

METODOLOGIAS VISCOSIMETRICAS DE CONTROL DE RECUPERACIONES TERCARIAS

Adriana Fornés-Silvia Maturano

Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional de Cuyo.

Abstract

En el presente trabajo se muestra que la viscosidad de un pozo no siempre es constante en el tiempo. Se tomaron muestras mensualmente en doce pozos de un piloto antes de la inyección de agua caliente. En todos ellos se observó una gran variación y una tendencia de la viscosidad a aumentar con el tiempo. Esta tendencia debe ser tomada en cuenta cuando se controla una recuperación terciaria.

Las variaciones de viscosidad durante la inyección de agua caliente también fueron analizadas en este trabajo.

También se muestra un control de seis meses en un proceso de recuperación por bacterias. El mismo se realizó de dos maneras: la convencional de medir con la muestra como sale de boca de pozo y mediante una metodología desarrollada en el grupo que consiste en deshidratar el crudo mediante desemulsionantes solubles en agua y absolutamente insolubles en petróleo, y medir a los gradientes de corte calculados para el reservorio donde se realizó el piloto. Los resultados muestran que en el primer caso las viscosidades aumentan con el contenido de agua emulsionada, y como este habitualmente aumenta durante una inyección con bacterias (dado que las mismas producen una sustancia tensioactiva que favorece la emulsión) siempre parece que las bacterias no actuaran en la forma que se espera.

Sin embargo, midiendo con la metodología desarrollada, se encontró una acción favorable en cuanto a una marcada disminución de la viscosidad en dos de los pozos del piloto, y resultados dudosos (ya que entraron dentro del error de medición del control previo de variaciones de viscosidad) en los otros dos. Estos resultados fueron consistentes con los datos de las curvas de producción.

Introducción

Las tecnologías de producción convencionales recuperan un tercio del petróleo del reservorio, es por esto que es necesario la aplicación de técnicas de recuperación secundaria y terciaria o asistida.

El inadecuado conocimiento de los reservorios, de las interacciones roca-fluido y de los mecanismos básicos por los cuales los procesos de recuperación asistida movilizan y desplazan el petróleo representa el mayor inconveniente en la aplicación general de los mismos.

Para la selección de un proceso de recuperación asistida es necesario realizar un estudio detallado de las condiciones del reservorio, realizar consideraciones económicas así como también ensayos de laboratorio y estudios de simulación numérica.

La eficiencia de la recuperación del petróleo está definida por la siguiente ecuación:

$$E_r = E_d * E_v$$

E_r : eficiencia de recuperación expresada como una fracción del petróleo original in situ.

E_d : eficiencia microscópica de desplazamiento expresada como una fracción del volumen total de petróleo desplazado por un segmento unidad de roca.

E_v : eficiencia volumétrica de barrido expresada como una fracción del volumen de reservorio total contactado por fluido recuperado.

Cuando un proceso de recuperación asistida se implementa en campo, a menudo la eficiencia volumétrica de barrido domina el éxito final del mismo.

Un factor que determina una pobre eficiencia volumétrica de barrido es la diferencia de movilidades entre el petróleo y la fase acuosa. Como el agua se mueve más rápido que el petróleo en el reservorio se forma un frente de agua irregular que empuja al petróleo y alcanza el pozo productor antes que llegue el petróleo recuperado.

La relación de movilidades se define como:

$$M = k_w \cdot \mu_o / k_o \cdot \mu_w$$

M: relación de movilidades

k_w : permeabilidad relativa de agua

k_o : permeabilidad relativa de petróleo

μ_o : viscosidad del petróleo

μ_w : viscosidad del agua

Hay tres métodos de recuperación asistida cuyo fundamento es la disminución de viscosidad de petróleo en el subsuelo con lo que mejora la relación de movilidades y con ello mejora la eficiencia de barrido: recuperación por bacterias, inyección de agua caliente e inyección de vapor.

En el presente trabajo se propone controlar el desarrollo de un proceso de recuperación asistida por bacterias y por inyección de agua caliente, mediante técnicas de determinaciones reológicas, es decir que permitan medir cambios de viscosidad en el fluido emergente que se deban exclusivamente al método empleado, analizar los datos experimentales obtenidos y compararlos con los resultados reales de productividad de los pozos.

También se decide constatar el preconcepto de que la viscosidad del petróleo de un determinado pozo se mantiene constante durante su etapa productiva, para esto se controló mensualmente la viscosidad del petróleo antes de comenzar la inyección: en el caso de bacterias durante dos meses y en el caso de los pozos donde se aplicó agua caliente durante catorce meses.

