

UNIVERSIDAD NACIONAL JORGE BASADRE GROHMANN - TACNA

Facultad de Ciencias

Escuela Académico Profesional de Física Aplicada

Evaluación de la eliminación de CO_2 y H_2S por
endulzamiento de biogás usando soluciones
acuosas de alcanolaminas

TESIS

Presentado por:

Bach. JEAN LUI SALAZAR CUAILA

Para Optar el Título Profesional de:

LICENCIADO EN FÍSICA APLICADA

TACNA - PERÚ

2012

UNIVERSIDAD NACIONAL JORGE BASADRE GROHMANN – TACNA

FACULTAD DE CIENCIAS

TESIS 180

TÍTULO PROFESIONAL DE LICENCIADO EN
FÍSICA APLICADA

El secretario Académico Administrativo de la Facultad de Ciencias, certifica que mediante la resolución de Facultad N° 7196 - 2012 - FACI/UNJBG se ha designado como jurado calificador para la sustentación de la tesis: "EVALUACIÓN DE LA ELIMINACIÓN DE CO₂ Y H₂S POR ENDULZAMIENTO DE BIOGÁS USANDO SOLUCIONES ACUOSAS DE ALCANOLAMINAS", conformado por:

PRESIDENTE:	Msc. César Efraín Rivasplata Cabanillas
SECRETARIO:	Mgr. Eduardo Rodríguez Delgado
MIEMBRO:	Mgr. Jesús Alfredo Chacaltana García

Quienes calificaron el trabajo de tesis sustentado en acto público el día 18 de Setiembre del 2012, a las 18:12 horas, por el Bachiller JEAN LUI SALAZAR CUAILA, de la Escuela Académico Profesional de Física Aplicada, para optar el Título Profesional de Licenciado en Física Aplicada.

El jurado calificador en forma secreta e individual, se pronunció sobre el calificativo del trabajo expuesto, procedimiento a emitir el siguiente resultado:

Aprobado por unanimidad con el calificativo de SOBRESALIENTE, con nota de 17,6 (DIECISIETE COMA SEIS).

Para ratificar firma:




Msc. César Efraín Rivasplata Cabanillas

PRESIDENTE



Mgr. Eduardo Rodríguez Delgado

SECRETARIO



Mgr. Jesús Alfredo Chacaltana García

MIEMBRO

A mis padres Esther y Nicolás
por su apoyo y esfuerzo para
darme siempre lo mejor y
sobre todo por sus sabios
consejos enseñándome que
en la vida uno puede lograr
hacer lo que desea si es que
realmente lo desea hacer.

AGRADECIMIENTOS

Al Centro de Investigación en Mecatrónica Automotriz (CIMA) del Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, México, por haber hecho posible el desarrollo de esta investigación. Al Dr. José Ignacio Huertas y a todo el equipo de investigadores del CIMA por brindarme su apoyo, amistad, experiencia y consejos para mi desarrollo profesional.

Así mismo, a mis profesores y amigos Dr. José Ordoñez M., Mgr. Hugo Torres M., Mgr. José Tiburcio M., Msc. César Rivasplata C., Mgr. Eduardo Rodríguez D. y en general a todos los docentes que con su ejemplo me enseñaron que la Física más que una ecuación es una pasión.

ÍNDICE DEL CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	5
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	5
1.1 Planteamiento del problema	5
1.1.1. Antecedentes del problema	5
1.1.2. Problemática de la investigación	6
1.2 Formulación del problema	8
1.3 Importancia de la investigación	9
1.4 Alcances y limitaciones	10
1.5 Objetivos	12
1.5.1 Objetivo general	12
1.5.2 Objetivos específicos	12
1.6 Hipótesis	13
1.6.1 Hipótesis central	13
1.6.2 Hipótesis operacional	13
CAPÍTULO II	15
MARCO TEÓRICO	15
2.1 Antecedentes del estudio	15
2.2 Bases teóricas	17
2.2.1 Biogás	17
2.2.2 Generación de biogás	17
2.2.3 Determinación de la composición del biogás	21
2.2.4 Biodigestor	26
2.2.5 Efecto de presencia de H ₂ S	28
2.2.6 Efecto de presencia de CO ₂	31
2.2.7 Biogás y otros combustibles	32
2.2.8 Métodos de tratamiento de gases	35
2.2.9 Métodos para tratamiento de biogás	46
2.2.10 Método para la determinación de la capacidad de absorción del reactivo	67
2.2.11 Método aplicado al diseño experimental	76
2.2.12 Definición de términos	81

CAPÍTULO III	83
MARCO METODOLÓGICO	83
3.1 Tipo y diseño de la investigación	83
3.2 Operacionalización de las variables de estudio	85
3.3 Técnicas e instrumentos de recolección de datos	85
3.3.1 Recursos humanos	86
3.3.2 Recursos Materiales	86
CAPÍTULO IV	88
RESULTADOS	88
4.1 Presentación de resultados	88
4.1.1 Comportamiento de la absorción de CO ₂ y H ₂ S en biogás para diferentes concentraciones de MEA y DEA	89
4.1.2 Comportamiento de la absorción en CO ₂ puro para diferentes concentraciones de MEA y DEA	94
4.1.3 Capacidad de absorción de CO ₂ de MEA y DEA en función de su concentración en agua, evaluado en biogás y CO ₂ puro	97
4.1.4 Capacidad de absorción de H ₂ S de la MEA y DEA en función de su concentración en agua, evaluado en biogás	104
4.1.5 Eficiencias de absorción y masa absorbida de CO ₂ y H ₂ S de MEA y DEA evaluado en biogás	108
4.2 Análisis y discusión de resultados	118
4.2.1 Comportamiento de absorción de las alcanolaminas en biogás	118
4.2.2 Capacidad de absorción de las alcanolaminas en biogás	120
4.2.3 Eficiencia de absorción de las alcanolaminas en biogás	122
4.2.4 Comprobación de hipótesis	123
CAPÍTULO V	126
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	126
5.1 Conclusiones	126
5.2 Recomendaciones	128
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	129
ANEXOS	135

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Resultados del proyecto MOPESA	16
Tabla 2: Condiciones de funcionamiento típicas en un biodigestor	21
Tabla 3: Alternativas de medición de concentración	23
Tabla 4: Composición típica, medida y deseada del biogás	25
Tabla 5: Tipos, características y costo de las aminas	57
Tabla 6: Capacidad de absorción de CO ₂ de la monoetanolamina en función de su concentración en agua, evaluado en biogás	98
Tabla 7: Capacidad de absorción de CO ₂ de la monoetanolamina en función de su concentración en agua, evaluado en CO ₂ puro	98
Tabla 8: Capacidad de absorción de CO ₂ de la dietanolamina en función de su concentración en agua, evaluado en biogás	101
Tabla 9: Capacidad de absorción de CO ₂ de la dietanolamina en función de su concentración en agua, evaluado en CO ₂ puro	101
Tabla 10: Capacidad de absorción de H ₂ S de la monoetanolamina en función de su concentración en agua, evaluado en biogás	105
Tabla 11: Capacidad de absorción de H ₂ S de la dietanolamina en función de su concentración en agua, evaluado en biogás	105
Tabla 12: Masa absorbida de CO ₂ y H ₂ S por la monoetanolamina evaluado en biogás	113
Tabla 13: Masa absorbida de CO ₂ y H ₂ S por la dietanolamina evaluado en biogás	113
Tabla 14: Equivalencias energéticas del biogás y biometano	146
Tabla 15: Estudio característico de los métodos de eliminación de CO ₂ y H ₂ S	157

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Proceso de generación de biogás	20
Figura 2: Instrumentos de medición de concentración de biogás	24
Figura 3: Modelos de biodigestores	28
Figura 4: Efectos del H ₂ S	29
Figura 5: Cilindros de GNC	35
Figura 6: Etapas del proceso de absorción química	39
Figura 7: Funcionamiento del sistema de membranas	44
Figura 8: Tecnologías para remoción de gases ácidos	47
Figura 9: Proceso Redox	50
Figura 10: Mecanismo de adsorción por medio de carbón activado	52
Figura 11: Diferentes tipos de aminas	53
Figura 12: Funcionamiento de la tecnología de calcinación/carbonatación	66
Figura 13: Diseño experimental para la evaluación en campo con biogás	78
Figura 14: Diseño experimental para la evaluación en el laboratorio con CO ₂ puro	80
Figura 15: Esquema de la metodología de trabajo	84
Figura 16: Esquema del montaje experimental	84
Figura 17: Comportamiento de la absorción de CO ₂ en biogás para diferentes concentraciones de MEA	90
Figura 18: Comportamiento de la absorción de H ₂ S en biogás para diferentes concentraciones de MEA	91
Figura 19: Comportamiento de la absorción de CO ₂ en biogás para diferentes concentraciones de DEA	92
Figura 20: Comportamiento de la absorción de H ₂ S en biogás para diferentes concentraciones de DEA	93
Figura 21: Comportamiento de la absorción en CO ₂ puro para diferentes concentraciones de MEA	95
Figura 22: Comportamiento de la absorción en CO ₂ puro para diferentes concentraciones de DEA	96
Figura 23: Capacidad de absorción de CO ₂ de la monoetanolamina evaluado en biogás	99

Figura 24: Capacidad de absorción de CO ₂ de la monoetanolamina evaluado en CO ₂ puro	100
Figura 25: Capacidad de absorción de CO ₂ de la dietanolamina evaluado en biogás	102
Figura 26: Capacidad de absorción de CO ₂ de la dietanolamina evaluado en CO ₂ puro	103
Figura 27: Capacidad de absorción de H ₂ S de la monoetanolamina evaluado en biogás	106
Figura 28: Capacidad de absorción de H ₂ S de la dietanolamina evaluado en biogás	107
Figura 29: Eficiencia de absorción de CO ₂ de la monoetanolamina evaluado en biogás	109
Figura 30: Eficiencia de absorción de CO ₂ de la dietanolamina evaluado en biogás	110
Figura 31: Eficiencia de absorción de H ₂ S de la monoetanolamina evaluado en biogás	111
Figura 32: Eficiencia de absorción de H ₂ S de la dietanolamina evaluado en biogás	112
Figura 33: Masa absorbida de CO ₂ por la MEA y su capacidad de absorción evaluado en biogás	114
Figura 34: Masa absorbida de H ₂ S por la MEA y su capacidad de absorción evaluado en biogás	115
Figura 35: Masa absorbida de CO ₂ por la DEA y su capacidad de absorción evaluado en biogás	116
Figura 36: Masa absorbida de H ₂ S por la DEA y su capacidad de absorción evaluado en biogás	117
Figura 37: Método numérico	137
Figura 38: Area bajo la curva lineal	138
Figura 39: Area bajo la curva exponencial	139
Figura 40: Area entre dos curvas	140
Figura 41: Curva que representa la Función de Wiebe	143
Figura 42: Esquema del proceso de endulzamiento de gas natural	151
Figura 43: Torres de absorción	152

RESUMEN

En el presente trabajo se presenta un hidrocarburo que cada vez toma mayor importancia a nivel mundial, conocido como “biogás”, con miras a utilizarlo como combustible en motores de combustión interna (MCI) para generar energía eléctrica. Para la factibilidad de esta aplicación, el biogás debe pasar previamente por un proceso de endulzamiento para eliminar el ácido sulfhídrico (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2), dos de los gases ácidos que componen el biogás, los cuales tienen propiedades corrosivas que afectan a los MCI, nocivos para la salud humana y el medio ambiente.

Se conocen variedad de métodos y procesos utilizados para endulzar biogás; pero a mediana escala estos se vuelven poco eficientes, muy costosos o poco rentables, es de ahí que nace la idea de aplicar un proceso muy conocido en la industria de endulzamiento de gases de refinería, basado en soluciones acuosas de alcanolaminas (también conocidas como aminas), haciéndose la siguiente cuestión: “¿Será posible que las aminas puedan eliminar el H_2S y CO_2 presentes en el biogás?”.

Para comprobarlo se diseñó un método que fue llamado “método de burbujeo” mediante el cual se pone en contacto íntimo los gases ácidos con la solución de amina, permitiendo la absorción de dichos gases. Se evaluó la capacidad de absorción de las alcanolaminas Monoetanolamina (MEA) y Dietanolamina (DEA), en flujos de biogás y CO₂ puro. Mediante el uso de métodos matemáticos se encontró que se requiere una concentración de MEA alrededor del 25% para eliminar 362 gCO₂/kgMEA y con la misma concentración se remueve 4 gH₂S/kgMEA en flujos de biogás. Así mismo, con 10% de DEA se puede absorber 3 gH₂S/kgDEA y 132 gCO₂/kgDEA del biogás. De esta manera, se presenta a la monoetanolamina como el mejor absorbente a utilizar en el proceso de endulzamiento de biogás.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo industrial y de la tecnología ha llevado consigo un gran consumo de energía eléctrica proveniente de fuentes fósiles que al combustionar emiten gases de efecto invernadero (GEI) cuyos efectos se manifiestan en la actualidad, producto de ello es el deterioro de los ecosistemas y el cambio climático anómalo. Frente a estos fenómenos el mundo entero se ha visto en la necesidad de buscar maneras de generar energía eléctrica que no contaminen y que puedan renovarse, es así como a mediados del siglo XX las energías renovables empiezan a jugar un papel importante en la economía energética de la sociedad.

Se han realizado diversas investigaciones que permitieron desarrollar tecnologías en el ámbito de la energía solar, eólica, biomasa, mareomotriz, geotérmica, etc. A pesar de este gran desarrollo científico y tecnológico no se ha podido abastecer el consumo energético de la población mundial en forma equitativa. Esto se debe a que algunas tecnologías existentes demandarían de inmensas áreas de emplazamiento si se desea proveer toda la energía que requiere una nación, sin embargo, recientemente ha ido surgiendo un nuevo enfoque para la generación de energía eléctrica. Este enfoque consiste en

interconectar las miles de pequeñas y medianas plantas eléctricas alimentadas por fuentes de energías renovables, a las redes eléctricas regionales y nacionales. De esta manera y a pesar que existen algunos inconvenientes normativos por resolver, se considera a cada tipo de energía limpia y renovable como una fuente importante que no se debe menospreciar, por el contrario, que amerita un estudio de factibilidad y rentabilidad.

Esta idea ha permitido que las zonas más alejadas a la ciudad, que en su mayoría se dedican a la agricultura y/o ganadería, puedan ser productores de su propia energía al emplazar biodigestores de gran capacidad en sus granjas para producir biogás, el cual es conducido a un motor de combustión interna que acoplado a un generador eléctrico va generando energía eléctrica para el autoconsumo. Claros ejemplos a mediana escala los encontramos en las granjas “La Joya” y “La Estrella” en los estados de Puebla y Guanajuato respectivamente (Huertas et al, 2010), en México, y sistemas a pequeña escala como en la Finca Casa Blanca en Lima, Perú (Díaz, 2011).

El biogás, producto de la descomposición anaerobia de materia orgánica dado en los biodigestores, está compuesto de varios gases en

diferentes concentraciones, en promedio se tiene metano (60%), dióxido de carbono (40%) y otros gases trazas como ácido sulfhídrico (5000 ppm), vapor de agua, nitrógeno, entre otros (Llaneza, 2010). Para su uso en los MCI se deben eliminar previamente los componentes ácidos del biogás, como el CO_2 y el H_2S , causantes de problemas de corrosión en el interior del motor y de la disminución de la potencia en su salida.

Existen diversos métodos y/o materiales que permiten remover los componentes ácidos del biogás, el cual dependerá de diversos factores técnicos y económicos. Con este trabajo se hace un estudio sobre purificación de gases, se describe las ventajas y desventajas de cada método y se opta por usar soluciones de alcanolaminas para evaluar su comportamiento en el endulzamiento de biogás.

Esta investigación se realizó dentro del marco del proyecto: "Removal of H_2S and CO_2 from Biogas by Amine Absorption" ejecutado por el Centro de Investigación en Mecatrónica Automotriz – CIMA del Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, Campus Toluca; proyecto que está bajo la dirección del Dr. José Ignacio Huertas quien es además director del CIMA.

A través de este trabajo se da a conocer las características y propiedades del biogás, haciendo énfasis en la manera en que se pueda endulzar con una solución acuosa de monoetanolamina. Se divide en varios capítulos, mostrándose en el capítulo I la importancia que conlleva el desarrollo de la investigación, visto desde una perspectiva social, económica y ambiental, así como los objetivos a alcanzar y la hipótesis planteada. En el capítulo II se presenta los conceptos esenciales que llevan a entender cómo es que se genera el biogás, de qué está compuesto, así como sus beneficios y sus limitaciones, resaltando los métodos de purificación de gases usados comúnmente. En el capítulo III se describe la metodología usada en el desarrollo de la presente investigación, la cual consta de dos partes: una teórica y otra experimental. En el capítulo IV se presentan los resultados encontrados, estableciendo finalmente en el capítulo V las conclusiones y recomendaciones respectivas.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del problema

1.1.1. Antecedentes del problema

Los sistemas de biodigestión junto a la producción de energía eléctrica a base de biogás son tecnologías aún prematuras a nivel nacional, existiendo 106 biodigestores (en 15 departamentos) con predominio en modelos artesanales chinos en todo el Perú (Tardillo, 2008). No obstante, en el plano internacional, la producción de biogás a nivel industrial está en constante investigación para mejorar la eficiencia de producción y generación de potencia en plantas termoeléctricas mediante el uso de MCI. El tratamiento aplicado al biogás para la obtención de biometano ha sido desarrollado de diferentes maneras, encontrándose trabajos realizados en el Centro de Estudios de Tecnología Energéticas Renovables, La Habana, Cuba, otros realizados por el Ministerio de Ciencia e Innovación del Gobierno de España, en España, por el Consejo Mexiquense de

Ciencia y Tecnología, en México y por el Grupo AquaLimpia Consultores en Alemania.

Aun así ésta problemática no ha sido investigada desde un enfoque similar, o por lo menos no se encuentra disponible amplia información sobre el tema. Por otro lado, el método elegido para purificar biogás en esta investigación es uno de los métodos más conocidos y utilizados en la industria petroquímica, para la producción de dióxido de carbono puro, hidrógeno puro, purificación de gas natural, entre otros, más no se conoce su aplicación en biogás ni el comportamiento de absorción de las alcanolaminas en este hidrocarburo.

1.1.2. Problemática de la investigación

El biogás, producto de la descomposición de materia orgánica, es un gas combustible, el cual, si se purifica y direcciona a través de un sistema de conducción adecuado puede ser usado para cocción de alimentos, calefacción y las múltiples aplicaciones que tiene el gas natural. Sin embargo, el uso del biogás en cualquier aplicación se ve limitado por el alto contenido de dióxido de carbono y

sulfuro de hidrógeno (Horikawa, M.S; Rossi, ML & C.M.M, 2004). El contenido energético del biogás es proporcional a su concentración de metano (CH_4). Para poder ser usado en los MCI se recomienda una concentración de CH_4 mayor al 90% (Harasimowicz et al, 2007). Esto implica la reducción del contenido de los gases ácidos del biogás tales como el CO_2 a menos del 10% debido a que reduce el poder calorífico del mismo a la vez que genera problemas ambientales y de salud, y la reducción del H_2S a menos de 100ppm (Marchaim, 1992 & Gosh, 2007), evitando así que el H_2S cause corrosión en las partes metálicas del interior del motor.

Para endulzar el biogás existen varios métodos, algunos eficientes removiendo H_2S , otros eliminando CO_2 , algunos fáciles de instalar mientras otros son grandes sistemas que requieren una fuerte inversión económica. Para la selección y aplicación del método más adecuado para el tratamiento de un gas se debe tener en cuenta el flujo volumétrico, el tipo de gas a purificar, el porcentaje de remoción requerido, la disposición del reactivo saturado o la viabilidad de regenerarlo, la recuperación de componentes valiosos y los recursos disponibles (Treybal, 1996). Sin embargo, las empresas o personas individuales que utilizan biogás para producir energía

eléctrica, sólo se preocupan por la eliminación del H_2S que reduce la vida de los MCI, subestimando el daño que puede provocar la liberación del CO_2 al ambiente.

Por lo tanto, tomando en consideración la literatura encontrada sobre endulzamiento de gas natural, donde se usan soluciones de alcanolaminas y luego de un exhaustivo estudio de las metodologías existentes para la purificación de gases, se opta por la evaluación de la eliminación de CO_2 y H_2S del biogás usando soluciones acuosas de alcanolaminas tales como monoetanolamina y/o dietanolamina, las cuales pueden eliminar ambos componentes ácidos de un flujo de gas amargo. Cabe mencionar que no existen trabajos que reporten la capacidad de absorción de gases ácidos de las alcanolaminas en flujos de biogás, siendo éste el punto fundamental a investigar.

1.2 Formulación del problema

En vista del estado de desarrollo de los métodos de purificación de biogás para su uso en motores de combustión interna nos planteamos el problema de investigación con la siguiente pregunta:

¿Es posible aplicar un método que sea tecnológicamente factible, que nos permita eliminar el CO₂ y H₂S del biogás por endulzamiento con alcanolaminas?

1.3 Importancia de la investigación

El proyecto de investigación se realiza en el ámbito de las energías renovables, ante el incremento de la demanda de energía a nivel mundial al igual que la contaminación, una pequeña contribución para fomentar la producción y utilidad del biogás, el hidrocarburo que puede llegar a suplir al gas natural si se le hace un adecuado endulzamiento a través de soluciones acuosas de alcanolaminas, método que además cumple con la economía del proceso, es decir, que la sustancia absorbente usada puede ser recuperada y reutilizada. Además reduce los costos de purificación de biogás al realizarse la absorción en un solo proceso y ya no en dos procesos por separado como los métodos convencionales.

Con el presente proyecto se presenta al ámbito energético del país y del mundo un modesto aporte de cómo endulzar biogás usando alcanolaminas, con miras a la generación de electricidad entre otras aplicaciones industriales y domésticas, haciendo del biogás un

hidrocarburo combustible aún más interesante y competitivo con respecto a los combustibles fósiles.

Siendo el biogás un gas resultante de la descomposición de materia orgánica, su producción fomentará una conciencia ambiental en la comunidad, evitando así la emisión deliberada de gases de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera al reciclar la basura orgánica separándola de la inorgánica, eliminando la quema de basura y la degradación al aire libre de excrementos de animales en las granjas pecuarias. Por otro lado, al endulzar biogás se evita que al generar energía eléctrica o usándolo como combustible directamente, se libere el CO_2 presente en él a la atmósfera, como el H_2S que produce problemas de salud al ser humano

1.4 Alcances y limitaciones

El éxito de esta investigación radica en la demostración de la aplicación de las alcanolaminas en el proceso de endulzamiento de biogás, ofreciendo a la comunidad científica e industrial una tecnología útil para potenciar la absorción de gases ácidos, expresado en gramos de CO_2 (ó H_2S) por kilogramo de amina usada. Además, con esta

investigación se desea impulsar el desarrollo del biogás en la región, a nivel nacional e internacional, en cuanto a su producción y su posterior aplicación en la generación de energía eléctrica, siendo una ayuda importante en el diseño de torres de absorción de estos gases ácidos presentes en el biogás.

Este trabajo se enfoca en la evaluación de las aminas en flujos de biogás, haciendo énfasis en la absorción de CO_2 por la monoetanolamina, por dos razones importantes: el CO_2 es el componente de mayor concentración en el biogás en comparación al H_2S y por otro lado la monoetanolamina es el reactivo de menor costo en comparación con la dietanolamina (ver tabla 5).

En este trabajo solo se presenta la factibilidad del endulzamiento de biogás usando soluciones acuosas de alcanolaminas, analizando la capacidad de absorción de las aminas por el método de burbujeo propuesto en un solo ciclo, es decir, sin haber regenerado la amina saturada, sólo se envasó la solución y luego se desechó en un lugar apropiado. Tampoco se realiza ningún estudio de rentabilidad, quedando pendiente para futuras investigaciones.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo general

Cuantificar la capacidad de absorción de CO_2 y H_2S de los absorbentes monoetanolamina y/o dietanolamina, probado tanto en flujos de biogás en el campo como en flujos de CO_2 puro en laboratorio.

1.5.2 Objetivos específicos

- Evaluar el comportamiento de la monoetanolamina y dietanolamina en el proceso de endulzamiento de biogás.
- Diseñar la metodología para poder llevar a cabo la toma de datos experimentales en el campo como en el laboratorio.
- Determinar el modelo matemático óptimo para el análisis del comportamiento del absorbente.

1.6 Hipótesis

1.6.1 Hipótesis central

Es posible aplicar un método que sea tecnológicamente factible, que nos permita eliminar el CO_2 y H_2S del biogás por endulzamiento con soluciones acuosas de monoetanolamina y/o dietanolamina, obteniendo una concentración de metano mayor a 90%.

1.6.2 Hipótesis operacional

Hipótesis operacional A.-

La capacidad de absorción de la MEA y DEA depende de su grado de dilución en agua, siendo directamente proporcional.

Hipótesis operacional B.-

Es posible que la capacidad de absorción de CO_2 con alcanolaminas evaluado en flujo de biogás tenga diferente comportamiento que al evaluarlo en flujo de CO_2 puro, puesto que el biogás contiene H_2S que también reacciona con el absorbente disminuyendo su tiempo de saturación.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes del estudio

Las concentraciones de CO_2 y H_2S en las soluciones de aminas son sensibles al cambio de presión y temperatura, lo que impide su análisis cuantitativo por métodos de medición de gases convencionales. Es por ello que no se encuentra vasta información sobre la capacidad de absorción de CO_2 y H_2S de las aminas ni mucho menos aplicado al biogás.

