

# Aplicación de fluidificantes como agentes reductores de viscosidad para mejorar la producción de crudos pesados colombianos

Edison Odilio Garcia-Navas\*; Gabriel Eduardo Pérez-Ayala

Smart Fluid International. Calle 71 # 32 W - 17 Parque Industrial Provincia de Soto 1 Bucaramanga, Colombia

\*edison.garcia@smartfluid.es

*Fecha recepción: diciembre 3 de 2019*

*Fecha aceptación: junio 14 de 2020*

## Resumen

Al menos el 50% de la producción de petróleo colombiana corresponde a crudo pesado. Este crudo generalmente se produce a través de emulsiones de agua en aceite mostrando una viscosidad aparente mayor a su viscosidad real. Debido al resultado de este incremento, se generan restricciones a través de las líneas de flujo, disminuyendo así la producción de fluidos. Como alternativa de solución, se plantea la implementación de fluidificantes (agentes reductores de viscosidad).

Este estudio de caso, parte de la caracterización básica de dos muestras de fluidos suministradas por dos compañías operadoras, que corresponden a crudos de 12 y 18 °API, con porcentajes de agua emulsionada del 20% y 0,2% respectivamente. Se evaluó en laboratorio el desempeño de los aditivos fluidificantes diseñados para estos casos específicos, a diversas condiciones de temperatura, con el fin de simular las condiciones de campo y definir así el mejor aditivo fluidificante para su aplicación en el sistema de producción.

Smart Fluid, ha probado exitosamente sus aditivos fluidificantes en pozos productores de crudos pesados con diversos sistemas de levantamiento artificial; obteniendo importantes resultados de reducción de viscosidad de los fluidos tratados. Para el presente reporte de caso, se definirán los casos analizados como BES01 y UBH02, en donde se encontraron a condiciones reales en campo, reducciones en: viscosidad entre 20 y 40%; presión en cabeza de pozo de 45%; pérdidas de presión en sistemas de recolección de 89%; y en BSW de 50%, aportando de esta forma aumentos en la producción de los pozos, reducción del consumo energético de los sistemas de levantamiento y mejoras en el proceso de deshidratación de crudo, demostrando así, la efectividad de la tecnología para cumplir su propósito.

**Palabras clave:** *Sistemas de levantamiento artificial; Optimización de producción; Reducción de viscosidad; Fluidificantes; Crudo pesado.*

# Application of fluidifiers as viscosity reduction agents to improve Colombian heavy crude oil production

## Abstract

At least 50% of Colombia's production is heavy crude oil. This crude oil is usually produced through water emulsions in oil showing an apparent viscosity greater than its actual viscosity. Due to the result of this increase, constraints are generated through the flow lines, thus decreasing fluid production. As an alternative solution, the implementation of fluidifiers (viscosity reduction agents) is proposed.

This case study starts from the basic characterization of two fluid samples supplied by two operating companies, 12 and 18 °API crudes, with emulsified water percentages of 20% and 0.2% respectively. The performance of fluidifier additives designed for these specific cases was evaluated in the laboratory, at various temperature conditions, to simulate field conditions and thus define the best fluidifier additive for application in the production system.

Smart Fluid has successfully tested its fluidifier additives in heavy oil-producing wells with different artificial lift systems, obtaining important results of viscosity reduction from treated fluids. For this case report, the cases analyzed are set as BES01 and UBH02, at actual field conditions were found reductions in viscosity between 20 and 40%; wellhead pressure of 45%; pressure losses in the collection system of 89%; and %BSW of 50%. Thus, contributing increases in the production of wells, reduction of the energy consumption of the artificial lift systems, and improvements in the crude dewatering process, thus demonstrating the effectiveness of the technology to fulfill its purpose.

**Keywords:** *Artificial lift systems; Production Optimization; Viscosity Reduction; Fluidifiers; Heavy Crude Oil.*

# Aplicação de fluidificadores como agentes redutores de viscosidade para melhorar a produção colombiana de petróleo bruto pesado

## Resumo

Pelo menos 50% da produção colombiana é de petróleo pesado. Este óleo bruto é geralmente produzido através de emulsões de água em óleo, mostrando uma viscosidade aparente superior à sua real viscosidade. Devido ao resultado desse aumento, são geradas restrições através das linhas de fluxo, diminuindo a produção de fluidos. Como solução alternativa, propõe-se a implementação de fluidificadores (agentes redutores de viscosidade).

Esse estudo de caso parte da caracterização básica de duas amostras de fluido entregues por duas empresas operacionais, que correspondem aos óleos brutos de 12 e 18 °API, com porcentagens de água emulsionada de 20% e 0,2%, respectivamente. O desempenho dos aditivos fluidificadores projetados para esses casos específicos, em várias condições de temperatura, foi avaliado em laboratório para simular condições de campo e, assim, definir o melhor aditivo fluidificador para sua aplicação no sistema de produção.

O Smart Fluid testou com sucesso seus aditivos fluidificadores em poços produtores de petróleo pesado com vários sistemas de elevação artificial; obtendo resultados importantes da redução da viscosidade dos fluidos avaliados. Para o presente reporte de caso, os casos analisados serão definidos como BES01 e UBH02, onde em condições reais no campo, foram encontradas reduções em: viscosidade entre 20 e 40%; pressão na cabeça do poço de 45%; perdas de pressão em sistemas de coleta de 89%; e em BSW de 50%. Proporcionando, assim, aumentos na produção de poços, redução do consumo de energia dos sistemas de elevação e melhorias no processo de desidratação do petróleo, mostrando assim a eficácia da tecnologia para cumprir seu objetivo.

