

COMPORTAMIENTO DE COLECTORES NO IÓNICOS EN FLOTACIÓN

P.E. Sarquís, R.J. Meissl y M. González

Instituto de Investigaciones Mineras, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de San Juan
Av. Lib. San Martín 1109 (O) – 5400 – San Juan – Argentina; e-mail: psarquis@unsi.edu.ar

RESUMEN

En este trabajo se analizó experimentalmente la influencia de la estabilidad de las emulsiones de colectores no iónicos (gas oil, fuel oil y kerosene) utilizados en la flotación de minerales no metálicos (carbón y talco).

Se estudió la influencia del pH y del tiempo de agitación de la emulsión sobre la estabilidad de las emulsiones y los porcentajes flotados de carbón y talco.

Se encontró que la estabilidad de las emulsiones de gas oil, fuel oil y kerosene, evaluadas en términos de su turbidez, está fuertemente relacionada con la respuesta a la flotación de carbón y talco empleando estos agentes colectores.

INTRODUCCIÓN

La flotación asistida con derivados del petróleo (*Emulsion Flotation*) se emplea para el tratamiento de sólidos que presentan flotabilidad natural (carbón, talco, grafito, molibdenita, y otros). En este proceso, el derivado del petróleo insoluble en agua actúa principalmente como colector.

Existen importantes antecedentes en el empleo de esta técnica. Se realizaron diferentes investigaciones en la flotación de carbón, revelando que los hidrocarburos puros no eran efectivos como agentes colectores (Klassen V.I., 1963). Se correlacionó la viscosidad de los hidrocarburos y sus propiedades de flotación, encontrando que las propiedades de los compuestos no polares influyen directamente en su adhesión a la partícula mineral (Glembotski V.A., 1970). Se demostró que el uso de promotores produce mejoras en el tratamiento de partículas finas de carbón por emulsion flotation (Keys R.O., 1984). Se obtuvieron importantes resultados en la flotación de molibdenita empleando como colectores hidrocarburos derivados del petróleo (Smit and Bhasin, 1985). Se postuló que en la flotación de sólidos porosos (como el carbón), el derivado del petróleo no solo se extiende sobre la superficie del

sólido, sino que también penetra en los poros (Moxon et al., 1987). Se propuso un mecanismo de interacción en la flotación de carbón empleando derivados del petróleo (Laskowsky J.S., 1986).

PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

Muestras de carbón y talco

Con la muestra de carbón se confeccionó una briqueta, que fue pulida y observada en microscopio calcográfico, obteniéndose como resultado que presenta una apreciable cantidad de material fino y está constituida aproximadamente por las siguientes entidades: 60 % vitrinita (vitrinoides, resinoides y semifusinoides), 16 % leptinita (exinoides y resinoides), 7 % inertinita (micrinoides, fusinoides y semifusinoides inertes) y 17 % materia mineral (sulfuros, carbonatos y silicatos).

La muestra de talco se molió y analizó por difracción de rayos X y microscopía óptica, obteniéndose una composición aproximada de: 60 % talco, 30 % magnesita, 9 % clinocloro y < 1 % opacos.

Potencial zeta de las emulsiones y los minerales

La determinación del potencial zeta se realizó sobre emulsiones preparadas agregando una cierta cantidad de un derivado del petróleo en agua y agitando a 500 rpm durante 20 min. La concentración de kerosene, gas oil y fuel oil, empleada en cada caso, fue 200 g/t. La temperatura varió entre 23 y 25 °C.

El potencial zeta se midió inmediatamente concluida la preparación de la emulsión. Se empleó un medidor de potencial zeta Zeta-Meter. Cada medida de potencial zeta se calculó promediando el valor de diez lecturas efectuadas.

Las suspensiones de minerales (carbón y talco) en agua se prepararon con un 20 % de sólidos y la medición del potencial zeta se realizó con un Zeta Potential Analyzer, Model 1202.

Ensayos de estabilidad de las emulsiones

La metodología experimental consistió en preparar emulsiones por agitación con gas oil, fuel oil y kerosene en agua, y evaluar su estabilidad. Como medida de la estabilidad se informó la turbidez de la emulsión, expresada en unidades nefelométricas.

Los ensayos se realizaron para con una concentración del derivado del petróleo de 500 g/t.

