



Segundas fases en crudos parafínicos, impacto sobre su densidad, como indicador de calidad en Transferencia de Custodia y su correspondiente influencia en los coeficientes de corrección de volumen.





Hipótesis:

Se plantea, en función de observaciones en campo, durante los procesos de mantenimiento y calibración de equipos. Que la densidad corregida a 15°C según API MPMS 11.1 difiere de la densidad determinada por picnómetro a la misma temperatura para un crudo en cuestión.

Se observa principalmente en crudo con alto contenido de parafinas.



Para la realización del presente trabajo se formó un equipo de trabajo, en el que participaron:

- Laboratorio AESA Mza. Norte – Sede Barrancas.
- Laboratorio de Fluidos Complejos - Universidad Nacional de Cuyo.
- Transporte Regional Oeste – YPF SA.



Determinación de densidad de crudos parafínicos y su impacto sobre coeficientes de corrección de volumen.

Toma de muestras para evaluación.

Se selecciona pool de muestras de crudos parafínicos, los mismos fueron mezclados con la finalidad de no asociar el resultado con un bloque o yacimiento en particular, limitando el presente trabajo a cuestiones de investigación.

Se realizaron estudios de densidades por métodos distintos, estudios reológicos además se tomaron microfotografías que permitieran validar la hipótesis .



Fecha		Densidad [g/cm ³]	Densidad 15°C [g/cm ³]
12/10/2023	Picn. 1	0,8957	0,8949
12/10/2023	Picn. 2	0,8952	0,8944
12/10/2023	Picn. 3	0,8963	0,8955
12/10/2023	Picn. 4	0,8954	0,8946
17/10/2023	Picn. 1	0,8965	0,8957
17/10/2023	Picn. 3	0,8969	0,8961
17/10/2023	Picn. 4	0,8953	0,8945

Promedio 0,8951

Desviación 0,0006

Se realizaron determinaciones de densidad según ASTM D 70, la muestra fue estabilizada con el fin de eliminar livianos que pudieran vaporizar.

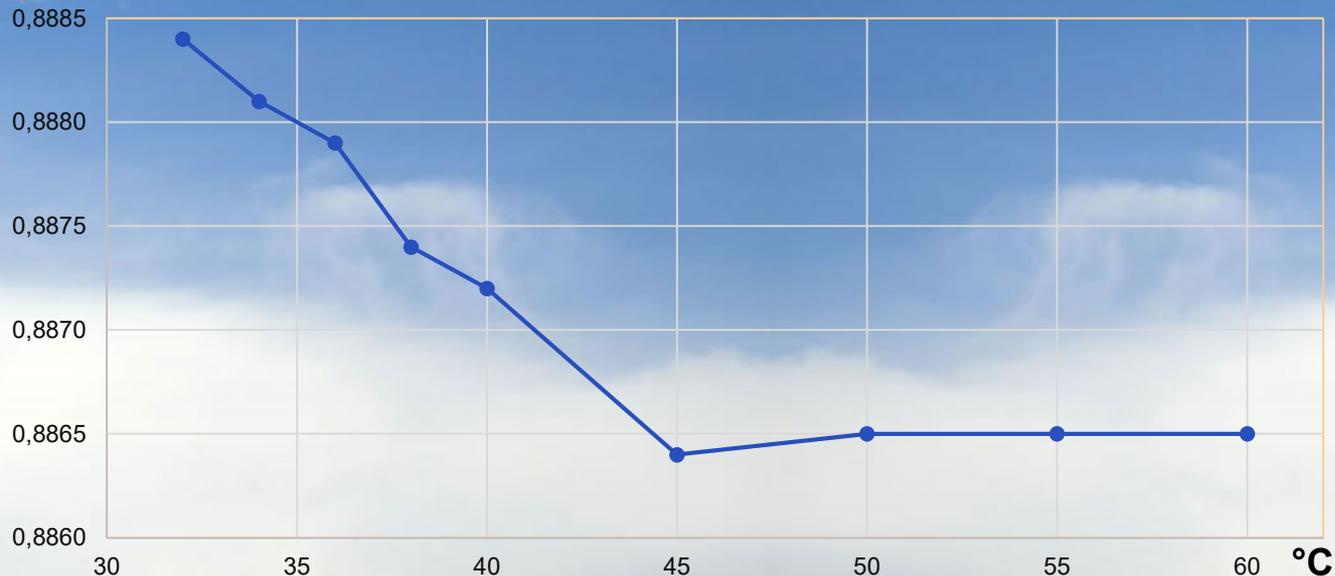




Temp.[C°]	API MPMS 11.1
32	0,8884
34	0,8881
36	0,8879
38	0,8874
40	0,8872
45	0,8864
50	0,8865
55	0,8865
60	0,8865

Densidad ASTM D 70
Promedio 0,8951 g/cm³

Densidad ASTM D5002 15°C según API MPMS 11.1



Se ensaya la muestra en desímetro Custody a distintas temperaturas.

