

Optimum time of hydraulic retention for the anaerobic treatment of light oil production wastewater

Nancy Rincón¹, Elsa Chacín¹, Julio Marín¹, Janett Moscoso¹, Lauren Fernández¹, Michel Torrijos², René Moletta² y Nola Fernández¹

¹Departamento de Ingeniería Sanitaria y Ambiental (DISA), Escuela de Ingeniería Civil, Facultad de Ingeniería, La Universidad del Zulia, Apartado Postal 526.

Maracaibo 4001-A, Venezuela. E-mail: ncrincon@luz.ve. Fax: +58-261-7598743.

²Laboratoire de Biotechnologie de l'Environnement (LBE), INRA, Narbonne, France.

Abstract

UASB reactor of 4 l was used under mesophilic conditions to degradate oil production wastewater from the light oil of Venezuelan industry. Several hydraulic retention times were used to change the organic load on the system. The carried out analysis during the experimentation were: organic matter removal as COD total phenol removal, methane production and volatile fatty acid (VFA) production. The investigation demonstrated that the optimum retention time for the treatment system for this type of wastewater was found to be 15 h, corresponding this to an organic load of 2 KgCOD/m³d, condition in which de COD removal and methane percentage were over 80% and the total phenol removal of 60%. For a retention time under 10 h, an inhibition from the methanogenic bacteria was observed, due to the high concentration on VFA, which limits the organic matter transformation present on the crude light oil wastewater to methane.

Key words Hydraulic retention time, anaerobic, production wastewater, UASB, light oil.

Tiempo de retención hidráulico óptimo para el tratamiento anaerobio de aguas de producción de petróleo liviano

Resumen

Un reactor de manto de lodo con flujo ascendente (UASB) de 4 l bajo condiciones mesofílicas fue utilizado para degradar óptimamente el agua de producción proveniente de la extracción de petróleo liviano (APPL) de la industria petrolera venezolana. Se utilizaron diferentes tiempos de retención hidráulicos (TRH), modificando así la carga orgánica en el sistema de tratamiento. Los parámetros analizados durante el estudio fueron: remoción de materia orgánica medida como DQO, remoción de fenoles totales, producción de metano y la evolución de la producción de los ácidos grasos volátiles (AGV). El estudio mostró que el TRH óptimo para el sistema de tratamiento, utilizando este tipo de aguas, se encuentra en 15 h, correspondiendo una carga orgánica de 2 KgDQO/m³d, condición en la cual la remoción de DQO y porcentaje de metano fueron superiores a 80% y la remoción de fenoles totales de 60%. Para un TRH menor a 10 h, la inhibición de las bacterias metanogénicas fue evidente debido a la alta concentración de los AGV lo cual limita la transformación de la materia orgánica presente en el APPL a metano.

Palabras clave: Tiempo de retención hidráulico, anaerobio, aguas de producción, UASB, petróleo liviano.

Introducción

El petróleo bruto extraído del subsuelo está en emulsión con agua. Las dos fases son separadas por tratamiento físico-químico y el agua recuperada corresponde a las aguas de producción [1]. En la parte occidental de Venezuela, específicamente en el patio de tanques Ulé, Tía Juana, la producción de las mismas se encuentra en el orden de los 305 mil barriles de aguas diarias (MBAD) para el año 2001 y está estimado que aumente a 480 mil barriles de aguas diarias (MBAD) para el año 2010; el agua de producción proveniente de la extracción de petróleo liviano representa aproximadamente el 20%. Esta situación trae como consecuencia que tanto el sistema de tratamiento existente (físicoquímico), como el sistema de inyección en los pozos petroleros ubicados en el lago de Maracaibo colapse, en los próximos 2 años [2]. La calidad obtenida en los efluentes de las aguas de producción luego del tratamiento existente en el patio de tanques Ulé, no permite la disposición de dichos efluentes al ambiente, por no cumplir con las normas venezolanas de disposición en cuerpos de aguas [3]. Esta situación hace imprescindible la evaluación de alternativas adicionales para el tratamiento de las aguas de producción y su disposición final.

Así, el tratamiento anaerobio surge como una alternativa para el tratamiento de las aguas de producción. En este proceso microorganismos anaerobios transforman la materia orgánica a biomasa y compuestos en su mayoría volátiles: CO_2 , CH_4 , H_2S , N_2 , H_2 , y es utilizado con éxito para el tratamiento de aguas residuales de diferentes orígenes: aguas residuales urbanas, aguas residuales industriales y aguas residuales agroalimentarias [4]. La digestión anaerobia se ha convertido en una tecnología atractiva para el tratamiento de aguas residuales dado su bajo costo comparada con los sistemas de tratamiento biológicos aerobios y los tratamientos físicoquímicos [5]. Los primeros estudios sobre el tratamiento anaerobio de aguas residuales de efluentes provenientes de las industrias químicas y petroquímicas se realizaron en los años 70, demostrándose una alta eficiencia para la degradación de una gran cantidad de compuestos químicos que se pensaban "a priori" resistentes a la biodegradabilidad anaerobia, actualmente

existen al menos 63 reactores a escala real tratando desechos de este tipo alrededor del mundo [6]. La biodegradabilidad anaerobia del agua de producción proveniente de la extracción de petróleo liviano se ha comprobado en un trabajo anterior [7]. En esta investigación se estudió la eficiencia de un reactor de lecho de lodo con flujo ascendente (UASB) bajo condiciones mesofílicas en la degradación anaerobia de la materia orgánica presente en el agua de producción proveniente de la extracción de petróleo liviano venezolano.

