sílica (SiO₂)*
- SAGD convencional - baja presión
 - SAGD convencional - alta presión
 - SAGD con GreenZyme - baja presión
 - SAGD con GreenZyme - alta presión
 - SAGD con CO₂ - baja presión
 - SAGD con CO₂ - alta presión

RESULTADOS

ENSAYOS PRELIMINARES

Este ensayo permite verificar el funcionamiento del equipo antes de realizar los ensayos con la arena empacada.

Para los ensayos se utilizaron rocas recolectadas del afloramiento del campo impregnadas con crudo, la cantidad utilizada fue de 85,11 lb (38.605,2 gr). Se asume que las propiedades petrofísicas (ver Tabla 1) de las rocas recolectadas son similares a la arena hollín.

A) SAGD CONVENCIONAL - BAJA PRESIÓN USANDO ROCA DEL AFLORAMIENTO

En la tabla 2 (ver tabla 2) se muestra las condiciones de funcionamiento de entrada de vapor a la celda de arena, se registran datos de presión y temperatura.

Al finalizar el ensayo se estima que se utilizó un volumen de 30.280 cc de agua, de los cuales 11.295 cc se convirtieron en vapor, se condensaron 3.000 cc y se asume que 8.295 cc salieron en forma de vapor, el crudo recuperado fue 0 cc (ver Tabla 3).

B) SAGD CONVENCIONAL - ALTA PRESIÓN USANDO LA ROCA DEL AFLORAMIENTO

En la tabla 4 (ver Tabla 4) se muestran las condiciones de funcionamiento de entrada de vapor

a la celda de arena, se registran datos de presión y temperatura.

Al finalizar el ensayo en la caldera de vapor se introdujo 30.280 cc de agua, quedando 11.490 cc de agua, y el volumen se transformó en vapor, es decir 18.790 cc de vapor, se condensaron 11.000 cc y se asume que 7.790 cc salieron en forma de vapor, el crudo recuperado fue 700 cc (ver Tabla 5).

C) ENZIMA GREENZYME (PRUEBAS DE BOTELLA)

Para comprobar la efectividad de la enzima sobre la roca impregnada de crudo del campo Pungarayacu se le sometió a una alta temperatura; para verificar su utilidad o funcionamiento se utilizaron botellas.

Prueba A: En un frasco de vidrio se introdujo arena sílica, un pequeño volumen de petróleo de crudo pesado sin ser mezclados, añadiendo agua con una concentración del 10% de GreenZyme; se sometió a baño maría hasta 92 °C, y posteriormente se dejó reposar por 5 días a luz solar (ver Figura 3).

De la figura se puede concluir, que el crudo colocado en la parte inferior del frasco encuentra un canal en la arena para subir a superficie.

Prueba B: Se realizaron las mismas consideraciones que la prueba A, con la diferencia que se mezcló la arena con el crudo (ver Figura 4).

De la figura se puede concluir, que el crudo se desprende en forma de gotas hacia la superficie, la enzima GreenZyme necesita de un tiempo de remojo en el yacimiento para mayor efectividad. Adicionalmente se mezcló agua con enzima GreenZyme y se la sobrecalentó, no existieron residuos, por lo cual se puede inferir una compatibilidad adecuada.

ENSAYOS DE SAGD CONVENCIONAL Y SAGD CON ADITIVOS USANDO ARENA SÍLICA

Luego de realizar ensayos preliminares y con resultados positivos, se procedió a realizar pruebas en un medio poroso empacado con arena sílica.

Las tablas 6 y 7 muestran las condiciones iniciales de la celda de arena que se usaron en las pruebas.

A) SAGD CONVENCIONAL-BAJA PRESIÓN

Al realizar el ensayo la celda de arena no se presurizó (presión = 0 psi), la temperatura llegó a 92 °C, en un tiempo de prueba de 2,5 horas no se logró recuperar nada de crudo.

