

RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO MEDIANTE TRATAMIENTO CON ENZIMAS

IMPROVED OIL RECOVERY THROUGH ENZYME TREATMENT

PARRA CAMARGO M. A

RESUMEN

La aplicación del método de recuperación mejorada de petróleo para obtener un incremento en los volúmenes de producción del pozo PJS-7 mediante el tratamiento con enzimas. Inicialmente el pozo PJS-7 tenía una energía suficiente para vencer las fuerzas que actuaban en contra al sentido del flujo de fluidos, pero en el curso del tiempo este se encuentra en una constante declinación de presión presentando bajos volúmenes de producción de la arenisca Petaca. El tratamiento con enzimas tiene el propósito de incrementar la productividad de los pozos, provocando una emulsificación al reducir la tensión interfacial agua – petróleo, introduciendo cambios en la mojabilidad del medio, reducción de la viscosidad del crudo y eliminando el daño mediante la remoción de parafinas, ceras y asfáltenos. Las enzimas se desempeñan solo en liberar aceite, aun en presencia de grandes cantidades de agua subterránea y otros sólidos que causan problemas y taponamiento. Bajo aplicaciones normales, las enzimas son totalmente inofensivas a la salud del ser humano, así como al medio ambiente. Son biodegradables y amigables ambientalmente. Para el diseño del tratamiento se deben determinar los volúmenes, las presiones y los tiempos que serán empleados para llevar a cabo el tratamiento, y posteriormente, se analizaron los resultados esperados de acuerdo a los efectos que pueden llegar a tener lugar. Finalmente, se analiza la viabilidad técnica para evidenciar los beneficios de acuerdo a los resultados obtenidos.

PALABRAS CLAVE

Enzimas, Recuperación Mejorada, Pozo en declinación.

ABSTRACT

The application of the enhanced oil recovery method to obtain an increase in the production volumes of the PJS7 well, through the treatment with enzymes. Initially, the PJS-7 well had enough energy to overcome the forces that acted against the direction of the fluid flow, but in the course of time it finds itself in a constant pressure decline, presenting low production volumes from the Petaca sandstone. The enzyme treatment has the purpose of increasing the productivity of the wells, causing an emulsification by reducing the water-oil interfacial tension, introducing changes in the wettability of the medium, reducing the viscosity of the crude oil and eliminating the damage through the removal of paraffins, waxes, and asphaltenes. Enzymes work only to release oil, even in the presence of large amounts of groundwater and other solids that cause problems and plugging. Under normal applications, the enzymes are totally harmless to human health, as well as to the environment. They are biodegradable and environmentally friendly. For the design of the treatment, the volumes, pressures and times that will be used to carry out the treatment must be determined later, the expected results were analyzed according to the effects that may take place. Finally, the technical feasibility is analyzed to show the benefits according to the results obtained.

KEYWORDS

Hormigón, Áridos reciclados, Flexión, Compresión.

INTRODUCCIÓN

El estudio de acuerdo a los volúmenes de petróleo producido que se tiene en el pozo PJS-7 y las características que presenta el mismo, siendo considerado entre los pozos más importantes que presenta el campo Patujusal, éste pudo ser seleccionado para realizar el tratamiento con enzimas con el objetivo de elevar los volúmenes de producción y poder realizar la recuperación de petróleo remanente que se encuentra en el reservorio Petaca, representando una producción de 16 bpd con un corte de agua arriba del 90%,

Tabla 1. Características del pozo PJS-7

CARACTERÍSTICA	VALOR
Tipo de formación	Arenisca
Profundidad, m	1700
Gravedad API del petróleo, °API	34,7
Densidad del petróleo, ppg	7,0805
Gravedad específica del petróleo	0,85
Factor volumétrico del petróleo, bbl/STB	1,1649
Viscosidad del petróleo, cp	1,203
Viscosidad del agua, cp	0,5447
Saturación de petróleo, %	52
Permeabilidad promedio, md	240
Porosidad promedio, %	22
Temperatura del reservorio, °F	155
Radio del pozo, ft	0,58
Radio del reservorio, ft	700
Daño	5
Presión promedio actual, psi	700
Presión de cabeza, psi	100
Temperatura de cabeza, °F	89
Presión del separador, psi	70
Temperatura del separador, °F	78

El pozo PJS-7 fue perforado y terminado entre el 8 de noviembre y el 12 de diciembre de 1994 con una profundidad final de 1700 m. Cuenta con una terminación simple con empaque de grava por la producción de arena que aportaba la formación petaca. El tramo baleado se encuentra entre 1593 m y 1596 m con un caudal inicial de 317 bpd de petróleo, el cual fue disminuyendo por la declinación de la presión del reservorio.