Materiales y Métodos

Área de estudio y toma de muestras

Venezuela está ubicada al norte de América del Sur, limitando al norte con el Mar Caribe, al sur con Brasil, al este con Guyana y al oeste con Colombia. Su actividad económica más importante es la producción de petróleo, a cargo fundamentalmente de la empresa estatal Petróleos de Venezuela (PDVSA). La capacidad de producción total de PDVSA es de 3,5 millones de barriles diarios (MMBD) de crudo y condensado y 6,4 millardos de pies cúbicos de gas por día (MMMPCD). La producción de crudo y gas proviene de unos 2.540 yacimientos. Para ejecutar sus actividades de explotación, manejo, transporte y entrega de crudos, se divide administrativamente en tres grandes áreas: Occidente, Oriente y Sur (Figura 1). En el occidente del país los yacimientos petrolíferos estuvieron ubicados inicialmente en tierra, pero cercanos a la costa del Lago de Maracaibo, indujeron la posibilidad de extenderse hacia las aguas llanas por las décadas de los años 20 y 30. De aguas llanas y protegidas, el taladro fue ubicado a mayores distancias de la costa, en aguas más profundas. Estas operaciones pioneras en el Lago de Maracaibo, así como también en el Mar Caspio y el Golfo de México, constituyeron la escuela de las futuras operaciones costa fuera. Occidente maneja hoy por gestión directa la explotación en los distritos operacionales Maracaibo, Tía Juana y Lagunillas [8].

En el distrito Tía Juana se encuentra ubicado el patio de tanques Ulé (Figura 1), el cual produce 305 mil barriles de aguas de producción diarias (MBAD) provenientes de las segregacio-

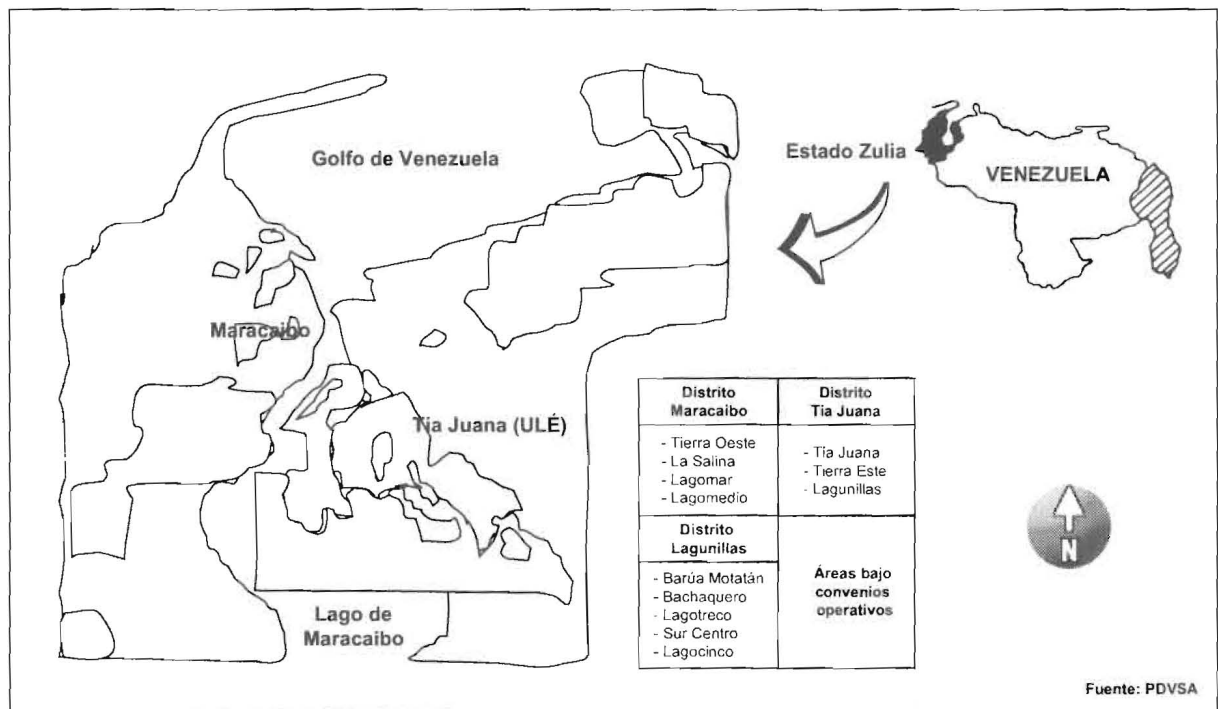


Figura 1. Ubicación del patio de tanques ULÉ (Tía Juana), Estado Zulia, Venezuela.