Al finalizar el ensayo se observó que del agua ingresada a la caldera 30.280 cc, quedaron 19.030 cc de agua, el resto se transformó en vapor 11.250 cc, se condensaron 2000 cc y se asume que 9250 cc salieron en forma de vapor, el crudo recuperado fue 0 cc (ver Tabla 8).

B) SAGD CONVENCIONAL-ALTA PRESIÓN

Al realizar el ensayo la celda de arena se presurizó a 140 psi, la temperatura llegó a 180 °C, en un tiempo de prueba de 4 horas se recuperó 1700 cc de crudo.

Al finalizar el ensayo se observó que del agua ingresada a la caldera 30.280 cc, se transformaron en vapor 18.500 cc, se condensaron 13.400 cc y se asume que 5100 cc salieron en forma de vapor (ver Tabla 9).

C) SAGD CON GREENZYME-BAJA PRESIÓN

La muestra ingresada a la celda de arena se la hizo con una solución de 10%, es decir, se colocó 3600 cc de agua y 400 cc de enzima GreenZyme, se dejó por 5 días en reposo, después se registraron datos de presión y temperatura.

Al realizar el ensayo la celda de arena no se presurizó (presión = 0 psi), la temperatura llegó a 92 °C, en un tiempo de prueba de 2,5 horas se logró recuperar 400 cc de crudo.

Al finalizar el ensayo se observó que del agua ingresada a la caldera 30.280 cc, quedaron 19.480 cc de agua, el resto se transformó en vapor 10.800 cc, se condensaron 1500 cc y se asume que 9300 cc salieron en forma de vapor (ver Tabla 10).

D) SAGD CON GREENZYME-ALTA PRESIÓN

Al realizar el ensayo la celda de arena se presurizó a 140 psi, la temperatura llegó a 179 °C, en un tiempo de prueba de 4 horas se logró recuperar 2700 cc de crudo

Al finalizar el ensayo se observó que del agua ingresada a la caldera 30.280 cc, quedaron 12.780 cc de agua, se transformaron en vapor 17.500 cc, se condensaron 12.500 cc y se asume que 5000 cc salieron en forma de vapor (ver Tabla 11).

E) SAGD CON CO₂-BAJA PRESIÓN

Se inyectó CO₂ a la celda de arena del modelo físico para lo cual se acopló un extintor de CO₂ de 10 lb. Se dejó pasar vapor de la caldera hacia la celda de arena en un tiempo de prueba de 2,5 horas. El CO₂ hizo que la celda de arena se presurice desde 0 hasta 50 psi, la temperatura de la celda bajó de 94 hasta 70 °C, en el momento de realizar los bacheos por la línea de flujo.

La limitación fue encontrar una fuente adecuada para inyectar CO₂, debido que el extintor se encuentra presurizado con 200 psi y su temperatura de descarga (-79 °C) hace que la temperatura de la celda disminuya drásticamente, no se pudo recuperar crudo (ver Tabla 12).

Tabla 1. Propiedades de la roca del campo Pungarayacu

Celda	Porosidad (%)	Permeabilidad (D)	Saturación (%)
Medio poroso	25	3,5	75

Fuente: Reyes, 2018

Tabla 2. Condiciones de funcionamiento a baja presión

Pozo	Vapor (cc/seg)	Presión (psi)	Temperatura (°C)	Fluido inyectado
Inyector	1,16	0	92	Vapor
Productor	-	-	-	-

Tabla 3. Resultado final SAGD convencional - baja presión usando roca de afloramiento

Descripción	Resultado final	
	Valor	
Crudo recuperado	0 cc	
Agua condensada	3000 cc	

Tabla 4. Condiciones de funcionamiento a alta presión

Pozo	Vapor (cc/seg)	Presión (psi)	Temperatura (°C)	Fluido inyectado
Inyector	1,16	140	179	Vapor
Productor	-	-	-	-

Tabla 5. Resultado final SAGD convencional - alta presión usando roca del afloramiento