La configuración final del pozo representa su estado actual de asentamiento, el CSG sub-superficial a una profundidad de 30 m, el CSG intermedio a una profundidad de 372,5m y el CSG de producción a la profundidad de 1694 m, además de la tubería de producción de 2 7/8 in.

El pozo PJS-7 se encuentra en producción. Su caudal de producción es de 16 bpd de petróleo y 250 bpd de agua. El pozo PJS-7 empezó a producir a finales del año 1994 con una producción inicial de 317 bpd de petróleo por surgencia natural debido a un ligero empuje de agua combinado con la expansión de los fluidos. El año 2002 el pozo presentaba una producción

de 157 bpd de petróleo y 152 bpd de agua con un choque de 18 in y su correspondiente corte de agua era de 49,19 %. Posteriormente, por continuos problemas con los pack off's, el pozo fue sometido a un workover con el objetivo de cambiar el choque de 34 a 104 y para cambiar el arreglo de producción por tubería de 2 7/8 in y aumentar mandriles de gas lift. La producción comenzó a subir a 162 bpd de petróleo, al igual que la producción de agua que subió a 188bpd, teniendo un corte de agua de 53,71 % y se inyectó un volumen inicial de 257 Mpc de gas lift diario.

El año 2004 comenzó a descender repentinamente la producción de petróleo a 56,47 bpd, con una producción de agua de 290,82 bpd, presentando un corte de agua de 83,74 %, además se observaron bastantes oscilaciones en cabeza de pozo con presiones de 80 a 100 psi con un choque de 104 y se inyectó un volumen de 486 Mpc de gas lift diario.

Luego, el año 2005 fue la producción considerada más baja hasta ese momento con una producción de petróleo que llegaba a los 36 bpd y 282 bpd de agua, teniendo un corte de agua de 88,68 % y se mantuvo la variación de presión de surgencia del pozo en un rango entre 100 a 115 psi con un choque de 104 y se inyectó un volumen de 241 Mpc de gas lift diario.

Después, el año 2006 la producción de petróleo continuó descendiendo hasta los 28 bpd y aumento la producción de agua a 300 bpd con un corte de agua de 91,46 %, la presión de cabeza de pozo bajó a 65 psi y la presión en el espacio anular era de 596 psi con un choque de 104 y se aumentó el volumen de inyección a 488 Mpc diario de gas lift.

El año 2008, la producción de petróleo seguía bajando hasta los 9,60 bpd y la producción de agua aumento a 240 bpd con un corte de agua de 96,15%, la presión de cabeza de pozo descendió entre 60 a 80 psi y la presión del espacio anular fue de 620 psi con un choque constante de 104 y ascendió el volumen de inyección de gas lift diario a 451 Mpc.

Siguiendo, el año 2012 se llegó a registrar una presión de surgencia que variaba entre 95 a 104 psi, con una presión anular estable de 636 psi se obtuvo una producción de petróleo de 21 bpd y 264 bpd de agua con un corte de agua de 92,63 % y un volumen de 489 Mpc de gas lift diario. El mismo año la producción de petróleo subió hasta los 24,90 bpd y la producción de agua aumento a 303,48 bpd con un corte de agua de 92.42%, teniendo un choque constante de 104 y la presión de surgencia oscilaba entre 100 a 104 psi, en el espacio anular se registró una presión de 613 psi y se estableció un volumen de 498 Mpc de gas lift.