nes Tía Juana Mediano (TM), Tía Juana Liviano (TJL), Urdaneta (UD) y las deshidratadas en los patios de Punta Gorda (Rosa Mediano-RM), Shell Ulé, F-6/H-7 y Terminal Lacustre La Salina (TLLS) [2]. La contribución actual de Tía Juana Liviano es de 31,1 mil barriles de agua diarios (MBAD) y la proyección para el año 2010 está estimada en 101,3 mil barriles de aguas diarios (MBAD).

Las muestras de aguas de producción provenientes de la extracción de petróleo liviano (Tía Juana Liviano) fueron recolectadas de forma aleatoria-simple a la salida de los tanques de deshidratación del patio Ulé (Tía Juana) durante el período comprendido entre Enero 2001 y Noviembre 2001, dependiendo de la generación de agua en el proceso de separación crudo-agua durante el día. Estas muestras fueron transportadas al laboratorio en envases plásticos de 22 L de capacidad, donde fueron refrigeradas (4°C) hasta el momento de la alimentación del reactor UASB. Para satisfacer la demanda de efluente requerido para los ensayos experimentales, debida a la operación a flujo continuo del reactor UASB, se hizo necesario realizar muestreos cada 15 d.

Condiciones de funcionamiento del sistema anaerobio

Un reactor de manto de lodo con flujo ascendente (UASB) de 4 l, 0,098 m de diámetro, 0,67 m de altura total y 0,53 m de altura de agua, fue inoculado con 30% de lodo granular proveniente de un reactor UASB que trata aguas residuales de una cervecería de la localidad. El mismo contenía 170 g/L de sólidos suspendidos totales (SST) y la temperatura del sistema fue mantenida en $37 \pm 1^\circ\text{C}$. Un esquema del sistema experimental utilizado en este estudio, se presenta en la Figura 2.

Inicialmente, el reactor se alimentó con agua residual sintética que contenía glucosa como única fuente de carbono (1 g/L) y nutrientes [9], con el objeto de activar metabólicamente los microorganismos presentes en el lodo anaerobio (etapa de aclimatación).

Posteriormente, el reactor fue operado durante 275 días y el tiempo de retención hidráulica (TRH) fue variado de 38 a 5 h con el fin de encontrar el TRH óptimo para el funcionamiento del sistema anaerobio degradando el agua de producción de petróleo liviano. La variación del TRH

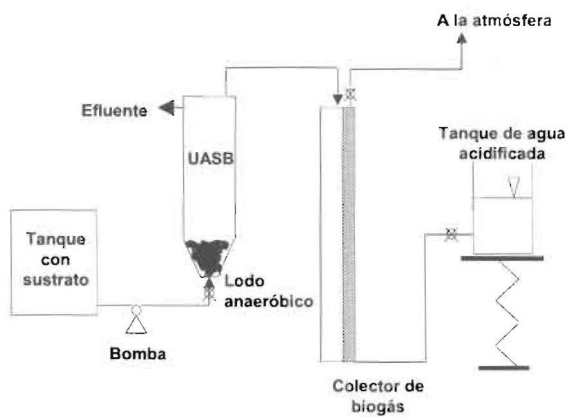


Figura 2. Esquema del sistema experimental usado para evaluar el tratamiento de aguas de producción de petróleo liviano (APPL).

se consiguió modificando el caudal de entrada al reactor con la utilización de una bomba peristáltica marca Masterflex modelo 77201-60.

En las APPL se realizaron las determinaciones de nitrógeno total Kjeldahl (NTK) (método macro Kjeldahl) y ortofosfatos (método de cloruro estañoso) [10]. Para evaluar el comportamiento del reactor UASB se midió continuamente a la entrada y salida del sistema de tratamiento los siguientes parámetros: pH, alcalinidad, demanda química de oxígeno (DQO), concentración de fenoles totales, volumen de biogás, porcentaje de metano en el biogás y ácidos grasos volátiles (AGV), empleando los métodos estándar [10]. El volumen de biogás fue medido por desplazamiento de agua. El gas fue colectado en un recipiente plástico, con una escala graduada conteniendo agua acidificada con ácido sulfúrico 0,1 N, con la finalidad de reducir la solubilidad del CO₂ [11]. Todos los volúmenes producidos fueron ajustados a condiciones estándar de temperatura y presión

(273 K/760 mmHg). El porcentaje de metano fue medido utilizando un cromatógrafo Perkin Elmer Autosystem XL, con detector de ionización a la llama (FID), columna empacada 20% TCEP PAWS80/100 y nitrógeno como gas de arrastre, la temperatura de la columna fue 150°C, la del inyector 200°C y la del detector 160°C. El volumen de inyección fue de 1,0 mL. La curva de calibración para metano se realizó bajo las mismas condiciones de presión y volumen del experimento. Los ácidos grasos fueron medidos utilizando un cromatógrafo Perkin Elmer Autosystem, con detector de ionización a la llama (FID), columna capilar FFAP de 15 m con 0,32 mm de diámetro interno, y nitrógeno como gas de arrastre. La temperatura del detector fue 210°C, la del inyector 150°C y el horno funcionó con un programa de temperatura de 105°C hasta 190°C con una rampa de 45°C/min. El volumen de inyección fue de 0,3 µL.