**Palavras-chave:** *Sistemas de elevação artificial; Otimização da produção; Redução da viscosidade; Fluidificadores; Petróleo bruto.*

## Introducción

De acuerdo con la revisión estadística de la energía mundial realizada por BP para el 2018 [1], el consumo de crudo en el mundo creció en promedio de 1,4 millones de barriles por día, y teniendo en cuenta que el crudo pesado y el bitumen comprenden al menos el 70% de las reservas mundiales, la explotación de este tipo de crudo es cada vez más interesante. Para el 2018, la producción de crudo pesado en el mundo fue tan solo al 13,4% [2]. Sin embargo, debido a la distribución de las reservas por calidad de crudo, ésta cifra aumenta año tras año. El caso de Colombia es aún más favorable para el desarrollo y aplicación de nuevas tecnologías enfocadas a la producción de crudo pesado, debido a que al menos el 50% de la producción nacional corresponde a este tipo de crudos [2].

La producción de crudo pesado representa un reto mayor en comparación con la producción de crudo convencional, debido a que en promedio se requiere el doble de capital y uso de energía para su extracción. Lo anterior, debido a su baja movilidad a causa de la alta viscosidad a condiciones de yacimiento, junto con la presencia de componentes no deseados como, asfáltenos, metales pesados y sulfuros, haciendo de este un reto al momento de producirlo, transportarlo e incluso refinarlo [3]. Uno de los principales problemas asociados durante la producción de crudo pesado son las emulsiones. Durante la mayoría de los procesos de producción, existe una gran tendencia para que los crudos pesados formen emulsiones con agua de formación. La viscosidad de las emulsiones puede ser substancialmente más alta que la viscosidad del crudo, debido a que estas no presentan un comportamiento Newtoniano a causa

del agrupamiento de las gotas de agua [4]. Las emulsiones con ciertas fracciones de fase acuosa se comportan como fluidos pseudoplásticos, ya que con el incremento de la tasa de esfuerzos su viscosidad se reduce.

Fakher S. *et al.* [5] en su investigación del uso de compuestos solubles de bajo peso molecular para la reducción de viscosidad de crudos pesados, listan las posibles alternativas que han planteado diversos autores para abordar el problema de las altas viscosidades de los crudos pesados, éstas van desde la generación de correlaciones para la predicción del valor de la viscosidad, el efecto de compuestos orgánicos como los asfáltenos sobre el incremento de la viscosidad del crudo, la investigación de técnicas de recobro mejorado a través de la inyección de fluidos calientes dentro del yacimiento, y el uso de agentes surfactantes con el objetivo de asistir el bombeo de crudo extremadamente viscoso, entre otras.

En este estudio de caso, se presentan los resultados obtenidos de la evaluación de aditivos fluidificantes en dos escenarios, el primero, a escala de laboratorio, evaluando la efectividad de los fluidificantes a temperaturas similares a las registradas en campo, de donde se seleccionó el aditivo de mejor desempeño, y finalmente, se realizó la evaluación de su efectividad en campo, para lo cual, se definieron los indicadores de desempeño que permitieron determinar el éxito de la aplicación.

## Materiales y Metodologías

El desarrollo del estudio comprende globalmente el desarrollo de la fase experimental en laboratorio y la fase de aplicación en campo mediante el esquema mostrado en la figura 1.

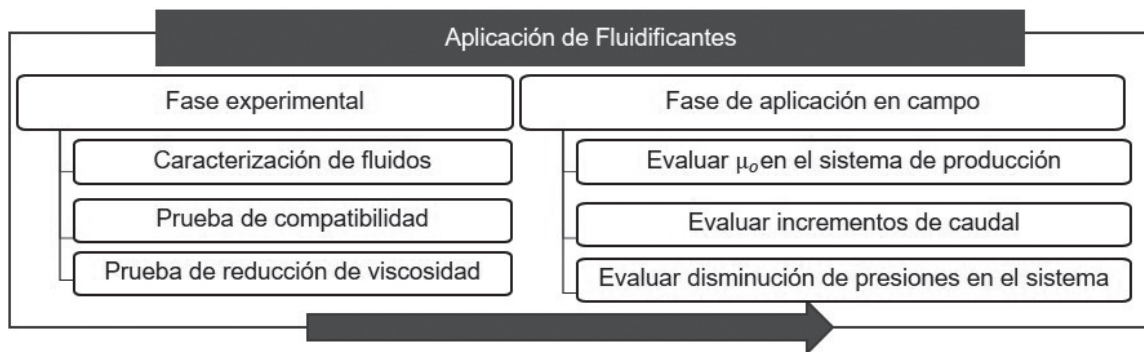


Figura 1. Esquema de aplicación de fluidificantes.

## Materiales

**Petróleo crudo.** Se realizaron pruebas y ensayos de laboratorio para las muestras de crudo OF01 y OF02 que corresponden respectivamente a los pozos que fueron definidos como BES01 y UBH02. Estos crudos se encuentran dentro de

la clasificación por gravedad API como crudos pesados. En la tabla 1, se presentan algunas propiedades del fluido de yacimiento medidas en el laboratorio, las cuales se han tomado como base para su caracterización.