Descripción	Resultado final	
	Valor	
Crudo recuperado	700 cc	
Agua condensada	11000 cc	

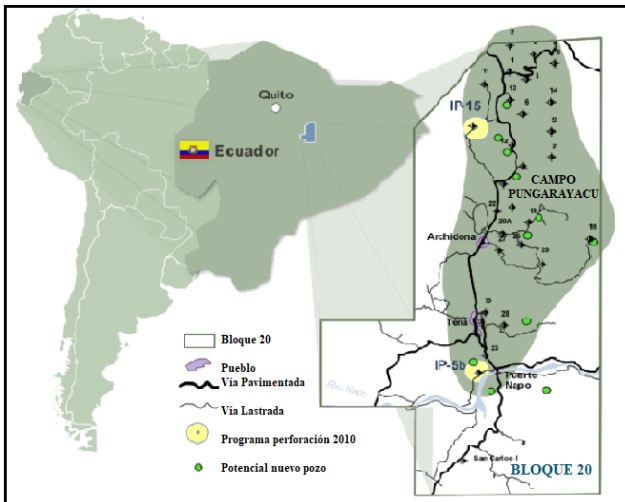


Figura 1. Ubicación del campo Pungarayacu
Fuente: Ivanhoe Energy and the Pungarayacu Project in Ecuador, 2011, p.3



Figura 2. Equipo experimental construido



Arena sin mezclar con el crudo del campo Pungarayacu

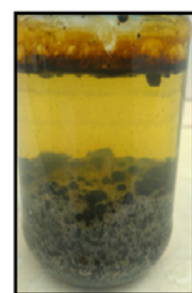


GreenZyme después de 5 días

Figura 3. Prueba A, crudo no mezclado en arena, en solución con enzima Greenzyme



Arena mezclada con el crudo del campo Pungarayacu



GreenZyme después de 5 días

Figura 4. Prueba B, crudo mezclado en arena, en solución con enzima Greenzyme

F) SAGD CON CO₂ -ALTA PRESIÓN

El tiempo de prueba fue de 3 horas, la presión que llegó el experimento fue de 90 psi y una temperatura de 160 °C para inyectar CO₂.

No se pudo recuperar crudo por la limitante de presión en el equipo, el agua que avanzó a condensar salió fría y en un volumen de 7570 cc (ver Tabla 13).

Luego de realizar las pruebas descritas, se puede obtener los siguientes resultados de porcentajes recuperados de petróleo (ver Tabla 14).

DISCUSIÓN

En la tabla 15 se puede comparar los criterios de selección de las propiedades de yacimiento y fluidos para procesos SAGD y del campo Pungarayacu.

Según la tabla descrita, el campo Pungarayacu cumple con los requisitos para implementar SAGD, la tasa máxima de producción sería de 1121 bl/día con el modelo analítico de R. Butler (1999).

ENSAYOS PRELIMINARES

Estos fueron realizados a presión atmosférica; a una presión de 140 psig con temperaturas de 92 °C fue de 900 cP y a 180 °C fue de 50 cP, esto explica porque a presión atmosférica no se logró recuperar crudo, pero al aumentar la presión o temperatura sí se logró debido a la reducción de viscosidad.

De las pruebas de botella, se evidencia que la enzima es capaz de cambiar la mojabilidad en la roca, presentándose imbibición espontánea y forzada, produciéndose crudo por acción de la fase mojante.

ENSAYOS CON ARENA SÍLICA

A) EFECTO DE LA PRESIÓN Y TEMPERATURA

A mayor presión, consecuentemente, se obtendrá mayor temperatura y por lo tanto una reducción de la viscosidad, lo cual permite una mayor producción de petróleo y mayor factor de recobro.

De las experimentaciones realizadas, se evidencia que existe un posible rango de temperatura mínima necesaria para que el crudo de Pungarayacu pueda fluir.