Características del reservorio y del crudo

El yacimiento que se controló pertenece a la cuenca del Golfo San Jorge y se encuentra en explotación desde 1969. En 1979 se inició un proceso de inundación de agua. Está en una etapa avanzada de explotación, produciéndose el petróleo de unas 30 capas independientes, ubicadas a una profundidad entre 1300 y 1800m.

Los crudos de estos pilotos son no newtonianos y presentan una alta viscosidad que tiene la característica de no ser constante en el tiempo.

El proyecto piloto para la implementación de la recuperación asistida por bacterias está constituido por cuatro pozos y para la implementación de la inyección de agua caliente por doce pozos.

Proyecto de Recuperación Asistida por inyección de bacterias

Las bacterias constituyen un conjunto muy grande y diverso de formas de vida unicelular, con un amplio rango de características nutricionales, fisiológicas y bioquímicas.

Existen dos modos en que las bacterias pueden ser usadas en recuperación asistida de petróleo: producir polisacáridos o surfactantes en fermentadores e inyectarlos en el reservorio seleccionado o las bacterias pueden ser inyectadas en el reservorio junto con una mezcla adecuada de nutrientes necesaria para su crecimiento.

La recuperación asistida de petróleo por bacterias tiene la ventaja de ofrecer un conjunto de procesos económicamente atractivo, pero el uso de microorganismos puede ir en detrimento de la recuperación del petróleo. Los procesos de corrosión microbiana, la pérdida de inyectividad por taponamiento microbiano, la acidificación del reservorio y la biodegradación del crudo son algunas de las desventajas que se presentan. Comparado con otros procesos de recuperación asistida, el conocimiento de la recuperación por bacterias es muy limitado.

No existe un modelo de reservorio promedio y las propiedades físicas y químicas de los mismos es tan variada como son los factores por los cuales el petróleo quedó entrampado. Una vez entendidos los mecanismos de entrampamiento se podrá desarrollar un proceso microbico específico para recuperar el petróleo.

La habilidad para controlar el tamaño, composición química, tasa de crecimiento y actividades bioquímicas alterando la composición y concentración de nutrientes necesarios para el crecimiento provee las bases para la implementación de los procesos de recuperación asistida por bacterias.

Debido a que la mayoría de los reservorios productivos tienen deficiencia de oxígeno, la elección de las mismas para su uso en un determinado reservorio, está basada en su relación con el oxígeno. Las bacterias aeróbicas requieren oxígeno para su crecimiento mientras que las anaeróbicas no. Existe un tercer grupo de bacterias que puede comportarse indistintamente según haya presencia o no de oxígeno.

Los microorganismos pueden ser potencialmente utilizados para mejorar la eficiencia microscópica de desplazamiento y la eficiencia volumétrica de barrido.

La producción de solventes, surfactantes, gases y ácidos pueden modificar la mojabilidad, disminuir la tensión interfacial y mejorar la movilidad del petróleo lo que le permitirá el desprendimiento del petróleo de las superficies de las rocas y de los poros pequeños.

La formación de cepas y polisacáridos en los poros más grandes y regiones de mayor permeabilidad del reservorio desviarán el flujo de fluido hacia zonas no barridas, mejorando la eficiencia de barrido.

No se conoce a ciencia cierta cuál es el mecanismo dominante para la recuperación adicional de hidrocarburos, o si se debe a una combinación de los mismos.

Equipamiento

Para la medición de las viscosidades se utilizó un viscosímetro rotativo marca HAAKE, modelo RV 20 con rheocontroller RC 20 conectado a PC, con rotores MVI o MVII y cabezal M5, con un sistema termostatzante conectado al rotovisco mediante sonda Pt 100 HAAKE que permite mantener la temperatura constante con 0.1°C de precisión.

Metodología

Se controlaron cuatro pozos, pertenecientes a un yacimiento en la provincia de Santa Cruz; Pozo 1106, Pozo 1186, Pozo 1189 y Pozo 1301 con los siguientes porcentajes iniciales de agua emulsionada 32.8%, 66%, 60% y 42% respectivamente.

Como la viscosidad de los crudos sufre variaciones con el porcentaje de agua emulsionada, se decidió medir la viscosidad de los crudos deshidratados.