**Tabla 1.** Propiedades de los fluidos de yacimiento.

Propiedad	Fluidos de yacimiento	
	OF01	OF02
Densidad [°API] a60°F	12,1	18,8
BS&W [% v/v]	20	0,2
Viscosidad [cSt]	14044 a 140 °F	906 a 90 °F
Saturados	-	45,06 %
Aromáticos	-	24,88 %
Resinas	-	11,75 %
Asfáltenos	14,0 %	18,31 %
Ceras	20,4 %	-

**Fluidificantes.** Se utilizaron aditivos de la Familia de Fluidificantes Smart Fluid: SF-FL01, SF-FL03 y SF-FL05, diseñados para reducir la viscosidad de este tipo de crudos. Estos aditivos son no iónicos, de base hidrocarbonada, con un pH de entre 6 y 7, densidad de 0,86 g cc<sup>-1</sup>, y viscosidad de 4 cSt a 104 °F.

**Balanza.** Se usó una balanza ABC Professional Digital Tabletopscale (0,01 - 500,00 g ± 0,01 g).

**Centrifuga.** Centrifuga Ortoalresa digtor 22C, bajo el procedimiento de la norma técnica ASTM D4007.

**Hidrómetro.** La gravedad API fue determinada con

termo hidrómetro de acuerdo con la norma ASTM D287.

**Viscosímetro.** Pruebas de viscosidad cinemática con viscosímetro Cannon – Fenske Opaque, con control de temperatura a través de un baño Koehler KV1000, bajo el procedimiento de la norma técnica ASTM D 445.

**Pozos productores.** Se evaluaron dos pozos productores, uno con sistema de levantamiento de bombeo electrosurgible – BES, y el otro con un sistema de levantamiento de bombeo hidráulico - UBH. Las características de estos pozos se listan en la tabla 2.

**Tabla 2.** Parámetros operativos de los pozos evaluados.

PARAMETROS OPERATIVOS	POZOS	
	BES01	UBH02
Producción de crudo [BOPD]	74	229,4
Producción de agua [BWPD]	14	0,46
Producción de gas [KPCD]	20	19.66
SLA	BES	UBH
BSW (%)	20	0.2
°API	12,1	18,8
GOR	-	85.2
Presión en cabeza - línea de inyección [psi]	-	3200
Presión en cabeza - línea de producción [psi]	100 - 300	30
Temperatura en cabeza [°F]	90 - 110	130
Viscosidad en cabeza [cP]	-	250
Temperatura de yacimiento [°F]	-	-
Profundidad del Pozo [ft]	10066	9229

## **Metodología de trabajo fase experimental en laboratorio**

**Procedimiento de pruebas de reducción de viscosidad en laboratorio.** Se toman muestras de crudo en un Beaker de 100 mL. Se pesan y se adiciona el porcentaje de fluidificante, en masa, según el ensayo que esté realizándose. Se agitan con un agitador magnético a bajas velocidades (menos de 500 rpm) con el fin de homogenizar la muestra. Se realiza la succión de la muestra dentro del viscosímetro capilar una vez el baño de temperatura se encuentre en el valor de temperatura de prueba (temperatura del pozo a evaluar), se introduce dentro del baño y se toman los tiempos que transcurren dentro de las marcas de los bulbos de los capilares. Este tiempo, en segundos, se multiplica por las constantes de calibración de los capilares y se registra el promedio del valor de viscosidad, siempre que entre estos no haya una diferencia porcentual mayor al 5%. Las temperaturas de prueba se determinan de acuerdo al perfil de temperatura registrado en campo.

## **Metodología de trabajo de fase de aplicación en campo**

### **Metodología de Aplicación Fluidificante en pozo BES01.**

1. Definición de indicadores de desempeño: viscosidad, caudal de producción, presión en cabeza (THP), consumo eléctrico.
2. Establecimiento de la Línea Base. Toma de parámetros operacionales iniciales definidos como indicadores de desempeño para establecer la línea base operacional.
3. Evaluación de inyección del Fluidificante: Inyección del fluidificante en punto de inyección en cabeza de pozo con SLA tipo BES. Se inicia con una dosificación de 10000 ppm, para saturar el medio y se realiza rampa de descenso de concentración de aditivo en el sistema hasta llegar a establecer la concentración del aditivo a la que se obtiene la mayor eficiencia, verificando el cambio positivo en los parámetros establecidos en la línea base y definidos como indicadores de desempeño de la prueba.
4. Variables de Monitoreo de la Prueba. La dosis

de inyección de producto se define después de la evaluación de los datos obtenidos durante el tiempo de observación de los indicadores definidos para el pozo BES01, posterior a la saturación del sistema.