La lectura de la turbidez se efectuó a diferentes tiempos de concluida la agitación.

Ensayos de flotación de carbón y talco

La emulsiones se prepararon por agitación mecánica. Las condiciones fueron: concentración del derivado del petróleo = 500 g/t y velocidad de agitación = 500 rpm..

Los ensayos de flotación se realizaron con acondicionamiento previo, con 3 gramos del mineral, durante 10 minutos, y 50 ml de emulsión. La flotación se efectuó en un tubo Hallimond.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Potencial zeta de las emulsiones y de los minerales

En la Figura 1 se muestra el potencial zeta vs. pH para las emulsiones de gas oil, fuel oil y kerosene en agua, y para las suspensiones de carbón y talco.

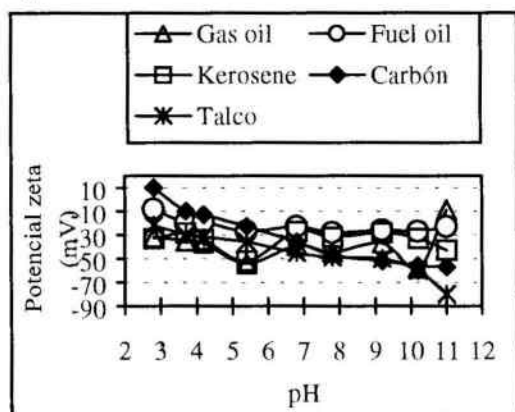


Figura 1. Potencial zeta vs. pH, de las emulsiones de gas oil, fuel oil y kerosene; y de las suspensiones de carbón y talco.

Se obtuvieron valores negativos de potencial zeta para todas las emulsiones en el intervalo de pH considerado. Estos valores son coincidentes con los potenciales zeta de gotas de derivados del petróleo

publicados por otros autores (Yu Z, 1998; Mackenzie J.M, 1968), que son negativos en el intervalo de pH 3 a 10.

Para ambos minerales, carbón y talco, prácticamente se obtuvieron valores negativos de potencial zeta, en todo el intervalo de pH medido, a excepción del carbón que mostró valores positivos para pH menores a 3.2.

La diferencia en el valor del potencial zeta de las gotas de los colectores y de los minerales, no permite inferir el mecanismo de acción de los derivados del petróleo en la flotación.

Estabilidad de las emulsiones

Efecto del pH

El efecto del pH sobre la estabilidad de las emulsiones se muestra en las Figuras 2, 3 y 4, para gas oil, fuel oil y kerosene, respectivamente.

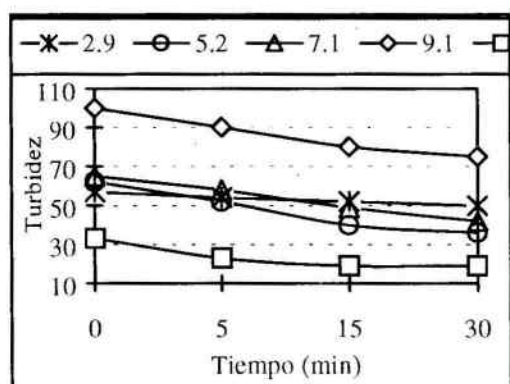


Figura 2. Efecto del pH en la estabilidad de las emulsiones. Gas oil. Tiempo de agitación de la emulsión = 20 min.

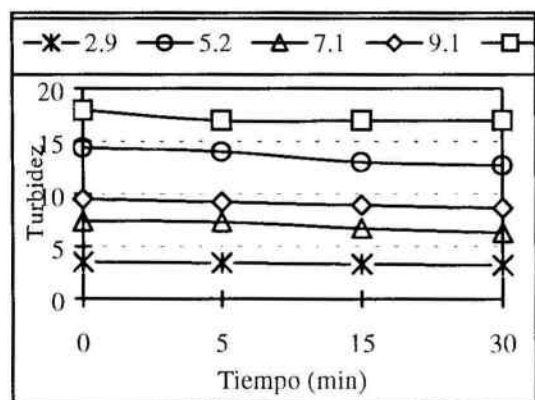


Figura 3. Efecto del pH en la estabilidad de las emulsiones. Fuel oil. Tiempo de agitación de la emulsión = 20 min