A finales del año 2013 el pozo presentaba una producción de 34 bpd de petróleo junto con una producción de agua que llegaba hasta los 250 bpd, representando un corte de agua correspondiente del 88%. El año 2016 la producción del pozo ya se encontraba en declinación con una producción de petróleo que era de 19 bpd y una producción de agua que había llegado a los 301 bpd por lo cual su corte de agua vendría siendo arriba del 90%.

Actualmente se encuentra produciendo cantidades considerables de agua en comparación con la cantidad de petróleo.

DESARROLLO

Con la información del campo Patujusal, así como del pozo PJS-7 y el correcto análisis de los mismos, se puede evidenciar que el pozo PJS7 cumple con las condiciones requeridas para realizar el método del tratamiento con enzimas como se muestra en la tabla 2.

Tabla 2. Verificación de las condiciones requeridas para el tratamiento con enzimas del Pozo PJS-7

Condiciones	Requeridas	Pozo PJS-7
Tipo de formación	Arenisca	Arenisca
Gravedad API del petróleo, °API	13-40	34,7
Permeabilidad promedio, md	50-700	240
Porosidad promedio, %	15-35	22
Espesor neto con petróleo, m	4-34	5
Temperatura, °F	80-180	155
Presión, psi	350-1000	700

El campo Patujusal, éste cuenta con un factor volumétrico de 11649 bbl/STB, una saturación de petróleo inicial del 52 %, un área de hidrocarburos de 10,99 km² (2715,69 acres) con un espesor de 5m (16,405 ft) y una porosidad de 22 %. Con estos datos, se determinó el Petróleo Original In-Situ por el método volumétrico, la producción acumulada, el porcentaje de petróleo que puede ser recuperado y las reservas recuperables. Los resultados se muestran en la tabla 3.

Tabla 3. Resultados obtenidos del petróleo remanente del campo Patujusal.

Petróleo Original In-Situ, MMSTB	N	33,94
Producción acumulada, MMSTB	Nr	24,94
Porcentaje de petróleo que puede ser recuperado, %	FR	26,50
Reservas recuperables, MMSTB	Nrec	8,99

Para poder saber la saturación remanente de petróleo con la que cuenta el reservorio Petaca después de haber producido cierto volumen, primeramente, se determina la saturación remanente de agua, considerando que se cuenta con un volumen de petróleo remanente de 24,94 MMSTB, un factor volumétrico de 1,1649 bbl/STB, un volumen bruto de roca de 32810000 m³ (206374900 bbl) y una porosidad de 22%.

Posteriormente se procede a determinar la saturación residual de petróleo, la eficiencia de movilidad y se determina el número capilar, los resultados se indican en la tabla 4.

La enzima seleccionada para realizar el tratamiento es la Hidrolasa, la cual cataliza la ruptura de diferentes tipos de enlaces químicos con adición de agua (Hidrólisis). Las enzimas son solubles en agua y catalizan reacciones entre un sustrato que es el petróleo, la formación y el agua, y enlazan el agua a ciertas moléculas.

Tabla 4. Resultados obtenidos del número capilar actual

Presión capilar, dinas/cm ²	1587302,07
radio capilar, cm	1,512x10 ⁻⁴
Tensión interfacial, dinas/cm	135,78
Velocidad de Darcy cm/s	0,000149
Número capilar	5,98 x 10 ⁻⁷

La enzima seleccionada para realizar el tratamiento es la Hidrolasa, la cual cataliza la ruptura de diferentes tipos de enlaces químicos con adición de agua (Hidrólisis). Las enzimas son solubles en agua y catalizan reacciones entre un sustrato que es el petróleo, la formación y el agua, y enlazan el agua a ciertas moléculas. De esta manera, las moléculas más grandes se dividen en otras más pequeñas. Estas enzimas también rompen varios enlaces en el ambiente del petróleo para liberar y movilizar el petróleo. Cuando la enzima se introduce en un sistema que es mojado por aceite o por agua, comienzan su interacción con el hidrocarburo a través de la fase de agua. Así que por medio de este proceso libera rápidamente aceite de la superficie de las arenas en una forma catalítica.