El único proyecto encontrado, al cual se tuvo acceso a la información gracias a que la presente tesis se desarrolló en el centro de investigación que llevó a cabo este proyecto, está titulado como “Filtración de CO_2 y H_2S presentes en el biogás usado en plantas eléctricas de potencia” (conocido como Proyecto MOPESA), realizado en México, en asociación del Tecnológico de Monterrey y el Consejo Mexiquense de Ciencia y Tecnología – COMECYT, con participación de la empresa mexicana Motores Power S.A., en el año 2010. Este proyecto tuvo como objetivo

diseñar, construir y evaluar un filtro para biogás usando soluciones acuosas de alcanolaminas el cual es un método reversible. La presente investigación toma como referencia los resultados encontrados con respecto a la absorción de las alcanolaminas al término de la ejecución del proyecto MOPESA, proyecto que fue desarrollado por el CIMA, el cual viene actualmente investigando la capacidad de absorción de gases ácidos de las aminas con miras a una publicación científica. Aquello permitió el desarrollo de esta investigación con el objetivo de ratificar los resultados encontrados, volviéndolos a analizar pero aplicando otro método de análisis (método analítico). Aquellos resultados se muestran en la tabla 1, concluyendo que la concentración que optimiza la capacidad de absorción de H₂S para la MEA es 25% y para la DEA es 10%.

Tabla 1: Resultados del proyecto MOPESA.

%	MEA		DEA	
	H ₂ S (gH ₂ S/kgMEA)	CO ₂ (gCO ₂ /kgMEA)	H ₂ S (gH ₂ S/kgMEA)	CO ₂ (gCO ₂ /kgMEA)
5	4,25	326,8	--	--
10	3,57	186,0	2,83	147,7
15	--	182,2	3,02	132,2
20	--	267,1	2,63	110,6
25	4,15	299,7	--	--

Fuente: Huertas et al, (2010)

2.2 Bases teóricas

2.2.1 Biogás

El biogás es un combustible de mediano contenido energético (~22MJ/kg), obtenido como producto de la descomposición anaerobia de materia orgánica, que se da en forma natural en pantanos, estómagos de rumiantes, etc, o de manera artificial en sistemas llamados biodigestores.

2.2.2 Generación de biogás

La generación de biogás se da a través de un proceso biológico de digestión que involucra a diferentes poblaciones de microorganismos (bacterias hidrolíticas, bacterias fermentativas y bacterias metanogénicas), distinguiéndose tres fases que actúan simultáneamente degradando la materia residual (Saico, 2003):

A. Hidrólisis y Acidogénesis

En esta etapa existen variedades de bacterias aeróbicas que actúan sobre los componentes orgánicos del sustrato, hidrolizándolas (las descomponen mediante agua) en compuestos orgánicos solubles. De esta forma los carbohidratos se convierten en azúcares simples; las grasas en ácidos grasos y glicerol, y las proteínas se desdoblán en polipéptidos y aminoácidos, liberando también CO_2 y H_2 (Cairó, 1988). Inmediatamente después, las bacterias acidófilas presentes convierten los productos de la hidrólisis en ácido acético (CH_3COOH) y otros ácidos orgánicos. Estas bacterias consumen parte del oxígeno soluble en los sustratos produciendo así un medio anaerobio que es necesario para las fases venideras.

B. Acetogénesis y Homoacetogénesis

Los productos finales de la etapa anterior son transformados en acetato, hidrógeno y CO_2 por un grupo de bacterias facultativas que aportan aproximadamente el 54% del hidrógeno que se utilizará en la formación de metano por las bacterias metanogénicas. En la

homoacetogénesis ocurre igualmente la formación de acetato, pero autotróficamente, a partir de hidrógeno y dióxido de carbono; así también se forman otras sustancias orgánicas como alcoholes y ácido sulfhídrico (H_2S).

C. Metanogénesis

Es en este punto del proceso donde actúan las bacterias metanogénicas, degradando estos ácidos y alcoholes, obteniéndose como producto final gas metano (CH_4). Estas bacterias son estrictamente anaerobias que no crecen en presencia de oxígeno molecular, ni en presencia de compuestos que fácilmente liberen oxígeno y con un rango de pH óptimo entre 7,2 a 8,2. Este grupo de bacterias tienen tasas de crecimiento muy lentas, razón por la cual se considera que su metabolismo es un factor limitante del tratamiento anaerobio. Para la producción de metano las bacterias metanogénicas utilizan sustratos como hidrógeno, dióxido de carbono y ácido acético, pero también existen especies que utilizan metanol, ácido fórmico, metilaminas o monóxido de carbono (Montes, 2008).

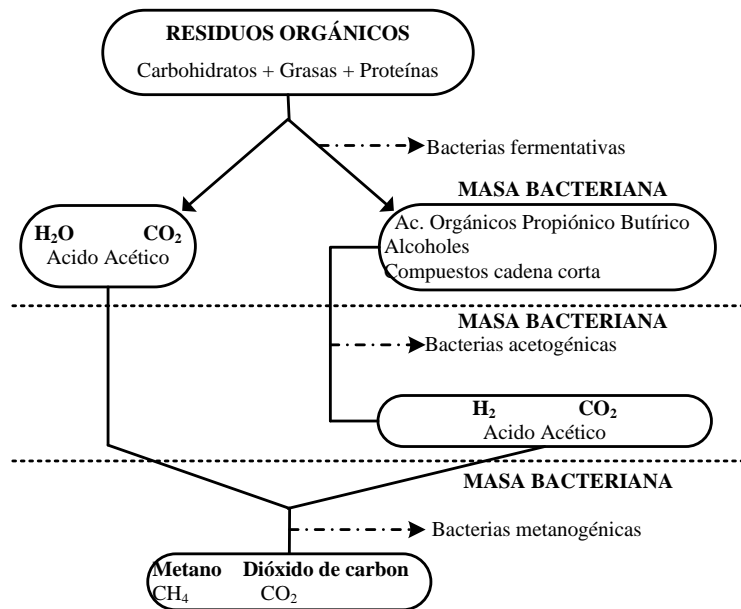


Figura 1: Proceso de generación de biogás. Diferentes bacterias interactúan procesando la materia orgánica para generar un combustible de mediano contenido energético. Fuente: Hilbert, (2008).

La generación de biogás destinado a la producción de energía eléctrica es un proceso controlado bajo ciertas condiciones de operación las cuales se muestran en la tabla 2.

Tabla 2: Condiciones de funcionamiento típicas en un biodigestor.

Parámetro	Valor
Temperatura adecuada de funcionamiento	20 - 35°C
Tiempo de retención	40 - 100 días
Presión de Operación	1 psi g. La alimentación al motor se da por la succión del mismo
Generación de biogás	0,3 - 0,5 m ³ de biogás por m ³ de digestor
	0,2 - 0,4 m ³ de biogás por kg de biomasa seca
Producción para una vaca	9 a 15 kg de estiércol/día = 0,4 m ³ gas/día
Producción para un cerdo	2 a 3 kg de estiércol/día = 0,15 m ³ gas/día

Fuente: Silva, (2007)

2.2.3 Determinación de la composición del biogás

La composición del biogás varía dependiendo de la materia orgánica degradada, las condiciones del sistema y procesos utilizados para la producción del mismo. Es por ello que se debe realizar un diagnóstico adecuado de la composición típica de este combustible. Esta etapa es clave en todo proyecto destinado a la generación de electricidad con biogás. La tabla 3 compara los métodos de medición más adecuados para la determinación de

concentración en gases. Para la selección de la mejor alternativa de medición se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- Facilidad para la medición en campo.
- Exactitud y precisión.
- Medición simultánea de varios componentes.
- Bajo costo.

Se ha observado que las concentraciones de H₂S en las soluciones de aminas son muy sensibles a la presión y temperatura, lo que hace de los análisis por espectrofotometría o cromatografía no apropiados para esta aplicación, por ello hasta ahora no se ha podido reportar la capacidad de absorción de H₂S y CO₂ de las aminas (Huertas et al, 2010).

Tabla 3: Alternativas de medición de concentración

Método de medición	Funcionamiento	Ventajas	Desventajas
Química analítica Titulación con yodo Absorción con azul de metileno	Absorción del gas de interés. Tratamiento del precipitado con solución intermedia. Titulación y medición por cambio de color.	Medición precisa a bajas concentraciones.	Medición en laboratorio. Proceso complicado y lento.
Espectro-fotometría	Medición de la cantidad de luz absorbida de los componentes. Comparación con solución estándar.	Ampliamente utilizado. Precisión y exactitud.	Medición en laboratorio.
Cromatografía	Se impulsa la muestra de un gas por medio de un gas portador. La muestra pasa por una columna y se mide el tiempo de retención que es particular para cada gas.	Precisión y exactitud Separación de los componentes del gas de la muestra.	Altos costos. Medición en laboratorio.
Analizadores portátiles de gas	Se hace pasar una muestra de gas a través de un sistema de medición. Se toma lectura de la concentración de la muestra.	Método simple de medida. Precisión.	Bajos rangos de medida. Costos moderados.

Fuente: Huertas et al, (2010)

Por lo expuesto, se puede afirmar que los analizadores portátiles de gas son la mejor opción a utilizar para el análisis de la concentración típica de biogás antes y después del proceso de endulzamiento por las aminas. Los que se encuentran disponibles en el mercado son:



Figura 2: Instrumentos de medición de concentración de biogás.

Fuente: Huertas et al, (2010).

En la tabla 4 se muestra lo encontrado en literatura respecto a la composición típica del biogás proveniente de diversas fuentes, la composición medida y la composición deseada para aplicación en motores de combustión interna.

Tabla 4: Composición típica, medida y deseada del biogás, en función del substrato utilizado.

Gases	Desechos agrícolas	Lodos de depuradora	Desechos industriales	Gas de vertedero	Composición deseada
CH₄	50-80%	50-80%	50-70%	46-65%	>90%
CO₂	30-50%	20-50%	30-50%	34-55%	<10%
Vapor de agua	Saturado	Saturado	Saturado	Saturado	Irrelevante
H₂	0-2%	0-5%	0-2%	0-1%	Irrelevante
H₂S	100 - 7000ppm	0-1%	0-8%	0,5-1000ppm	<100ppm
NH₃	Trazas	Trazas	Trazas	Trazas	Irrelevante
CO	0-1%	0-1%	0-1%	Trazas	Irrelevante
N₂	0-1%	0-3%	0-1%	0-20%	Irrelevante
O	0-1%	0-1%	0-1%	0-5%	Irrelevante
Comp. orgánicos	Trazas	Trazas	Trazas	5ppm (terpenos, esteros)	Irrelevante

Fuente: Costa & Devadder, (2007); Tsagarakis & Papadogiannis, (2006); Montes, (2008).

Se debe tener en cuenta que las mediciones que se realizan de la composición de biogás están sujetas a condiciones como las siguientes:

- Lugar de ubicación del biodigestor.
- Época del año en la que se hace la medición.
- Tiempo de permanencia del material orgánico en el biodigestor.
- Temperatura ambiente.

2.2.4 Biodigestor

Es un tipo de bioreactor en condiciones anaerobias diseñado para propiciar un ambiente adecuado a las bacterias que degradan la materia orgánica convirtiéndolo finalmente en biogás y dejando efluentes utilizados como fertilizantes agrícolas.

A. Tipos de biodigestores

La siguiente clasificación es según el periodo de alimentación (Schlaefli, 2010):

➤ Sistema discontinuo

Conocidos también como de carga fija ya que se carga sólo una vez en forma total y luego se cierra herméticamente por unos 20 o 50 días, donde se descarga después que deje de producir gas. El modelo tipo Batch es el más conocido de este sistema.

➤ Sistema Semicontinuo

Son pequeños o de mediana escala, de uso urbano o rural. Presenta buena eficiencia de producción de biogás diaria. Los modelos que destacan en este sistema son el tipo Hindú, el tipo Chino y otro de menor costo del tipo manga de polietileno.

➤ Sistema Continuo

Tienen flujo constante de biomasa activa en su interior. Son grandes sistemas sofisticados, donde emplean equipos comerciales para alimentarlos, darles calefacción, agitación y control.



Figura 3: Modelos de biodigestores. De izquierda a derecha se tiene el modelo chino, modelo manga de geomembrana y una planta de biometano. Fuente: Servicios Manufactureros, (consultado en Enero 2012).

2.2.5 Efecto de presencia de H_2S

El ácido sulfhídrico en su estado gaseoso forma parte del biogás, presentando propiedades corrosivas en contra de partes metálicas. El H_2S destruye metales no ferrosos o aparatos con partes metálicas no ferrosas, tales como reguladores de presión, medidores de gas, válvulas y griferías (Valdivia, 2001). La corrosión inducida por la presencia de H_2S se presenta cuando el metal entra en contacto

con el H_2S y reacciona formando sulfuros de hierro e hidrógeno atómico (Gosh, 2007) provocando desgaste sobre la pieza, opacando su color y formando grietas en la superficie como se muestra en los dientes de la parte inferior del engrane de bronce que se muestra en la figura 4.



Figura 4: Efectos del H_2S . Asientos de válvulas, engrane de bronce y cabezas de pistón atacadas por H_2S . Fuente: Huertas et al, (2010).

Para la aplicación en MCI, según Marchaim (1992), Muche & Zimmermann (1985), Kapdi, Vijay, Rajesh, & Prasad (2007), la presencia del H_2S genera ciertos efectos perjudiciales como:

- La fisuración bajo tensión por sulfuros (SSC) es el mecanismo más común de corrosión que se produce por el contacto del metal con H_2S .
- Fallas en el sistema de encendido del vehículo ocasionando paros y detenciones no previstas.
- Disminución entre 10 y 15% del tiempo de servicio de los motores.
- Disminución del tiempo entre cambios de aceite el cual contiene inhibidores de corrosión y de azufre. El aceite se torna ácido, sus propiedades cambian perdiendo la capacidad de lubricación convirtiéndose en un agente que promueve la corrosión.
- Bajo condiciones de operación continuas, el intervalo entre cambios de aceite se reduce entre 200 y 250 horas.

- Como producto de combustión el SO_2 combinado con vapor de agua, corroe considerablemente el sistema de escape de los motores.
- En otras aplicaciones como estufas y quemadores, se pueden generar daños graves en la chimenea.

Diferentes trabajos han especificado que para un adecuado funcionamiento del motor de combustión el nivel de H_2S debe permanecer por debajo de las 100ppm. Adicionalmente, el H_2S contribuye a la formación de dióxido de azufre (SO_2) producido durante la combustión, el cual es precursor de la lluvia ácida (Marchaim, 1992). Finalmente, el H_2S modifica el pigmento rojo de la sangre del ser humano, tornándola café hasta verde oliva, dificultando el transporte de oxígeno provocando así una asfixia interna (Valdivia, 2001).

2.2.6 Efecto de presencia de CO_2

El CO_2 es un gas inerte que tiene un poder calorífico nulo, lo que disminuye el poder calorífico del biogás de acuerdo a su

porcentaje de concentración (Aranzabe & Ciria, 2004). Esta reducción repercute en la salida de potencia del sistema de generación de energía. Como se muestra en la tabla 4, el contenido de CO_2 es bastante alto por lo que se considera necesaria su disminución a niveles inferiores a 10% con el fin de incrementar la presencia de CH_4 en el combustible y así mejorar la potencia del sistema de generación de energía eléctrica. Por otro lado, el CO_2 al ser un gas inerte es liberado en su totalidad al medio ambiente, dando cabida al incremento del cambio climático, el efecto invernadero y provocando serios problemas en la salud de las personas.

2.2.7 Biogás y otros combustibles

Una de las preguntas más frecuentes sobre el biogás, es ¿A qué cantidad correspondería una cantidad dada de biogás en comparación con los otros gases comerciales, en especial el GLP (gas licuado del petróleo) y el gas natural?, ¿Con cuánto biogás reemplazo un cilindro de GLP de X tamaño, o a cuánto gas natural equivale, etc.? Para responder estas preguntas se debe realizar cálculos para conocer el poder calorífico, índice de Wobbe, y otras características de estos gases y así poder establecer equivalencias

(TecProvider, 2002). El poder calorífico de una mezcla de gases se define de acuerdo a la ecuación 1 (Huertas et al, 2010).

$$\text{LHV} = \sum_{i=1}^n (\text{fm}_i \cdot \text{LHV}_i) \quad (1)$$

Donde:

fm_i	Fracción másica del componente i
LHV_i	Poder calorífico del componente i
n	Número de componentes del gas

Siendo el índice de Woobe la relación entre el poder calorífico superior (H_s) con respecto a la raíz cuadrada de la densidad relativa (Cengel y Boles, 2008):

$$W = \frac{H_s}{\sqrt{\rho}} \quad (2)$$

El gas licuado del petróleo (GLP), uno de los gases más conocidos y comunes, de mayor uso residencial e industrial, es una mezcla de propano (C_3H_8) y butano (C_4H_{10}), mezcla que varía de

acuerdo al país y fabricante. Se comercializa en cilindros de diferentes tamaños en forma líquida y se le vende por libras o kilogramos. En una garrafa de GLP común su volumen en fase líquida se transforma aproximadamente en 240 veces en fase gaseosa (TecProvider, 2002). En comparación con el biogás, el biogás debe ser convertido a biometano, cuyo almacenamiento es muy complejo debido a que no se puede almacenar en los mismos cilindros de GLP domiciliario, pues se necesitan presiones muy altas y lógicamente cilindros especiales que soporten esta presión. Por lo tanto para almacenar el biometano se deben de usar los mismos equipos y sistema utilizados para el gas natural.

En la figura 5 se observa los típicos cilindros donde se guarda el gas natural o el biometano en forma gaseosa, no en forma líquida como el GLP, son cilindros fabricados sin costura o soldaduras, la mayoría de ellos son en acero, o en aluminio inyectado, la presión de diseño mínima debe ser de 4350 psi a 5000 psi y de operación de 3000 psi, por lo tanto para guardar el GNC o biometano comprimido en estos cilindros se utilizan compresores especiales que lleguen a esas presiones, estos cilindros son los que comúnmente vemos en los vehículos que utilizan GNC. A manera de información en el

anexo B se encuentran algunas equivalencias, las cuales en algunos casos pueden variar según las características y condiciones de operación de cada combustible.



Figura 5: Cilindros de GNC (Gas Natural Comprimido). Fuente: TecProvider, (2002).

2.2.8 Métodos de tratamiento de gases.

En la industria química y energética, a menudo se observan sistemas que permiten tratar gases a través de diversas técnicas, dependiendo de las características del gas. El objetivo de estos sistemas es capturar cierto componente gaseoso del flujo de gas que los contiene, ya sea para obtener un gas puro o para eliminar componentes tóxicos de cierto gas. En la captura de CO_2 se

encuentran tres líneas de trabajo (Tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂, consultado en Febrero 2012):

- Precombustión: Los procesos de captura previa a la combustión se basan en la transformación del combustible primario en una corriente de gases cuyos principales componentes son CO₂ y H₂.
- Postcombustión: Estos sistemas se sitúan en las instalaciones una vez se ha realizado la combustión del combustible. Trabaja con bajas concentraciones de CO₂ logrando purificaciones cercanas al 100%. Estos sistemas requieren gran cantidad de energía y son los más usados en la industria.
- Oxidación: Consiste en la utilización de oxígeno (a cambio de aire) como agente oxidante en un proceso de combustión (García, 2006), de forma que la concentración de CO₂ en los gases resultantes sea muy elevada.

El uso de cada una de estas líneas de purificación dependerá entre otras cosas de la concentración de CO_2 , la presión del gas y el tipo de combustible que se utiliza (Muñoz, 2008). Estas tres líneas de trabajo también son aplicables para capturar o eliminar cualquier otro gas, como el H_2S , variando sólo el disolvente a usar, acoplándose torres de absorción o eligiendo disolventes apropiados que puedan eliminar dos tipos de gases (o más) en un mismo proceso. Los métodos aplicados en la purificación de gases aún se vienen desarrollando para aumentar su eficiencia o reducir el consumo de energía. Entre los más usuales en la industria tenemos:

A. Absorción química en líquidos

La absorción química de gases es una operación en la cual una mezcla de gas se pone en contacto con un absorbente líquido, para disolver de manera selectiva uno o varios componentes del gas, obteniendo una solución de éstos en el líquido. Los procesos de absorción química constituyen el método más utilizado industrialmente para la separación de CO_2 de un flujo de gases, siendo una tecnología madura en el campo de la purificación de gas natural. La base de todos estos procesos es la relación de una base

alcalina, normalmente aminas, en medio acuoso con un gas ácido. Muchos procesos industriales de absorción van acompañados de una reacción química el cual consigue aumentar la rapidez de transferencia de masa y aumentar la capacidad del absorbente en la corriente del gas (Chakravarti et al, 2001).

Físicamente la absorción de un gas contaminante de una corriente de gas por medio de un líquido absorbente, sucede inicialmente por movimientos turbulentos de contraflujo, donde la especie de interés se transfiere hacia la interfase gas líquido. Cerca de la interfase, el movimiento es esencialmente laminar por lo tanto, el contaminante se verá obligado a recorrer la distancia restante por procesos difusivos. Después de que el contaminante se difunde en dirección al volumen principal de la corriente del líquido, recorre una distancia dentro de la corriente y nuevamente por procesos turbulentos la especie se adentra al interior del volumen principal del líquido (Brundick, 2010; Wark, 2000). En su mayoría, los absorbentes químicos pueden ser regenerados por variación de presión o de la temperatura.

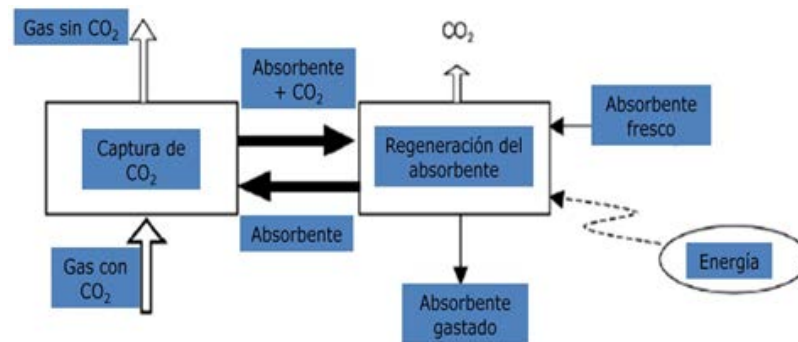


Figura 6: Etapas del proceso de absorción química. Fuente: Muñoz, (2008).

B. Absorción física en líquidos

La absorción física se encuentra muy asentada en sectores de la industria química, como por ejemplo la depuración del gas natural o la síntesis de amoníaco. A diferencia de la absorción química, este proceso se desarrolla a alta presión y baja temperatura. Además, los solventes físicos no reaccionan con el soluto sino que los gases ácidos presentan solubilidad con ellos a presiones elevadas.

La cantidad de gas que se puede disolver en un líquido está condicionada por la naturaleza de dicho gas y la del líquido, la presión y la temperatura, de acuerdo con la Ley de Henry. Según esta ley, la cantidad de gas que se puede disolver aumenta

proporcionalmente con la presión parcial de dicho gas e inversamente con la temperatura (Tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂, consultado en Febrero 2012). Además de ello, la ley de Henry establece que bajo condiciones de equilibrio (Treybal, 1996; Hvitved, 2002) se cumple:

$$P_A = y_A \cdot P = H_A \cdot x_A \quad (3)$$

Donde:

P_A : Presión parcial de componente A en fase gaseosa.

P : Presión total.

H_A : Constante de Henry de componente A.

y_A : Concentración molar de componente A en fase gaseosa.

x_A : Concentración másica de componente A en fase líquida.

Esto se determina en un sistema cerrado de presión y temperatura controlada midiendo la concentración de equilibrio tanto de la componente en fase gaseosa como en fase líquida. Por tanto, requiere de análisis espectrofotométrico o cromatográfico para

determinar la concentración de la componente en fase líquida (Wark, 2000).

Los sistemas físicos tienen la desventaja frente a los sistemas químicos en la captura de CO₂ que presentan costos operacionales más altos pero menores necesidades energéticas para la etapa de regeneración del absorbente. Entre los absorbentes físicos conocidos tenemos el metanol (MeOH) y el glicol etileno (EG) (Sánchez et al, 2006).

C. Adsorción física en sólidos

Se basa en la captura selectiva de las impurezas del gas con ayuda de materiales sólidos granulados, debido a las interacciones con la superficie de las partículas y su porosidad (Fernández & Montalvo, 2004). Los procesos de adsorción se han utilizado en la eliminación de CO₂ del gas de síntesis para la producción de H₂, aunque todavía no se ha alcanzado una etapa comercial para la utilización de esta tecnología (Arenillas, 2006).

En estos procesos se trabaja en condiciones casi isotérmicas y la operación consta de dos fases: la adsorción, que se realiza a alta presión, con objeto de que la presión parcial del gas al ser capturado sea elevada, y la recuperación, que se realiza a una presión menos elevada, para liberar y recuperar lo adsorbido (Sánchez et al, 2006). Se conocen adsorbentes naturales como yesos y zeolitas; aceite bituminoso de desecho; adsorbentes procesados como sílice, zeolitas y tamices moleculares; y por último el carbón activo, el lignito y la antracita.

D. Métodos de condensación

Son sistemas que consisten en una serie de etapas de compresión, enfriamiento y expansión con el fin de separar un componente de algún gas. Es el proceso por el cual se convierte un gas o vapor a líquido, por medio de la disminución de la temperatura del gas o incrementando la presión del mismo (Huertas et al, 2010). El proceso de condensación viene acompañado de una destilación criogénica, siendo los gases de combustión secados y comprimidos a la entrada y el gas seco es refrigerado en una columna de condensación. Este método ha sido empleado para la eliminación de

CO₂ en mezclas de CH₄/CO₂ y otros gases empleados en la recuperación de hidrocarburos de fuentes naturales. Este proceso requiere un consumo elevado de energía cuando la concentración en los gases de entrada es bajo (Llaneza et al, 2010).