Se seleccionó un desémulsificante que no alterara la fase continua, es decir no soluble en el petróleo, se agregó a las muestras en función del porcentaje de agua emulsionada que las mismas contenían y se colocaron en estufa a una temperatura no mayor de 65°C, para evitar la pérdida de hidrocarburos livianos.

La viscosidad de los crudos deshidratados se controló mensualmente durante seis meses y también se procedió a medir la viscosidad de los crudos sin deshidratar ya que con ese método trabajaba el proveedor de bacterias a fin de comparar resultados.

Los valores de gradientes de corte calculados según las ecuaciones de Kozeny-Karman, fueron 0.5 1/s y 4 1/s, dos valores porque hay zonas canalizadas en el reservorio. Las mediciones se realizaron a temperaturas entre 50 °C y 100 °C.

Resultados

En base a los datos obtenidos se realizaron gráficos de viscosidad en función del tiempo. La evolución temporal de los valores de viscosidad obtenidos se graficó para un gradiente de corte de 4 1/s y a una temperatura de setenta grados .

El gráfico 1 muestra la variación de viscosidad en el tiempo del crudo emulsionado uno de los pozos estudiados. La medición de viscosidades de los crudos tal como salen en boca de pozo, es el método clásico usado para el control de la acción de bacterias.

El gráfico 2 muestra la evolución temporal del porcentaje de agua emulsionada del crudo anterior.

Como puede observarse las mediciones de la viscosidad del crudo emulsionado son dependientes del porcentaje de agua emulsionada, por lo que no se considera una metodología apropiada para controlar el efecto de una inyección de bacterias.

Los gráficos 3, 4, 5, 6 y 7 corresponden a las variaciones de viscosidad de los crudos deshidratados. Las muestras analizadas en octubre y diciembre corresponden a muestras obtenidas antes de la inyección de bacterias y las otras son posteriores a ello.

El gráfico 3 muestra la variación temporal de la viscosidad del pozo 1106, se observa un brusco aumento de la viscosidad inmediatamente después de la inyección. Ello puede deberse a oscilaciones propias de la muestra ya que se nota una importante variación en los valores obtenidos previos a la inyección. Recién en el mes de abril se nota una disminución de la viscosidad de alrededor del 50%.

El gráfico 4 muestra la variación temporal de la viscosidad del pozo 1186, aparentemente el mismo presentaba una tendencia a disminuir su viscosidad antes de la inyección. Sin embargo presenta una indiscutible tendencia a disminuir desde el momento de la inyección a valores en algunos casos, inferiores a la viscosidad que tenía antes, situación que se mantiene durante toda la etapa de control.

El gráfico 5 muestra la variación temporal de la viscosidad del pozo 1189, su comportamiento es muy similar al pozo 1186, sólo que la disminución de la viscosidad es mayor. En el control correspondiente al mes de marzo su valor fue seis veces menor que el más bajo presentado antes de la inyección.

El gráfico 6 muestra la variación temporal de la viscosidad del pozo 1301, la disminución aparece recién en febrero y no es tan importante.