El volumen total de la solución con enzimas va a depender del espesor de la zona productora de petróleo. Por lo general, este volumen es aproximadamente 30 toneladas métricas por metro de profundidad de la zona productora (30 tm/m), es decir 220 barriles por cada metro de profundidad (220 bbl/m). Los resultados del cálculo de volúmenes se aprecian en la tabla 5.

Tabla 5. Volúmenes requeridos para el tratamiento del pozo PJS-7 con enzimas

	Volumen, bbl
Enzimas	5,24
Agua	1094,76
Solución	1100,00
Intermedio	15,23
Tapado	15,23

El tiempo de bombeo se determinó en 15 horas y 50 minutos, el tiempo de cierre de acuerdo a la densidad del petróleo y la porosidad de la roca, corresponde aplicar un cierre de 3 días al pozo. Para el cálculo de la Presión Máxima de Inyección se determinó la presión de fractura, la pérdida de presión por efecto de la energía potencial y la pérdida de presión por efecto de la fricción, es posible determinar la presión máxima de inyección que se aplicara para inyectar la solución con enzimas sin llegar a causar una rotura o una fractura a la formación. Se muestra los resultados en la tabla 6, donde se observan las presiones calculadas para estimar la presión máxima de inyección.

La secuencia operativa para llevar a cabo el proceso de inyección para el tratamiento con enzimas:

Primeramente, realizar la mezcla de la solución con enzimas utilizando 4 tambores (5,24 bbl) de enzimas al 100 % de concentración y 1094,76 bbl de agua de formación previamente tratada, para lo cual se llegará a un volumen total de 1100 bbl de la solución con enzimas. Se debe tener en cuenta que la solución debe ser dividida en dos partes para obtener una práctica más exitosa.

Tabla 6. Presiones determinadas para el tratamiento del pozo PJS-7 con enzimas.

	Presión, psi
Fractura	4142,41
Perdida por energía potencial	2265,97
Perdida por fricción	65,21
Máxima de inyección	1941,65

Mediante una bomba de desplazamiento positivo, se bombea la primera parte de la solución con enzimas hacia la formación tomando en cuenta una tasa de bombeo de 1,19 bbl/min y una presión máxima de inyección de 1941,65 psi.

Una vez terminada de bombear la primera parte de la solución, se bombeará 15,23 bbl de agua de formación.

Luego, se procede a bombear la segunda mitad de la solución con enzimas, y posteriormente se bombeará 15,23 bbl de agua de formación para que funcione como un fluido de tapado desplazando la solución hacia la formación.

Se procede a cerrar el pozo durante 3 días con el fin de darle tiempo al fluido inyectado de trabajar antes de reanudar la producción.

Este método tiene como uno de sus objetivos reducir la tensión interfacial agua-petróleo y de esta manera llegar a tener un incremento en el número capilar. La manera más efectiva y práctica de aumentar el número capilar es reduciendo la tensión interfacial. El número capilar al final de la inyección de agua está en el orden de 10^{-7} . Para llegar a reducir un 50% en la saturación residual del petróleo se requiere que el número capilar incremente 3 órdenes de magnitud. (Thomas, 2008)

La tensión interfacial entre el agua de formación y el crudo atrapado en la formación puede reducirse fácilmente en términos de 1000 a 10000 veces para mejorar la recuperación de petróleo por alteración del Nc a partir de la adición de diferentes agentes con el agua. El método permite que la tensión interfacial pueda reducirse en 1000 veces la que se tenía anteriormente. Al aumentar el número capilar en 3 órdenes de magnitud se consigue reducir la saturación residual de petróleo el 50%, por lo tanto, se tendrá una nueva saturación de petróleo que será del 18 % ya que antes se contaba con el 36,1 %.

Para que ocurra un desplazamiento óptimo, debe darse $M < 1$ (eficiencia de movilidad menor a 1), relación definida generalmente como razón de movilidad favorable. La razón de movilidad se puede mejorar bajando la viscosidad del petróleo, aumentando la viscosidad de la fase desplazante, aumentando la permeabilidad efectiva del petróleo y disminuyendo la permeabilidad de la fase desplazante. (Ferrer, 2001)

Una característica de las enzimas es que se adhieren y liberan nuevos hidrocarburos hasta que alcanzan la superficie sólida, formando una membrana en la superficie, cambiando la naturaleza de estas rocas, de mojadas preferencialmente por aceite, agua o salmuera a una superficie no estacionaria protegida con enzima biológica.