### **Metodología de Aplicación Fluidificante en pozo UBH02.**

1. Definición de indicadores de desempeño: viscosidad, caudal de producción, presión en cabeza (THP), consumo eléctrico.
2. Establecimiento de la Línea Base. Toma de parámetros operacionales iniciales definidos como indicadores de desempeño para establecer la línea base operacional.
3. Evaluación de inyección del Fluidificante: Inyección en punto de baja presión del sistema de bombeo hidráulico. Se inicia con una dosificación de 5000 ppm, para saturar el medio y se realiza rampa de descenso de concentración de aditivo en el sistema de acuerdo con la tasa de aporte del pozo en una relación de aproximadamente 10 BFPH (barriles de fluido por hora), buscando durante el desarrollo de la prueba la dosificación necesaria para obtener la mayor eficiencia del proceso.
4. Variables de Monitoreo de la Prueba. La dosis de inyección de producto se define después de la evaluación de los datos obtenidos durante el tiempo de observación de los indicadores de desempeño definidos para el pozo UBH02, posterior a la saturación del sistema.

## **Resultados pruebas y análisis de laboratorio**

### **Reducción de viscosidad con Fluidificantes SF – FL01, SF – FL03 y SF – FL05.**

Se evaluaron los efectos de los tres fluidificantes SF – FL01, SF – FL03 y SF – FL05 con las muestras de los dos pozos BES01 y UBH02 con el objetivo de identificar la mejor opción fluidificante para estas muestras de fluido de yacimiento, permitiendo observar el comportamiento del crudo con aditivo al 3% (3000 ppm) y 2% (20000 ppm) en %m, obteniendo resultados de reducción de viscosidad tal como se muestra en la figura 2. A partir de estos resultados, se selecciona de entre los fluidificantes evaluados la opción de aplicación del fluidificante para cada pozo.

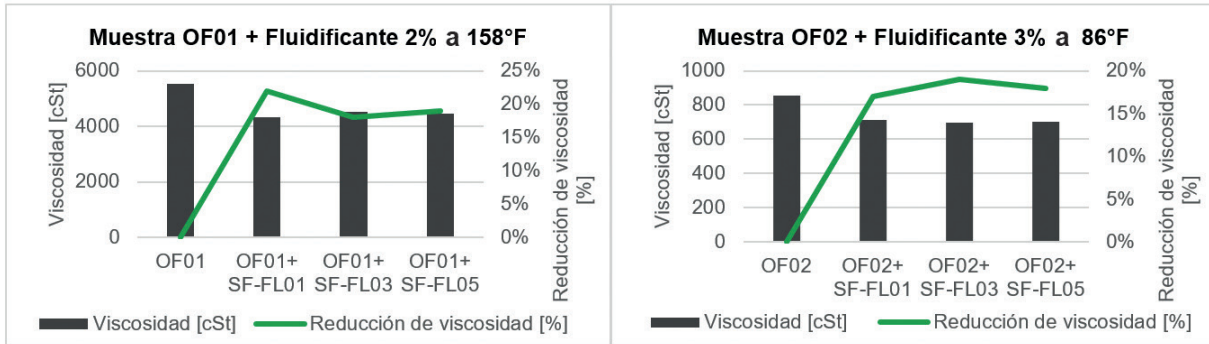


Figura 2. Reducción de viscosidad con muestras OF01 y OF02 con aditivos fluidificantes SF – FL.

En el caso del pozo BES01, fue seleccionado el fluidificante SF – FL01 con una reducción de viscosidad cercana al 22%; en el caso del pozo UBH02, se seleccionó el fluidificante SF-FL03 como la mejor opción, con una reducción de viscosidad de cercana al 20%. Se debe resaltar que las concentraciones usadas en las pruebas de laboratorio se implementan con el fin de identificar el fluidificante, además de evidenciar de mejor manera el comportamiento de la emulsión agua en aceite (W/O) una vez es adicionado el aditivo. Las

dosis aplicadas en campo son significativamente menores.

### Resultados de aplicación en campo

**Resultados de aplicación Fluidificante SF – FL01 en pozo BES01.** Se siguió el planteamiento establecido para la aplicación del fluidificante en el pozo BES01, se estableció la línea base sobre la cual se evalúa la inyección del fluidificante, llegando a los valores listados a continuación en la tabla 3.

Tabla 3. Línea base – Pozo BES01.

Línea Base - Pozo BES01							
	Presión cabeza	Presión manifold	DP*	Presión anular	Pip*	Pd*	Viscosidad
	psi	psi	psi	psi	psi	psi	cSt
Promedio	164	79	85	33	1511	3623	
Máximo	350	136	270	39	1707	3956	5037
Mínimo	80	60	13	30	1389	3419	

**Determinación Línea Base.** Durante la evaluación de la línea base se observa claramente la inestabilidad en el comportamiento de las presiones del pozo. La presión en cabeza oscila entre un máximo de 350 psi y un valor mínimo de 80 psi. Adicionalmente, las pérdidas de presión en superficie entre la cabeza del pozo y el manifold del clúster, DP, estuvieron en un valor promedio de 85 psi, registrando una caída máxima de 270 psi. Esta aplicación se realizó en cabeza de pozo debido a la no disponibilidad del capilar de inyección de la bomba electrosumergible, para lo cual, se utilizó una facilidad diseñada para la

prueba, la cual contaba con una línea de Bypass y un mezclador estático, a fin de verificar si se requiere el uso o no de este tipo de mezcladores en futuras aplicaciones.

**Inyección en cabeza a través de línea de Bypass.** Se realizó inyección de fluidificante SF-FL01 en el pozo BES01 a través de la línea de Bypass con una concentración de 10000 ppm, con el fin de realizar una saturación inicial del sistema. En la tabla 4, se resume el seguimiento de las presiones del sistema.