E. Separación mediante membranas selectivas

El principio de este proceso es que algunos componentes del gas crudo pueden ser transportados a través de una membrana delgada (menor a 1mm) mientras que otros son retenidos. El transporte de cada componente se debe a la diferencia de presión parcial sobre la membrana y depende ampliamente de la permeabilidad del componente en el material de la membrana (Morero, 2009). La permeabilidad del gas a través de la membrana es función de la solubilidad y difusividad del gas en el material de la misma (Llaneza et al, 2010). Para alta purificación de metano, la permeabilidad debe ser alta. Las membranas se dividen en dos tipos: membranas orgánicas e inorgánicas. Las membranas orgánicas son apropiadas para la separación de CO₂ del N₂. Las membranas no orgánicas son químicamente estables y apropiadas para la operación a presión elevada, pero son más caras que las tipo

orgánico (Sánchez et al, 2006). Los equipos y la operación de este método son simples, sin embargo, la eficiencia de la separación por membrana es baja y el costo de la misma elevado, además hay que aplicar elevadas presiones.

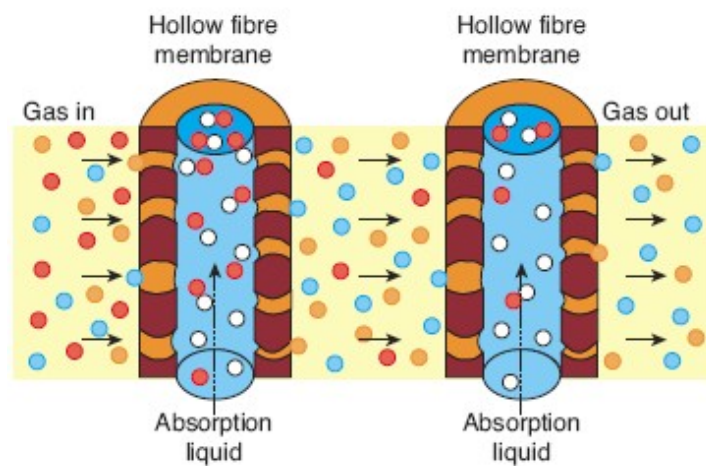


Figura 7: Funcionamiento del sistema de membranas

Fuente: Muñoz, (2008).

F. Método de incineración

Es un proceso de combustión que se utiliza para remover contaminantes combustibles del aire (gases, vapores u olores). La incineración se define como un proceso de oxidación a altas temperaturas en el cual el contaminante es capturado por un sistema

de extracción, precalentado, mezclado y oxidado (hidrocarburos, monóxido de carbono, etc.) para transformarlo en dióxido de carbono y agua (Brundick , 2010). La incineración es utilizada frecuentemente en situaciones donde el flujo volumétrico del gas residual de un proceso es grande, pero el nivel de gas contaminante es pequeño, siendo un método satisfactorio de control de contaminantes (Cengel y Boles, 2008).

G. Métodos biológicos

Los métodos biológicos consisten en el uso de bacterias o microorganismos en un ambiente controlado que propicie y aumente sus expectativas de vida para el tratamiento de gases. Son especialmente útiles en el control de compuestos orgánicos volátiles, hidrocarburos aromáticos policíclicos y compuestos que emanen fuertes olores (Coto et al, 2007). Las principales ventajas y desventajas de los métodos biológicos son (Huertas et al, 2010):

- Capacidad de degradación de contaminantes a productos menos nocivos a temperatura y presión ambiente.

- Costes de inversión moderados.
- Altos rendimientos de degradación en el tratamiento de un elevado número de contaminantes atmosféricos.
- Necesidad de una etapa de acondicionamiento de la corriente de entrada.
- Ciertos compuestos pueden ser letales a los microorganismos.
- Elevada sensibilidad de éstos ante cambios en presión, temperatura y pH.

2.2.9 Métodos para tratamiento de biogás.

Una vez conocidas las metodologías para el tratamiento de gases, es necesario identificar cuáles pueden ser útiles teniendo en cuenta la problemática planteada con respecto al uso del biogás. La tecnología usada para remoción de gases ácidos se enlista en la figura 8.

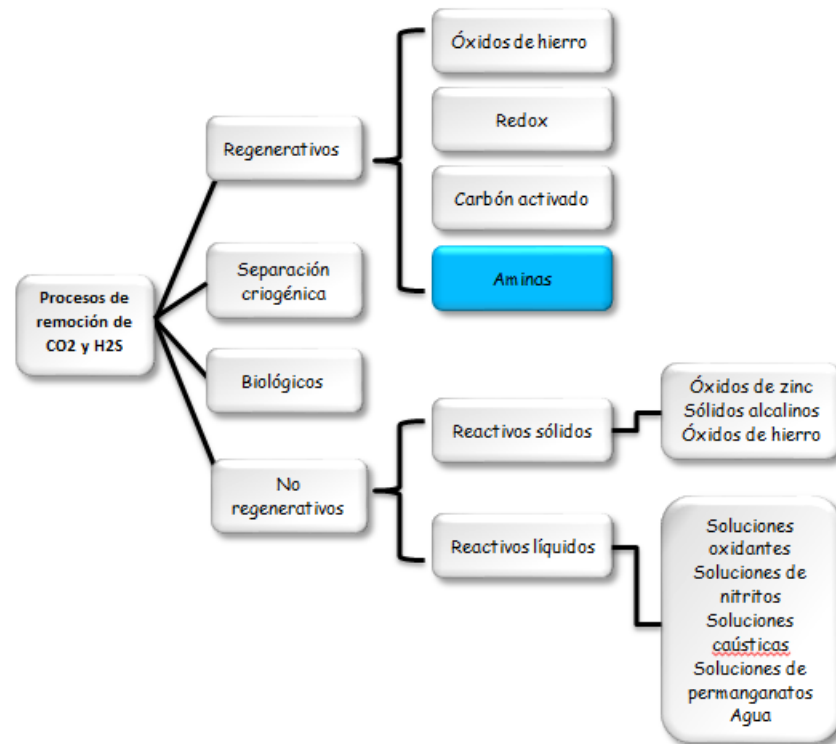
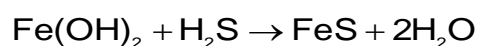
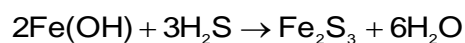


Figura 8: Tecnologías para remoción de gases ácidos. Fuente: Crummé, (2005).

A continuación desarrollamos cada una de las tecnologías mencionadas en la figura 8, haciendo un estudio sobre su aplicación en biogás, mencionando sus características, ventajas y desventajas en el anexo D.

A. Óxidos de hierro

Es uno de los métodos más antiguos y utilizados a pequeña escala en el tratamiento de gases, específicamente para eliminar el H₂S del biogás. Se aplica generalmente a gases que contienen concentraciones bajas a medias (300 ppm) de sulfuro de hidrógeno o mercaptanos (González, 2010). Es selectivo y no remueve dióxido de carbono. El material absorbente debe contener hierro en forma de óxidos, óxidos hidratados o hidróxidos (Muche & Zimmermann, 1985). Estas se combinan con virutas de madera en proporciones de 60% y 40%. La capacidad de eliminación de las columnas es de 0,12 – 0,18 kgS/kgFe, siendo la duración de dichas columnas de dos meses y una concentración de sulfuro de hidrógeno en el gas de 0,3% en volumen (Fernández y Montalvo, 2004). La absorción química se lleva a cabo a través de las siguientes reacciones:

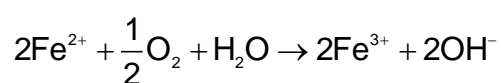
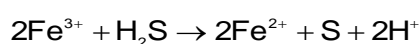


Después de determinado tiempo de operación, el reactivo se satura y tiene la ventaja de poder ser regenerado. La regeneración se

lleva a cabo por medio de oxígeno atmosférico. El porcentaje de remoción es alto y la temperatura de trabajo de 0 a 90°C. La disposición del reactivo no representa un problema ambiental muy grave, lo que hace de este reactivo una opción muy llamativa (Ramírez, 2007). En aplicaciones a mediana y gran escala el método se vuelve ineficiente debido a los costos de mano de obra involucrados.

B. Proceso reducción - oxidación

El proceso redox consiste en la conversión directa del H₂S a azufre elemental utilizando soluciones acuosas de hierro y agentes quelantes. Mediante este proceso el H₂S es absorbido físicamente en agua para reaccionar posteriormente con la solución de hierro propiciando la formación de azufre elemental. Las reacciones fundamentales en el proceso de absorción son:



En la figura 9 se muestra el esquema de tratamiento de gases por medio del proceso redox.

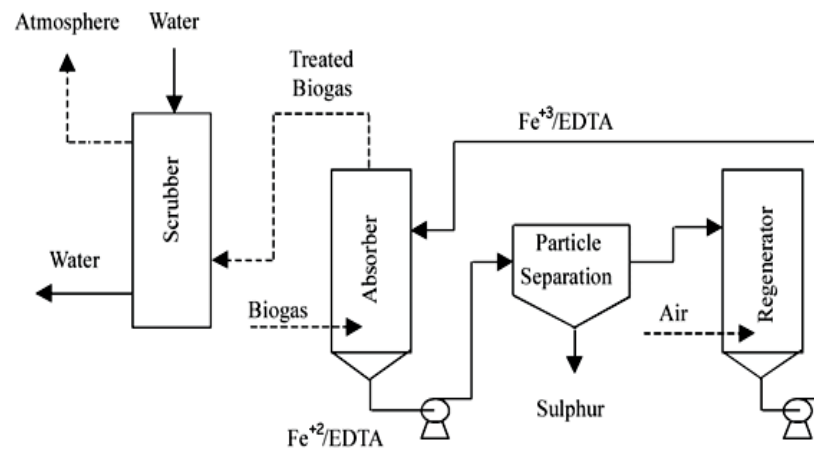


Figura 9: Proceso Redox. En el sistema, el biogás ingresa a una columna de absorción y fluye en contracorriente con una solución acuosa de hierro. Luego de la saturación, el reactivo se regenera en aire y se vuelve a recircular. Fuente: Horikawa, M.S, Rossi, ML, C.M.M, (2004).

En la figura el gas entra por la parte interior de la columna absorbidora en forma de pequeñas burbujas, donde entra en contacto íntimo con la solución preparada. El H_2S reacciona y se reduce a azufre elemental. La solución pasa a través de un separador de partículas donde se recicla el azufre y es regenerado haciendo pasar aire en la columna de desorción. Se pueden lograr porcentajes

de absorción superiores al 99% y tiene la ventaja de utilizar soluciones de baja toxicidad (Huertas et al, 2010).

C. Carbón activado

El carbón activado es carbón poroso. Se produce artificialmente de manera que exhiba un elevado grado de porosidad y una alta superficie interna. Estas características, junto con la naturaleza química de los átomos de carbono que lo conforman, le dan la propiedad de atraer y atrapar de manera preferencial ciertas moléculas del fluido que rodea al carbón como se ilustra en la figura 10. El carbón activado, es un compuesto covalente y, por lo tanto, muestra preferencia por moléculas covalentes. Es decir, por moléculas que tienden a ser no iónicas y poco polares. Sin embargo, muestra afinidad por sustancias polares tales como el H_2O , H_2S , SO_2 entre otras. En el caso del H_2S , el carbón activado adsorbe, actúa como catalizador y oxida el H_2S a sulfuro elemental. (Llaneza, 2010). El sistema de adsorción consta de un lecho de carbón a presión donde el gas fluye a través de él hasta salir purificado por la parte superior.

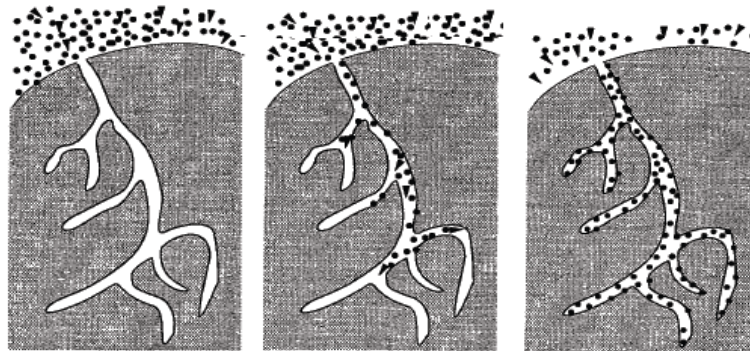


Figura 10: Mecanismo de adsorción por medio de carbón activado. La especie contaminante se difunde hacia la superficie del adsorbente; el contaminante migra a los poros y finalmente se propicia la formación de una monocapa, tiempo en el que el carbón se satura. Fuente: Garetto, (2000).

Una vez que el carbón se satura, el recipiente debe ser rellenado con producto nuevo o regenerado a una temperatura cercana a los 400°C. La adsorción por medio de este reactivo sólido es una tecnología conocida, desarrollada y utilizada a nivel industrial para distintos procesos de la captura de gases ácidos, incluyendo el CO₂ (Arenillas, 2006). La principal desventaja del carbón activado radica en la adsorción de sustancias no polares como el metano (Ramírez, 2007) pero la gran versatilidad de los carbones activos y la posibilidad de obtenerlos a muy bajo coste hace que sea una opción interesante a desarrollar como alternativa a la captura de CO₂ en el sector energético (Arenillas, 2006).

D. Aminas

Es un proceso de absorción química que consiste en la captura de H_2S como consecuencia de un proceso de reacción y otro de transferencia de masa, al poner en contacto el gas transportador con reactivos básicos denominados aminas (CYTED, 2008).

Las aminas son compuestos químicos orgánicos derivados del amoníaco como resultado del cambio en las moléculas de hidrógeno por un radical alquilo. El orden de la amina depende de cuantos carbonos acompañen el grupo hidroxilo (OH) en su composición (Huertas et al, 2010) como se muestra en la figura 11.

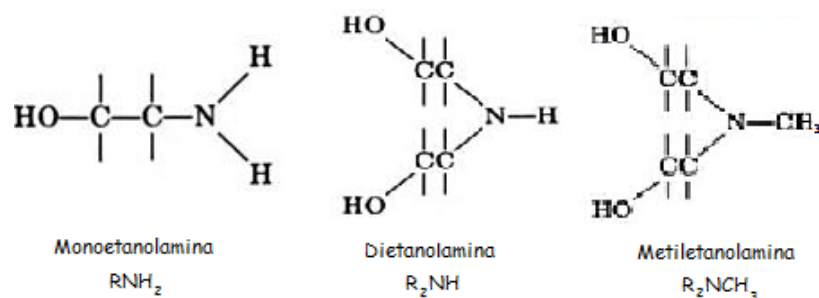
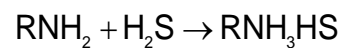
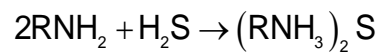


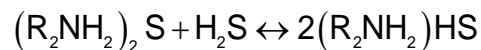
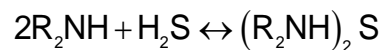
Figura 11: Diferentes tipos de aminas. A medida que el radical alquilo reemplaza la molécula de hidrógeno de la molécula de amoníaco, incrementa el grado de la amina ($R = C_2OH$). Fuente: CYTED, (2008); Speight, (2007); Sánchez et al, (2006).

Las reacciones químicas que intervienen en el proceso de absorción de H₂S por medio de aminas son (Sánchez et al, 2006; Gonzáles, 2010):

Para MEA:



Para DEA:

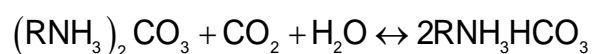
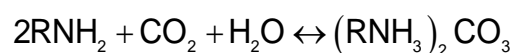


Las alcanolaminas más importantes industrialmente para esta operación son la monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA), diisopropanol amina (DIPA) and N-metil dietanolamina (MDEA) (Mandal, 2005). Soluciones acuosas de DEA es el absorbente comúnmente usado en refinerías para remover el H₂S (Zare y Mirzaei, 2009). Las aminas primarias y secundarias, como la MEA y la DEA, respectivamente, son muy reactivas y por lo tanto presentan altas velocidades de eliminación de CO₂.

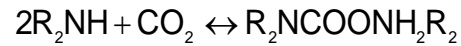
La MEA tiene un grupo de hidroxilo (-OH) y un grupo de amino (-NH₂). El grupo de hidroxilo sirve para reducir la presión de vapor y aumentar la solubilidad de agua, mientras el grupo de amino proporciona la alcalinidad necesaria para causar la absorción de gases ácidos. La solución acuosa de MEA es el absorbente industrial más importante debido a su alta velocidad de reacción, bajo costo, estabilidad térmica y baja solubilidad de hidrocarburos. Aunque también presenta ciertas desventajas a lo largo del proceso de absorción, como lo es su alta entalpía de reacción y algunos problemas de corrosión que dependen de la concentración utilizada de la solución amina (Chakma, 1994).

Las reacciones principales que ocurren cuando una solución de amina primaria, tal como MEA, se utiliza para absorber CO₂, se pueden representar de la siguiente manera (Sánchez et al, 2006; Gonzáles, 2010):

Para MEA:



Para DEA:



Como se puede observar, para capturar 1 mol de CO₂ se utilizan 2 moles de MEA. Estas reacciones son lentas porque antes de reaccionar con la amina, el CO₂ reacciona primero con agua formando ácido carbónico y seguidamente reacciona con la amina formando carbonato de monoetanolamina. Las soluciones acuosas de alcanolaminas primarias, secundarias y ternarias se utilizan ampliamente en la separación de gases ácidos, en procesos reversibles de absorción y regeneración (desorción). Se absorbe CO₂ a través de un medio de absorción en el intervalo de temperatura comprendido entre 20°C y 70°C, y se libera desde la MEA en el intervalo de temperatura comprendido entre 120° y 150°C (Sánchez et al, 2006). En la tabla 5 se compara las aminas desarrolladas para tales aplicaciones.

Tabla 5: Tipos, características y costo de las aminas

Tipo de disolvente	Ventajas	Desventajas	Uso	Preparación	Costo MXN/ Gal
Monoetanol amina (MEA)	Bajo peso molecular, alta capacidad de absorción, facilidad de recuperación.	Da lugar a productos de reacciones irreversibles provocando pérdidas del reactivo. Alta corrosividad, elevado calor de reacción.	Limpieza de gas natural procesos de refino; obtención de amoníaco	El disolvente se debe preparar del 10 al 20% en peso.	90
Dietanol amina (DEA)	Menor degradación ante agentes oxidantes. Menor corrosividad. Menor energía de regeneración. Menores pérdidas por evaporación.	Menor cinética de reacción. Muchas reacciones irreversibles.	Limpieza de gas natural.	El disolvente se debe preparar del 25 al 35% en peso.	150
Metildietanol amina (MDEA)	Baja corrosividad. Mayor capacidad de absorción por unidad de absorbente. Baja presión de vapor, baja entalpía de reacción	Velocidad de reacción más lenta	Separación del H ₂ S por su alta selectividad en presencia de CO ₂	El disolvente se debe preparar del 20 al 40% en peso.	350

Fuente: Pacheco, (2000); Kohl & R., (1997); De La Garza, (1999).

E. Separación criogénica

El método criogénico de separación implica la separación de la mezcla de gas por condensaciones fraccionadas y destilaciones a

bajas temperaturas (Morero, 2009). El biogás se comprime a 80 bar aproximadamente en múltiples etapas. Luego pasa por un proceso de secado para evitar que se congele en la etapa de enfriado. En éste último, el biogás pasa por intercambiadores de calor para su enfriamiento y debido al punto de ebullición del CO_2 de -78°C (Llaneza, 2010) se condensa, siendo removido en un separador en forma líquida. Se obtiene concentraciones del 97% de metano puro en el biogás.

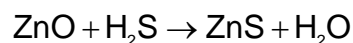
F. Proceso biológico

Se basa en la existencia de bacterias aeróbicas especializadas en la oxidación de H_2S (bacterias sulfoxidantes). Estas bacterias son ingresadas a la torre de absorción por donde fluyen corrientes de biogás, aportando además aire, nutrientes para las bacterias y agua para mantener las condiciones de temperatura y pH óptimas (MPS, 2000). El H_2S se oxida convirtiéndose en azufre elemental y ácido sulfúrico los cuales se diluyen posteriormente si se cuenta con una planta de depuración de aguas. Un ejemplo de este tipo de procesos es la tecnología de percolación que utiliza filtros biotecnológicos que eliminan casi completamente el H_2S

dependiendo de la composición del biogás a tratar, alcanzando un alto grado de pureza del biogás a niveles de hasta 50 ppm aproximadamente (Llaneza, 2010).

G. Óxidos de Zinc

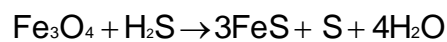
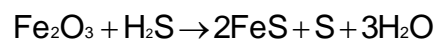
Se basan en la reacción de partículas de óxido de zinc con el H₂S para formar sulfuro de zinc, empleándose temperaturas sobre 200°C a 400°C (Mabres, Freire, & Bevilacqua, 2008). A diferencia de los óxidos de hierro, el proceso de tratamiento con óxidos de zinc es irreversible. La reacción de absorción se da por medio de la siguiente reacción (Huertas et al, 2010):



A las temperaturas de operación, el óxido de zinc tiene una carga máxima de azufre de 0,3-0,4 kgS/kg sorbente. En grandes plantas industriales, este proceso logra un alto grado de eficiencia, y el lecho de óxido de zinc agotado puede utilizarse para recuperar azufre y metal (González, 2010).

H. Óxido férrico y triférrico

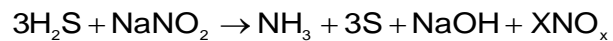
Pertenece al grupo de óxidos de hierro, los cuales reaccionan con el H_2S para formar el sulfuro de hierro, azufre y agua. Este proceso, a diferencia de los óxidos de hierro mencionados anteriormente, es un proceso no reversible. Se emplean temperaturas entre los 30°C a 60°C , a presiones de operación superiores y cercanas a la presión atmosférica. La reacción de absorción es la siguiente (Svard, 2004):



Comercialmente existe un producto que trabaja bajo este principio y es llamado SULFATREAT®, el cual, analizado químicamente reporta los componentes Fe_2O_3 , Fe_3O_4 y SiO_2 principalmente (Svard, 2004). Las velocidades de captura del sulfuro de hidrógeno están limitadas por la cinética de la reacción. El fabricante recomienda que la temperatura de operación sea cercana a los 60°C y saturada con vapor de agua. (Steinfeld & Sanderson, 1998).

I. Nitrito de sodio

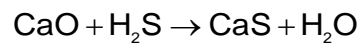
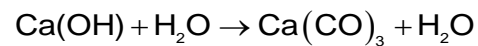
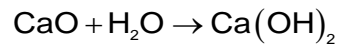
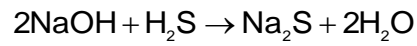
Consiste en la reacción entre el H₂S y una solución de nitrito de sodio (NaNO₂) cuando el gas se hace burbujear a través del líquido. La reacción química que gobierna el proceso es:



En presencia de CO₂ el NaOH es neutralizado produciendo carbonato de sodio y bicarbonato. De igual forma se producen amoníaco y óxidos de nitrógeno. El porcentaje de remoción del gas es alto, sin embargo, los problemas ambientales en términos de la disposición de la solución es una de sus principales desventajas (Ramírez, 2007).

J. Lavado cáustico

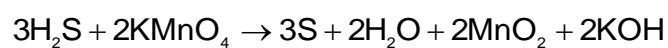
El lavado cáustico es un método muy efectivo en la remoción de H₂S y CO₂ de la corriente del gas. Generalmente se utilizan soluciones de hidróxido de sodio (NaOH) y óxidos de calcio con el fin de propiciar las siguientes reacciones químicas (Huertas et al, 2010):



Sin embargo, los químicos son consumidos con el tiempo lo cual requiere que la solución sea dispuesta y puede llegar a ser un problema debido a las regulaciones ambientales. En medio sólido se utiliza hidróxido de sodio o cal apagada en forma de sólido granular. Las reacciones que se llevan a cabo son iguales que en medio acuoso (Zapata, 1998).

K. Soluciones de permanganato

Se provoca la transformación de H_2S en sulfato y azufre elemental por medio de permanganato de potasio, mediante la siguiente reacción:



Es un proceso de alta eficiencia pero con costes elevados y con necesidad de tratamiento del efluente líquido para su disposición (Ramírez, 2007).

L. Agua

Es un proceso de absorción física donde se utiliza agua para la remoción del H_2S y CO_2 , bastante eficiente cuando se aplica con bajos flujos de gas. El método consiste en la inyección de agua a presión en una columna de absorción en contra corriente donde se propicia la absorción física. Es una metodología poco utilizada debido a que el consumo de agua es demasiado alto y el porcentaje de remoción es bajo a grandes caudales de gas (Kapdi, Vijay, Rajesh, & Prasad, 2007).

M. Zeolitas

Un gran avance en el campo de la adsorción en la industria del petróleo lo constituye el desarrollo y empleo de adsorbentes microporosos del tipo de las zeolitas. Este tipo de materiales exhiben

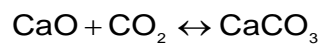
un tamaño uniforme de poro, particularmente en la región de 3–10 Å , lo que le permite adsorber moléculas de acuerdo a las dimensiones de las mismas, de ahí la denominación de “mallas o tamices” moleculares asignada a estos sólidos (Hernández y Aguilar, 1992). Su facilidad de intercambio iónico y sus estructuras cristalinas bien definidas hacen de las zeolitas una alternativa económica y uno de los adsorbentes selectivos altamente efectivos debido a que (Hernández, 1994):

- Separan moléculas en base al tamaño y geometrías de las mismas, relacionadas al tamaño y geometría de las principales aberturas de la estructura de la zeolita.
- Absorben moléculas, en particular aquellas que presentan momentos dipolares (NH_3 , H_2O), cuadrupolares (CO_2 , N_2 , O_2).