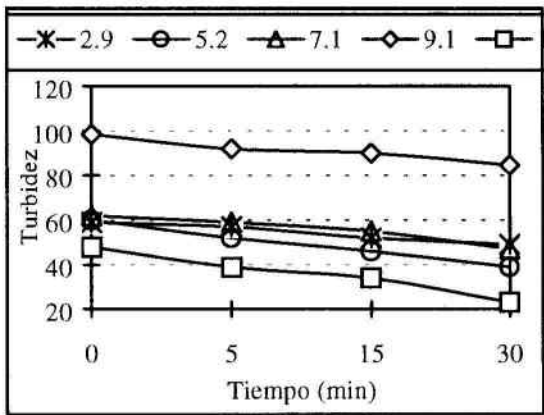


Figura 4. Efecto del pH en la estabilidad de las emulsiones. Kerosene. Tiempo de agitación de la emulsión = 20 min.

Para el gas oil, la emulsión más completa se formó para un pH = 9.1, en tanto la más estable fue a pH = 2.9.

La estabilidad de las emulsiones de fuel oil resultó poco afectada por el pH, sin embargo la más estable se consiguió para pH = 2.9 . La emulsión más completa se obtuvo a pH = 11.4

Para el kerosene, la emulsión más completa se formó para un pH = 9.1, en tanto la menos estable a pH = 11.4.

Influencia del tiempo de agitación de la emulsión

La influencia del tiempo de agitación de la emulsión sobre la estabilidad de las emulsiones se muestra en las Figuras 5, 6 y 7, para gas oil, fuel oil y kerosene, respectivamente .

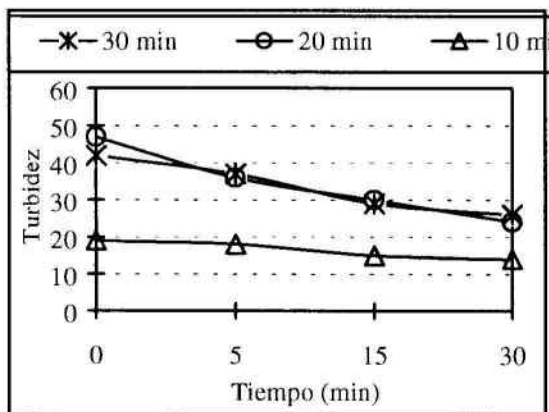


Figura 5. Influencia del tiempo de agitación en la estabilidad de las emulsiones. Gas oil. pH = 9.1.

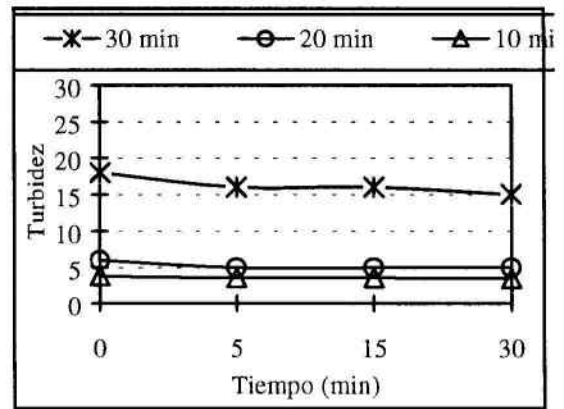


Figura 6. Influencia del tiempo de agitación en la estabilidad de las emulsiones. Fuel oil. pH = 9.1.

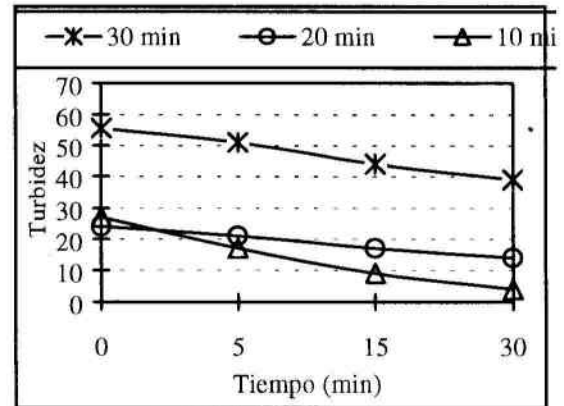


Figura 7. Influencia del tiempo de agitación en la estabilidad de las emulsiones. Kerosene. pH = 9.1.

Las emulsiones más completas se consiguieron para tiempos de agitación prolongados (20 y 30 min).