Resultados y Discusión

La caracterización inicial del agua de producción de petróleo liviano se presenta en la Tabla 1.

Durante la etapa de aclimatación (glucosa como sustrato), el sistema anaerobio mostró un alto grado de biodegradabilidad, evidenciado por el alto porcentaje de remoción de DQO (>85%). Posteriormente, el reactor se alimentó con las APPL con un tiempo de retención hidráulico de 38 h, correspondiente a una carga orgánica de 0,75 KgDQO/m³d. Esta baja carga orgánica se utilizó con el objeto de adaptar el lodo anaerobio al nuevo sustrato, obteniéndose una remoción de materia orgánica, medida como DQO, entre 68 y 90%. Es de hacer notar, que a pesar que el nuevo sustrato era completamente diferente al de la

Tabla 1. Caracterización de las aguas de producción proveniente de la extracción de petróleo liviano (APPL)

Parámetro (mg/L)	Mínimo	X ± DS	Máximo
DQO soluble	800,0	1150,2 ± 152,6	1489,6
NTK	30,63	39,42 ± 6,24	42,71
P-PO ₄ ⁻³	0,05	0,56 ± 0,48	1,02
Fenoles totales	14,59	21,49 ± 6,94	28,39

NTK: nitrógeno total Kjeldahl. X: media aritmética. DS: desviación estándar. n=19.

etapa de aclimatación, las bacterias no mostraron ningún efecto inhibitorio a las nuevas condiciones, posiblemente debido a que los sistemas enzimáticos necesarios para degradar el mencionado efluente ya se encontraban desarrollados dentro de las células de las bacterias anaerobias [12].

Posteriormente, el tiempo de retención hidráulica (TRH) fue disminuido progresivamente de 38 a 5 h en intervalos de aproximadamente 20%, con el objeto de encontrar el mejor funcionamiento del reactor en el menor tiempo posible (Tabla 2). Durante este período, la concentración

de la DQO soluble a la salida del reactor estuvo comprendida entre 970 y 120 mg/L (Figura 3). Sin embargo, los mejores porcentajes de remoción de DQO para los tiempos de retención hidráulicos evaluados se encontraron por encima de 15 h. Por otro lado, para los TRH entre 8 y 14 h la remoción de materia orgánica disminuyó entre 78 y 50%, respectivamente, y para un TRH menor a 8 h el sistema solo logró disminuir un 20% de la DQO (Figura 4).

La evolución de los ácidos grasos volátiles y el volumen de metano fue seguida durante la experimentación. Para los TRH superiores a 10 h, el

Tabla 2. Remoción de la demanda química de oxígeno (DQO) con relación a la variación del tiempo de retención hidráulica (TRH) y la carga orgánica aplicada

Tiempo (días) n	TRH (h) X ± DS	Carga orgánica (KgDQO/m ³ .d) X ± DS	Remoción DQO (%) X ± DS
1-25	36 ± 2	0,78 ± 0,03	79,8 ± 7,1
26-63	24 ± 2	1,20 ± 0,09	76,2 ± 5,3
64-137	21 ± 3	1,46 ± 0,19	86,1 ± 3,1
138-194	17 ± 3	1,64 ± 0,33	82,0 ± 2,8
195-220	11 ± 1	1,90 ± 0,21	72,5 ± 3,4
221-260	8 ± 1	3,17 ± 0,75	60,4 ± 7,3
261-275	6 ± 1	4,70 ± 0,69	23,8 ± 7,7

X: media aritmética. DS: desviación estándar. n: número de datos.