De esta manera, las zeolitas naturales (de poro angosto) tales como modernita ($\phi_v = 3,8 - 3,9 \text{ \AA}$), erionita ($\phi_v = 3,7 - 5,2 \text{ \AA}$) y clinoptilolita ($\phi_v = 3,5 - 3,7 \text{ \AA}$), generalmente adsorben o separan gases de bajo peso molecular.

N. Carbonatación y calcinación

Esta combinación de procesos se basa en la absorción química, usando como sorbente a la caliza a relativamente altas temperaturas. Definiendo separadamente, la carbonatación es una reacción exotérmica donde los gases de combustión se ponen en contacto con el CaO en un reactor permitiendo la reacción entre el gas y el sorbente sólido (Tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂, consultado en Febrero 2012):



La energía que se desprende en esta reacción es de 430 kcal/kgCaCO₃ (Muñoz, 2008). La calcinación en cambio es el proceso inverso, pues produce la desorción del CO₂ y CaO mediante la descomposición de la caliza en presencia de calor.

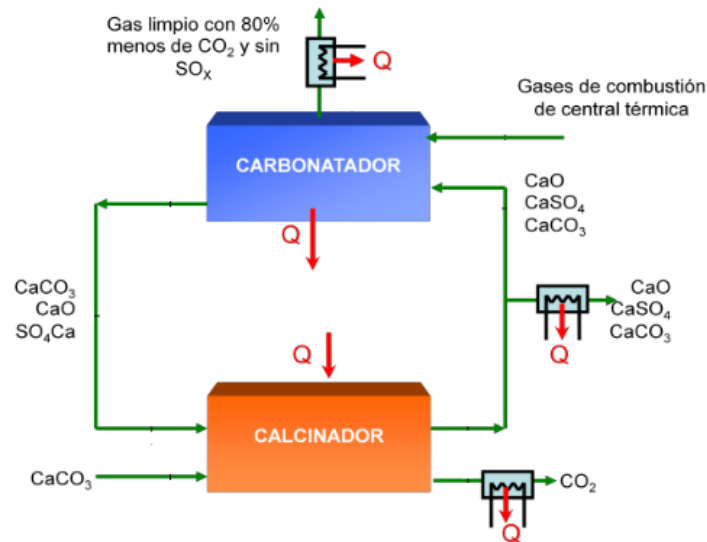


Figura 12: Esquema del funcionamiento de la tecnología de calcinación/carbonatación. Fuente: Muñoz, (2008).

La reacción de carbonatación de CaO para separar el CO_2 de los gases calientes ($T > 600^\circ\text{C}$) es muy rápida, y la regeneración del sorbente mediante calcinación del CO_3 en CaO puro y CO_2 se favorece a temperaturas de 900°C . La mayor ventaja de utilización del ciclo de carbonatación-calcinación es el bajo consumo energético que tiene el sistema debido a la posibilidad de recuperar gran parte de la energía (cerca del 40%) que entra en la unidad de calcinación.

2.2.10 Método para la determinación de la capacidad de absorción del reactivo.

La solución de alcanolaminas al ponerse en contacto con el biogás se produce una reacción química, haciendo que la solución absorba los componentes ácidos del biogás. Existen varios trabajos donde se ha simulado el proceso de absorción química por aminas. Estos trabajos han concluido que la reacción de H₂S con la amina es instantánea mientras que el CO₂ reacciona relativamente más lento (Qian et al, 2010).

La eficiencia de filtrado se calcula mediante la siguiente expresión.

$$\eta_f = \frac{y_i - y_o}{y_i} \times 100 \quad (4)$$

Donde:

y_i Concentración molar del componente a la entrada

y_o Concentración molar del componente a la salida

En la investigación, el flujo másico entrante de biogás viene dado por:

$$\dot{m}_{\text{biogás}} = \rho_{\text{biogás}} \dot{V} \quad (5)$$

Donde:

$\rho_{\text{biogás}}$: densidad del biogás.

\dot{V} : flujo volumétrico del biogás.

La densidad del biogás se halla partiendo de la ecuación de un gas ideal:

$$PV = nRT \quad (6)$$

$$PV = \frac{m}{M}RT \quad (7)$$

Pero $\rho = \frac{m}{V} \Rightarrow V = \frac{m}{\rho}$, entonces reemplazando en (7):

$$P \frac{m}{\rho} = \frac{m}{M}RT \quad (8)$$

Eliminando la masa del gas y despejando la densidad, obtenemos:

$$\rho_{\text{biogás}} = \frac{PM}{RT} \quad (9)$$

Reemplazando (9) en (5) nos queda:

$$\dot{m}_{\text{biogás}} = \frac{PM}{RT} \dot{V} \quad (10)$$

La cantidad de H₂S o CO₂ presente en el biogás, es una pequeña concentración del mismo, dado por:

$$\dot{m}_c = y_c \dot{m}_{\text{biogás}} \quad (11)$$

Donde

y_c : Concentración molar de H₂S o CO₂.

Por lo tanto, la masa de H₂S o CO₂ que entra o sale del sistema en un periodo de tiempo viene dado por:

$$m_{C,entra} = \int_0^t \dot{m}_C dt = \int_0^t y_{C,i} \dot{m}_{biogás} dt = \frac{PM\dot{V}}{RT} \int_0^t y_{C,i} dt \quad (12)$$

$$m_{C,sale} = \int_0^t \dot{m}_C dt = \int_0^t y_{C,o} \dot{m}_{biogás} dt = \frac{PM\dot{V}}{RT} \int_0^t y_{C,o} dt \quad (13)$$

La masa absorbida por la solución acuosa de alcanolamina es:

$$m_{abs} = m_{C,entra} - m_{C,sale} \quad (14)$$

reemplazando (12) y (13) en (14) tenemos:

$$m_{abs} = \frac{PM\dot{V}}{RT} \int_0^t (y_{C,i} - y_{C,o}) dt \quad (15)$$

Entonces, se calcula la capacidad de absorción de la solución por la siguiente relación:

$$CA = \frac{m_{abs}}{m_{amina}} \quad (16)$$

reemplazando (15) en (16) queda:

$$CA = \frac{PM\dot{V}}{RT m_{amina}} \int_0^t (y_{C,i} - y_{C,o}) dt \quad (17)$$

Donde:

M: Masa molar del componente absorbido

R: Constante universal de los gases

T: Temperatura

m: Masa de la sustancia de absorción en el burbujeador

\dot{V} : Flujo volumétrico de gas medido a condiciones estándar

P: Presión atmosférica

La expresión $\int_0^t (y_{C,i} - y_{C,o}) dt$ es el área descrita por la curva de entrada del componente ácido y la curva de salida del mismo. Para cuantificar esta área se usan los métodos matemáticos mencionados a continuación:

A. Método numérico

Consiste en la sumatoria de las contribuciones de área en un intervalo de tiempo, expresado por la ecuación:

$$A_{n,entrada} = y_{n,o} (t_{n,o} - t_{n-1,o}) - 0.5(t_{n,o} - t_{n-1,o})(y_{n,o} - y_{n-1,o}) \quad (18)$$

$$A_{n,salida} = y_{n,f} (t_{n,f} - t_{n-1,f}) - 0.5(t_{n,f} - t_{n-1,f})(y_{n,f} - y_{n-1,f}) \quad (19)$$

$$A = \sum_{n=1}^N A_{n,entrada} - \sum_{n=1}^N A_{n,salida} \quad (20)$$

Donde:

$y_{n,n-1,o}$: Porcentaje del componente gaseoso de entrada.

$y_{n,n-1,f}$: Porcentaje del componente gaseoso de salida.

$t_{n,n-1,o}$: Tiempo en el que es medido el componente gaseoso de entrada.

$t_{n,n-1,f}$: Tiempo en el que es medido el componente gaseoso de salida.

Al hallar la capacidad de absorción del absorbente, por ser un método de análisis discreto, se reemplaza la ecuación (20) en la integral de las ecuaciones (17) ó (27).

B. Método analítico

Se basa en el modelo matemático de la Función de Wiebe, el cual es una función exponencial de la forma:

$$y = 1 - e^{-a \left(\frac{t-t_0}{t_f-t_0} \right)^n} \quad (21)$$

Donde:

t : Tiempo en el que se toma una medición.

t_0 : Tiempo en el que inicia el experimento.

t_f : Tiempo en el que finaliza el experimento

n, a : Variables halladas experimentalmente.

Para la constatación de la aplicación del modelo matemático, se estandariza la variable “Y”, haciendo:

$$Y_{\text{estandar}} = \frac{Y - \text{Max}(Y)}{\text{Max}(Y) - \text{Min}(Y)} \quad (22)$$

y se aplica el coeficiente de correlación el cual refleja el grado de dependencia lineal entre dos conjuntos de datos.

$$R^2 = \left(\frac{\sum (x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sqrt{\sum (x - \bar{x})^2 \sum (y - \bar{y})^2}} \right)^2 \quad (23)$$

Habiendo ratificado la aplicación de la función exponencial y tomando la función de entrada como una función constante, se calcula la capacidad de absorción del absorbente por medio de las ecuaciones (17) y (27).

La ecuación (17) se usa para un gas compuesto de varios gases tal como el biogás, para el cual se tomaron mediciones directas lo que facilitó la aplicación de dicha ecuación. En cambio, si se desea analizar la capacidad de absorción de las alcanolaminas usando un flujo de gas puro, como el CO₂, se necesita hacer algunas modificaciones a las ecuaciones del (11) al (17), siendo estas:

De la ecuación (11):

$$\dot{m}_C = y_C \dot{m}^{\text{biogás}}$$

Para este caso el valor de $y_C = 1$ puesto que sólo se trabaja con CO_2 , entonces:

$$\dot{m}_C = \dot{m}_{\text{CO}_2} \quad (24)$$

Por lo tanto, de las ecuaciones (12) y (13), teniendo en cuenta que el flujo volumétrico \dot{V} varía con el tiempo, tenemos:

$$m_{C,\text{entra}} = \int_0^t \dot{m}_C dt = \int_0^t \dot{m}_{\text{CO}_2} dt = \frac{PM}{RT} \int_0^t \dot{V}_{C,i} dt \quad (25)$$

$$m_{C,\text{sale}} = \int_0^t \dot{m}_C dt = \int_0^t \dot{m}_{\text{CO}_2} dt = \frac{PM}{RT} \int_0^t \dot{V}_{C,o} dt \quad (26)$$

De las ecuaciones (14), (25) y (26):

$$m_{\text{abs}} = m_{C,\text{entra}} - m_{C,\text{sale}}$$

$$m_{\text{abs}} = \frac{PM}{RT} \int_0^t \left(\dot{V}_{C,i} - \dot{V}_{C,o} \right) dt \quad (27)$$

Entonces, se calcula la capacidad de absorción de la solución por las relaciones (16) y (27):

$$CA = \frac{m_{abs}}{m_{amina}}$$

$$CA = \frac{PM}{RT m_{amina}} \int_0^t (\dot{V}_{C,i} - \dot{V}_{C,o}) dt \quad (28)$$

Siendo las mismas variables descritas en la ecuación (17), siendo además:

$\dot{V}_{C,i}$: Flujo volumétrico de gas a la entrada.

$\dot{V}_{C,o}$: Flujo volumétrico de gas a la salida.

2.2.11 Método aplicado al diseño experimental

A. Evaluación en el campo

Para poder estudiar el proceso de absorción química y determinar la capacidad de absorción de CO₂ y H₂S de la solución

de alcanolaminas con biogás, se emplea el “método del burbujeo” propuesto por el Dr. José Ignacio Huertas durante la ejecución del proyecto MOPESA, cuya configuración se aprecia en la figura 13. En esta figura, de izquierda a derecha se observa una línea de entrada, un vaso de tres bocas donde se lleva a cabo la absorción y una línea de salida. Este método consiste en hacer burbujear el gas a través de un recipiente cerrado de vidrio que contiene 0,5 litros de la solución específica. Para permitir una interacción completa entre el flujo de biogás y el reactivo absorbente, la línea de gas entrante es sumergido en la solución de amina y para aumentar el área de contacto entre el gas y la solución se adicionó al montaje un burbujeador. Se propicia la absorción química y el gas sale purificado por la parte superior del recipiente. Este método permite un equilibrio termodinámico en la interfase gas-líquido, siendo el sistema diseñado para operar a presión atmosférica y sumergido en un baño de agua fría para reducir la reacción exotérmica, manteniendo la temperatura cuasiconstante.

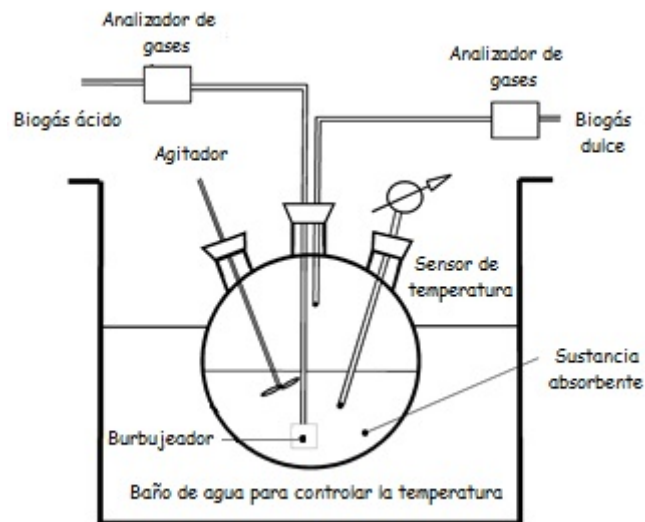


Figura 13: Diseño experimental para la determinación de la capacidad de absorción en el campo con biogás. Fuente: Huertas et al, (2010).

Para la evaluación en campo, antes de iniciar el experimento se calibra el rotámetro con biogás, con ayuda del calibrador de rotámetro. Seguidamente se conecta el analizador de gases portátil biogás check en la línea de entrada y luego en la salida, realizando medidas directas de la concentración de CO_2 y H_2S . Se configuran conexiones en paralelo para la evaluación de la solución acuosa de alcanolamina con tres grados de dilución diferentes a la vez.

B. Evaluación en el laboratorio

Para la evaluación en el laboratorio se desecha el uso del biogás check por ser ineficiente para un gas puro. La razón se debe a que no se puede tomar una medida directa de la concentración de gas de salida o de entrada al tratarse de CO_2 al 100%, entonces, si conectamos el biogás check, por más que haya absorbido la amina 50% del CO_2 de entrada, en el biogás check siempre se muestra el valor del 100%, ya que no existe otro tipo de gas en la línea de flujo (en el campo si se puede hacer medidas directas ya que el biogás es una mezcla de gases de CH_4 , CO_2 , H_2S , etc). Por ello, se toman medidas indirectas de la cantidad de salida del gas asegurando que no existan pérdidas de flujo de gas en la trayectoria. Entonces, se conecta el calibrador del rotámetro en la línea de salida mientras que en la línea de entrada se mantiene constante el flujo de gas que ingresa por el rotámetro, tal como se observa en la figura 14.

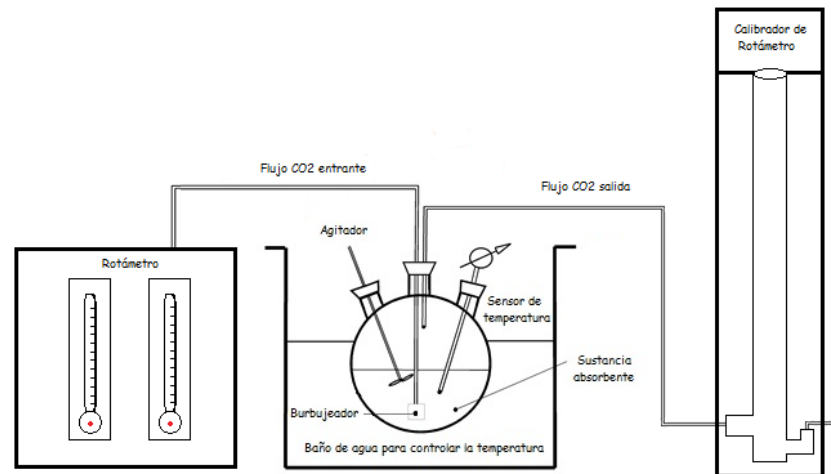


Figura 14: Diseño experimental para la determinación de la capacidad de absorción en el laboratorio con CO₂. Fuente: Propia, (2012).

Antes de iniciar el experimento, se calibra el rotámetro con CO₂, con ayuda del calibrador de rotámetro. Luego se prosigue con el mismo mecanismo aplicado en la evaluación en el campo. Se utiliza el calibrador del rotámetro a la salida, donde por un soplo a través de una manguera se genera una burbuja la cual tiende a ascender, tomándose el tiempo que demora en recorrer cierta distancia (para este caso fueron 20 cm). Teniendo el volumen del calibrador y el tiempo de ascensión de la burbuja, se calcula el caudal de CO₂ saliente cada minuto. Se tiene un caudal máximo saliente cuando la amina llega a su punto de saturación, y viceversa. A partir de los caudales de entrada y salida de CO₂ se cuantifica la cantidad de CO₂ absorbido y por ende la capacidad de absorción de la amina.

Se evalúa sólo un tipo de grado de dilución por ensayo debido a que solo se cuenta con un calibrador de rotámetro.

2.2.12 Definición de términos

- Endulzamiento

Proceso por el cual se eliminan gases ácidos como el H_2S y el CO_2 presentes en un tipo de gas.

- Poder calorífico

El poder calorífico de un combustible es la cantidad de energía desprendida por un kilogramo o metro cúbico, en la reacción de combustión.

- Solución acuosa

Material que se disuelve (solute) en agua (solvente).

- Biometano

Se llama biometano al biogás cuando presenta una concentración de metano mayor a 90%.

- Desorción

Proceso opuesto a la absorción. Usado comúnmente para recuperar el reactivo, removiendo los gases absorbidos en el.

- Motor de combustión interna

Aparato en el cual se realiza la transformación de energía química en energía calorífica y luego en energía mecánica. Esta transformación se da en cuatro tiempos: admisión, compresión, combustión y escape (Ramajo & Nigro, 2006).

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 Tipo y diseño de la investigación

La metodología de la investigación empleada fue un diseño teórico - experimental de tipo aplicada y comparativa, donde se cuantificó la capacidad de absorción de las aminas variando el grado de dilución en solución acuosa y se comparó con los resultados obtenidos en el proyecto MOPESA. Para la cuantificación se aplicó un método numérico y un método analítico, ambos descritos en el anexo A. Además se estableció relaciones estadísticas como el coeficiente de correlación entre los datos experimentales y el modelo matemático aplicado. El trabajo de investigación tuvo el siguiente esquema:

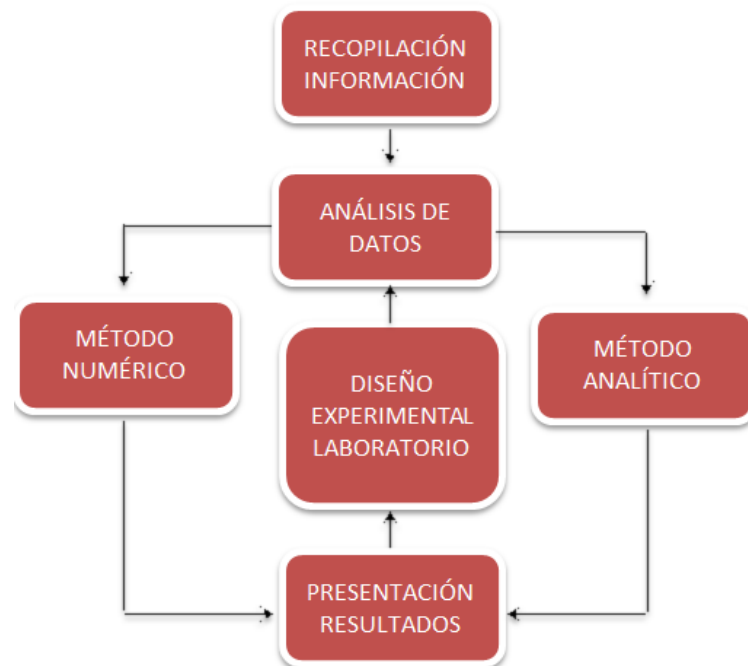


Figura 15: Esquema de la metodología de trabajo. Fuente propia, (2012).

El trabajo experimental se inició con el planteamiento del esquema para la toma de datos vista en la figura 16.



Figura 16: Esquema del montaje experimental. Fuente propia, (2012).

Siguiendo el esquema de la figura 16, se diseñaron los montajes experimentales para la evaluación en el campo con biogás y en el

laboratorio con CO₂ puro, los cuales difieren en algunas características según el lugar de aplicación.

3.2 Operacionalización de las variables de estudio

Las variables presentadas a continuación fueron las que ayudaron a la experimentación, que en su mayoría fueron medidas y controladas directamente.

- *Variable independiente:* Contenido de CO₂ y H₂S en el biogás.
- *Variable dependiente:* Grado de dilución de la alcanolamina.
- *Variable interviniente:* Densidad de la alcanolamina, flujo volumétrico del gas, presión atmosférica, temperatura, masa molar del gas ácido, tiempo de saturación.

3.3 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

La estrategia utilizada para recolectar información fue a través de la documentación al inicio de la investigación, recopilando los resultados experimentales obtenidos en el campo durante la ejecución del proyecto MOPESA. Para el manejo de la información se utilizó el software Microsoft

Excel 2010 y el software Mathematica 7. En la segunda parte de la investigación se usó la técnica de la observación directa para los ensayos llevados a cabo en el laboratorio.

En cuanto a la asignación de recursos, se dispuso de lo siguiente:

3.3.1 Recursos humanos

- El responsable de la investigación (el suscrito).
- El director del CIMA Dr. José Ignacio Huertas.
- Un estudiante de Maestría en Ingeniería Automotriz - ITESM.
- Una estudiante de Doctorado en Ciencias de la Ingeniería – ITESM.

3.3.2 Recursos Materiales

A. Instrumentación

- Biogás Check
- Rotámetro
- Termocupla tipo k

- Cronómetro digital
- Agitador magnético
- Manómetro

B. Materiales

- Monoetanolamina
- Dietanolamina
- Tanque CO₂
- Vaso de tres entradas
- Tubos delgados de vidrio
- Tapón especial
- Tapones
- Burbujeador
- Manguera ¼"
- Recipiente de plástico
- Soporte universal de pinzas
- Agua destilada
- Vaso precipitado
- Probeta
- Computadora portátil

CAPÍTULO IV

RESULTADOS

4.1 Presentación de resultados

A continuación se presentan los resultados de las evaluaciones realizadas con soluciones acuosas de alcanolaminas en biogás, llevado a cabo durante el proyecto MOPESA usando como fuente de biogás los biodigestores de 1 600 m³ y 1 300 m³ de producción de biogás diaria, en las granjas “La Estrella” y “La Joya” respectivamente. Además se presentan los resultados de los ensayos llevados en el laboratorio con CO₂ para cuantificar la capacidad de absorción de dichas soluciones, comparándola finalmente con el comportamiento obtenido en flujos de biogás.

4.1.1 Comportamiento de la absorción de CO₂ y H₂S en biogás para diferentes concentraciones de MEA y DEA

Las evaluaciones fueron realizadas en el campo, en los meses de Febrero, Agosto y Octubre del 2010, en el marco del desarrollo del proyecto MOPESA, en las respectivas granjas donde están instalados los biodigestores, con el fin de asegurar un flujo constante de biogás para el tiempo que duraron los ensayos. Para las mediciones se utilizó el analizador de gases portátil Biogás Check de la empresa americana LandTec el cual se mandó a calibrar a la misma empresa un mes antes de iniciar la evaluación. Tal equipo puede medir concentraciones de gases como CH₄, CO₂, O₂ en porcentajes con una resolución de $\pm 0,1$ % y H₂S en ppm con una resolución de ± 35 ppm. Se utilizaron los absorbentes químicos monoetanolamina (MEA) y dietanolamina (DEA) en solución acuosa con diferentes grados de dilución: 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 50%, 75%, 100%.

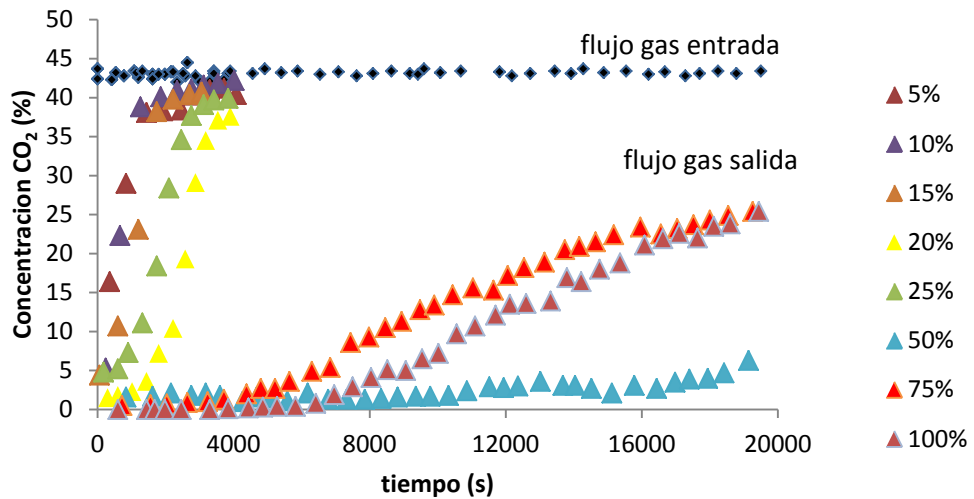


Figura 17: Comportamiento de la absorción de CO₂ en biogás para diferentes concentraciones de MEA. Fuente propia, (2012).