Gráfico 1. Crudo emulsionado

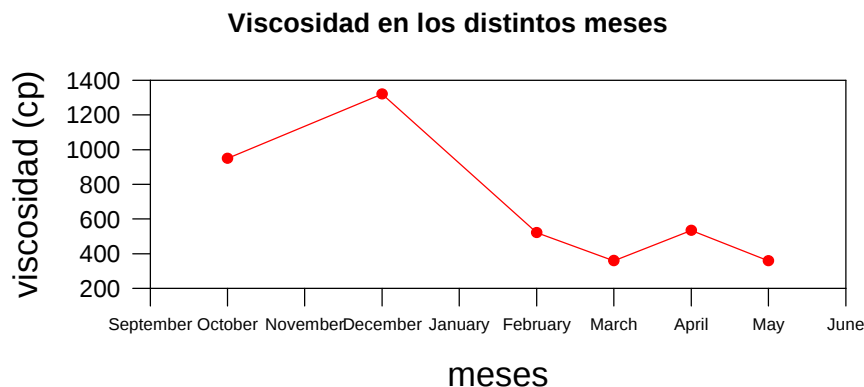


Gráfico 2

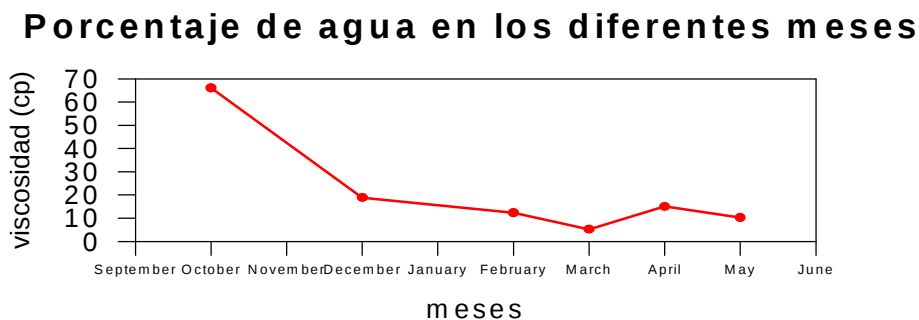


Gráfico 3

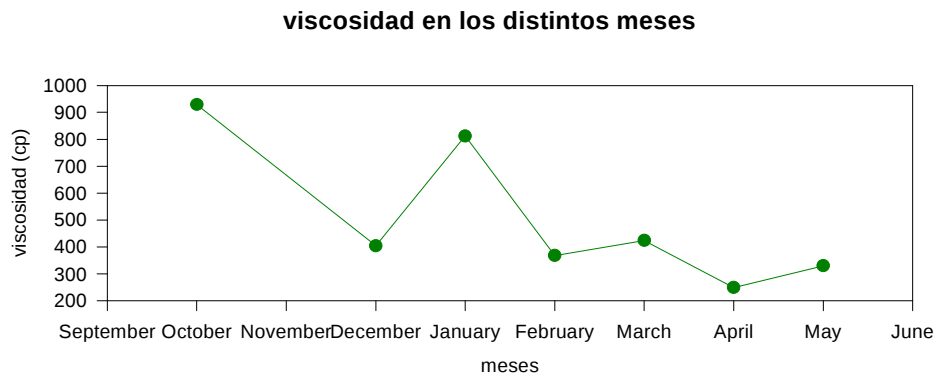


Gráfico 4

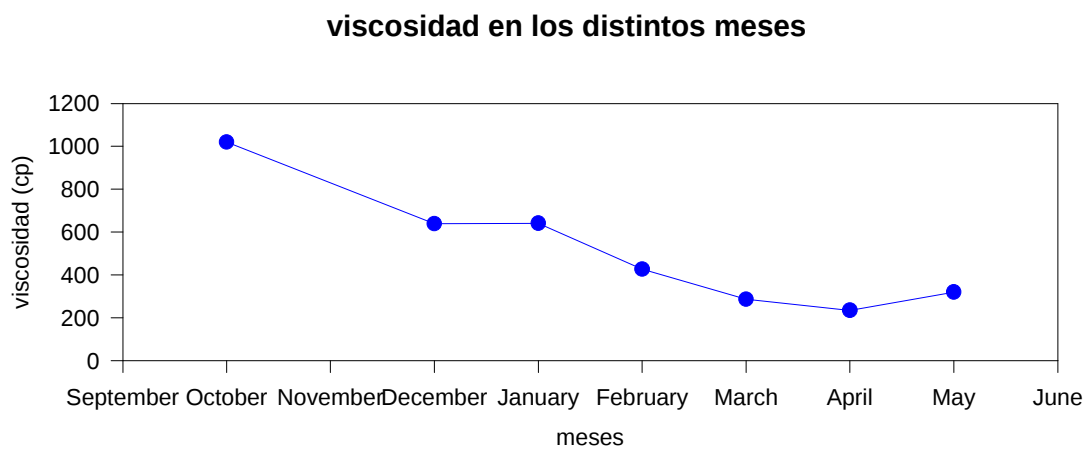


Gráfico 5

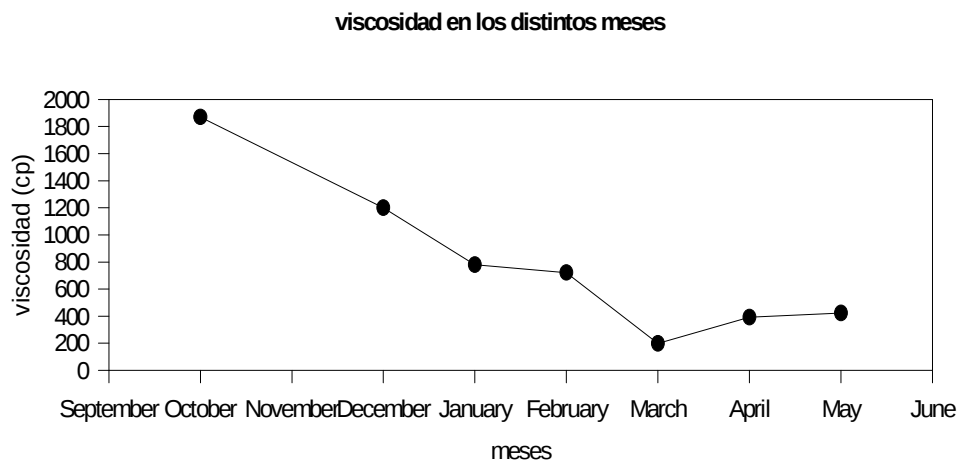


Gráfico 6

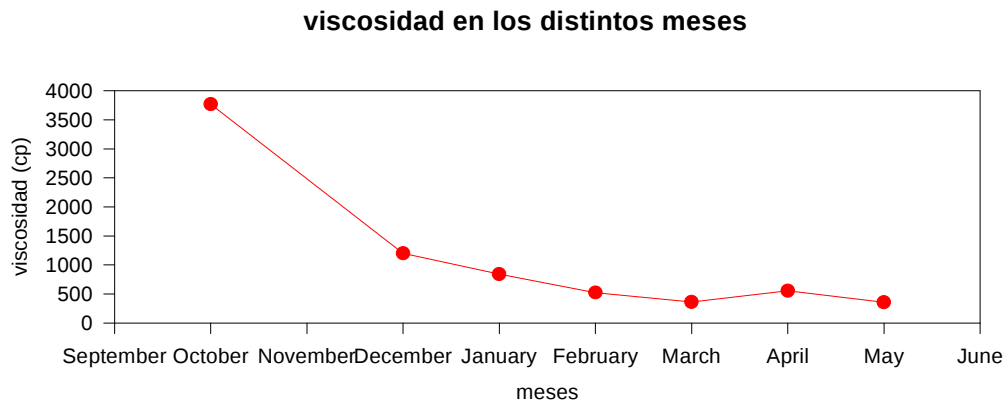
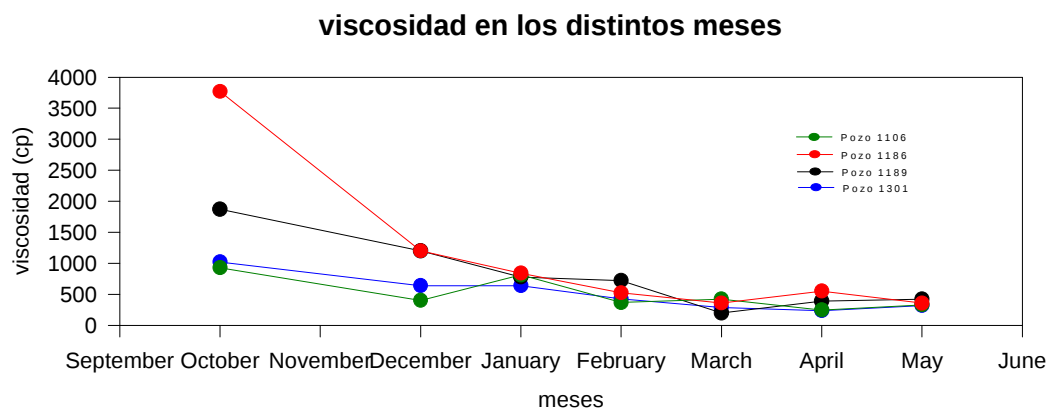


Gráfico 7



Todos los pozos han tenido una clara disminución de la viscosidad aún cuándo ésta fue más temprana y más importante en el pozo 1186 y el pozo 1189.

Los resultados fueron coincidentes con las curvas de producción en estos dos últimos pozos, en los otros la variación fue dudosa.

Evolución natural de viscosidades del reservorio

Se procedió a controlar las viscosidades durante los catorce meses anteriores a la inyección de agua caliente en doce pozos que se encuentran bajo recuperación secundaria, para observar su evolución. Este análisis se considera muy importante, con una considerable cantidad de datos estadísticos, a fin de conocer las variaciones y tendencias que existen naturalmente en los reservorios y no confundir con los efectos de inyección de agua caliente.

Se observó que todos los pozos muestran importantes variaciones en su viscosidad, pudiendo hablarse de una variación media de 370% como normal a lo largo de un año en la zona estudiada.

Aplicando regresión lineal a cada una de las gráficas que muestran la evolución natural de la viscosidad en el tiempo de cada uno de los pozos se observó que en la mayoría de las gráficas las pendientes resultaron positivas y con valores mayores a la temperatura de 50°C.