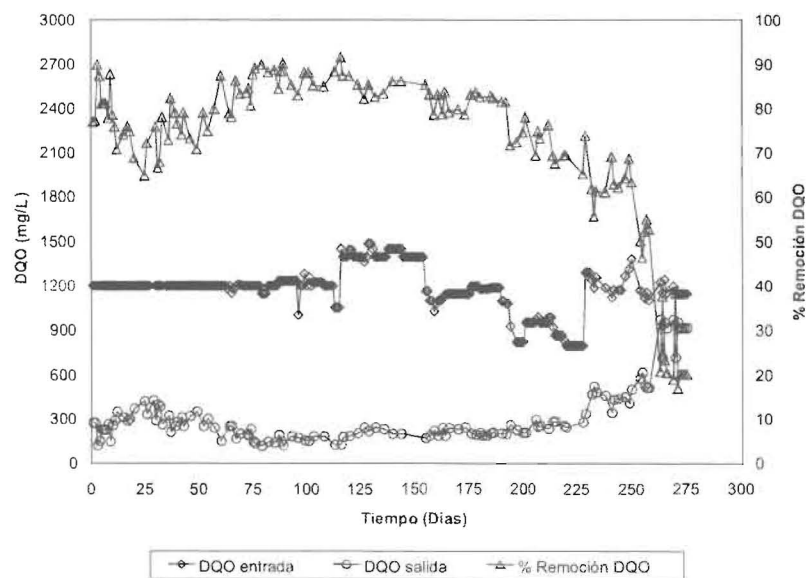


Figura 3. Evolución de la demanda química de oxígeno (DQO) soluble en el reactor UASB, durante el tratamiento del agua de producción de petróleo liviano (APPL).

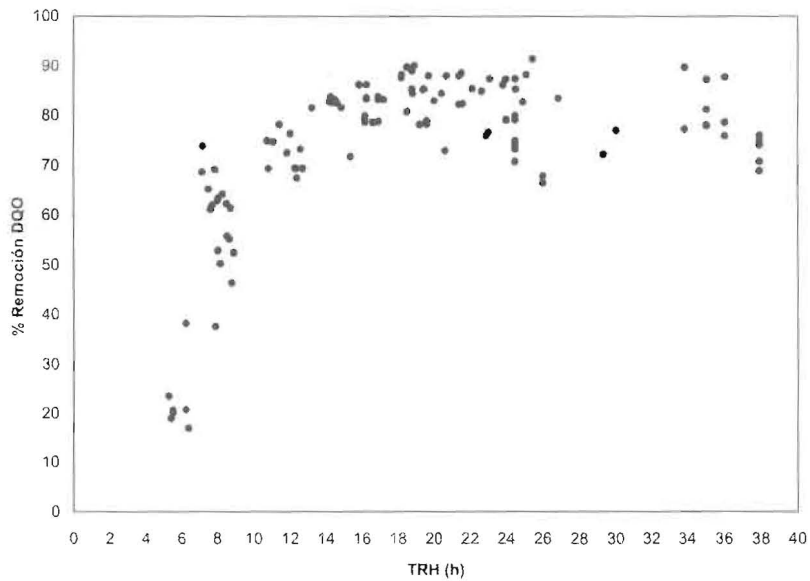


Figura 4. Remoción de la demanda química de oxígeno (DQO) soluble para los diferentes tiempos de retención hidráulica (TRH) en el reactor UASB, durante el tratamiento del agua de producción de petróleo liviano (APPL).

porcentaje de metano encontrado en el sistema estuvo entre 75 y 90% (Figura 5), de igual manera las concentraciones de los ácidos grasos volátiles (AGV) (ácido acético, ácido propiónico y ácido butírico) a la salida del sistema se encontraron por debajo de 80 mg/L (Figura 6), para este mismo período el porcentaje de remoción de DQO fue su-

perior al 70%. De estos resultados puede inferirse que la materia orgánica presente en el APPL se transformó principalmente a metano.

Por otra parte, para los TRH menores a 10 h, se observó un aumento en la producción de los AGV (ácido acético hasta 540 mg/L) (Figura 6), el porcentaje de metano bajó a concentraciones de

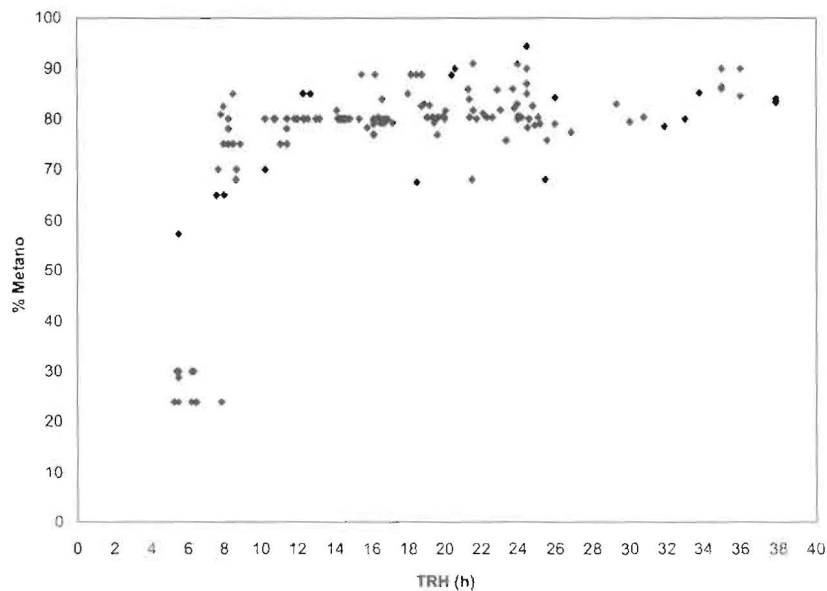


Figura 5. Porcentaje de metano medido en el biogás producido durante el tratamiento del agua de producción de petróleo liviano (APPL).