La figura 17 describe la conducta de la monoetanolamina en el proceso de absorción de CO₂ en flujos de biogás. Se probaron diferentes porcentajes de amina: 5, 10, 15, 20, 25, 50, 75 y 100%, disueltas en agua, las cuales son representadas por curvas de diferente color. Se grafica el porcentaje de concentración de CO₂ en el biogás, en unidades de %, versus el tiempo en que se va absorbiendo el gas ácido hasta que llega a su punto de saturación, punto en el cual la absorción se mantiene constante. Los ensayos para los porcentajes 50, 75 y 100% se realizaron como una muestra que a grandes porcentajes de amina ésta demora en saturarse.

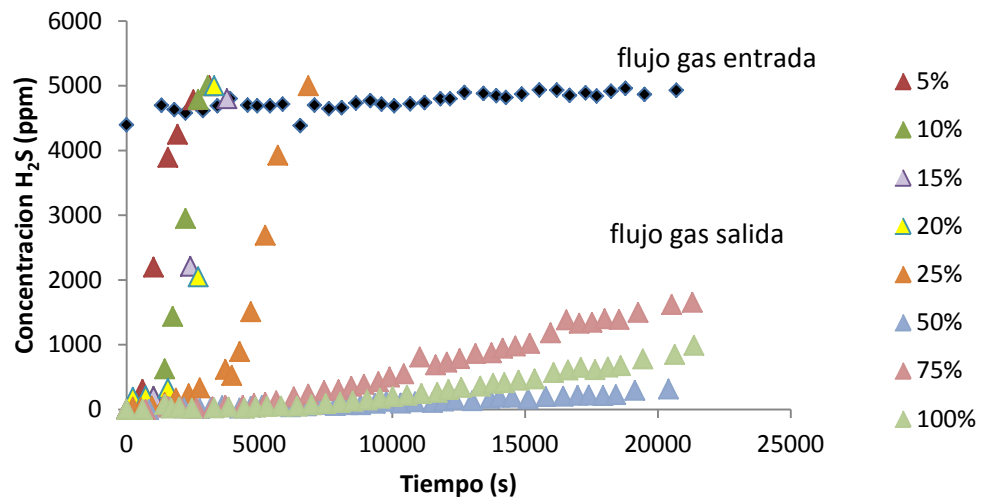


Figura 18: Comportamiento de la absorción de H_2S en biogás para diferentes concentraciones de MEA. Fuente propia, (2012).

La figura 18, al igual que la figura 17, describe la conducta de absorción de la MEA, en este caso del H_2S en flujos de biogás. Se probaron diferentes porcentajes de amina: 5, 10, 15, 20, 25, 50, 75 y 100%, disueltas en agua, las cuales son representadas por curvas de diferente color. Se grafica la concentración de H_2S presente en el biogás, en unidades de ppm, versus el tiempo en que se va absorbiendo el gas ácido hasta que llega a su punto de saturación, punto en el cual la absorción se mantiene constante. De manera similar que en la figura 17, las pruebas con porcentajes de MEA de 50, 75 y 100% no llega a saturarse después de un largo tiempo de ensayo, cumpliéndose con lo estimado previamente.

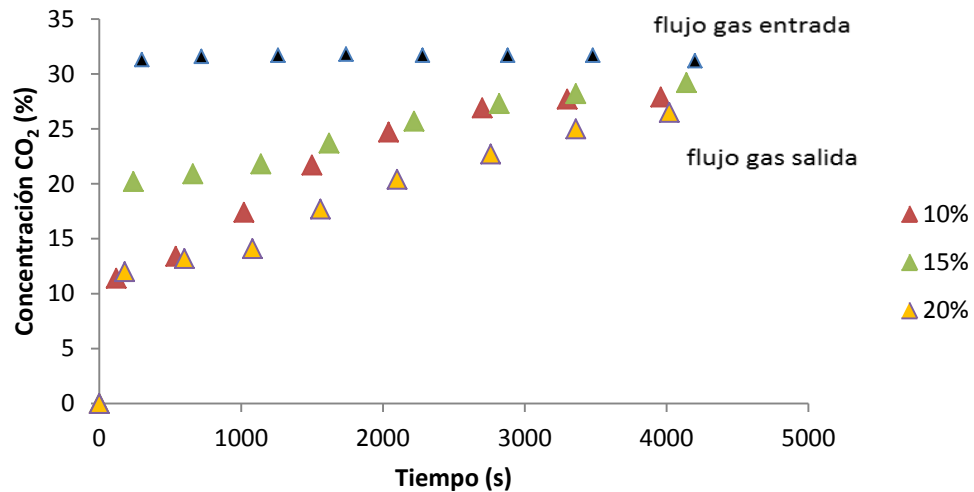


Figura 19: Comportamiento de la absorción de CO₂ en biogás para diferentes concentraciones de DEA. Fuente propia, (2012).

En la figura 19 se representa el comportamiento de la dietanolamina en el proceso de absorción de CO₂ presente en flujos de biogás. Debido a que uno de los objetivos del proyecto era encontrar un absorbente químico que sea económicamente factible y rentable para endulzar biogás, es que se hicieron mayores ensayos con MEA que con DEA. Por ello, se probaron sólo porcentajes de DEA en 10, 15 y 20%, las cuales son representadas por curvas de diferente color. Se grafica la concentración de CO₂ en unidades de %, versus el tiempo en que se va absorbiendo el gas ácido hasta que llega a su punto de saturación.

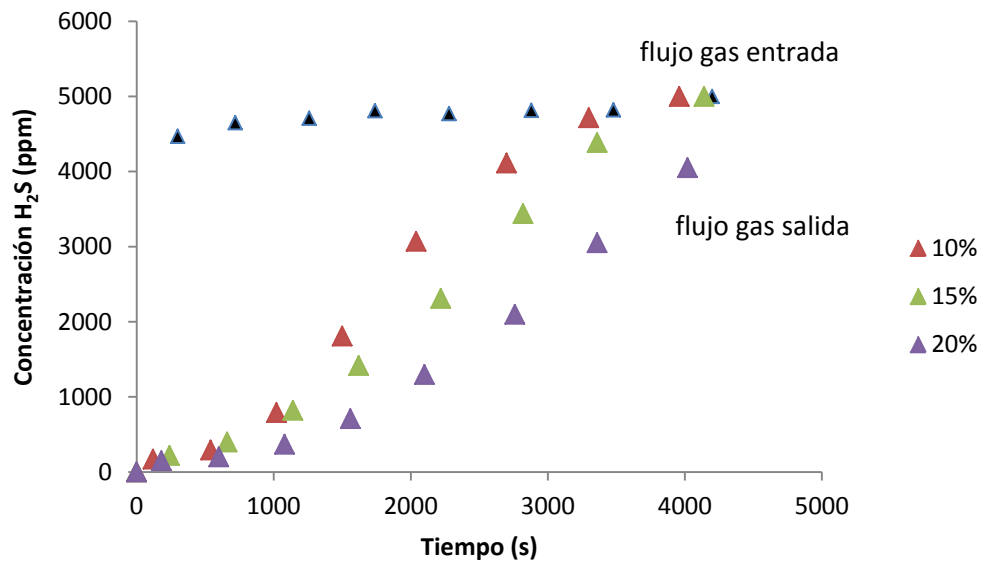


Figura 20: Comportamiento de la absorción de H_2S en biogás para diferentes concentraciones de DEA. Fuente propia, (2012).

La figura 20 presenta el comportamiento de la dietanolamina en el proceso de absorción de H_2S presente en flujos de biogás. Al igual que para el caso de CO_2 , sólo se evaluó la DEA en concentraciones de 10, 15 y 20%, cuyos flujos de salida son representadas por curvas de color rojo, verde y morado respectivamente, mientras que la línea de azul es el flujo de entrada de H_2S . Se grafica la concentración de H_2S , en unidades de ppm, versus el tiempo en que se va absorbiendo el gas ácido hasta que llega a su punto de saturación.

4.1.2 Comportamiento de la absorción en CO₂ puro para diferentes concentraciones de MEA y DEA

Las evaluaciones fueron realizadas en el laboratorio de Mecánica, en el mes de Diciembre del 2011, en líneas de flujo de dióxido de carbono proveniente de un tanque de CO₂ puro. Para asegurar que se trata de CO₂ puro se hacen mediciones previas, a la entrada del sistema, conectando el biogás check para medir la concentración de CO₂ del flujo entrante. En todo momento marcó 100% de CO₂. Se utilizaron los absorbentes químicos monoetanolamina (MEA) y dietanolamina (DEA) en solución acuosa con diferentes grados de dilución: 10%, 20%, 30%, 40%, 50%.

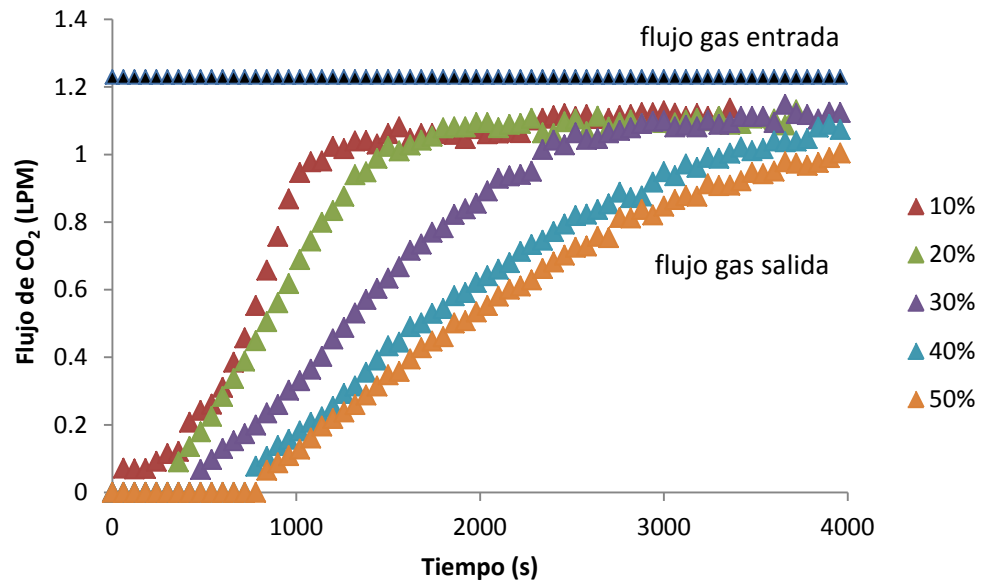
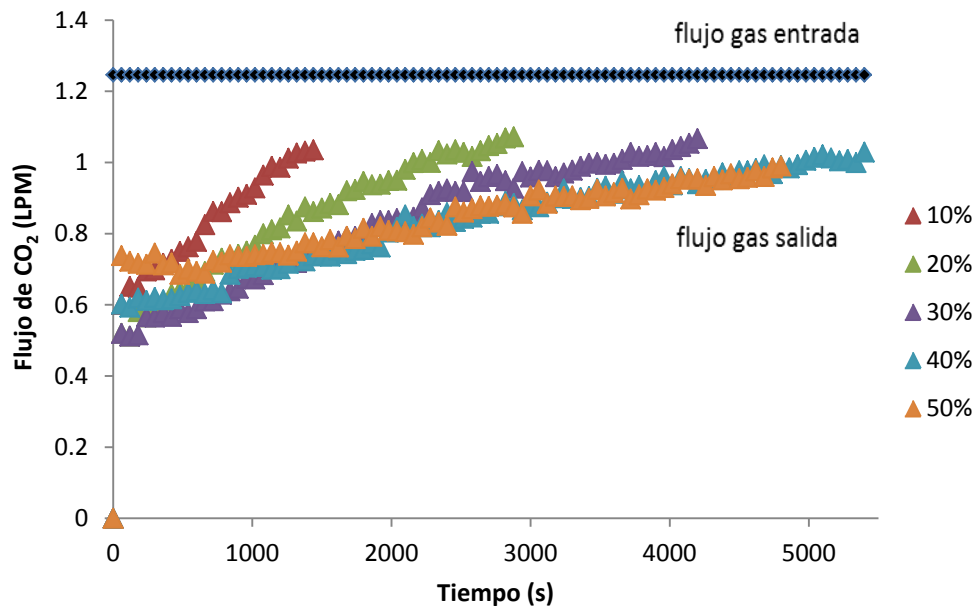


Figura 21: Comportamiento de la absorción en CO₂ puro para diferentes concentraciones de MEA. Fuente propia, (2012).

La figura 21 describe la conducta de la MEA en el proceso de absorción testado en flujo de CO₂ puro. Se probaron diferentes porcentajes de amina: 10, 20, 30, 40 y 50%, disueltas en agua, las cuales son representadas por curvas de diferente color. Se grafica el caudal de CO₂, en unidades de LPM (litros por minuto), versus el tiempo en que se va absorbiendo el gas ácido hasta que llega a su punto de saturación, punto en el cual la absorción se mantiene constante. El caudal de entrada, el cual ingresa por el rotámetro, se mantiene constante en 1,2 LPM.



Figuro 22: Comportamiento de la absorción en CO₂ puro para diferentes concentraciones de DEA. Fuente propia, (2012).

En la figura 22, se presenta el comportamiento de la dietanolamina en el proceso de absorción de CO₂, probado en flujo de CO₂ puro. Se probaron diferentes porcentajes de amina: 10, 20, 30, 40 y 50%, disueltas en agua, las cuales son representadas por curvas de diferente color. Se grafica el caudal de CO₂, en unidades de LPM, versus el tiempo en que se va absorbiendo el gas ácido hasta que llega a su punto de saturación. El caudal de entrada se mantiene constante en 1,2 LPM.

4.1.3 Capacidad de absorción de CO₂ de MEA y DEA en función de su concentración en agua, evaluado en biogás y CO₂ puro

Se presentan tablas con los resultados obtenidos de la capacidad de absorción de CO₂ de las alcanolaminas evaluadas, tanto en flujos de biogás como en flujos de CO₂ puro, para diferentes grados de dilución testados. Se hace una comparación entre los resultados según el modelo matemático utilizado para su análisis, para los dos diseños experimentales propuestos en campo y laboratorio en cada tipo de reactivo.

Tabla 6: Capacidad de absorción de CO₂ de la monoetanolamina en función de su concentración en agua, evaluado en biogás

MEA (%)	Capacidad absorción CO ₂ (gCO ₂ /kgMEA)	
	Método numérico	Método analítico
5	342,8	386,0
10	226,3	305,4
15	174,8	160,2
20	281,6	310,4
25	325,1	362,0

Tabla 7: Capacidad de absorción de CO₂ de la monoetanolamina en función de su concentración en agua, evaluado en CO₂ puro

MEA (%)	Capacidad absorción CO ₂ (gCO ₂ /kgMEA)	
	Método numérico	Método analítico
10	626,0	488,3
20	349,2	280,4
30	319,8	289,0
40	307,2	288,4
50	277,8	255,8

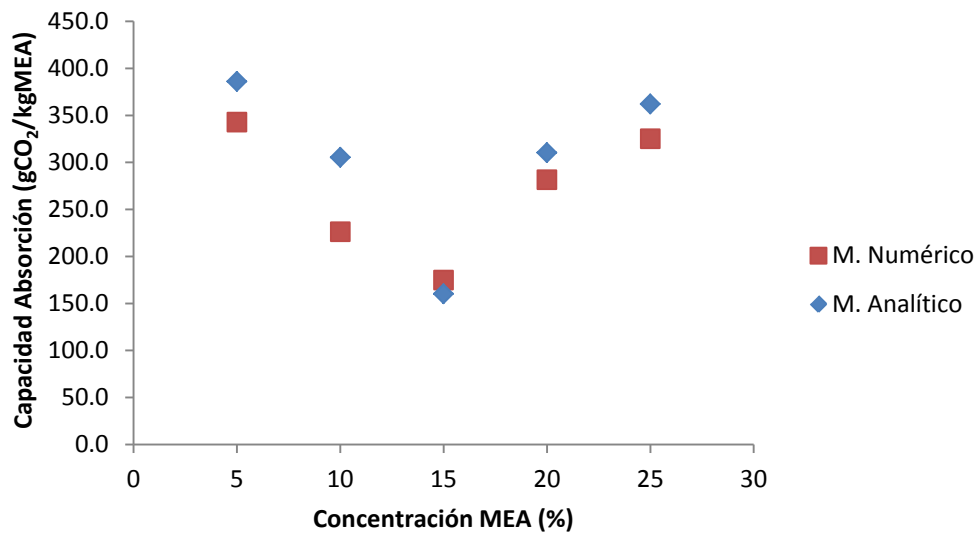


Figura 23: Capacidad de absorción de CO₂ de la monoetanolamina evaluado en biogás. Fuente propia, (2012).

En la figura 23 se representa los resultados mostrados en la tabla 6, por ambos métodos matemáticos según el diseño de investigación teórico propuesto. Se comparan los resultados obtenidos en cada método matemático, de la capacidad de absorción de CO₂ para la monoetanolamina, observando que tienen la misma tendencia. Se grafica la capacidad de absorción, en unidades de gCO₂/kgMEA, versus la concentración del reactivo presente en la solución acuosa, en unidades de %.

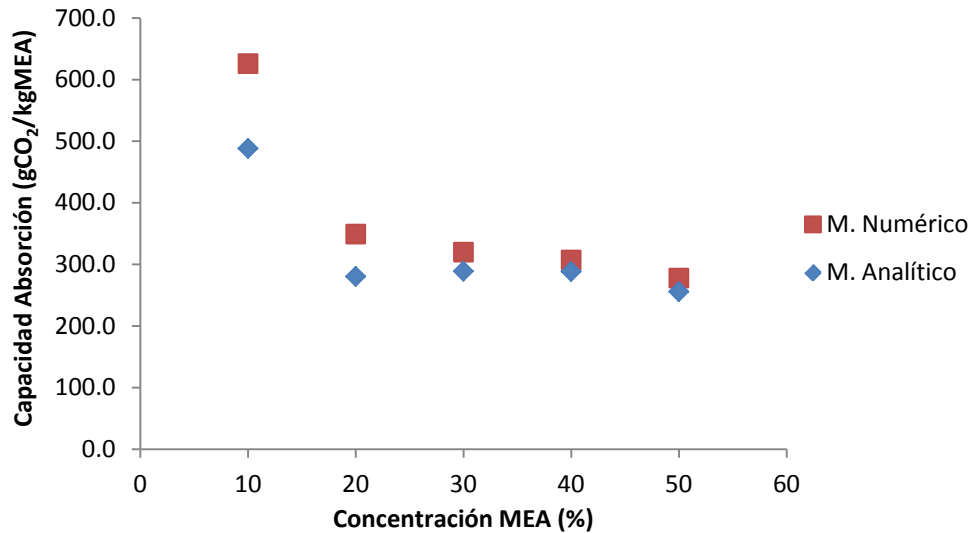


Figura 24: Capacidad de absorción de CO₂ de la monoetanolamina evaluado en CO₂ puro. Fuente propia, (2012).

En la figura 24 se representa los resultados mostrados en la tabla 7, por ambos métodos matemáticos según el diseño de investigación teórico propuesto. Se comparan los resultados obtenidos en cada método matemático, de la capacidad de absorción de CO₂ para la monoetanolamina, observando una vez más que tienen la misma tendencia. Se grafica la capacidad de absorción, en unidades de gCO₂/kgMEA, versus la concentración del reactivo presente en la solución acuosa, en unidades de %.

Tabla 8: Capacidad de absorción de CO₂ de la dietanolamina en función de su concentración en agua, evaluado en biogás

DEA (%)	Capacidad absorción CO ₂ (gCO ₂ /kgDEA)	
	Método numérico	Método analítico
10	192,7	132,3
15	89,9	86,2
20	124,3	119,3

Tabla 9: Capacidad de absorción de CO₂ de la dietanolamina en función de su concentración en agua, evaluado en CO₂ puro

DEA (%)	Capacidad absorción CO ₂ (gCO ₂ /kgDEA)	
	Método numérico	Método analítico
10	273,2	206,4
20	262,6	197,5
30	260,7	195,6
40	244,9	162,3
50	173,6	97,7

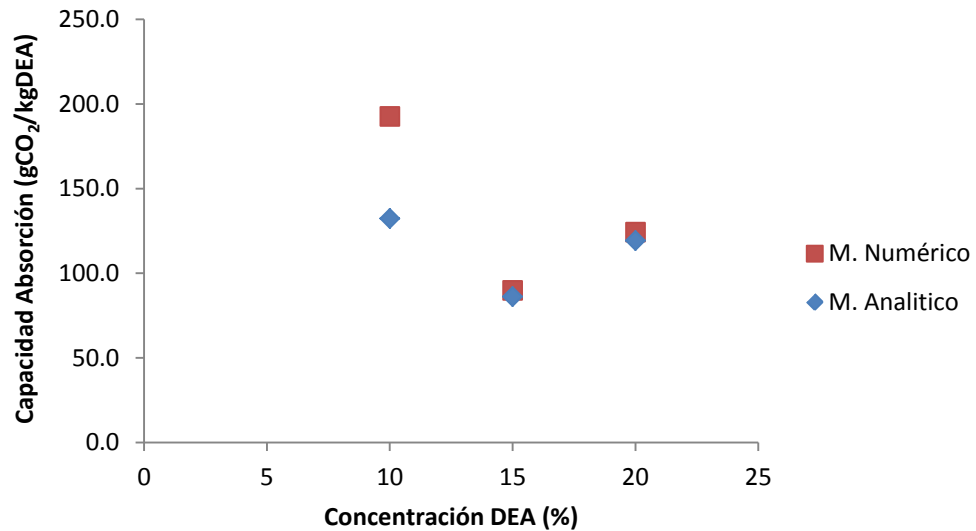


Figura 25: Capacidad de absorción de CO₂ de la dietanolamina, evaluado en biogás. Fuente propia, (2012).

En la figura 25 se representa los resultados mostrados en la tabla 8, por ambos métodos matemáticos según el diseño de investigación teórico propuesto. Se comparan los resultados obtenidos en cada método matemático, de la capacidad de absorción de CO₂ para la dietanolamina. Se observa que ambas curvas tienen similitud en su forma. Se grafica la capacidad de absorción, en unidades de gCO₂/kgMEA, versus la concentración del reactivo presente en la solución acuosa, en unidades de %.

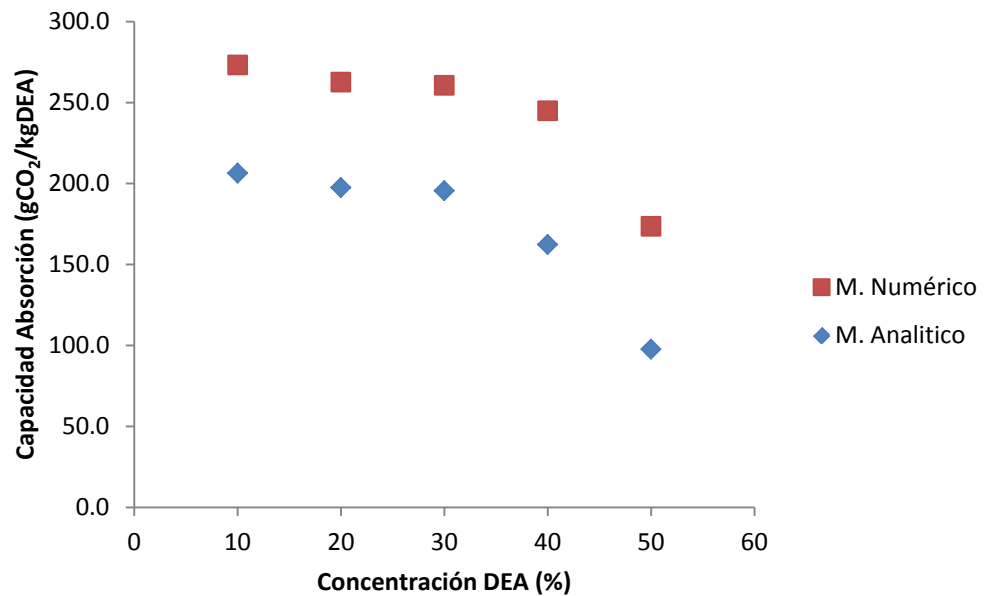


Figura 26: Capacidad de absorción de CO₂ de la dietanolamina, evaluado en CO₂ puro. Fuente propia, (2012).

En la figura 26 se representa los resultados mostrados en la tabla 9, por ambos métodos matemáticos según el diseño de investigación teórico propuesto. Se comparan los resultados obtenidos en cada método matemático, de la capacidad de absorción de CO₂ para la dietanolamina. Se observa que ambas curvas tienen la misma tendencia. Se grafica la capacidad de absorción, en unidades de gCO₂/kgMEA, versus la concentración del reactivo presente en la solución acuosa, en unidades de %.

4.1.4 Capacidad de absorción de H₂S de la MEA y DEA en función de su concentración en agua, evaluado en biogás

Se presentan cuadros con los resultados obtenidos de la capacidad de absorción de H₂S de las alcanolaminas evaluadas en flujos de biogás, para diferentes grados de dilución testados, según el método matemático utilizado para su análisis. Además, se presentan gráficos donde se representa los resultados del diseño experimental en el campo, para cada tipo de reactivo.