Debido a lo mencionado anteriormente se podría establecer un escenario en el cual, por los efectos de las enzimas se producirá un cambio en la mojabilidad de la roca, para lo cual se llegaría a tener una roca hidrófila (mojable al agua) y el petróleo empezaría a fluir aumentando su movilidad con respecto al agua y así se podría tener $M < 1$ eficiencia de movilidad menor a 1).

Inmediatamente después de colocar el pozo en producción normal de crudo, puede suceder lo siguiente:

- Incremento significativo del nivel estático del líquido dentro del pozo.

- Incremento significativo de la tasa total de producción de líquido, con alta Producción de agua durante los primeros días o semanas.

- Posteriormente el WOR disminuirá, mostrando más producción de petróleo hasta estabilizarse.

Una reducción en el corte de agua después de la inyección de enzimas no es el factor decisivo para juzgar el éxito o falla. Un mes o dos meses después de la inyección de enzima, la mayoría de los pozos de aceite han mostrado una reducción en el corte de agua. Sin embargo, otros pozos han presentado un corte de agua relativamente estable, pero mayor producción de fluido diariamente.

De resultar exitoso el tratamiento con enzimas en el pozo PJS-7, se puede establecer el perfil de producción, el cual pudo ser elaborado de acuerdo a la Regla 1/2 a cual nos indica los posibles resultados de acuerdo a la porosidad que se tenga en el reservorio. Como se cuenta con una porosidad mayor a 20%, siendo esta del 22%, el incremento de producción de aceite crudo será muy significativo, es decir, la producción de petróleo podría incrementar hasta 5 veces su producción. Por lo cual en este caso se asumirá un incremento de 3 veces su producción llegando a tener una tasa de 48 bpd.

Para poder establecer el historial de producción futuro se tomaron en cuenta casos de estudios en los cuales fue realizado este tratamiento, más específicamente el caso de estudio que se llevó a cabo en el campo Tía Juana, Venezuela.

En el campo Tía Juana se aplicó este tratamiento en varios de sus pozos, los cuales demostraron un incremento en su producción que variaban entre meses y años. La producción del pozo aumentaría y se mantendría durante al menos 1 año produciendo cantidades significativas de hidrocarburos líquidos en comparación de antes del tratamiento, posterior a eso es cuando la producción empieza a declinar en una forma constante a través del tiempo.

Los pozos requieren análisis y seguimiento permanentes para determinar si están siendo operados óptima y eficientemente, no solo para aumentar la producción de los mismos sino también para evaluar su desempeño. Se realiza el análisis nodal con la finalidad de diagnosticar el comportamiento que tendrá el pozo y además que este análisis nos permite determinar el caudal óptimo de entrega del pozo y el potencial de entrega que puede llegar a tener el pozo, por lo tanto, se aplicará el análisis nodal antes y después del tratamiento para visualizar la respuesta del sistema de producción al tratamiento con enzimas que se aplicará.

Se determinaron las curvas IPR y Outflow para antes y después del tratamiento con enzimas. Las gráficas de las curvas se muestran en las figuras 1 y 2.

Entonces el nuevo punto en el cual se interceptan la curva Inflow con la curva Outflow demuestra el nuevo caudal óptimo de entrega del pozo que, como se observa en la figura 2, son 115 bpd a una presión de fondo fluyente de 520 psi.

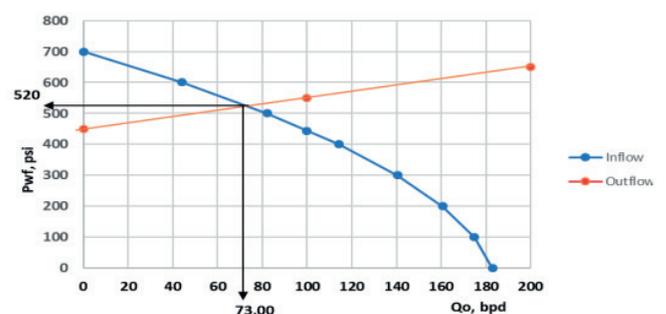


Figura 1. Gráfica de las curvas Outflow e Inflow antes del tratamiento.