Se mostrarán cuatro gráficas de viscosidad en diferentes meses medidas a un gradiente de velocidad de 4 1/s y a las temperaturas de 50°C, 70°C y 100°C.

Gráfico 8. Pozo 1222

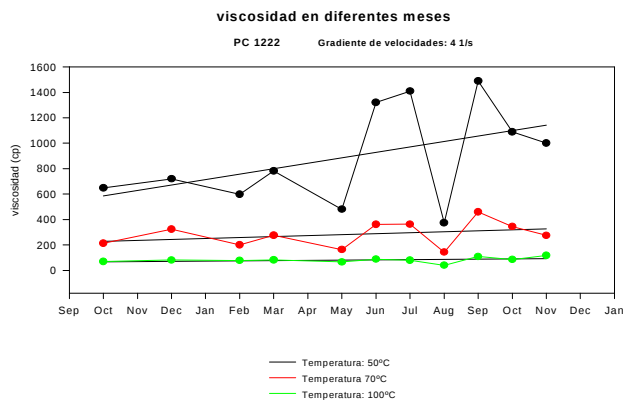


Gráfico 9. Pozo 1263

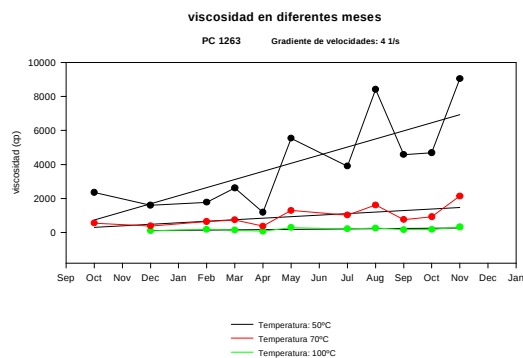


Gráfico 10. Pozo 1289

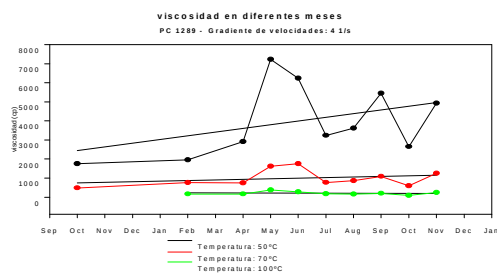
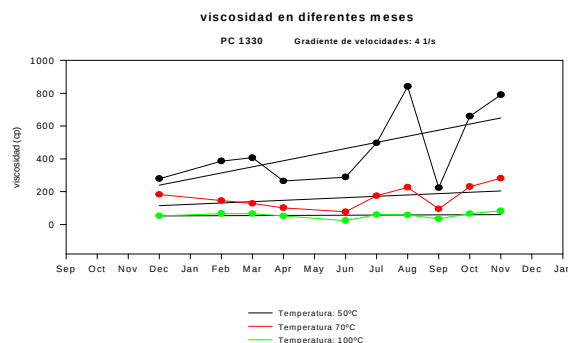


Gráfico 11. Pozo 1330



Como puede observarse la viscosidad aumentó con el tiempo, lo que es lógico, ya que es de suponer que en la explotación de un yacimiento bajo recuperación secundaria primero se producen los crudos más livianos. El proceso de aumento de viscosidad es mayor a temperaturas más bajas, ello implica que si se sigue enfriando el reservorio por la inyección de agua a temperatura ambiente la recuperación del petróleo será más difícil. A temperaturas más altas no sólo disminuye la viscosidad, sino que también disminuye la pendiente de la recta tangente, por lo que es de esperar que si se procede a la inyección de agua caliente no sólo bajará la viscosidad del crudo, mejorando con ello la relación de movilidades, sino que disminuirá la aceleración del proceso de aumento de viscosidad en el tiempo.

Proyecto de Recuperación Asistida por inyección de agua caliente.

Si consideramos las diferentes fases presentes en un reservorio tales como petróleo, agua, sólidos y posiblemente vapor, el incremento de la temperatura implica numerosos efectos físicos.

Expansión térmica de los fluidos y de la roca.

Variación en la movilidad de los fluidos.

Vaporización y condensación de agua y componentes hidrocarbonados.

Modificación de las propiedades interfaciales, esto es interacción entre cada fluido y la fase sólida e interacciones fluido-fluido.