Se observa en todos los casos diferencias con la densidad determinada a 15°C por ASTM D70.



Relación entre densidad y presencia de parafinas en la muestra.

Método: Crude Oil (API)		2:47:01 PM	
Muestra:		Administrator	
API Densty 15 °C	Densidad	0.8865 g/cm ³	0.8551 g/cm ³
API Densty 60 °F	Densidad temperatura	0.8862 g/cm ³	60.0 °C
API Densty 15 °C	Condición	886.5 kg/m ³	válido
	Densidad fjar temperatura		60.00 °C

60°C.

Método: Crude Oil (API)		1:11:08 PM	
Muestra:		Administrator	
API Densty 15 °C	Densidad	0.8865 g/cm ³	0.8621 g/cm ³
API Densty 60 °F	Densidad temperatura	0.8861 g/cm ³	50.0 °C
API Densty 15 °C	Condición	886.5 kg/m ³	predeterminado
	Densidad fjar temperatura		50.00 °C

50°C

Método: Crude Oil (API)		3:08:54 PM	
Muestra:		Administrator	
API Densty 15 °C	Densidad	0.8872 g/cm ³	0.8698 g/cm ³
API Densty 60 °F	Densidad temperatura	0.8868 g/cm ³	40.0 °C
API Densty 15 °C	Condición	887.2 kg/m ³	válido
	Densidad fjar temperatura		40.00 °C

40°C

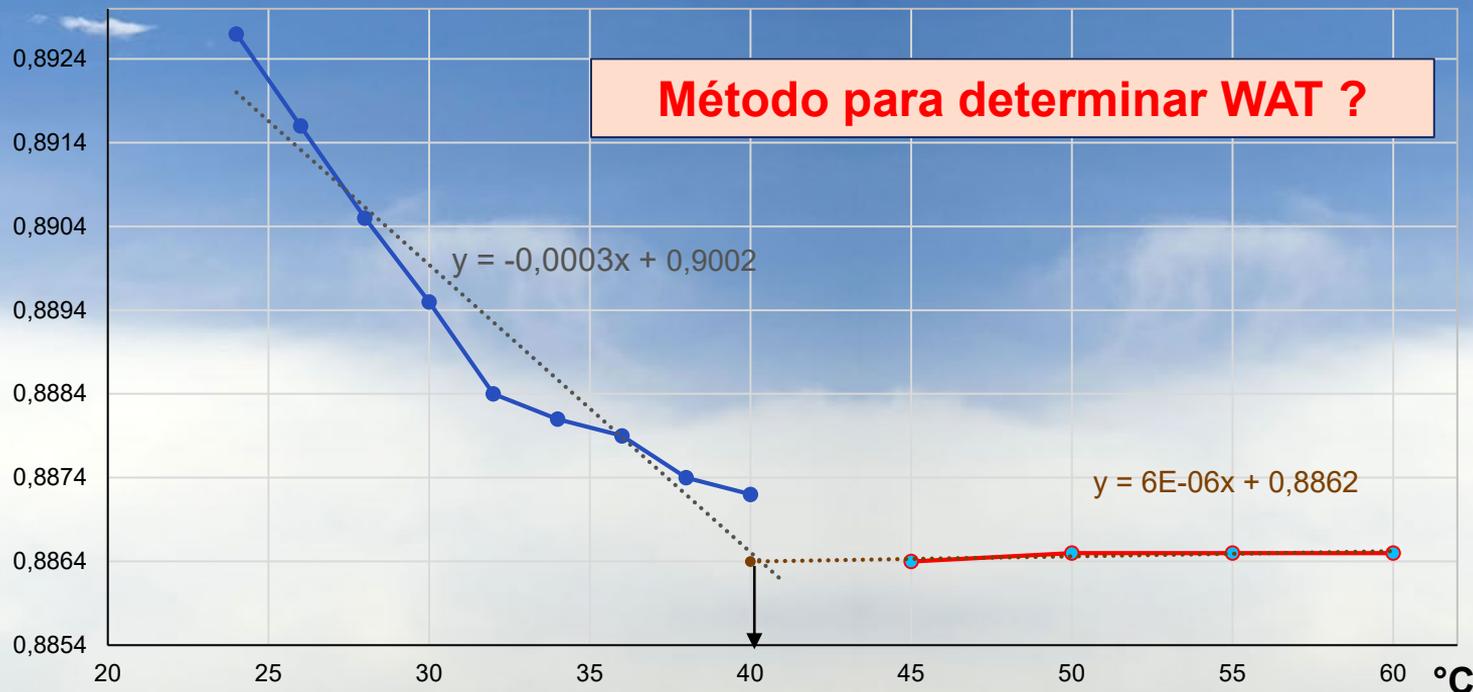
Método: Crude Oil (API)		3:50:19 PM	
Muestra:		Administrator	
API Densty 15 °C	Densidad	0.8879 g/cm ³	0.8733 g/cm ³
API Densty 60 °F	Densidad temperatura	0.8875 g/cm ³	36.0 °C
API Densty 15 °C	Condición	887.9 kg/m ³	válido
	Densidad fjar temperatura		36.00 °C