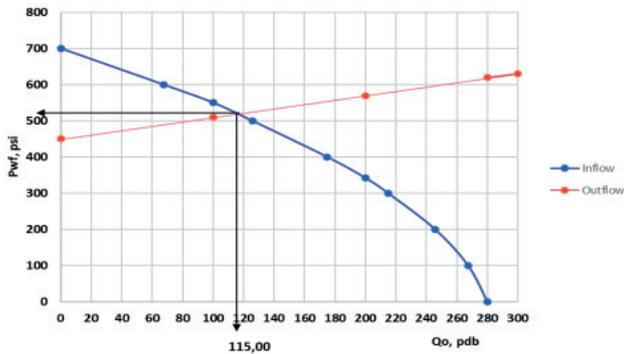


Figura 2. Gráfica de las curvas Outflow e Inflow después del tratamiento.

Entonces el nuevo punto en el cual se interceptan la curva Inflow con la curva Outflow demuestra el nuevo caudal óptimo de entrega del pozo que, como se observa en la figura 2, son 115 bpd a una presión de fondo fluyente de 520 psi.

De acuerdo al Análisis Nodal se puede establecer que, realizando la aplicación del tratamiento con enzimas en el pozo PJS-7 se llegaría a tener un incremento en el índice de productividad pasando de una productividad baja (0,47 bpd/psi) a una productividad media (0,72 bpd/psi).

Tabla 7. Curvas de declinación antes y después del tratamiento con enzimas

Reservas	Recuperables, bbl	Tiempo de Vida, meses
Antes del Tratamiento	8537,82	30,69
Después del Tratamiento	16315,14	34,18

Además, el caudal óptimo de entrega igual va a presentar un incremento, pasando de 73 bpd a 115 bpd llegando a presentar una optimización en la producción del pozo.

Debido a que el pozo PJS-7 se encuentra con una declinación en su producción, es posible aplicar las curvas de declinación para pronosticar el comportamiento de la producción en el futuro basado en la disminución de su producción.

DISCUSIÓN

El tratamiento con enzimas para recuperación mejorada de petróleo tiene la finalidad de incrementar los volúmenes de producción del pozo PJS-7 ya que este se encuentra con una tasa de producción de petróleo relativamente baja, debido a esto, se propone una solución para este problema que es realizar la inyección de una solución enzimática la cual introduce cambios en la mojabilidad de la roca, reduce la tensión interfacial agua-petróleo y disminuye el daño en la matriz del pozo por la acumulación de parafinas, ceras y asfaltenos.

Las enzimas no provocan reacciones químicas ya que son agentes biológicos y además son amigables tanto a la salud del ser humano como al medio ambiente.

Este tratamiento consiste en la inyección de una solución enzimática en la cual se realiza la mezcla de agua de producción con enzimas líquidas utilizando volúmenes de acuerdo al espesor de la zona productora que se tenga, por lo cual se debe contar con una bomba de desplazamiento positivo, un tanque para realizar la mezcla y agua de producción.

La inyección se la realiza directamente a través del pozo hasta el reservorio productora que es la arenisca Petaca y una vez terminado el proceso de inyección se debe cerrar el pozo durante un periodo de 3 días para que la solución enzimática pueda desempeñarse de manera eficaz.

Previo al tratamiento se realizó una recopilación de datos y evaluación de los mismos para llegar a verificar si el pozo PJS-7 y el reservorio Petaca cumplen con las condiciones requeridas para aplicar el tratamiento, considerando el tipo de formación, gravedad API, permeabilidad, porosidad, espesor neto con petróleo, temperatura y presión.

El Campo Patujusal cuenta con tres pozos inyectoras de agua para recuperación secundaria de petróleo, de este modo es que se logró realizar una resaturación en el reservorio Petaca para que este pueda aportar con suficiente energía y ayudar en el desplazamiento de los fluidos.