Tabla 10: Capacidad de absorción de H₂S de la monoetanolamina en función de su concentración en agua, evaluado en biogás

MEA (%)	Capacidad absorción H ₂ S (gH ₂ S/kgMEA)	
	Método numérico	Método analítico
5	5,64	4,79
10	3,83	4,12
15	2,27	3,19
20	3,42	3,71
25	4,08	4,16

Tabla 11: Capacidad de absorción de H₂S de la dietanolamina en función de su concentración en agua, evaluado en biogás

DEA (%)	Capacidad absorción H ₂ S (gH ₂ S/kgDEA)	
	Método numérico	Método analítico
10	2,80	3,30
15	2,12	2,63
20	2,32	3,16

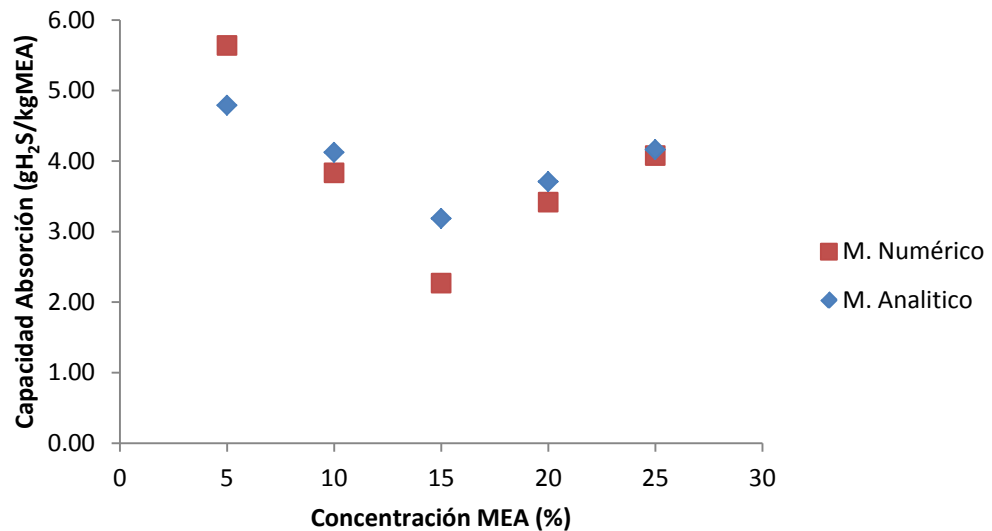


Figura 27: Capacidad de absorción de H₂S de la monoetanolamina, evaluado en biogás. Fuente propia, (2012).

En la figura 27 se representa los resultados mostrados en la tabla 10, por los métodos matemáticos según el diseño teórico propuesto. Se comparan los resultados obtenidos en cada método matemático, de la capacidad de absorción de H₂S para la monoetanolamina evaluado en el campo, observando que ambas gráficas tienen similar forma. Se grafica la capacidad de absorción, en unidades de gH₂S/kgMEA, versus la concentración del absorbente presente en la solución acuosa, en unidades de %.

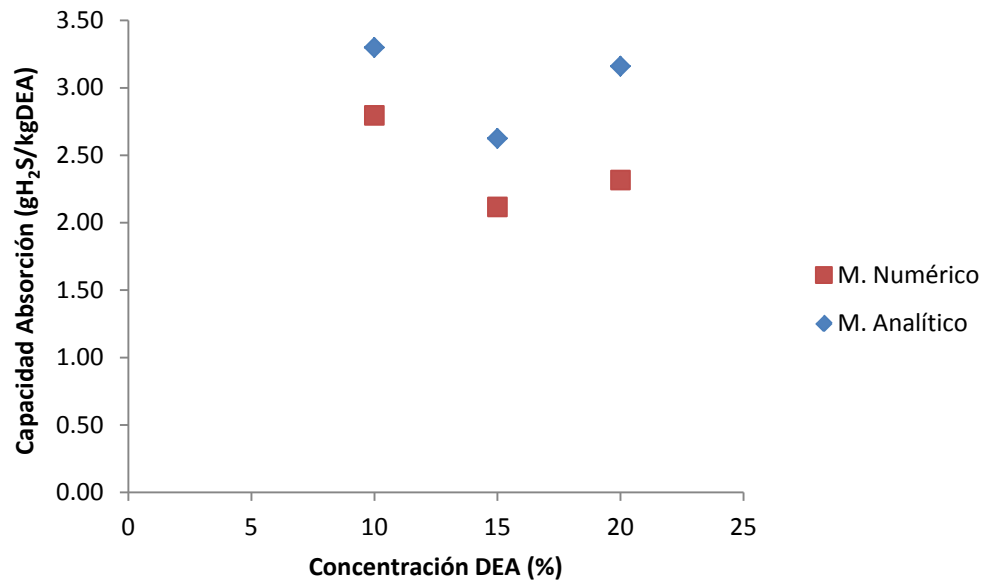


Figura 28: Capacidad de absorción de H₂S de la dietanolamina, evaluado en biogás. Fuente propia, (2012).

En la figura 28 se representa los resultados mostrados en el tabla 11, comparando los métodos matemáticos aplicados según el diseño teórico propuesto, para la capacidad de absorción de H₂S de la dietanolamina evaluado en el campo. Se observa, al igual que en las demás gráficas, que las curvas presentadas tienen similar tendencia. Se grafica la capacidad de absorción, en unidades de gH₂S/kgDEA, versus la concentración del absorbente presente en la solución acuosa, en unidades de %.

4.1.5 Eficiencias de absorción y masa absorbida de CO₂ y H₂S de la MEA y DEA evaluado en biogás

Se presentan gráficos de las eficiencias de absorción de gases ácidos obtenidos durante la evaluación en biogás. Se calcularon por medio de la ecuación 4 para los diferentes grados de dilución de los reactivos testados tanto en CO₂ como en H₂S, dado en unidades de porcentaje. Se entiende por eficiencia de absorción a la cantidad de gas ácido que sale con relación a la cantidad entrante, siendo lo ideal que el gas ácido saliente sea de 0 %, es decir, que la absorción tuvo una eficiencia de 100%.

Además, se presentan tablas y gráficos con la cantidad de masa absorbida de gas ácido presente en el flujo de biogás, en función de la concentración de reactivo, calculado por medio de la ecuación 15. Los gráficos son comparados con la capacidad de absorción descrita en las secciones 4.1.3 y 4.1.4.

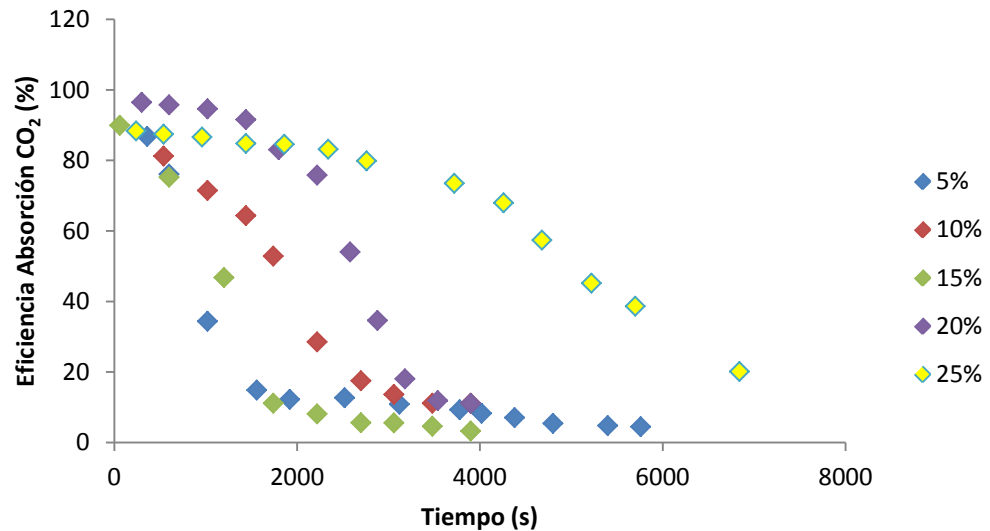


Figura 29: Eficiencia de absorción de CO₂ de la monoetanolamina, evaluado en biogás. Fuente propia, (2012).

En la figura 29 se presenta la eficiencia de absorción de CO₂ de la monoetanolamina durante la evaluación en campo con biogás. Se observa que la MEA tiene una eficiencia de absorción de 90% en promedio. Se observa también que la eficiencia de absorción disminuye a medida que aumenta el tiempo del ensayo, esto debido a que la solución absorbente tiende a saturarse.

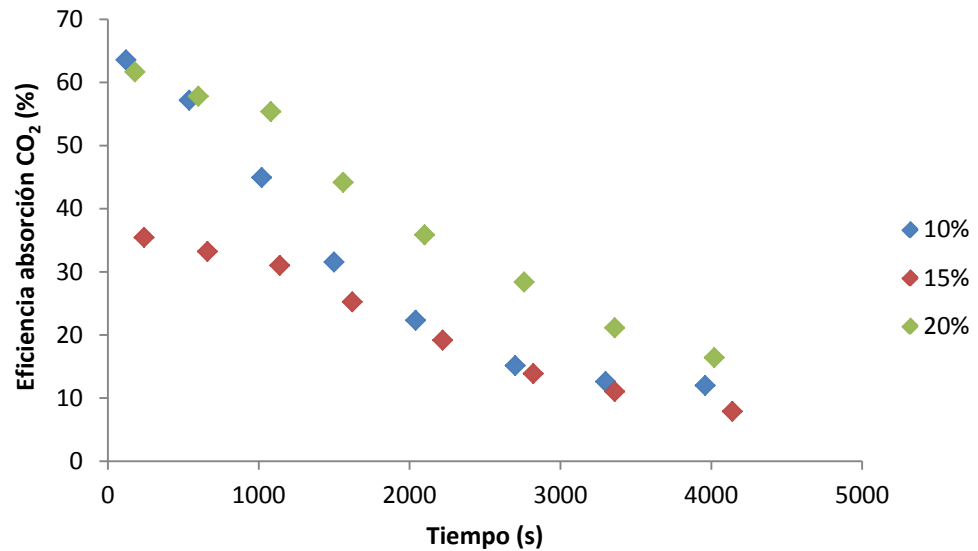


Figura 30: Eficiencia de absorción de CO₂ de la dietanolamina, evaluado en biogás. Fuente propia, (2012).

En la figura 30 se presenta la eficiencia de absorción de CO₂ de la dietanolamina durante la evaluación en campo con biogás. Se observa que la DEA tiene una eficiencia de absorción de 60% en promedio, siendo menos eficiente que la MEA. Se observa también que la eficiencia de absorción disminuye a medida que aumenta el tiempo del ensayo, esto debido a que la solución absorbente tiende a saturarse.

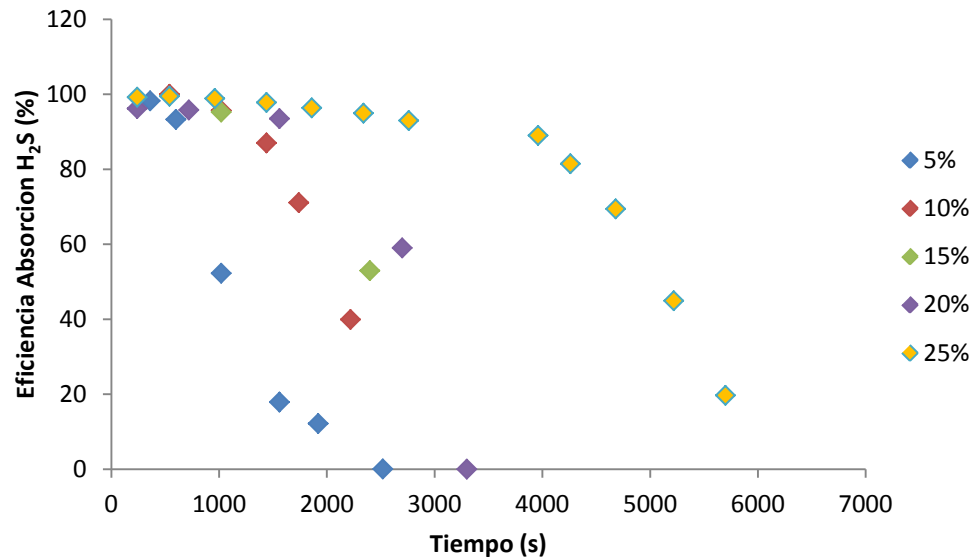


Figura 31: Eficiencia de absorción de H₂S de la monoetanolamina, evaluado en biogás. Fuente propia, (2012).

En la figura 31 se presenta la eficiencia de absorción de H₂S de la monoetanolamina durante la evaluación en campo con biogás. Se observa que la MEA tiene una eficiencia de absorción de 98% en promedio. Al igual que en los gráficos anteriores, se observa que la eficiencia de absorción disminuye a medida que aumenta el tiempo del ensayo debido a que la solución absorbente tiende a saturarse.

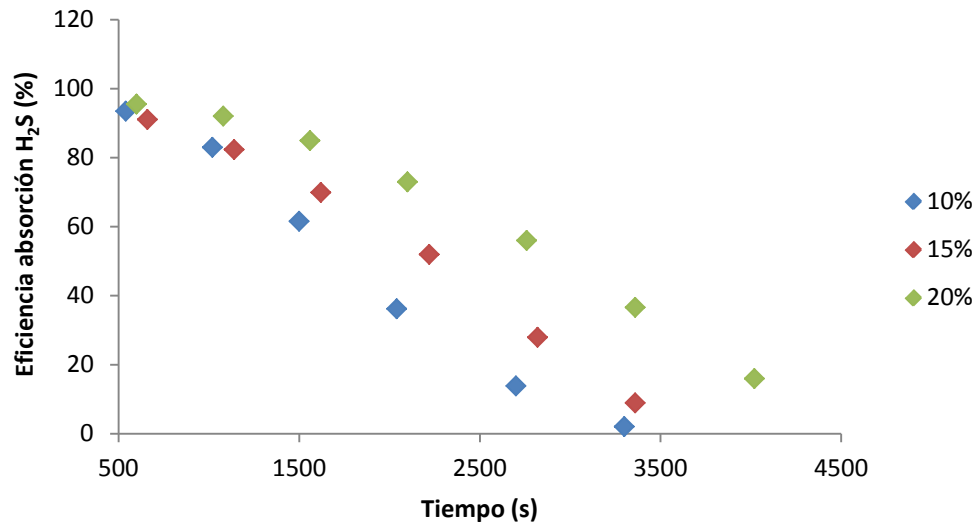


Figura 32: Eficiencia de absorción de H_2S de la dietanolamina, evaluado en biogás. Fuente propia, (2012).

En la figura 32 se presenta la eficiencia de absorción de H_2S de la dietanolamina durante la evaluación en campo con biogás. Se observa que la DEA tiene una eficiencia de absorción de 95% en promedio, cercano al de la MEA. Una vez más se observa que la eficiencia de absorción disminuye a medida que aumenta el tiempo del ensayo debido a que la solución absorbente tiende a saturarse.

Tabla 12: Masa absorbida de CO₂ y H₂S por la monoetanolamina, evaluado en biogás

MEA (%)	Masa absorbida por la monoetanolamina	
	CO ₂ (g)	H ₂ S (g)
5	8,78	0,14
10	11,59	0,18
15	13,43	0,17
20	28,83	0,35
25	41,62	0,52

Tabla 13: Masa absorbida de CO₂ y H₂S por la dietanolamina, evaluado en biogás

DEA (%)	Masa absorbida por la dietanolamina	
	CO ₂ (g)	H ₂ S (g)
10	7,21	0,18
15	7,05	0,21
20	13,00	0,34

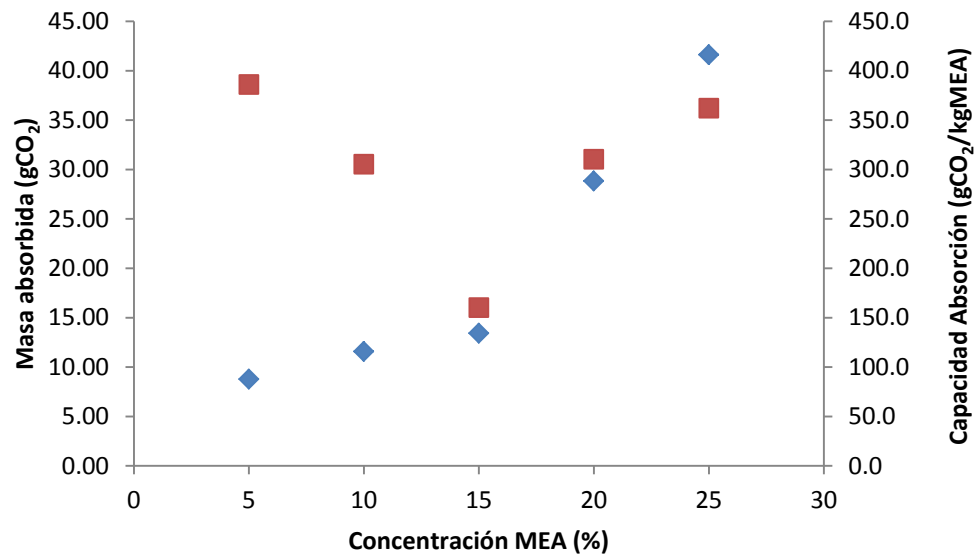


Figura 33: Masa absorbida de CO₂ por la MEA y su capacidad de absorción, evaluado en biogás. Fuente propia, (2012).

En la figura 33 se representa los resultados mostrados en las tablas 6 y 12, obtenidos por el método analítico. Se compara la masa de CO₂ absorbida contra la capacidad de absorción de CO₂ para la monoetanolamina evaluado en flujos de biogás. Se observa que las curvas presentadas tienen tendencias diferentes. Se grafica en el eje principal la masa absorbida, en unidades de gCO₂ versus la concentración del reactivo presente en la solución acuosa, en unidades de %.

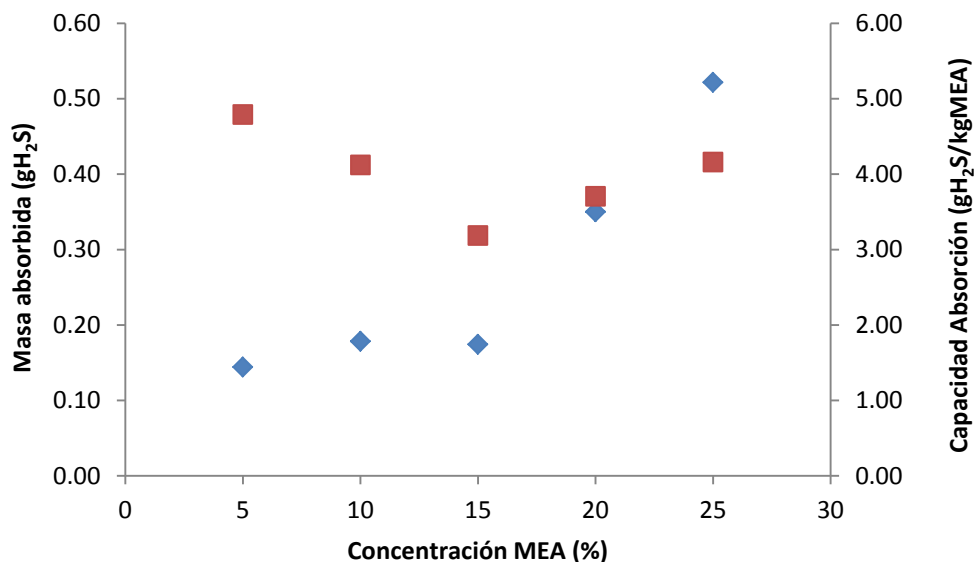


Figura 34: Masa absorbida de H₂S por la MEA y su capacidad de absorción, evaluado en biogás. Fuente propia, (2012).

En la figura 34 se representa los resultados mostrados en las tablas 7 y 12, obtenidos por el método analítico. Se compara la masa de H₂S absorbida contra la capacidad de absorción de H₂S para la monoetanolamina evaluado en flujos de biogás. Al igual que en la figura 33, se observan curvas con tendencias diferentes. Se grafica en el eje principal la masa absorbida, en unidades de gH₂S versus la concentración del reactivo presente en la solución acuosa, en unidades de %.

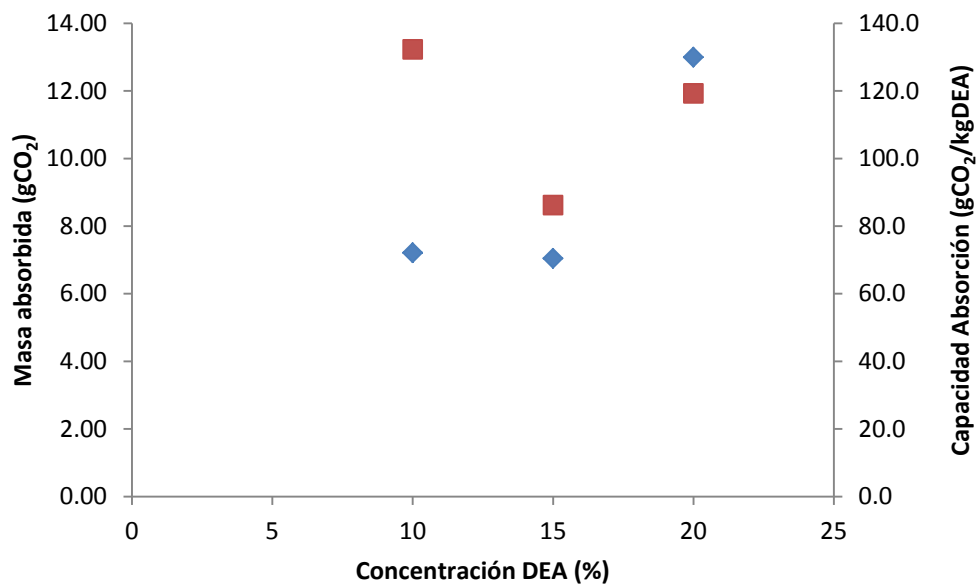


Figura 35: Masa absorbida de CO₂ por la DEA y su capacidad de absorción, evaluado en biogás. Fuente propia, (2012).

En la figura 35 se representa los resultados mostrados en las tablas 8 y 13, obtenidos por el método analítico. Se compara la masa de CO₂ absorbida contra la capacidad de absorción de CO₂ para la dietanolamina evaluado en flujos de biogás. Se observan curvas con tendencias diferentes. Se grafica en el eje principal la masa absorbida, en unidades de gCO₂ versus la concentración del reactivo presente en la solución acuosa, en unidades de %.

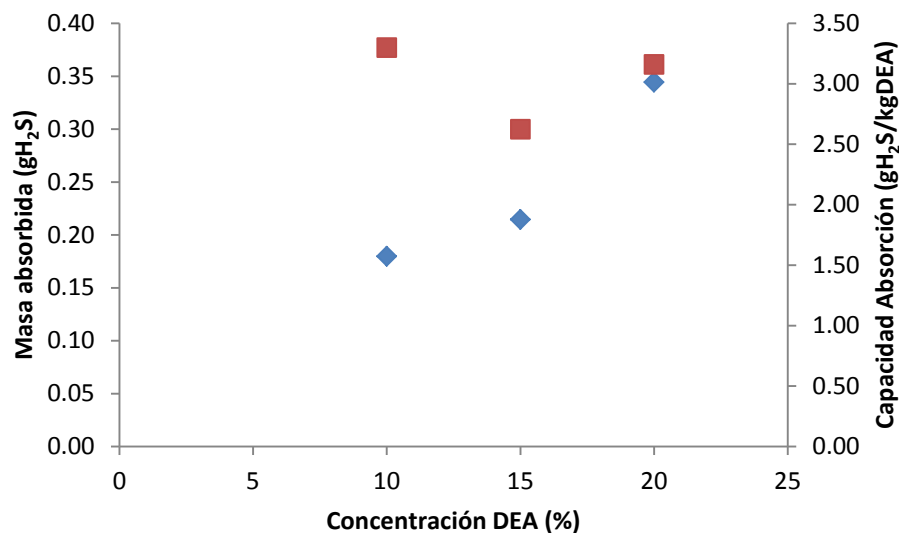


Figura 36: Masa absorbida de H₂S por la DEA y su capacidad de absorción, evaluado en biogás. Fuente propia, (2012).

En la figura 36 se representa los resultados mostrados en las tablas 9 y 13, obtenidos por el método analítico. Se compara la masa de H₂S absorbida contra la capacidad de absorción de H₂S para la dietanolamina evaluado en flujos de biogás. Al igual que en las anteriores figuras se observan curvas con tendencias diferentes. Se grafica en el eje principal la masa absorbida, en unidades de gH₂S versus la concentración del reactivo presente en la solución acuosa, en unidades de %.

4.2 Análisis y discusión de resultados

4.2.1 Comportamiento de absorción de las alcanolaminas en biogás

En todas las gráficas expuestas en la sección 4.1.1 y 4.1.2 se observa que las curvas que describen el comportamiento de absorción de las alcanolaminas tienen forma de “S”, lo que nos llevó a la aplicación del modelo exponencial (Función de Wiebe) que se adecuó muy bien a estas curvas.

Por otro lado, en las figuras 17, 19, 21 y 22, se muestra que manteniendo el volumen de biogás constante durante las pruebas, el tiempo para lograr la saturación de la amina crece con el grado de concentración de la amina. También se observa que el tiempo de saturación de las alcanolaminas es menor en las pruebas con CO₂ puro que con CO₂ en biogás, por nombrar un ejemplo, se tiene la concentración de 10% MEA, el cual llega a su punto de saturación a los 3120 s cuando se prueba en biogás y a los 2400 s en ensayos de CO₂ puro; siendo el mismo caso para la DEA. Una de las observaciones realizadas durante la experimentación es que en un inicio del ensayo con CO₂, la MEA demoraba en mandar una

respuesta de lo absorbido, el cual variaba según el porcentaje de reactivo en la solución, siendo de unos 180 s en promedio; mientras que la DEA manda una respuesta rápida del gas ácido saliente, lo que significa que la velocidad de reacción de la DEA es mayor a la MEA, en el caso de CO_2 . Para el H_2S , tanto MEA y DEA mandan respuestas rápidas.