36°C



Densidad ASTM D5002.

Temp.[C°]	API MPMS 11.1
24	0,8927
26	0,8916
28	0,8905
30	0,8895
32	0,8884
34	0,8881
36	0,8879
38	0,8874
40	0,8872
45	0,8864
50	0,8865
55	0,8865
60	0,8865



Se grafican líneas de tendencias, su intersección, aproxima valor de WAT = 40°C.



Ejemplo diferencias:

Volumen [m ³]	Densidad [g/cm ³]	Temp. [°C]	CTL	Vol Corregido [m ³]
100	0,8865	20,00	0,99609	99,61
100	0,8951	20,00	0,99616	99,62
Diferencia Vol. %				0,009

Volumen [m ³]	Densidad [g/cm ³]	Temp. [°C]	CTL	Vol Corregido [m ³]
100	0,8865	80,00	0,94853	94,85
100	0,8951	80,00	0,94952	94,95
Diferencia Vol. %				0,095

Para el caso en estudio, se observa la variación del CTL con la densidad para dos temperaturas.



MPMS API 11.1.2.5 Crudos parafínicos:

“Es una convención en la industria petrolera aplicar las Tablas Generalizadas de Petróleo Crudo a los petróleos crudos parafínicos, incluso cuando se encuentran a temperaturas inferiores a aquellas a las que la cera se forma como una fase separada. Sin embargo, la densidad del petróleo crudo debe determinarse a una temperatura a la que el petróleo exista como una única fase líquida”.

Por lo que se debería verificar el WAT para determinar la temperatura a la que se debería realizar la determinación de densidad.

Para Transferencia de custodia, se podría considerar determinar un coeficiente de ajuste, según cociente de densidades, determinadas mediante ASTM D70 y ASTM D5002. Con frecuencia a determinar en laboratorio acreditado con acuerdo de partes.



CONSIDERACIONES:

- Evaluar en sistemas de alocación, para la determinación de densidades secas de crudos, por ejemplo, cálculos del neto a 15°C en medidores de Coriolis (cálculos de corte de agua).
- Medidores de control de principio Coriolis, podrían presentar diferencias con ULACTION por encima de la incertidumbre esperada.
- Evaluar liquidación de producto, en sistemas donde se apliquen compensaciones por densidad, como por ejemplo Banco de Calidad.



CONCLUSIONES

- Se verifica hipótesis sobre la variación de densidad en crudos parafínicos.
- Se realizaron estudios complementarios para validar de forma alternativa.
- Se presenta la curva de variación de densidades en función de las temperaturas, como un nuevo método para determinar WAT.
- Se recomienda evaluar la existencia de segundas fases dado el impacto que podría tener en la corrección de volumen. Se podría plantear coeficientes de compensación.





3° Workshop de Medición en
Upstream y Downstream
de Petróleo y Gas 



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Impulsando lo nuestro