B) EFECTO DE LA ENZIMA

Al comparar la prueba de baja presión con vapor solo vs. prueba de baja presión con vapor más enzima, el factor de recobro es 0%, mientras que al añadir enzima se tiene un factor de recobro del 4,5%. Al añadir enzima y su acción en el fenómeno de cambio de mojabilidad o reducción de fuerzas capilares ayuda que a pesar de bajas temperaturas y altas viscosidades se produzca petróleo.

Al comparar la prueba de alta presión con vapor solo vs. prueba de alta presión con vapor más enzima, el factor de recobro pasó de 19% a 30%, es decir, la enzima ayuda a recuperar el crudo tanto a altas

Tabla 6. Volúmenes iniciales de la celda de arena en el modelo físico

Condi- ción de referen- cia	Volumen de modelo (cc)	Volu- men espacio poroso (cc)	Volu- men petróleo (cc)	Volu- men agua (cc)	Volu- men gas (aire) (cc)
Celda de arena	38603,62	14000	9000	3000	2000

Tabla 7. Propiedades de la arena sílica ingresadas a la celda

Celda	Porosidad (%)	Permeabilidad (D)	Saturación (%)
Medio poroso	36,3	95,21	64,28

Tabla 8. Resultado final SAGD convencional - baja presión usando arena sílica

Descripción	Resultado final	
	Valor	
Crudo recuperado	0 cc	
Agua condensada	2000 cc	

Tabla 9. Resultado final SAGD convencional - alta presión usando arena sílica

Descripción	Resultado final	
	Valor	
Crudo recuperado	1700 cc	
Agua condensada	13400 cc	

Tabla 10. Resultado final SAGD con Greenzyme - baja presión usando arena sílica

Descripción	Resultado final	
	Valor	
Crudo recuperado	400 cc	
Agua condensada	1500 cc	

como bajas presiones, sin embargo, se requiere más ensayos para optimizar el proceso.

C) EFECTO DEL CO₂

A pesar del aumento de presión, la recuperación de crudo fue nula, el efecto de reducción de viscosidad producto de la inyección de CO₂ no tuvo un efecto mayor que el empuje creado por la variación de presión, es decir, el desplazamiento estaba presente; sin embargo, la viscosidad al ser muy alta impidió que el crudo se movilizara.

Al utilizar CO₂ con el extintor de alta presión, el efecto de expansión producido en la celda de menor presión no representa una realidad en el yacimiento, por lo cual el enfriamiento no existiría, lo cual no descarta el uso de este aditivo.

CONCLUSIONES

Al realizar los diferentes ensayos se dedujo que los parámetros de yacimiento de mayor impacto en el proceso son: espesor de la arena, permeabilidad, saturación de petróleo y porosidad.

Se requieren temperaturas mayores a 92 °C, siendo el valor crítico para el experimento que se debe superar para movilizar el crudo que está atrapado en la roca.

La adición de enzima al vapor permite recuperar 60% más de crudo, cuando se compara con el crudo producido solo con vapor. El factor de recobro aumenta en un 12% en comparación al uso solo de vapor.

En el proceso de SAGD, la adición de pequeñas cantidades de gases no condensables como el CO₂ al vapor, puede mejorar la recuperación de petróleo, sin embargo, en el experimento no se pudo observar

Tabla 11. Resultado final SAGD con Greenzyme - alta presión usando arena sílica

Resultado final	
Descripción	Valor
Crudo recuperado	2700 cc
Agua condensada	12500 cc