En cuanto a la estabilidad de las emulsiones, el comportamiento fue diferente. Para gas oil la emulsión más estable en el tiempo fue para el menor tiempo de agitación (10 min); para kerosene para los mayores tiempos (20 y 30 min), en tanto para el fuel oil la estabilidad resultó poco afectada por el tiempo de agitación.

Flotación de carbón y talco

Efecto del pH

El efecto del pH sobre el porcentaje flotado (peso de material flotado/peso total de la muestra) se muestra en las Figuras 8 y 9, para carbón y talco, respectivamente.

Cuando se empleó gas oil como colector, el porcentaje de carbón flotado resultó máximo para pH =

2.9 y fue 18 %; para el caso del talco fue 33 % para pH = 2.9 y pH = 11.4.

Empleando fuel oil, el porcentaje de carbón flotado resultó máximo (50 %) para pH = 2.9; el de talco máximo fue 91 % para pH = 2.9 y pH = 9.1.

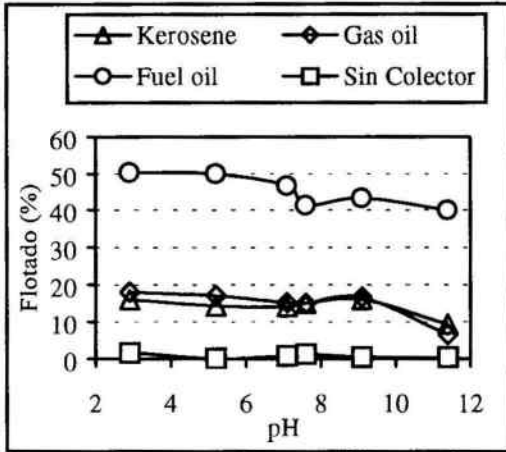


Figura 8. Efecto del pH sobre el porcentaje flotado. Carbón.

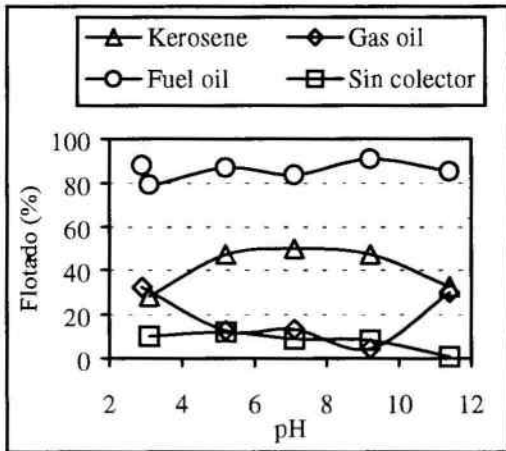


Figura 9. Efecto del pH sobre el porcentaje flotado. Talco.

Finalmente, cuando el colector fue kerosene, el porcentaje de carbón flotado varió poco con el pH, a excepción de pH = 11.4, donde fue mínimo (9 %). El porcentaje de talco flotado fue máximo (50 %) en el intervalo de pH = 5.2-9.1; y los porcentajes flotados mínimos se obtuvieron para pH = 2.9 y pH = 11.4.

Se verificó en la flotación de ambos minerales, que el empleo de los derivados del petróleo mejora la flotación. Los resultados más promisorios se obtuvieron empleando fuel oil como agente colector.

Influencia del tiempo de agitación en la preparación de la emulsión

La influencia del tiempo de agitación sobre el porcentaje flotado, se muestra en las Figuras 10 y 11, para carbón y talco, respectivamente.

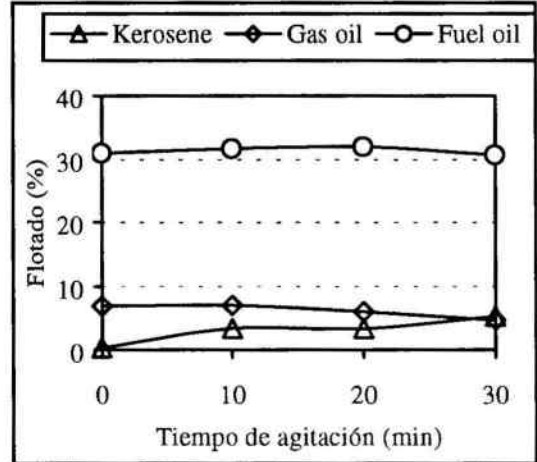


Figura 10. Influencia del tiempo de agitación en el porcentaje flotado. Carbón.