**Tabla 4.** Presiones del sistema – Inyección en cabeza – Línea de Bypass.

<b>Inyección en cabeza - Línea de Bypass</b>						
	<b>P cabeza</b>	<b>P manifold</b>	<b>DP*</b>	<b>P anular</b>	<b>Pip*</b>	<b>Pd*</b>
	<b>psi</b>	<b>psi</b>	<b>psi</b>	<b>psi</b>	<b>psi</b>	<b>psi</b>
Promedio	90	79	10	32	1420	3494
Máximo	105	97	37	33	1566	3616
Mínimo	71	58	2	31	1369	3406

Tomando como referencia la presión en cabeza y las pérdidas de presión promedio, obtenidas del escenario de línea base, 164 psi y 85 psi respectivamente, la inyección del fluidificante a 10000 ppm sin mezclador estático produjo una reducción del 42% en la presión en cabeza del pozo

y del 88% en las pérdidas de presión en el sistema de recolección hasta el manifold de producción. Así mismo, durante la inyección por Bypass se realizaron muestreos en cabeza, seguidamente se listan los resultados de laboratorio en la tabla 5.

**Tabla 5.** Resultados de prueba de laboratorio durante la inyección de SF – FL01 en superficie. Bypass.

	<b>BSW</b>	<b>Corte de agua</b>	<b>μ a 158°F</b>	<b>μ a 194°F</b>	<b>API</b>
	<b>% agua emulsionada</b>	<b>agua emulsionada + libre</b>	<b>cSt</b>	<b>cSt</b>	
Promedio	12.5	19	4061	901	
Máximo	20	32	5365	1177	12
Mínimo	5,4	5,4	2896	735	

De acuerdo con los datos de referencia de la línea base, el valor de viscosidad promedio es de 5037 cSt y la viscosidad promedio durante la inyección por Bypass al 1% (10 000 ppm) del fluidificante SF – FL01 es de 4061 cSt, se obtiene una reducción del 19,4%.

SF-FL01 en cabeza del pozo BES01 a través de mezclador estático con una concentración de 10 000 ppm, con el fin de realizar una saturación inicial del sistema y a fin de tener la misma tasa de inyección aplicada por Bypass para la comparación. En la tabla 6, se resume el seguimiento de las presiones del sistema.

**Inyección en cabeza a través de Mezclador estático.** Se realiza inyección de fluidificante

**Tabla 6.** Presiones del sistema – Inyección en cabeza – Mezclador estático.

<b>Inyección en cabeza - Mezclador estático</b>						
	<b>P cabeza</b>	<b>P manifold</b>	<b>DP*</b>	<b>P anular</b>	<b>Pip*</b>	<b>Pd*</b>
	<b>psi</b>	<b>psi</b>	<b>psi</b>	<b>psi</b>	<b>psi</b>	<b>psi</b>
Promedio	85	76	10	32	1404	3489
Máximo	112	97	36	32	1436	3579
Mínimo	69	58	2	31	1357	3370

Tomando como referencia la presión en cabeza y las pérdidas de presión promedio, obtenidas del escenario de línea base, 164 psi y 85 psi respectivamente, la inyección del fluidificante al 1% con mezclador estático produjo una reducción del

48% en la presión en cabeza del pozo y del 89% en las pérdidas de presión. Así mismo, durante la inyección con mezclador estático se realizaron muestreos en cabeza de pozo, seguidamente se listan los resultados de laboratorio en la tabla 7.

**Tabla 7.** Resultados de laboratorio, inyección de SF – FL01 en superficie. Mezclador estático.

	BSW	Corte de agua	$\mu$ a 158°F	$\mu$ a 194°F	API
	%	% (Emulsionada + libre)	cSt	cSt	
Promedio	8,5	18	3166	789	
Máximo	12	50	3238	815	12
Mínimo	6	16	3063	737	

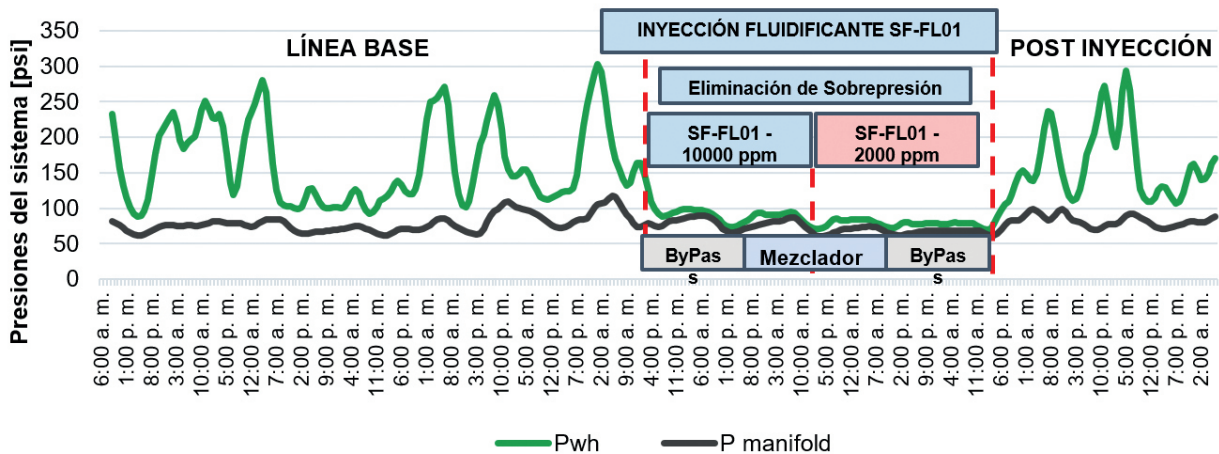
De acuerdo con los datos de referencia de la línea base el valor de viscosidad promedio es de 5037 cSt y la viscosidad promedio durante la inyección por mezclador estático a 10 000 ppm del fluidificante SF – FL01 es de 3166 cSt, se obtiene una reducción del 37%.