Tabla 12. Resultado final SAGD con CO₂ - baja presión usando arena sílica

Resultado final	
Descripción	Valor
Crudo recuperado	0 cc
Agua condensada	1300 cc

Tabla 13. Resultado final SAGD con CO₂ - alta presión usando arena sílica

Resultado final	
Descripción	Valor
Crudo recuperado	0 cc
Agua condensada	1350 cc

Tabla 14. Resultados de la evaluación de ensayos

Prueba No.	Proceso	Tiempo (min)	Recuperación petróleo (cc)	F.R (%)	Vapor / petróleo (SOR)
SAGD con roca del yacimiento					
a)	Convencional - baja presión	210	0	-	-
b)	Convencional - alta presión	270	700	-	26,84
SAGD con arena sílica					
a)	Convencional - baja presión	150	0	0	-
b)	Convencional - alta presión	240	1700	18,89	10,88
c)	Greenzyme - baja presión	150	400	4,44	27
d)	Greenzyme - alta presión	240	2700	30	6,48
e)	CO ₂ - baja presión	150	0	0	0
f)	CO ₂ - alta presión	210	0	0	0

Tabla 15. Comparación Screening SAGD vs. Campo Pungarayacu

Propiedad	SAGD	Pungarayacu
Gravedad del petróleo [API]	7-12	4-12
Viscosidad del petróleo [cP]	4000 - 106	100000 @ 60°F
Profundidad del reservorio [ft]	250 - 3000	800
Espesor de pago [ft]	50 - 100	100
Permeabilidad [mD]	>3000	3000 - 4000
Saturación de petróleo [%]	>50	75

efectos favorables debido a que se usó un extintor de fuego presurizado a 200 psi, lo que ocasionó que el crudo se enfriara y no se redujera su viscosidad.

En el experimento la recuperación de crudo fue nula porque el efecto de la reducción de viscosidad producto de la inyección de CO₂ no fue mayor al empuje creado por la variación de presión, el desplazamiento estaba presente, sin embargo, por ser alta la viscosidad impidió que el crudo se movilizara.

REFERENCIAS

- Alboudwarej, H., Badry, R. y Baker, A. 2006. La importancia del petróleo pesado. *Oilfield Review*. <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/heavy-oil-3-spanish>
- Cortez, S. y Lema, C. 2019. *Evaluación de un modelo físico experimental de la técnica de SAGD combinada con aditivos para la recuperación de crudo pesado del campo Pungarayacu* (Tesis de maestría). <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/20578>
- Dorador, E. y González, I. 2014. *Nuevas tecnologías aplicadas a SAGD para mejorar la recuperación de hidrocarburos* (Tesis de pregrado). <http://oreon.dgbiblio.unam.mx/F/GHNUQYV4CX5YB2V5GG8VD7RXSDKB-THPH9RCVG6FVQ24QLCKXS7-47314?func=find-b&request=nuevas+tecnologias+aplicadas+a+SAG->

- D&find_code=WRD&adjacent=N&local_base=--TES01&x=0&y=0&filter_code_2=WYR&filter_request_2=&filter_code_3=WYR&filter_request_3=
- Ivanhoe Energy and the Pungarayacu Project in Ecuador 2011. Ivanhoe Risk Assessment. <https://amazonwatch.org/assets/files/2011-ivanhoe-energy-in-ecuador.pdf>
- Lowy, D. 2014. *Estudio técnico de la predicción máxima de extracción y demás variables operacionales que intervienen en el proceso de producción de crudos pesados y extrapesados por segregación gravitacional asistida por vapor (SAGD), utilizando datos del campo Pungarayacu* (Tesis de pregrado). Recuperado de <http://repositorio.ute.edu.ec/handle/123456789/14365>
- Males, C. y Miranda, G. 2017. Modelo de simulación matemática para la producción del campo Pungarayacu-bloque 20 (Tesis de pregrado). <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/13351>
- Ministerio de Recursos Naturales No Renovables 2014. Información sector petróleo y gas Ecuador. https://www.academia.edu/9186034/Ministerio_de_Recursos_Naturales_No_Renovables
- Torres, C. 2018. *Estudio comparativo de los métodos de recuperación mejorada SAGD y VAPEX en el campo Pungarayacu mediante software de ingeniería* (Tesis de pregrado). <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/4781/1/UPSE-TIP-2019-0004.pdf>