El agua, que es el fluido frecuentemente usado en los procesos de recuperación secundaria puede transportar por unidad de masa, una cantidad de calor mucho mayor que la que pueden otros fluidos en el mismo estado físico, debido a su alta capacidad calorífica.

El desplazamiento de petróleo por un fluido caliente ya sea, agua o vapor, ha sido aplicado en numerosos pilotos. En un proceso que involucra el desplazamiento de fluidos calientes desde los pozos de inyección a los pozos de producción, la energía térmica generada en el proceso es sólo parcialmente utilizada para incrementar la recuperación, mientras una parte nada despreciable de esta energía se pierde durante el transporte del fluido caliente hacia y desde la zona productiva y por la elevación de temperatura de la matriz rocosa de la misma.

Cuando se inyecta agua caliente en una formación se va enfriando a medida que se pone en contacto con los fluidos presentes en el reservorio y con la matriz rocosa. Cuando ha pasado un tiempo suficientemente largo desde la iniciación del proceso es posible distinguir claramente tres zonas principales: una zona no afectada donde prevalecen las condiciones que tenía el reservorio antes de la inyección de fluido caliente, una zona intermedia donde el petróleo está siendo desplazado por el agua que se ha enfriado esencialmente hasta la temperatura de la formación, la saturación de petróleo en cualquier punto de esta zona disminuirá con el tiempo y bajo ciertas condiciones puede alcanzar la saturación residual correspondiente a la temperatura que prevalece en la zona y una zona donde en cada punto de la misma la temperatura se incrementa con el tiempo, lo que generalmente induce a una reducción de la saturación residual de petróleo.

Está generalmente aceptado que una disminución en la relación de viscosidades μ_o/μ_w es de fundamental importancia para mejorar el factor de recuperación en el caso de un desplazamiento de petróleo por inundación con agua en ausencia de fase gaseosa.

Como regla general mientras más viscoso es un líquido, más significativa es la disminución de la viscosidad para un aumento dado de temperatura.

El efecto de la reducción en la relación de viscosidades que se observa cuando se incrementa la temperatura puede ser ilustrada usando la teoría de Buckley-Leverett, asumiendo que las saturaciones residuales y las permeabilidades relativas son independientes de la temperatura. Estas asunciones son generalmente incorrectas y corresponden a una situación desfavorable.

Esta teoría muestra que un incremento en la temperatura resulta en una disminución de la velocidad del frente de agua y por lo tanto lleva a un incremento en la recuperación de petróleo.

Equipamiento

Para la medición de las viscosidades se utilizó un viscosímetro rotativo marca HAAKE, modelo RV 20 con rheocontroller RC 20 conectado a PC, con rotores MVI, MVII o MVIII según corresponda según el rango de viscosidades y cabezal M5, con un sistema termostatzante conectado al rotovisco mediante sonda Pt 100 HAAKE que permite mantener la temperatura constante con 0.1°C de precisión.

Metodología

Se controlaron doce pozos, pertenecientes a un yacimiento en la provincia de Santa Cruz.

Como la viscosidad de los crudos sufre variaciones con el porcentaje de agua emulsionada, se decidió medir la viscosidad de los crudos deshidratados. Se seleccionó un desemulsificante que no alterara la fase continua, es decir no soluble en el petróleo, se agregó a las muestras en función del porcentaje de agua emulsionada que las mismas contenían y se colocaron en estufa a una temperatura no mayor de 65°C, para evitar la pérdida de hidrocarburos livianos.

La viscosidad de los crudos deshidratados se controló mensualmente durante doce meses.

Los valores de gradientes de corte calculados según las ecuaciones de Kozeny-Karman, fueron 0.5 1/s y 4 1/s, dos valores porque hay zonas canalizadas en el reservorio. Las mediciones se realizaron a temperaturas entre 50 °C y 100 °C.

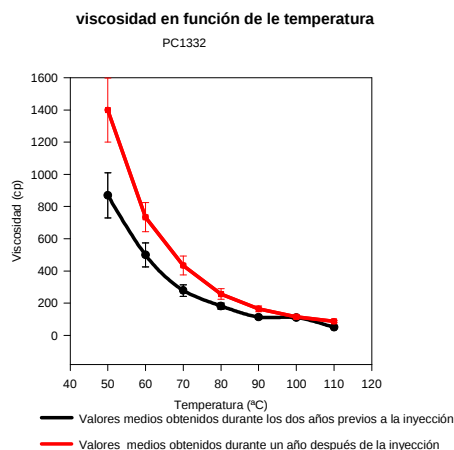
Resultados

Graficando las viscosidades en función del tiempo desde el momento de la inyección se encontraron importantes aumentos de la viscosidad en la mayoría de los pozos, en uno disminuyó la viscosidad y otro mantuvo los valores, posteriormente se descubrió entre este pozo y el inyector la presencia de una barrera impermeable.