Para el carbón, el tiempo de agitación de la emulsión prácticamente no afecta el porcentaje flotado para los tres derivados del petróleo. No obstante se observó que en el caso del gas oil, el porcentaje flotado máximo se obtuvo para un tiempo de agitación de 10 min.

Para el talco la situación fue diferente. Cuando se empleó fuel oil, se alcanzó el máximo porcentaje flotado (75 %) para 30 min de agitación. Cuando se utilizó kerosene, el porcentaje flotado aumentó con el tiempo de agitación. Para el caso del gas oil, se verificó un comportamiento opuesto al del kerosene.

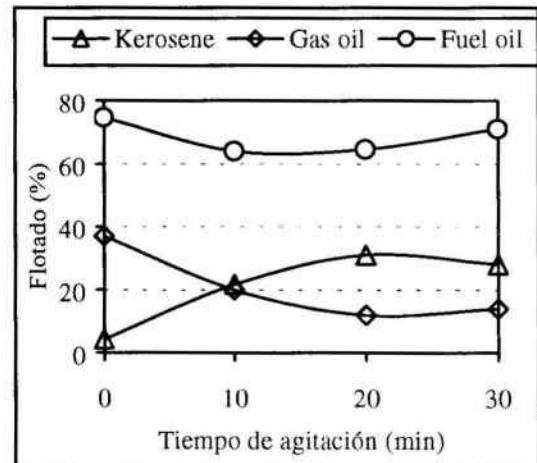


Figura 11. Influencia del tiempo de agitación en el porcentaje flotado. Talco.

CONCLUSIONES

La estabilidad de las emulsiones gas oil, fuel oil y kerosene, evaluadas en términos de su turbidez, resultó fuertemente relacionada con la respuesta a la flotación de carbón y talco empleando estos agentes colectores.

Para gas oil y fuel oil, se obtuvieron los máximos porcentajes flotados de carbón y talco, para pH = 2.9, valor al cual las emulsiones de gas oil y fuel oil resultaron más estables. Para kerosene, los porcentajes flotados mínimos de carbón y talco, se obtuvieron para pH = 11.4, valor al cual la emulsión resultó menos estable. Los máximos porcentajes flotados de carbón y talco se obtuvieron empleando fuel oil, para pH = 2.9, y resultaron 50 % y 91 %, respectivamente.

Para gas oil, los máximos porcentajes flotados de carbón y talco, se alcanzaron para los menores tiempos de agitación (10 min), y correspondieron a la emulsión más estable. Para kerosene, los máximos porcentajes flotados de carbón y talco, se alcanzaron para los mayores tiempos de agitación (20 y 30 min), que es cuando se consiguieron las emulsiones más estables. Para fuel oil, la influencia del tiempo de agitación tanto sobre los porcentajes flotados de carbón y kerosene, como sobre la estabilidad de la emulsión, resultó despreciable.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a CICITCA de la Universidad Nacional de San Juan, por el financiamiento del proyecto en el cual se desarrollo este trabajo.

REFERENCIAS

- Glembotski, V. A. Nonopolar flotation agents, Israel Program for Scientific Translations, Jerus., 1970.
- Keys, R. O. Improvement in coal recovery through coarse coal flotation. 1st Annu. Coal Prep. Conf., Lexington, Ky., 1984.
- Klassen, V.I. Coal flotation. Gosgort., Moscow, 1963.
- Laskowski, J. S. Coal flotation promoters and their mechanism of action. Am. Chem. Soc. Meet., N.Y., 1986.
- Mackenzie, J. M. Carbon oil flotation. PhD Thesis, Univ New S. Wales, Australia, 1968.

Moxon, N.T.; Bensley, C.N.; Keast-Jone, R.; Nicol, S. K. Insoluble oil in coal flotation: The effects of surfactant spreadings and pore penetration.. Int. J. Miner. Process., Vol. 21, 261, 1987.

Smit, F. J. and Bhasin, A .K. Int. J. Miner. Process., 15, 19, 1985.

Yu, Z. Flocculation, hydrophobic agglomeration and filtration of ultrafine coal. PhD Thesis. U.B.C., Canadá, 1998.