El pozo PJS-7 se encuentra produciendo por energía hidráulica y cuenta con un sistema de levantamiento artificial por gas lift. El agua que se utilizará para realizar la solución enzimática es proveniente de la producción de los pozos, la cual es previamente tratada y reinyectada al reservorio a través de los pozos inyectoras.

Para el diseño del tratamiento con enzimas se calculan los volúmenes, las presiones y los tiempos que serán empleados.

Mediante el Análisis Nodal se puede demostrar que la producción pudo ser optimizada debido al incremento en el índice de productividad por reducción del daño, por lo que antes del tratamiento se contaba con un índice de productividad de 0,47 bpd/psi y posterior al tratamiento el índice de productividad llega a incrementar hasta 0,72 bpd/psi considerándose un índice de productividad medio.

De esta manera el sistema de producción vendría a ser analizado para establecer las condiciones de producción para operar el pozo. Se establece un pronóstico de producción tanto antes del tratamiento como después del tratamiento para ver que las reservas recuperables y el tiempo de vida del pozo se extienden debido al incremento en la tasa de producción de petróleo, ya que antes del tratamiento el pozo tenía una tasa de producción de petróleo de 16 bpd y posterior al tratamiento la tasa de producción llega a aumentar hasta 3 veces la misma.

De acuerdo con los resultados obtenidos, se puede evidenciar que la propuesta del tratamiento con enzimas para recuperación mejorada de petróleo incrementaría la tasa de producción de petróleo en el pozo PJS-7 haciendo que este pueda tener

además un tiempo de vida más prolongado hasta llegar a su límite económico produciendo más reservas recuperables.

En consecuencia, la aplicación del tratamiento, se lograría una reducción del daño, llegando a incrementar el índice de productividad a 0,72 bpd/psi, presentando una optimización

en la producción del pozo. La tasa de producción de petróleo llegaría a ser de 48 bpd y un incremento en las reservas que fueran a ser recuperadas, siendo estas 16315,14 bbl, y se prolongaría el tiempo de vida del pozo a 34,18 meses hasta llegar al límite económico de 5 bpd.

REFERENCIAS

- Ahmed, T. (2001). Reservoir Engineering Handbook. Texas: Gulf Professional Publishing.
- Apollo Separation Technologies Inc. (2008). Apollo Greenzyme. MATERIAL SAFETY DATA SHEET. Texas, USA.
- B. C. Craft, M. F. (1991). Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petroleros. Louisiana: Prentice-Hall.
- Beggs, H. D. (2003). Production Optimization using NODAL Analysis. Oklahoma: OGCI and Petroskills. EEOR Technologies México. (s.f.).
- Ferrer, M. P. (2001). Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo: Astro Data S.A.
- Lobo S. Gutiérrez, P. M. (2014). Metodología para la Selección de Pozos Candidatos a la Estimulación con Enzimas. Zulia.
- María A. Moncada Gómez, A. C. (2018). Evaluación Técnico-Financiera de la Inyección de una Enzima Biológica como Método de Recobro Mejorado de Petróleo para el Pozo H2 del Campo Llanos 28. Bogotá, Colombia.
- Ministerio de Hidrocarburos y Energía. (2011). Campos Gasíferos y Petrolíferos de Bolivia. LA PAZ.
- Nasiri, H. (April de 2011). Enzymes for Enhanced Oil Recovery (EOR). Bergen, Noruega.
- Rosbaco, I. Q. (2017). Tratamiento con una Enzima Biológica para Incrementar la Producción. Casos Históricos. PETROTECNIA.
- Salager, J. L. (2005). Recuperación Mejorada de Petróleo. Merida.
- Thomas, S. (2008). Enhanced Oil Recovery - An Overview. Canada.
- YPFB Chaco S.A. (2015). Campo Patujusal. Santa Cruz.
- Zully Y. Otero Guauque, M. F. (2010). Metodología para la Selección de Enzimas Biológicas en proceso de Estimulación de Pozos. Santander, Bucaramanga, Colombia.

CITA