Además, para todas las figuras de comportamiento de CO_2 , las cuales contienen una curva de flujo de gas de entrada y varias curvas de flujo de gas de salida, se puede visualizar que aquellas curvas de gas saliente no llegan a interceptar la curva de gas entrante, lo cual da la sensación de que las alcanolaminas no dejan de absorber CO_2 , es decir, nunca se saturan. Esto genera dificultades para el cálculo del área que buscamos. Para vencer esta dificultad, en el análisis de datos experimentales, se aprovechó la simetría de la curva exponencial, la cual fue comprobada previamente. Para el caso de H_2S no hubieron estos problemas.

4.2.2 Capacidad de absorción de las alcanolaminas en biogás

En las secciones 4.1.3 y 4.1.4 se presenta la capacidad de absorción de la monoetanolamina y dietanolamina, siendo las figuras 23, 25, 27 y 28 las más influyentes en este reporte. Durante el desarrollo del proyecto MOPESA se obtuvieron resultados sobre la capacidad de absorción de las alcanolaminas utilizadas, analizados por el método numérico, los cuales están explícitos en la tabla 1. Comparando esa tabla con los resultados obtenidos en este proyecto, los cuales están explícitos en las tablas 6, 8, 10 y 11, por el método analítico, se observa en el caso de la MEA similar tendencia en los resultados, encontrando picos máximos a concentraciones de 5% y 25%, superando los 300 gCO₂/kgMEA, mientras que la mínima absorción se da al 15%. Para el caso de la DEA, se observa una tendencia similar al de la MEA en la capacidad de absorción de CO₂, pero en comparación a ésta muestra una deficiente absorción, el cual es muy inferior a los 300 gCO₂/kgDEA en cualquier grado de dilución. Esto se puede ratificar al observar los resultados obtenidos en las tablas 7 y 9, donde se observa claramente que la MEA tiene mayor capacidad de absorción de CO₂ que la DEA, al evaluarlos a ambos en CO₂ puro. También se observa

en esos resultados que ambos reactivos guardan similar tendencia en su capacidad de absorción de CO_2 , siendo esta máxima a bajas concentraciones y disminuye a medida que aumenta el porcentaje de concentración del reactivo en solución acuosa, teniendo una subida entre el 20% y 30% de MEA.

Por otro lado, en el caso de H_2S , los resultados del proyecto MOPESA también coinciden con los resultados obtenidos en este proyecto para el caso de la MEA, obteniendo una buena absorción de H_2S a concentraciones de 5% y 25%, absorbiendo más de 4 $\text{gH}_2\text{S}/\text{kgMEA}$ según las tablas 1 y 10. En el caso de la DEA se observa una deficiente absorción H_2S , siendo esta inferior muy inferior a la capacidad de absorción de la MEA tal como se muestra en la tabla 11. También se observa que ambos reactivos tienen una mínima absorción de H_2S a una concentración del 15%.

Por último, en las figuras 33, 34, 35 y 36, al comparar la masa absorbida del gas ácido contra la capacidad absorción del reactivo, se observa que dicha capacidad de absorción no es directamente proporcional al grado de dilución del reactivo en solución acuosa, ya que no se cumple que, en un caso ideal, si al 10% de MEA o DEA

absorbe cierta cantidad de masa de gas ácido, al 20% la masa absorbida debería ser cuatro veces mayor a la masa absorbida al 10% para que la capacidad de absorción sea el doble de la primera, siendo esto un resultado no esperado.

4.2.3 Eficiencia de absorción de las alcanolaminas en biogás

La eficiencia de absorción de los absorbentes evaluados es presentada en las figuras 29, 30, 31 y 32. Comparando la eficiencia de absorción de CO_2 de la MEA frente al de la DEA, en las figuras 29 y 30 se observa que la eficiencia de la MEA es de 90% frente a una escasa eficiencia de 60% para la DEA. Por tanto, se presenta a la monoetanolamina como la mejor opción entre los absorbentes químicos a ser usado para endulzamiento de biogás, puesto que reduce la concentración de CO_2 a niveles inferiores del 4%. En cuanto al H_2S , las figuras 31 y 32 muestran que tanto la MEA como la DEA tienen eficiencias de absorción próximas, de 98% y 95% respectivamente, demostrando una vez más la ventaja del uso de la monoetanolamina como absorbente, el cual reduce la concentración de H_2S en el biogás a niveles inferiores de 100 ppm.

4.2.4 Comprobación de hipótesis

A. Comprobación de la hipótesis operacional A.

La hipótesis operacional A señala que:

“La capacidad de absorción de la MEA y DEA depende de su grado de dilución en agua, siendo directamente proporcional”.

Para la comprobación de esta hipótesis se hace referencia a lo explicado en la sección 4.2.2 para la capacidad de absorción de la MEA y DEA. Por un lado, se comprueba que la capacidad de absorción sí depende del grado de dilución de la amina en la solución acuosa, ya que en las figuras correspondientes, se aprecia que dicha capacidad de absorción varía según el porcentaje de MEA o DEA. Sin embargo, esta variación no se da en forma lineal debido a que la cantidad de masa absorbida no aumenta proporcionalmente al grado de dilución de la amina, haciendo que disminuya o se incremente la capacidad de absorción.

B. Comprobación de la hipótesis operacional B.

La hipótesis operacional B señala que:

“Es posible que la capacidad de absorción de CO_2 con alcanolaminas evaluado en flujo de biogás tenga diferente comportamiento que al evaluarlo en flujo de CO_2 puro, puesto el biogás contiene H_2S que también reacciona con el absorbente disminuyendo su tiempo de saturación”.

En efecto, las pequeñas concentraciones H_2S no afecta la pronta saturación del absorbente. Sin embargo, según lo explicado en la sección 4.2.1, el tiempo de saturación de las alcanolaminas es menor en las pruebas con CO_2 puro que con CO_2 en biogás, ya sea para la MEA o DEA. Por otro lado, el comportamiento de las curvas de absorción mostradas en las respectivas figuras es la misma al evaluarse en biogás que al evaluarse en CO_2 puro, para ambos reactivos.

C. Comprobación de la hipótesis central

La hipótesis central señala que:

“Es posible aplicar un método que sea tecnológicamente factible, que nos permita eliminar el CO_2 y H_2S del biogás por endulzamiento con soluciones acuosas de monoetanolamina y/o dietanolamina, obteniendo una concentración de metano mayor a 90%”.

El endulzamiento de biogás por medio de soluciones de alcanolaminas fue realizado demostrando que sí es posible propiciar la absorción química para eliminar los gases ácidos del biogás. Teniendo en cuenta que la concentración promedio medida de CO_2 es 40% y la del H_2S es 5000 ppm, y haciendo referencia a lo mencionado en la sección 4.2.3, se comprueba que se obtuvo una concentración de metano de 96% con la monoetanolamina, mientras que con la dietanolamina no se pudo alcanzar el 90% del mismo componente gaseoso.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

Los resultados encontrados permiten concluir que:

- La capacidad de absorción de CO_2 y H_2S de las aminas se ve afectado por su grado de dilución, presentando la monoetanolamina mayor capacidad de absorción y mayor eficiencia de absorción que la dietanolamina.
- La concentración que optimiza la capacidad de absorción de CO_2 y H_2S del biogás para la MEA es 25%, llegando a eliminar 362 $\text{gCO}_2/\text{kgMEA}$ y 4,16 $\text{gH}_2\text{S}/\text{kgMEA}$ respectivamente. Para la DEA, al 10% se logra absorber 132,3 $\text{gCO}_2/\text{kgMEA}$ y 3,3 $\text{gH}_2\text{S}/\text{kgMEA}$, sin embargo, se requieren evaluar otros rangos de concentración con DEA.

- El método del burbujeo fue diseñado exitosamente, permitiendo una íntima interrelación entre el biogás y la solución acuosa de amina, facilitando la toma de datos en el campo como en el laboratorio.
- Fue posible la aplicación de la Función de Wiebe para el análisis de datos experimentales, gracias a que el comportamiento de absorción presentado por las alcanolaminas tiene forma de "S", lo que nos llevó a la aplicación de este modelo matemático que se adecuó muy bien a estas curvas.
- La monoetanolamina se presenta como la mejor opción para endulzar biogás, por su alta absorción de CO_2 y H_2S y su bajo costo en comparación con la dietanolamina.
- Al término de esta investigación, se puede concluir que si se puede aplicar el método de absorción química por medio de soluciones acuosas de alcanolaminas para endulzamiento de biogás, obteniendo concentraciones de metano mayores al 90%.

5.2 Recomendaciones

- Tomando en cuenta que la MEA es la mejor opción para el endulzamiento de biogás, se recomienda su aplicación al 10% de concentración si sólo se desea eliminar el H₂S del biogás.
- Se recomienda hacer un exhaustivo estudio de la capacidad de absorción de CO₂ de las alcanolaminas, en CO₂ puro, en concentraciones del 5% al 25%.
- Se recomienda investigar la influencia de los otros gases presentes en el biogás en la capacidad de absorción de las alcanolaminas, comenzando por los gases de mayor concentración.
- Basándose en este proyecto y en pro del desarrollo de las energías renovables a nivel mundial, sería adecuado llevar el endulzamiento de biogás a niveles industriales, diseñando un sistema de remoción de gases tal como los existentes en la industria petroquímica para el endulzamiento de gas natural mediante el uso de soluciones acuosas de alcanolaminas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Referencias bibliográficas

- Aranzabe, E., Ciria, J.I. (2004). Siloxanos en motores de gas. Boletín mensual sobre Lubricación y mantenimiento, Wearchckiberica N°4.
- Arenillas, A. (2006). Separación de H₂ y CO₂ por adsorción. Instituto Nacional del Carbón, CSIC.
- Arnold, K., Stewart, M. (1999). Surface Production Operations: Design of Gas-Handling systems and Facilities, Vol. 2, 2nd Ed. Gulf Professional Publishing, Houston, TX.
- Brundick, W. (2010). Sulfatreat estimated performance sheet . (Ed.) Mi Swaco, Chesterfield, Missouri, USA : s.n.
- Cairó, J.J., Pavís, J.M. (1988). Microbiología de la digestión anaerobia, Metanogénesis, Actas del 4th seminario de tratamiento anaerobio de aguas residuales, pp. 41-51.
- Cengel, Y. & Boles, A. (2008). Thermodynamics. An Engineering Approach. 6th edición. New York, USA: McGraw- Hill. doi: ISBN 9780073305370.
- Chakma, A. (1994), "Separation of Acid Gases from Power Plant Flue Gas Streams by Formulated Amines", Gas Separation, Editado por Vansant, E.F., Elsevier Science Publishers.
- Chakravarti, Shrikar, Gupta, Amitabh y Hunek, B. (2001) Advanced Technology for the Capture of Carbon Dioxide. First National Conference on Carbon Sequestration. Washington ,DC : Praxair Technology, Inc.
- Costa, S y Devadder, M. (2007). Biogás. Buenos Aires : Oikos, Alara.
- Coto, J.E., Maldonado, J.J. & Botero, R. (2007). Implementación de un sistema para generar electricidad a partir de biogás en la finca pecuaria integrada de EARTG. Universidad EARTH.
- Crummé, E. y otros (2005). The removal of sulfur from Coffin Butte Landfill Gas. Oregon : Oregon State University: Chemical Engineering Department.

- CYTED. (2008). Eliminación de Emisiones Atmosféricas de COVs por catálisis y adsorción. Madrid : CYTED. doi: ISBN 978-84-96023-64-2.
- De La Garza, V. (1999). Simulación de Monoetanolamina en el Equilibrio Líquido-Vapor. (Tesis de Maestría). México D.F.
- Dresles, P., Richtár, M. (2011). Simulation model of the singlecylinder combustion engine MZ125, Vol. VI, N°5. Technical University of Ostrava.
- EPRI. (1992). Engineering Evaluation of Prenflo Based Integrated gasification comined cycle (IGCC) power plant designs. Chicago.
- García, S. (2006). Captura y Almacenamiento de CO₂ a partir de oxcombustión. Madrid : ENDESA Generación.
- Garetto, T. (2000). Principios de Adsorción. Santa Fe : Aecid.
- Gonzáles, C. (2010). Endulzamiento del Gas Natural. Universidad Nacional de Cuyo: Facultad de Ciencias Aplicadas a la industria.
- Gosh, D.P. (2007). Wet H₂S problem in oil refinery processes. USA : Indian Oil Corporation.
- GPSA Engineering Data Book (1998), Gas Processors Suppliers Association, 11th Ed.
- Harasimowicz, M., Orluk P., Zakrzewska-Trznadel, G. & Chmielewski, A. (2007). Application of polyimide membranes for biogas purification and enrichment, Journal of Hazarous Materials, Vol. 144, No. 3, pp. 698-702. doi: ISSN 0304-3894.
- Henley E., Seader J. (2000). Operaciones de Separación por etapas de equilibrio en Ingeniería Química”. Editorial Reverté.
- Hernández, A., Aguilar, G. (1992). Actas del primer Taller Iberoamericano de tamices moleculares. Oaxaca: CYTED.
- Hernández, J.M.A. (1994). Adsorción de gases en zeolitas. (Tesis de maestría). Universidad Autónoma Metropolitana, Iztapalapa.
- Horikawa, M.S; Rossi, ML;C.M.M (2004). Chemical Absorption of H₂S for biogas purification, pp. 415-420. doi: ISSN 0104-6632.
- Huertas, J.I., Giraldo, N., Izquierdo, S., Garzón, J. (2010). Filtración de H₂S y CO₂ presentes en el biogás usado en plantas eléctricas de potencia. (Informe final del proyecto MOPESA) Toluca: Centro de Investigación en Mecatrónica Automotriz.
- Kohl, A., Nielsen, R. (1997). Gas Purification. Houston. doi: ISBN 0-88415-220-0.

- Llana, H., Morís, A., Gonzáles, L., Gonzáles, E. (2010). Caracterización, purificación y control de biogás. Estudio de la viabilidad de sistemas de purificación y aprovechamiento de biogás. doi: PS-120000-2007-6.
- Mabres, A, Freire, D., Bevilacqua, L. (2008). Eliminación de Sulfuro de Hidrógeno en Emisiones Gaseosas Atmosféricas.
- Mandal, B.P., Bandyopadhyay, S.S. (2005). Simultaneous absorption of carbon dioxide and hydrogen sulfide into aqueous blends of 2-amino-2-methyl-1-propanol and diethanol amine. Chemical Engineering Science.
- Marchaim, U. (1992). Biogas Processes for Sustainable Development. Israel : Vol. MIGAL Galilee Technological Center Kiryat Shmna.
- Mokhatab, S., Poe, W.A., Speight, J.G. (2006). Handbook of natural gas transmission and processing. Gulf professional publishing, Elseiver.
- Montes, M.E. (2008). Estudio técnico-económico de la digestión anaerobia conjunta de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos y lodos de depuradora para la obtención de biogás. (Tesis doctoral). Departamento de Ingeniería Civil.
- Muche, H & Zimmermann, H. (1985). The Purification of Biogas. Munich : s.n. doi: ISBN 3-528-02015-6.
- Muñoz, C., Morales, H., Torres, C. (2008). Tecnologías de captura y secuestro de CO₂. (Informe del departamento de mercados eléctricos). Chile: PUCC. doi: IEE3372.
- Navas, A. (2002). Estudio sobre los programas MEPO Y MECIDI. Departamento de Ingeniería Energética.
- Qian, Z., Xu, L., Li, Z.; Li, H. & Guo, K. (2010). Selective Absorption of H₂S from a Gas Mixture with CO₂ by Aqueous N-Methyldiethanolamine in a Rotating Packed Bed. Industrial & Engineering Chemistry Research, Vol. 49.
- Ramajo, D., Nigro, N. (2006). Modelización numérica de la combustión en motores de combustión interna. Argentina: Centro Internacional de Mecánica Computacional, CIMEC.
- Ramírez, M. (2007). Viabilidad de un Proceso Para la Eliminación Conjunta de H₂S y NH₃ Contenido en Efluentes Gaseosos. (Tesis doctoral). Universidad de Cádiz. Cádiz.
- Rodríguez, L. (2000). Métodos numéricos y simulaciones. Departamento de Física. Universidad de Santiago de Chile. Chile.

- Romero, C.A., Quintero, H.F., Calle, G. (2003). Modelado de las cargas dinámicas en los motores de combustión interna. *Scientia et Technica*, N°23. UTP. doi: ISSN 0122-1701.
- Saico, L. (2003). Determinación de substratos óptimos para la producción de biogás a partir del estiércol de ganado ovino, vacuno y porcino de los corrales de la UNALM. (Tesis de maestría). Disponible en la biblioteca central de la Universidad Nacional Agraria La Molina, Escuela de Post Grado, Lima, Perú.
- Sánchez, J.A., Oliver, R., Estrany., F. (2006). Planta para la recuperación del dióxido de carbono de los gases de combustión. (Informe del proyecto para la captación del 98% del CO₂ producido en una planta industrial de cogeneración para su posterior purificación y venta). Barcelona, España.
- Speight, J. (2007). *Natural gas: a basic handbook*. Texas: Gulf Publishing Company.
- Steinfeld, G., Sanderson, R. (1998). *Landfill Gas Cleanup for Carbonate Fuel Cell Power Generation (Reporte final)*. Energy Research Corporation. Danbury: National Renewable Energy Laboratory.
- Svard, T. (2004). *Adsorption of Hydrogen Sulfide at low temperature*. Lund, Sweden: Department of Chemical Engineering II.
- Treybal, R. (1996). *Operaciones de Transferencia de Masa*. segunda edición. s.l.: Mc Graw Hill, pp. 865.
- Tsagarakis K.P., Papadogiannis, Ch. (2006). *Technical and economic evaluation of the biogas utilization for energy production at Iraklio Municipality*. Energy Conversion and Management. Greece.
- Valdivia, R. (2001), *Uso de biogás para la generación de energía eléctrica mediante un motor gasolinero estacionario modificado*. (Tesis de licenciatura). Disponible en la biblioteca especializada de la Facultad de Ciencias de la Universidad Nacional Jorge Basadre Grohmann, Tacna, Perú.
- Wark, W. (2000). *Contaminación del Aire. Origen y Control*. s.l.: Limusa. doi: ISBN 968-18-1954-3.
- Zapata, A. (1998). *Biogas Utilization for Electricity Generation*. Cali: CIPAV.
- Zare, H., Mirzaei, S. (2009). *Removal of CO₂ and H₂S using Aqueous Alkanolamine Solutions*. World Academy of Science, Engineering and Technology.

2. Referencias electrónicas

- Fernández, E., Montalvo, S. (2004). Métodos Económicos y Ecológicamente Viables para Purificar Gases Contaminantes. Recuperado de <http://www.bvsde.paho.org/bvsaidis/caliaire/peru/cubpca004.pdf>
- Hilbert, J. (2008). Manual Para la Producción de Biogás. Recuperado de <http://www.inta.gov.ar/info/bioenergia/Manual%20para%20la%20producci%C3%B3n%20de%20biog%C3%A1s%20del%20IIR.pdf>
- Kapdi, Vijay, Rajesh & Prasad. (2007). Biogás scrubbing, comprension and storage: Perspective and prospectus in Indian context. Recuperado de <http://www.sciencedirect.com>
- Morero, B., Gropelli, E., Campanella, E. (2009). Biogás obtenido de la digestión anaeróbica de diferentes residuos orgánicos: revisión de las principales tecnologías de purificación. Recuperado de <http://www.ambiente-augm.ufscar.br/uploads/A2-026.pdf>
- MPS. (2000). Desulfurización del biogás. Recuperado de http://www.mspsp.com/pdf/environtec_general.pdf
- Ontiveros, J. (2004). Destilación, fundamentos. Universidad de los Andes. Recuperado de <http://webdelprofesor.ula.ve/ingenieria/jesusf/OP3-001DestilacionFundamentos.pdf>
- Optimización del proceso de endulzamiento de gas natural en las plataformas marinas de la zona de Campeche. (s.f.). Recuperado de <http://biblioteca.unmsm.edu.pe/redlieds/proyecto/publicacioneselectro/monografias/OPTIMIZACION%20DEL%20%20PROCESO%20DE%20ENDULZAMIENTO%20DEL%20GAS%20NATURAL.pdf>
- Pacheco, H. (2000). Formación de espuma en plantas de aminas. Recuperado de <http://biblioteca.iapg.org.ar/iapg/ArchivosAdjuntos/Aminas/TrabajoPacheco.pdf>

- Silva, J. (2007). Tecnología del biogás. Recuperado de <http://www.bvsde.paho.org/bvsaar/e/fulltext/gestion/biogas.pdf>
- Svida, D. (2010). Análiza vnitřní termodynamiky spalovacího motoru. Recuperado de http://www3.fs.cvut.cz/web/fileadmin/documents/12241-BOZEK/publikace/2006/2006_002_01.pdf
- Tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ (s.f.). Recuperado de <http://www.fundacionenergia.es/PDFs/Carb%C3%B3n%20Futuro/Cap%C3%ADtulo%206.1.pdf>
- TecProvider (2002). Nociones elementales sobre el biogás. Recuperado de <http://es.scribd.com/doc/86348175/elmejor>
- Díaz, A. (2011). Percepción de los Estudiantes de Ingeniería Industrial y Comercial de la USIL sobre Desarrollo Sostenible y el Uso de Tecnologías Limpias aplicadas en Proyectos Peruanos. Recuperado de <http://textos.pucp.edu.pe/pdf/1118.pdf>
- Tardillo, G. (2008). Situación actual de las Energías Renovables en el Perú. Recuperado de http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/ogp/GVEP/talleres/expo_tarapoto.pdf
- Empresa Servicios Manufactureros. (s.f). Realidad, Impacto y Oportunidades de los Biocombustibles en Guatemala (Sector Productivo). Recuperado de http://ceur.usac.edu.gt/Biocombustibles/87_3_Panel_I_Biogas.pdf

ANEXOS

ANEXO A: MODELOS MATEMÁTICOS

MÉTODO NUMÉRICO: INTEGRACION NUMÉRICA

Si se tiene una función $y = f(x)$, el problema de determinar el área entre la curva que representa la función y el eje X , se resuelve mediante una integral. Si se requiere determinar el área comprendida entre dos curvas, también se aplica una integral, siempre y cuando se conozca las funciones que describen a las curvas. Para no depender del uso de funciones, se emplea la integración numérica en la determinación de áreas, la cual es una aproximación obtenida por la suma de rectángulos tal como se muestra en la figura 37:

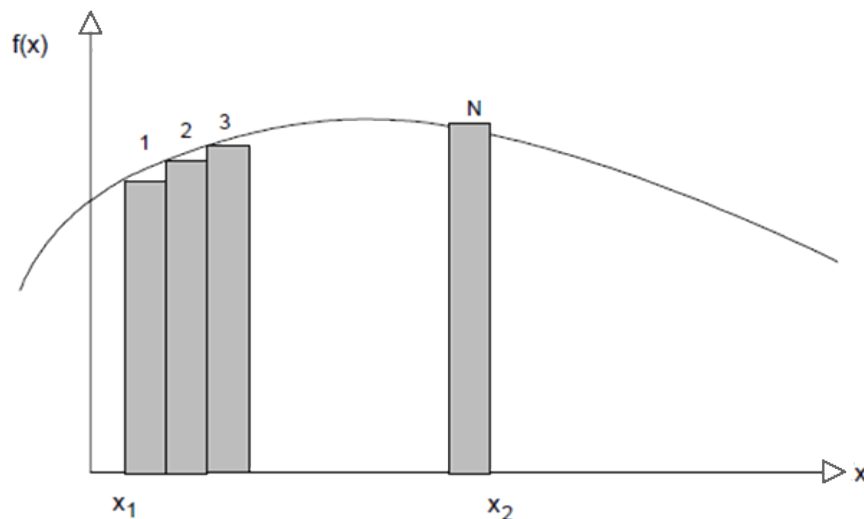


Figura 37: Método numérico. Fuente: Rodríguez, (2000).

Se dice que es una “aproximación” porque existe un déficit o un exceso de área con respecto a la curva, lo que genera error. Aun así, es una herramienta matemática usada con frecuencia, la cual se aplicó en esta investigación.

Se tiene dos funciones: $f(x)$ y $g(x)$, de naturaleza lineal y exponencial respectivamente. Se desea encontrar el área encerrada por estas dos curvas (ver figura 40). Haciendo un análisis por separado, el área sombreada bajo la curva lineal es la que se representa en la figura 38, mientras que el área bajo la curva exponencial es la sombreada en la figura 39.