Se procede a la reducción de la dosis de inyección del Fluidificante SF – FL01. Haciendo seguimiento a las presiones en superficie se encuentra el comportamiento que se lista en la tabla 8, se presentan los resultados de la

aplicación con mezclador de y los resultados de la aplicación por bypass. En la figura 3, se muestra el comportamiento de las presiones del sistema durante la aplicación del fluidificante SF-FL01, en esta se evidencia que de acuerdo a lo descrito anteriormente, el uso de mezclador estático para la aplicación del fluidificante no es necesario, debido a que el objetivo de reducir y estabilizar la presión en cabeza de pozo se logró de igual manera con la aplicación por bypass sin el mezclador estático.

**Tabla 8.** Reducción de presión en superficie – aplicación SF-FL01.

% de Reducción	Bypass	Mezclador	Bypass	Mezclador
Dosis	10000 ppm	10000 ppm	2000 ppm	2000 ppm
Presión en cabeza	45%	48%	51%	54%
DP	88%	89%	86%	89%



**Figura 3.** Comportamiento de las presiones del sistema durante la aplicación del fluidificante SF-FL01 en el pozo BES01.

Aparte de la reducción de viscosidad del crudo del pozo BES01, el fluidificante SF-FL01 también genera efectos positivos sobre otros parámetros

de producción como la reducción en el BSW. En la tabla 9 se listan los valores promedio obtenidos en los escenarios evaluados.

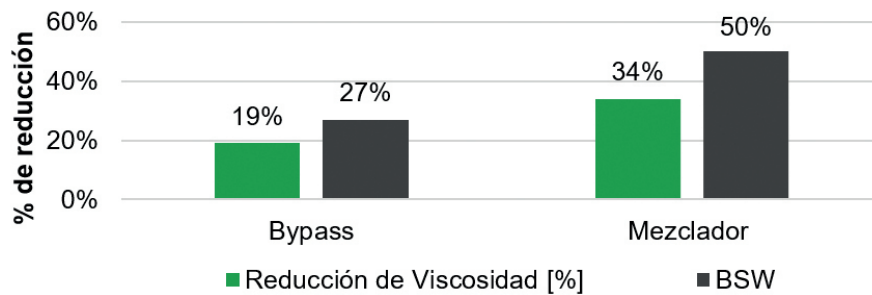


**Tabla 9.** Valores promedio de parámetros evaluados durante los 3 escenarios.

	BSW	Corte de agua	$\mu$ a 158 °F
	% agua emulsionada	% (Emulsionada + libre)	cSt
Línea Base	17	30	5037
Inyección Bypass 1%	12,5	19	4061
Inyección Mezclador 1%	8,5	18	3166

De acuerdo con la tabla anterior, la inyección por Bypass del fluidificante SF – FL01 a 10000ppm reduce el BSW: es decir, ayuda al rompimiento de las emulsiones, y la viscosidad en un 27% y

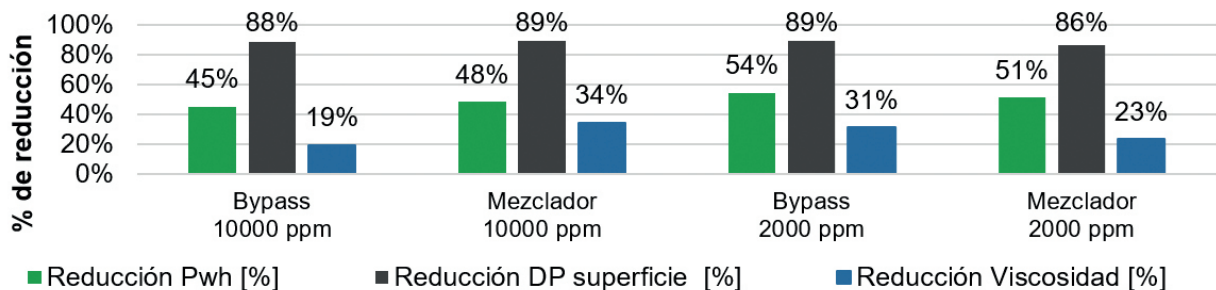
19%, respectivamente. Por otro lado, la inyección a través del mezclador estático reduce el BSW y la viscosidad en 50% y 34% respectivamente, como se puede evidenciar en la figura 4.