El aumento de viscosidad evidencia que el agua caliente ha permitido la producción de crudos más viscosos, de cadenas parafínicas más largas, que han sido fluidificadas por el calor.

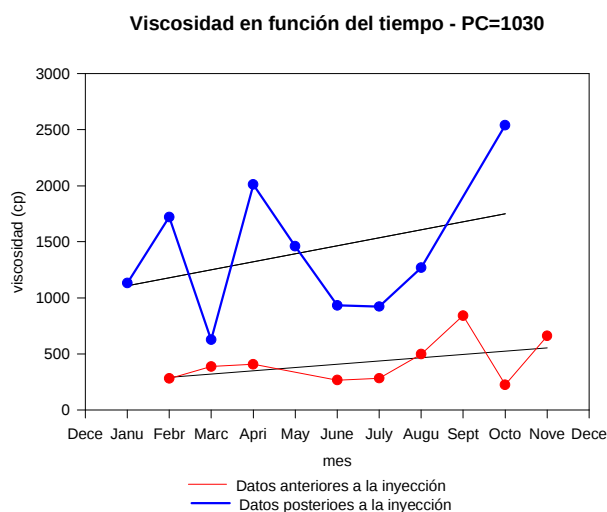
Gráfico 12: se observan los valores medios de viscosidad durante los catorce meses anteriores a la inyección y los valores medios durante un año después de la inyección en función de la temperatura de uno de los pozos del piloto. Como puede verse los petróleos recuperados después mediante la inyección de agua caliente son más viscosos.

Gráfico 12



En el gráfico 13 se muestra la variación temporal de la viscosidad en función del tiempo antes y después de la inyección de agua caliente en uno de los pozos.

Gráfico 13



Conclusiones

-Existe al menos en algunos reservorios una alta inestabilidad en los valores de viscosidad. Ello se da, principalmente en la zona del Golfo de San Jorge donde cada reservorio tiene distintas capas, muchas veces de diferentes eras geológicas y la productividad de cada uno de ellos no tiene por qué ser estable. La mezcla resultante presentará una gran aleatoriedad de valores.

-A pesar de la inestabilidad, parece haber al menos en los pozos estudiados, una tendencia a producir crudos cada vez de mayor viscosidad. Ello hace muy útiles los métodos térmicos como una alternativa para recuperar petróleo.

-El agua caliente produce un rápido y notorio incremento de la producción de crudos cada vez más viscosos que de otro modo quedarían en el subsuelo.

-Este cambio es claramente distinguible de la tendencia natural a aumentar la viscosidad por dos causas:

es brusco y repentino y en cada uno de los pozos comenzó en distinta fecha.

la recta de regresión que podría representar el aumento modifica su pendiente, aumentándola, es decir hace este efecto más acelerado.

Tabla I

Temperatura	Pendiente de la recta							
	P.1222	P.1262	P.1263	P.1272	P.1281	P.1282	P.1289	P.1330
50°C	42.9	70.6	475.1	50	160.5	27.2	194.5	37.2
70°C	7.5	25.4	89.9	7.6	23.8	20.8	31.1	8.1
100°C	1.8	3.1	12.6	-1.3	6.9	5.0	-4.5	0.6

-En los pozos en donde se realizó inyección de bacterias se notó una clara disminución de la viscosidad, siendo más temprana e importante en dos de ellos.

Bibliografía General

- J. Burger, P. Sourieau, M. Combarnous. Thermal Methods of Oil Recovery. Éditions Technip, Paris (1985).
- Fornés et al. “Desarrollo y evaluación de un surfactante para recuperación terciaria de petróleos viscosos”. Tomo I , Actas IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.pgs 365-384.
- Thomas Boberg., Thermal Methods of Oil Recovery. An Exxon Monograph.1988.
- Donald Westlake et al. Chapter 17. Microbial Mineral recovery. Mc Graw-Hill Publishing Company, 1990
- Laurie Dake. Fundamentals of reservoir engineering. Elsevier. 1978
- Mc Adams, Heat Transmission, Mc Graw Hill, New York, 1954
- Larry Lake, Enhanced Oil Recovery, Prentice Hall, 1989.