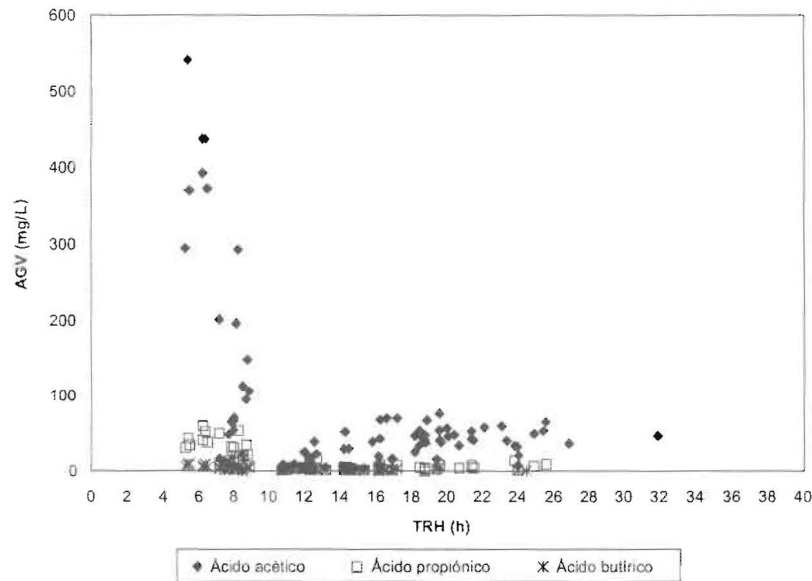


Figura 6. Evolución de los ácidos grasos volátiles (AGV) durante el tratamiento del agua de producción de petróleo liviano (APPL).

24-30% (Figura 5) y la remoción de DQO hasta 20% (Figura 4). Estos valores evidencian una inhibición de los microorganismos anaerobios, principalmente las bacterias metanogénicas, dada la acumulación de los ácidos grasos volátiles, y en especial el ácido acético a la salida del sistema de tratamiento [13]. El colapso del sistema anaerobio fue debido a que un TRH de 10 h o menor, no permitió la transformación de los ácidos grasos volátiles producidos en el sistema de tratamiento, durante la degradación de la materia orgánica a metano.

Es importante resaltar que el tratamiento aplicado a las aguas de producción provenientes de la extracción de petróleo liviano, no requirió de un tratamiento preliminar ni de la adición de reactivos químicos para lograr el funcionamiento eficiente del sistema anaerobio.

El pH y la alcalinidad a la salida del reactor estuvieron entre 7,6-8,0 y 2500-2800 mgCaCO₃/L, respectivamente, coincidiendo con los parámetros recomendados para el funcionamiento de los reactores anaerobios [14, 15].

La concentración de fenoles totales en las APPL varió de 14,59 a 28,39 mg/L, según varió la concentración de DQO (Figura 7). Para los TRH de 33 a 15 h, el porcentaje de remoción de fenoles fue de 55 a 72% (Figura 8), para los TRH entre 10 y 15 h la remoción de fenoles obtenida fue de 59 y

45% y para los TRH menores a 10 h, la remoción se encontró entre 25 y 10%. Lo cual evidencia que el TRH afectó la degradación de los fenoles, bajo las condiciones experimentales del presente estudio.

La degradación del fenol ha sido comprobada por estudios anteriores [16-20]. Grosso *et al.*, 1995, empleando un tratamiento biológico aerobio, encontró una remoción de fenoles superior a 95% en aguas de deshidratación de emulsiones inversas de hidrocarburos pesados, aguas de producción y aguas agrias y residuales de la refinería de Barrancabermeja, Colombia, tanto a escala piloto como en pruebas de laboratorio con tiempos de retención hidráulico de 24 h [21].

Con la finalidad de conocer la relación entre los diferentes parámetros evaluados durante la biodegradación anaeróbica de las APPL y los diferentes tiempos de retención hidráulicos ensayados, se estableció un estudio de regresión múltiple utilizando el paquete estadístico STATISTICA para Windows Release 4.3 Statsoft, Inc 1993 (Tabla 3).