**Figura 4.** Efecto de la inyección del fluidificante sobre el fluido.

En la figura 5, se pueden evidenciar los resultados de las variables más representativas durante la aplicación del fluidificante SF – FL01 en el pozo BSE01. Se muestra, además, que a bajas concentraciones de aditivo, en 2000 ppm, se obtienen resultados favorables evidenciando la selección de una óptima dosis durante la inyección del fluidificante en campo, debido a que con esta concentración las variables evaluadas presentan el

comportamiento objetivo de la aplicación, en el que se reduce la presión en cabeza (54%), se reduce la viscosidad del fluido de producción (31%) y se reducen las pérdidas de presión en el sistema de producción (89%). También es importante recalcar que los resultados de la inyección sin el uso del mezclador estático a una dosis de 2000 ppm presentan un mejor comportamiento en los parámetros de viscosidad y presiones evaluadas.



**Figura 5.** Aplicación del fluidificante SF-FL01 en campo.

**Resultados de aplicación Fluidificante SF – FL03 en pozo UBH02.** Se siguió el planteamiento establecido para la aplicación del fluidificante en el pozo UBH02, se determinó la línea base sobre la cual se evalúa la inyección del fluidificante,

- llegando a los siguientes valores
- Caudal de Flujo SLA día: 4400 BFPD
  - Capacidad volumétrica del sistema: 660 Barriles (Llenado de líneas: 320 Bls, Volumen inicial en tanque: 100 Bls, Producción diaria

P02: 240 BFPD)  
 • Viscosidad cinemática: 928 cSt  
 Durante la evaluación de la inyección del fluidificante se satura el sistema con una dosificación del 5000 ppm y teniendo en cuenta el

aporte del pozo a volumen del sistema se estudia el comportamiento de los parámetros operacionales con respecto a la reducción de la concentración del fluidificante, tal como se lista en la tabla 10.

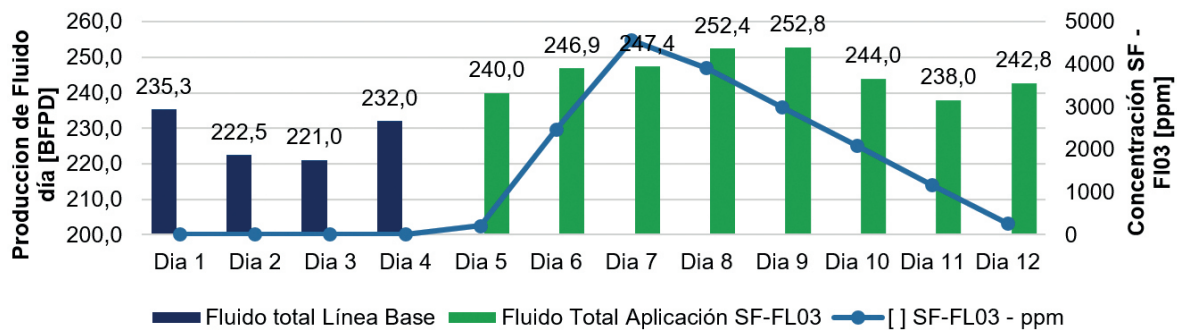
**Tabla 10.** Parámetros operativos durante la prueba con fluidificante SF – FL03 - Pozo UBH02.

Etapa de la Prueba	MONITOREO POZO UBH02 PARÁMETROS SLA			SLA – UBH			
	[ ] SF-FL	P cabeza	P anular RETORNO	Fluido Total - BFPD	PRESIÓN SUCCIÓN UBH	PRESIÓN DESCARGA UBH	CAUDAL INYECCIÓN DÍA
	ppm	psi	psi	BF	psi	psi	Bls
LÍNEA BASE	0,0	3096,7	40,5	235,3	138,8	3301,7	4279,0
LÍNEA BASE	0,0	3075,8	40,3	222,5	135,0	3301,3	4278,9
LÍNEA BASE	0,0	2951,3	38,3	221,0	88,1	3147,9	4086,7
LÍNEA BASE	0,0	3078,8	40,0	232,0	96,7	3300,0	4289,7
Inicio Fase I	208,4	3091,3	40,6	240,0	101,3	3327,5	4206,1
Inicio Fase II	2474,6	3136,7	41,9	246,9	112,1	3367,5	4303,0
Fin Inyección	4555,7	3170,8	42,2	247,4	109,8	3378,8	4236,3
Descenso ppm	3906,2	3242,9	42,2	252,4	117,1	3410,8	4258,1
Descenso ppm	2994,2	3394,2	44,0	252,8	99,2	3584,2	4153,8
Descenso ppm	2082,2	3197,5	43,6	244,0	96,9	3405,4	4231,0
Descenso ppm	1170,2	3189,2	42,9	238,0	110,2	3383,3	4263,9
Descenso ppm	255,9	3205,4	43,0	242,8	93,8	3411,7	4223,6

En la tabla 10, podemos observar los datos operacionales de la línea base y compararlos con los datos obtenidos durante los días de la aplicación del fluidificante. Además de los parámetros operacionales durante la aplicación, el valor de viscosidad a la que llegó el crudo fue de 690 cSt, lo que representa una reducción del 25,7% con respecto al valor inicial de 928 cSt. Como resultado de esta reducción de viscosidad se evidencia un incremento en la producción y cambios de presión en el sistema de levantamiento.

En la figura 6, se puede observar un incremento en la producción de fluidos del pozo UBH02, producto

de la aplicación del fluidificante SF – FL03. Aunque la tasa de declinación en la concentración del fluidificante es evidente, para esta aplicación se puede observar un incremento promedio de producción, en la que se tiene un incremento del 6,7% correspondiente a un aumento de 15 barriles de fluido por día. La disminución en la producción del día 11 de la aplicación, corresponde a un corte en el suministro de energía eléctrica durante 2 horas. Sin tomar en cuenta esta diferida, el incremento real de producción debido a la aplicación del fluidificante SF-FL03 corresponde a un 8%.



**Figura 6.** Producción total Vs, Concentración SF – FL03 – pozo UBH02.

## Conclusiones

Se ha demostrado que las dosis implementadas a nivel de laboratorio son utilizadas únicamente con el objetivo de facilitar la selección del fluidificante y que éstas son significativamente menores al momento llevar la aplicación a condiciones de campo y no se detectaron incompatibilidades por el uso de los Fluidificantes SF en las aplicaciones de los pozos BES01 y UBH02, En contraste, se han evidenciado los resultados esperados en mejoramiento de flujo y variables operacionales, además, se ha comprobado que su uso mejora la movilidad del crudo y consecuentemente el comportamiento del sistema de producción teniendo en cuenta las variables operacionales evaluadas.

Se han encontrado reducciones de viscosidad entre un 20 y un 40%, reducciones de presión en cabeza de pozo de 45%, reducciones de pérdidas de presión en el sistema de recolección de un 89% y reducciones en BSW de 50%; aportando de esta forma aumentos en la producción de los pozos demostrando así, la efectividad de la tecnología para cumplir su propósito.

En el caso del pozo BES01, con el Fluidificante SF-FL01 se alcanzaron además de reducciones de viscosidad mayores al 31%, reducciones en BSW del 41%, de presión en cabeza del 54% y pérdidas de presión superior al 80% con una dosificación igual o inferior a 2000 ppm, el cumplimiento del objetivo de reducir y estabilizar la presión en cabeza de pozo, demostrando su eficiencia para aplicación en a nivel de campo.

En el caso del pozo UBH02, con el fluidificante SF-FL03 se alcanzaron reducciones de viscosidad entre el 19,9% y el 25,7% a dosificaciones iguales o inferiores a 5000 ppm, demostrando mantener su eficiencia incluso con el paso del tiempo tras su adición en el sistema de levantamiento, condición importante para facilitar el transporte de fluido.

## Referencias bibliográficas

- [1] Dudley B. BP Statistical Review of World Energy (sitio en internet). Centro de investigación y Política de Economía de la Energía, Universidad Heriot-Watt. Disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>. Acceso 2020.
- [2] Disclaim C. World Oil Review 2019 (sitio en

internet). Eni SpA. Disponible en: <https://www.eni.com/assets/documents/documents-en/WORLD-OIL-REVIEW-2019-Volume-1.pdf>. Acceso 2020.

- [3] Ghloum E, Rashed A, Al-Jasmi A, Al-Ali A, Mali P, Sanyal A. Selection of suitable viscosity reducer to facilitate test production of heavy oil and deep reservoir. In SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference; 2015 oct 11-14. <https://doi.org/10.2118/175312-MS>.
- [4] Kokal SL. Crude Oil Emulsions: A State-Of-The-Art Review. SPE Prod. Facil. 2005;20(01):5-13. <https://doi.org/10.2118/77497-PA>.
- [5] Fakher S, Imqam A, Wanas E. (2018, December 10). Investigating the Viscosity Reduction of Ultra-Heavy Crude Oil Using Hydrocarbon Soluble Low Molecular Weight Compounds to Improve Oil Production and Transportation. In SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition; 2018 dic 10-12; Ciudad de Kuwait, Kuwait. <http://doi.org/10.2118/193677-MS>.
- [6] Allenson SJ, Yen AT, Lang F. Application of Emulsion Viscosity Reducers to Lower Produced Fluid Viscosity. Offshore Technology Conference; 2011 oct 4-6; Rio de Janeiro, Brasil. <http://doi.org/10.4043/22443-MS>.
- [7] Ferreira SR, Oliveira AP, Pucciarelli N, Tooge CAB, Souza R. Green Products for Reducing the Viscosity of Heavy Oil. Society of Petroleum Engineers; 2014 sep 24-26; Medellín, Colombia. <http://doi.org/10.2118/171082-MS>
- [8] Browne GE, Hass GR, Sell RD. Downhole Emulsification: Viscosity Reduction Increases Production. Journal of Canadian Petroleum Technology. 1996;35(04). <http://doi.org/10.2118/96-04-02>.
- [9] Shuler PJ, Tang Y, Tang H. Heavy Oil Production Enhancement by Viscosity Reduction. In SPE Western Regional Meeting; 2010 may 27-29; California, EE. UU. <http://doi.org/10.2118/132564-MS>.
- [10] Society of Petroleum Engineers. The SI Metric Standard System of Units and SPE METRICS STANDARD. United States: Society of Petroleum Engineers; 1982.

## Convenciones

cP x 1	E-03 = Pa*s
°F (°F-32)/1,8	= °C
lbm x 4,535	E-01 = kg

$\mu = \vartheta * \rho$   
 $\vartheta$  viscosidad cinemática  
 $\mu$  viscosidad dinámica  
 $\rho$  densidad

$P_{ip}$	Presión en la entrada de la bomba,
$DP$	Pérdidas de presión entre cabeza de pozo y manifold de producción
$P_d$	Presión de descarga de la bomba