De acuerdo con el estudio de regresión múltiple, el TRH aplicado mostró correlación significativa con la DQO de salida ($r = -0,49$), la remoción de la DQO ($r = -0,53$), la producción de biogás ($r = -0,84$) y la proporción de metano ($r = 0,57$), con lo cual se establece que la biodegrada-

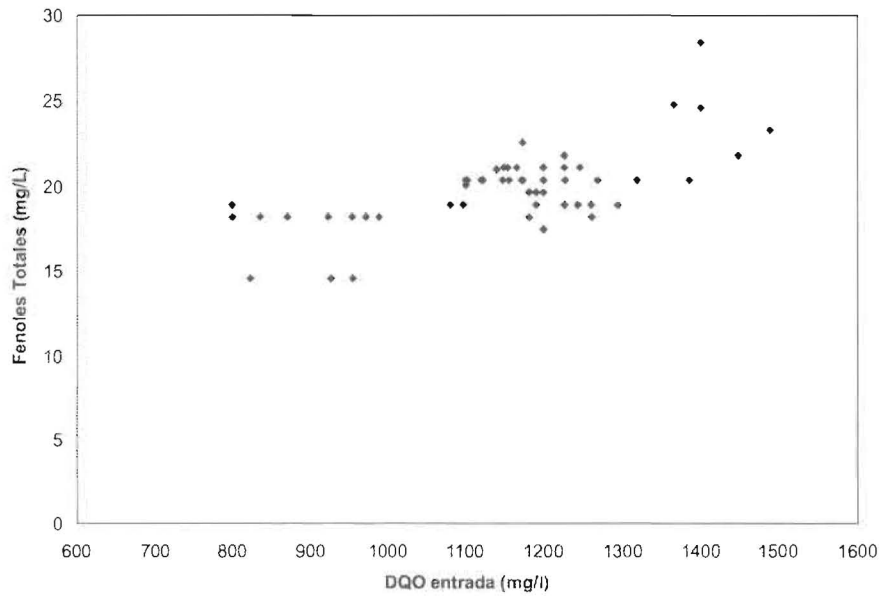


Figura 7. Relación entre la concentración de fenoles totales y la demanda química de oxígeno (DQO) para el tratamiento de aguas de producción de petróleo liviano (APPL).

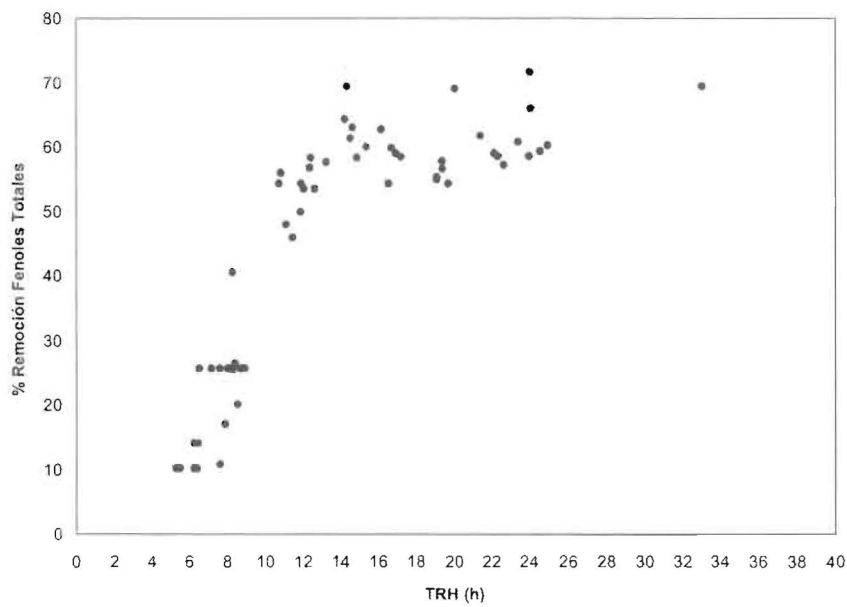


Figura 8. Remoción de fenoles totales encontrado en el tratamiento de las aguas de producción de petróleo liviano (APPL) durante los diferentes tiempos de retención hidráulicos (TRH).

ción anaeróbica de las APPL está influenciada con el TRH aplicado en los reactores UASB.

Conclusiones

El TRH óptimo en el sistema UASB tratando las aguas de producción provenientes de la ex-

tracción de petróleo liviano en condiciones mesofílicas fue 15 h, debido a que con ese tiempo se encontraron los mayores porcentajes de remoción tanto de la materia orgánica medida como DQO (mayor a 80%) como de fenoles (60%), además, porcentajes de metano en el biogás superiores a 80% y concentraciones muy bajas de ácidos

Tabla 3

Resultados del análisis de correlación múltiple entre algunos parámetros evaluados en este estudio, considerando un nivel de significancia $p < 0,05$ y $n=130$

Variable	TRH	DQO entrada	Carga orgánica	DQO salida	Remoción DQO	Biogás	Metano
THR	-	0,33	-0,80	-0,49	-0,53	-0,84	0,57
DQO entrada	-	-	NS	NS	0,18	-0,29	NS
Carga orgánica	-	-	-	0,84	-0,83	0,86	-0,85
DQO salida	-	-	-	-	-0,99	0,70	-0,87
Remoción DQO	-	-	-	-	-	-0,73	0,86
Biogás	-	-	-	-	-	-	-0,77
Metano	-	-	-	-	-	-	-

NS: no significativo.

grasos volátiles (menores 80 mg/L). Por otra parte, para los TRH menores a 10 h el sistema UASB no permitió que las bacterias metanogénicas transformaran los ácidos grasos volátiles producidos durante la degradación de la materia orgánica contenida en dicho sustrato, provocando así la inhibición del sistema de tratamiento.

Por otra parte, se recomienda una evaluación experimental durante un periodo de tiempo largo (>9 meses) bajo las condiciones óptimas encontradas en este trabajo, con la finalidad de confirmar que no existe intoxicación por acumulación de toxinas en el reactor.

Reconocimiento

Este trabajo fue financiado por el Consejo de Desarrollo Científico y Humanístico de La Universidad del Zulia (CONDES).

Referencias Bibliográficas

1. NALCO: Manual del agua su naturaleza, tratamiento y aplicaciones. Editorial McGrawHill, Tomo III 43, (1998) 1-20.
2. Peña Y. y Colina J.: "Análisis de opciones para el manejo de aguas efluentes patio de tanques Ulé". Gerencia Técnica Ingeniería de Procesos de Producción de PDVSA, (2000) 1-19.
3. Gaceta Oficial de la República de Venezuela Nro. 5021. Caracas, 18 de diciembre de 1995, Extraordinaria. Decreto N° 883 (1995).
4. Ruíz I., Álvarez J., Zapico M., Gómez M., Presas J. y Soto A.: " Tratamiento anaerobio de aguas residuales urbanas a temperatura ambiente en digestores UASB de laboratorio y planta piloto". VI Oficina e Seminario Latino-Americano de Digestao Anaerobia, 2, (2000) 29-32.
5. Macarie H.: "La digestión anaerobia una tecnología adecuada para el tratamiento de las aguas residuales de algunas industrias químicas y petroquímicas". IV Seminario-Taller Latinoamericano sobre tratamiento anaerobio de aguas residuales, (1996) 315-323.
6. Van Lier J., Tilche A., Ahring B., Macarie H., Moletta R., Dohanyos M., Hulshoff Pol L., Lens P. and Verstraete W.: "New perspectives in anaerobic digestion". Wat. Sci. Tech., 43, (2001) 1-18.
7. Rincón N., Chacín E., Marín J., Torrijos M., Moletta R., Fernández N.: "Treatment of oil-fields produced water in UASB reactors". En preparación.
8. Petróleo de Venezuela (PDVSA): "Exploración, producción y mejoramiento" (Capacidad de producción de hidrocarburos) (2001).
9. Owen W., Stuckey D., Healy J., Young L., McCarty P.: Bioassay for monitoring biochemical methane potential and anaerobic toxicity. Wat. Res., 13, (1979) 485-492.
10. APHA, AWWA, WEF: "Standard methods for the examination of water and wastewater",

- 20th ed. American Public Health Assoc., Washington, D. C. (1998).
11. Fernández N. "An examination of anaerobic treatment of wastewater from coffee industries. A thesis submitted to the School of Civil Engineering of the University of Birmingham for the degree of PhD", (1993) 1-150.
 12. Lin Chou W.: "Acclimatation and degradation of petrochemical wastewater components by methane fermentation". *Biotechnology and Bioengineering*, 8, (1978) 391-414.
 13. Kaspar H. and Wurhmann K.: Product inhibition in sludge digestion. *Microbiol. Ecol.* 4, (1978) 241-248.
 14. Speece, R.: "Anaerobic biotechnology for industrial wastewater treatment". *Envir. Sci. Technol.*, 17, (1983) 416-427.
 15. McCarty, P.: "Anaerobic waste treatment fundamental. Public works". 95(9), (1964) 107-116.
 16. Fang H., Chan O.: "Toxicity of phenol towards anaerobic biogranules". *Wat. Res.*, 31, (1997) 2229-2242.
 17. Kennes C., Mendez R., Lema J., Methanogenic degradation of p-cresol in batch and in continuous UASB reactors. *Wat. Res.*, 31, (1997) 1549-1554.
 18. Suidan M., Seikerka G., Kao S., Pfeffer J.: "Anaerobic filters for treatment of coal". *Gasification wastewater. Biotechnol. Bioeng.*, 25, (1983) 1581-1596.
 19. Sheldon J. B. Duff, Kevin J. Kennedy and Armanda J.: "Brady treatment of dilute phenol/PCP wastewaters using the upflow anaerobic sludge blanket (UASB) reactor". *Wat. Res.* 29, (1994) 645-651.
 20. Fang H., Member A. and Gong-Ming Z.: "Interaction of methanogens and denitrifiers in degradation of phenols". *Journal of Environmental Engineering*, 125, (1999) 57-63.
 21. Grosso J., Díaz M. y León G.: "Biodegradación de fenoles en aguas residuales de la industria petrolera". *Ciencia, Tecnología y Futuro*, 1, (1995) 5-14.

Recibido el 04 de Diciembre de 2001

En forma revisada el 18 de Junio de 2002