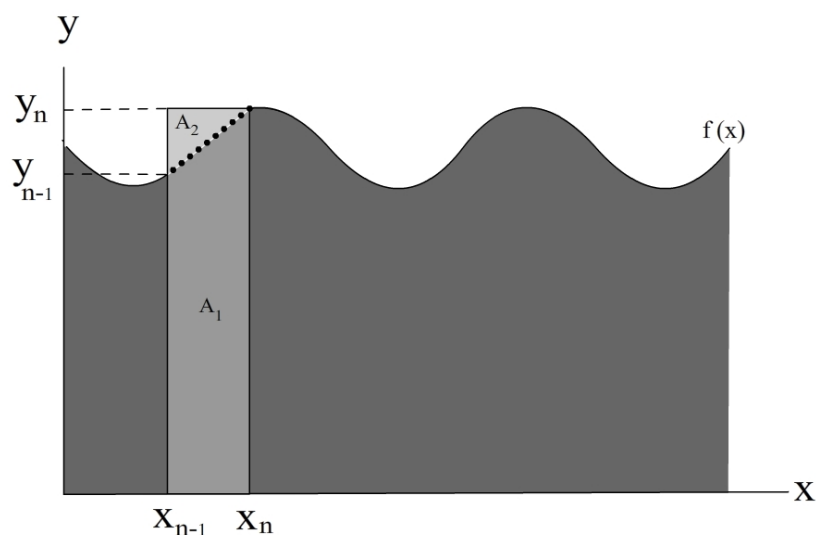


Figura 38: Área bajo la curva lineal. Para un mejor entendimiento del fenómeno, se exageró la función $f(x)$ y el área del rectángulo. Fuente: Propia, (2012).

En la figura 38, el área bajo $f(x)$ se halla mediante la suma de las áreas de pequeños rectángulos, por ejemplo, el rectángulo de área A_1 . Al no ser una área perfecta, se elimina el exceso de área restando el área que describe un triángulo A_2 entre dos puntos consecutivos en el eje Y y en el eje X.

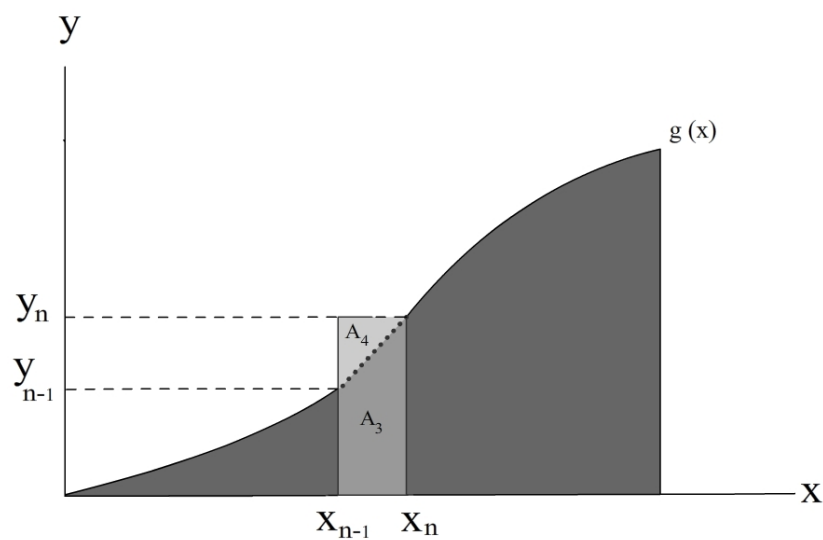


Figura 39: Área bajo la curva exponencial. Para una mejor visualización del fenómeno, se exageró la función $g(x)$. Fuente: Propia, (2012).

De igual manera, en la figura 39, el área bajo $g(x)$ se halla mediante la suma de las áreas de pequeños rectángulos A_3 . Al no ser una área

perfecta, se elimina el exceso de área restando el área que describe un triángulo A_4 entre dos puntos consecutivos en el eje Y y en el eje X.

Por lo tanto, se suman las contribuciones de áreas A_1 para $f(x)$ y A_3 para $g(x)$; luego, restando aquellas sumatorias nos queda el área comprendida entre las dos curvas.

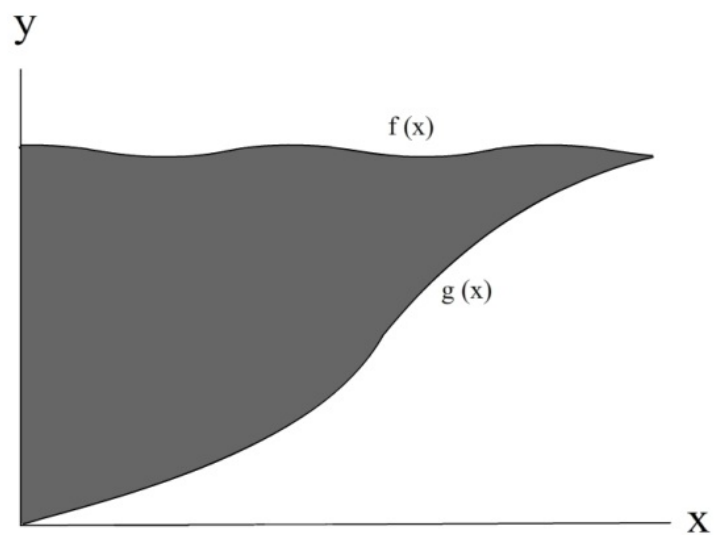


Figura 40: Área entre dos curvas. Fuente: Propia, (2012).

MÉTODO ANALÍTICO: LA FUNCIÓN DE WIEBE

La ecuación de Wiebe es una curva exponencial de tipo Gaussiana usada comúnmente en el diseño de motores de combustión interna, precisamente, para simular el proceso de combustión del combustible dado en el interior del motor. Esto es debido a la compleja observación de los fenómenos fisicoquímicos que ocurren dentro de la cámara de combustión de un motor, fundamentalmente a causa de la falta de equipamiento, al aumento de los regímenes de giro de las máquinas actuales, a la turbulencia generada en los cilindros y ductos, y a la rapidez de las reacciones químicas (Ramajo y Nigro, 2006), siendo los ensayos experimentales de un costo elevado y gran demanda de tiempo. Por este motivo la simulación computacional se torna imprescindible como una forma de ahorrar esfuerzo y dinero en las fases de diseño e investigación.

Un modelo de combustión está relacionado con el proceso de liberación de calor en el cilindro del motor. Este proceso está influenciado por el método de preparación de la mezcla, tipo de combustible y por las condiciones del cilindro durante la combustión (Dresler y Richtár, 2011). En un ciclo de combustión ideal, todo el calor es liberado rápidamente por la cima del pistón. En un ciclo de combustión real, el calor producido es

liberado gradualmente y de manera desigual. En la actualidad, no existen ecuaciones físico-matemáticas generales que puedan permitir una precisión para determinar el proceso de combustión y los parámetros de operación del motor (Svída, 2010), siendo aún efectivo el uso de modelos simplificados de combustión.

Es por ello que el modelo más usado es la que dedujo Wiebe, quien basándose en postulados cualitativos sobre la velocidad de las reacciones en cadena, obtuvo una ecuación semiempírica para la característica de desprendimiento de calor en función de la fracción de masa del combustible que se quema y el ángulo de giro (Romero et al, 2003); la expresión tiene la forma:

$$X_b = 1 - \exp \left[-a \left(\frac{\theta - \theta_s}{\theta_d} \right)^n \right] \quad (29)$$

Donde:

X_b : Fracción de masa quemada.

θ : Ángulo del cigüeñal.

θ_s : Ángulo del cigüeñal cuando inicia la combustión

θ_d : Duración total de la liberación de calor.

n : Factor de forma de Wiebe (~3).

a : Factor de eficiencia de Wiebe (típicamente 2,4 - 5).

La fracción de masa quemada ($X_b = m_b / m$) puede ser determinada desde el análisis de la presión en el cilindro. Los valores a y n son parámetros seleccionados al comparar con la curva de presión experimental. La gráfica de X_b en función del ángulo del cigüeñal resulta ser casi siempre una curva en forma de “S”.

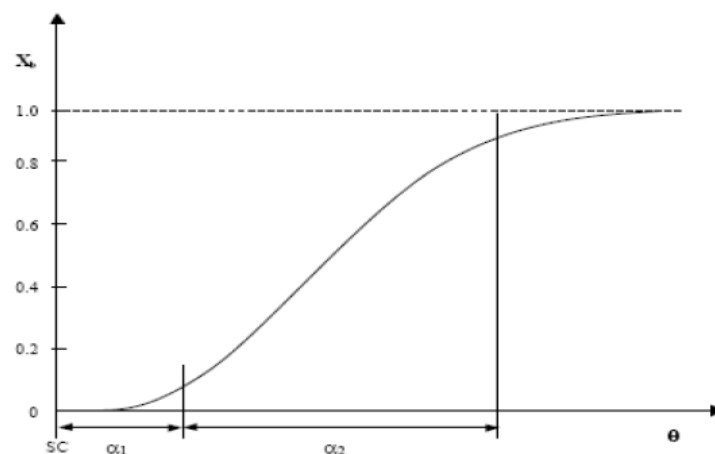


Figura 41: Curva que representa la Función de Wiebe. Evolución típica de la fracción de gases quemados dentro del cilindro. Fuente: Navas, (2002).

Así como la función de Wiebe representa muy bien las tendencias observadas experimentalmente de la combustión en los MCI, también representa adecuadamente las curvas empíricas obtenidas en el presente trabajo, siendo los parámetros “a” y “n” encontrados al ajustar y superponer la función Wiebe en cada curva evaluada según el grado de dilución de la amina.

ANEXO B: EQUIVALENCIAS DEL BIOGÁS

Tabla 14: Equivalencias energéticas del biogás y biometano

Tipo de gas	Equivalencia
1 m ³ de gas natural o biometano	1,32 litros de GLP
	0,94 litros de Diesel
	1,10 litros de gasolina
1 litro de GLP	0,75 m ³ de gas natural
1 m ³ de biogás	0,61 litros de petróleo
	0,58 litros de alcohol
	0,9 kilogramos de carbón
	1,70 kWh (asumiendo eficiencia del 30%)
	0,5 kg de kerosén
	1,3 kg de madera
	1,2 kg de bosta seca
	0,65 litros de gas-oil
	0,8 litros de gasolina
	1,5 kg de carbón

Fuente: TecProvider, (2002)

ANEXO C: LAS AMINAS Y EL GAS NATURAL

ENDULZAMIENTO DE GAS NATURAL

El proceso de endulzamiento de gas natural es la técnica que se desea implementar para el endulzamiento de biogás, debido a las similares características que presentan ambos gases, como:

- Baja presión parcial de gases ácidos.
- Porcentajes de CH₄, CO₂ Y H₂S y vapor de agua en su composición.
- A niveles iguales de concentración de CH₄, tienen similar poder calorífico.

El gas natural al extraerse de pozos petroleros contiene cantidades significativas de sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono, es por ello que toma el nombre de “gas amargo”. El proceso para remover los gases ácidos desde el gas amargo es conocido como “endulzamiento de gas” (Speight, 2007) siendo el producto obtenido “gas dulce”. Uno de los procesos más importantes en el endulzamiento de gas natural es la eliminación de gases ácidos por absorción química con soluciones

acuosas de alcanolaminas. Este proceso consta de dos etapas (ODPDEDGN, consultado en Marzo 2012):

A. Absorción de gases ácidos

Esta sección se alimenta de dos corrientes, una de gas amargo proveniente de los módulos de compresión y la otra de solución acuosa de alcanolamina (amina pobre). El gas amargo ingresa a la planta a través de un separador de entrada para eliminar líquidos libres y/o sólidos arrastrados. Luego, el gas ácido entra por la parte inferior de la columna de absorción y fluye hacia arriba de esta columna, teniendo un contacto íntimo en contracorriente con la solución acuosa de amina, constituyéndose la absorción de los gases ácidos de flujo de gas amargo, siendo este un proceso exotérmico. El gas endulzado sale por la cima de la columna de absorción pasando por un separador de salida y luego fluye hacia una unidad de deshidratación (y unidad de compresión si es necesario) antes de estar listo para la venta.

B. Regeneración de la solución absorbente

Es la parte complementaria del proceso donde se lleva a cabo la desorción de los compuestos ácidos, diluidos en la solución mediante la adición de calor a baja presión, reutilizando la solución en el mismo proceso (ODPDEDGN, consultado en Marzo 2012).

De la primera parte, la solución de amina que contiene los gases ácidos absorbidos (amina rica) es enviada desde la parte inferior de la columna de absorción a un tanque flash para recuperar hidrocarburos que puedan haberse disuelto o condensado en la solución de amina en la anterior etapa. Luego, la amina rica es precalentada antes de entrar por la parte superior de la columna de desorción. El intercambiador de calor de amina sirve como un equipo de conservación de calor y reduce el total del calor requerido para este proceso. La amina rica fluye hacia abajo a través de la columna de desorción, contactando en contracorriente con el vapor generado en el rehervidor. El vapor del rehervidor (principalmente vapor de agua) despoja los gases ácidos desde la amina rica. Estos gases ácidos junto al vapor salen por la parte superior de la columna de desorción hacia un condensador, donde la mayor porción del vapor de agua es condensado y congelado. Los gases ácidos son separados en el

separador y enviados a otro sistema para que los procesen. El vapor de agua condensado retorna a la columna de desorción por la parte superior en reflujo. La solución de amina pobre sale por la parte inferior de la columna de desorción, es bombeada hacia el intercambiador de calor de amina y luego pasa por un congelador donde es enfriada a 100°F antes de volver a ser introducido por la parte superior de la columna de absorción. Las altas temperaturas de la solución de amina pobre podría producir una excesiva pérdida de amina en forma de vapor e incluso reducir la capacidad de absorción de gas ácido.

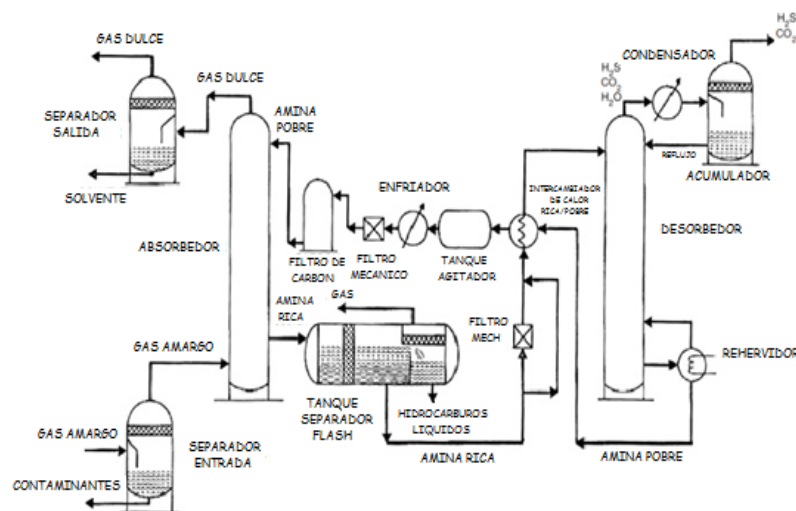


Figura 42: Esquema del proceso de endulzamiento de gas natural.

Fuente: Mokhabat, (2006).

Tanto la torre de absorción como la torre de desorción utilizan flujos en contracorriente que pasan a través de bandejas o columnas empaquetadas que permiten el íntimo contacto entre la solución de amina pobre y el gas ácido en el caso de la torre de absorción, haciendo que las moléculas de H_2S y el CO_2 se transfieran de su fase gaseosa a la fase líquida del solvente a bajas temperaturas y presión alta, como también permitiendo el íntimo contacto entre la solución de amina rica y el vapor de agua en el caso de la torre de desorción, proceso que necesita de temperaturas altas y baja presión.

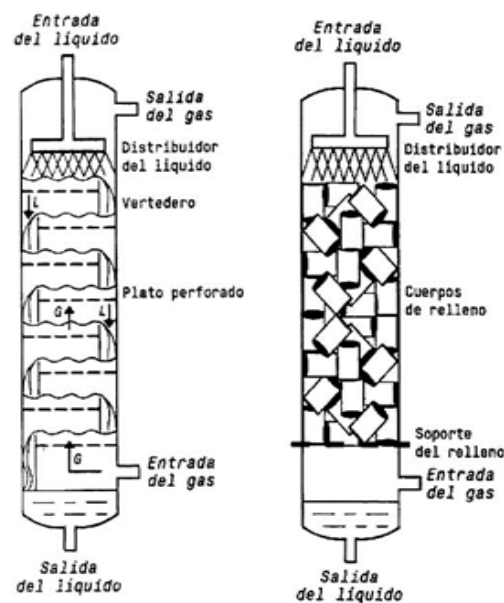


Figura 43: Torres de absorción. En la parte izquierda se muestra una columna de platos y a la derecha una columna empacada. Fuente: Ontiveros, (2004).

A modo general, los platos se utilizan siempre en columnas de gran diámetro con más de 20 o 30 etapas, mientras que los empaques se usan cuando el diámetro de las columnas es menor a 0,6m, en medios corrosivos, cuando es imprescindible mantener bajas caídas de presión o cuando el líquido tiende a formar espumas (Henley y Seader, 2000). Por tanto, los diseños estándar frecuentes en las columnas llevan 20 platos (espaciados en 24 pulgadas) o su equivalente en altura en columnas empaquetadas. El área transversal de la columna se diseña dependiendo del caudal de gas y caudal de amina, donde la máxima velocidad superficial de gas es obtenida por la ecuación de Soudedrs y Brown (Mokhabat, 2006):

$$V_{SG} = 0.25 \left[\frac{\rho_{amine} - \rho_{gas}}{\rho_{gas}} \right]^{0.5} \quad (30)$$

La circulación del caudal que recorre los sistemas de absorción con aminas puede ser determinada a partir del caudal de gas ácido, por la selección de la concentración de solución de amina y la carga de gas ácido. Para ello, se usa la siguiente ecuación (Arnold & Stewart, 1999):

$$Q = \frac{k(Q_g)(MF)}{\rho(WF)(AG)} \quad (31)$$

Donde:

Q: Tasa de circulación para sistemas con aminas (gal/min).

k : Constante (112 para sistemas con MEA y 192 para sistemas con DEA).

Q_g : Caudal de gas (MMscfd).

MF: Fracción total de gas ácido en la entrada de gas (moles gas ácido/mol gas entrante).

WF : Fracción del peso de amina (lb amina/lb solución).

ρ : Densidad de la solución a 60°F (lb/gal).

AG : Carga de gas ácido (mol de gas ácido/mol de amina).

La solución rica en carga de gas ácido depende de la presión parcial del gas ácido y la corrosividad de la solución. El rango normal para este parámetro es de 0,45 a 0,52 lbmol gas ácido/lbmol amina, para sistemas con MEA, y de 0,43 a 0,73 lbmol gas ácido/lbmol amina para sistemas con DEA. Para el diseño, se recomienda la siguiente carga de solución para el funcionamiento efectivo del sistema sin ningún exceso de corrosión (GPSA, 1998):

Sistemas con MEA:

WF = 20wt.% , AG = 0,33 mol gas ácido/mol MEA.

Sistemas con DEA:

WF = 35wt.% , AG = 0,5 mol gas ácido/mol DEA

Para las concentraciones recomendadas, las densidades de solución a 60°F son:

$$20\% \text{ MEA} = 8,41 \text{ lb/gal} = 0,028 \text{ mol MEA /gal}$$

$$35\% \text{ DEA} = 8,71 \text{ lb/gal} = 0,029 \text{ mol DEA/gal}$$

Por lo tanto, usando estos límites en el diseño, la ecuación (31) puede ser simplificada a la siguiente ecuación (Arnold y Stewart, 1999):

$$Q = k'(Q_o)(MF) \quad (32)$$

donde k' es constante (201 para sistemas con MEA y 126 para sistemas con DEA). Por último, la tasa de circulación determinada con estas ecuaciones debe ser incrementada de 10% al 15% para suplir un exceso de amina.

ANEXO D: MÉTODOS DE ELIMINACIÓN DE GASES ÁCIDO

Tabla 15: Estudio característico de los métodos de eliminación de CO₂ Y H₂S

Metodología		Características	Ventajas	Desventajas
Absorción Química	Aminas	Elimina CO ₂ y H ₂ S. Proceso reversible. Es líquido. Tiene olor fétido y de aspecto aceitoso. Se puede usar tanto en sistemas de precombustión y postcombustión.	Alta eficiencia (>99% CH ₄), operación flexible y económica, mayor disolución de CO ₂ por unidad de volumen, bajas pérdidas de CH ₄ (<0,1%).	Alta inversión. Alto consumo energético puesto que se requiere calor para la regeneración. Corrosión, posible formación de espuma.
	Óxido de Hierro	Elimina H ₂ S. Proceso reversible. Es sólido. Usado en sistemas de precombustión.	Alta capacidad de remoción (>90%). Facilidad de instalación. Bajo costo.	Inadecuado para sistemas de mediana escala. Disposición del reactivo desgastado.
	Óxido de Zinc	Elimina H ₂ S. Proceso irreversible. Es sólido. Usado en sistemas de precombustión y postcombustión, de 0,3-500kg/día de H ₂ S.	Alta eficiencia de remoción de H ₂ S. Bajo costo. Abundancia en la naturaleza.	Necesidad de altas temperaturas para su uso eficiente. Disposición del reactivo agotado.
	Sulfatreat	Elimina H ₂ S. Proceso irreversible. Es sólido. Aplicable en sistemas de precombustión.	Flexibilidad operativa. Ambientalmente seguro y estable. La reacción proporcional a la presencia de H ₂ S.	No rentable a gran escala, tomando en cuenta su naturaleza no reversible y su selectividad sólo hacia el H ₂ S.
	Redox	Elimina H ₂ S. Proceso reversible. Uso de soluciones acuosas. Aplicable en sistemas de precombustión, con flujos de 0,5 -15ton/día de H ₂ S.	Formación de azufre elemental. Alta eficiencia de eliminación. Uso de soluciones de baja toxicidad.	Requiere supervisión especializada. Producto de baja calidad. Problemas de alta presión.
	Nitrito de Sodio	Elimina H ₂ S. Es irreversible. Sólido usado en solución acuosa. Usado en sistemas de precombustión.	Bajo costo. Alta selectividad. Flexibilidad operativa bajo CO ₂ .	Problemas en la disposición del reactivo agotado.
	Lavado Cáustico	Elimina H ₂ S. Es irreversible. Empleo de soluciones acuosas. Usado en sistemas de precombustión, con concentraciones de H ₂ S, 0 -300ppm.	Reducen el H ₂ S a barros de azufre. Bajos costos.	Dificultades operativas. Disposición final de la solución saturada.
	Soluciones de permanganato	Elimina H ₂ S. Proceso irreversible. Sólido usado en soluciones acuosas. Aplicable en sistemas de precombustión.	Formación de azufre elemental. No produce derivados clorados. Alta eficiencia en bajas concentraciones.	Costo elevado del reactivo. Disposición final de la solución saturada.
	Carbonatación Calcinación	Elimina CO ₂ . Proceso reversible. Uso de solución acuosa. Aplicable en sistemas de postcombustión y oxicomcombustión.	Costo del absorbente. Menor consumo de energía. Materia purgada tiene un valor comercial (cementeras).	Alto requerimiento de espacio. Necesidad de empleo de oxicomcombustión en el calcinador. Control del proceso complejo. Método aún en investigación.

Absorción Física	Agua	Elimina CO ₂ y H ₂ S . Proceso reversible. Es líquido. Aplicable en sistemas de precombustión.	Alta eficiencia (>97% CH ₄). Eliminación simultánea de CO ₂ y H ₂ S cuando H ₂ S < 300 cm ³ /m ³ . Ajustable a cambios de presión y temperatura.	Alta inversión y altos costos de operación debido a los grandes caudales de agua a usar. Posible atascamiento por formación de bacterias.
Adsorción Física	Membranas selectivas	Elimina CO ₂ y H ₂ S . Proceso reversible. Es sólido. Aplicable en seco o con una solución acuosa. Usado en sistemas de precombustión y postcombustión.	Instalación y operación simple. Alta confiabilidad. Aplicable en sistemas de mediana y pequeña escala sin afectar costos.	Eficiencia de separación baja. Coste operación elevado. Aplicación de presiones elevadas. Múltiples etapas se requiere para alcanzar alta pureza.
	Carbón activado	Elimina CO ₂ y H ₂ S . Proceso reversible. Es sólido. Aplicable en sistemas de precombustión y postcombustión.	Diseño y operación simple, mediante PSA. Eficiencias elevadas.	Coste operación elevado. Necesidad eliminación previa del agua. Pérdidas de CH ₄ .
	Zeolitas	Elimina CO ₂ . Proceso reversible. Es sólido. Aplicable en sistemas de precombustión y postcombustión.	Alta eficiencia (95-98% CH ₄). Bajo uso de energía. Tolerancia con impurezas.	Alta inversión y altos costos de operación. Amplia necesidad de control del proceso.
Condensación	Separación criogénica	Elimina CO ₂ . Uso de bajas temperaturas y altas presiones. Se aplica en sistemas de postcombustión.	Se logra concentraciones de CH ₄ de 90-98%, CO ₂ en alta pureza. Uso de poca energía extra para obtener biometano líquido.	Alta inversión y altos costos de operación. Aplicación experimental.
Biológico	Método biológico	Eliminación de H ₂ S . Uso de bacterias y microorganismos bajo condiciones ambientales controladas. Aplicado en sistemas de precombustión y postcombustión.	Reducción del H ₂ S en un 97% para concentraciones de 15.000 ppm. Costes energéticos mínimos (2-10kW). No se emplean productos químicos. No necesita deposición especial del efluente.	Requiere estricto control de las condiciones ambientales para las bacterias. Necesita de tratamiento extra para la eliminación completa del H ₂ S .

Fuente: Muñoz, (2008); Ryckebosch et al, (2011); EPRI, (1992); Freira, (2000); Llana, (2010).

ANEXO E: INFORMACIÓN OBTENIDA DURANTE LA INVESTIGACIÓN

Prueba de Absorción: mes de Febrero 2010

Datos generales Fecha: 11/02/2010 Lugar: Rancho La Joya Cría de cerdos Hora: 3pm						Set up	10%		Set up	10%		Datos generales Fecha: 11/02/2010 Lugar: Rancho La Joya Cría de cerdos Hora: 3pm						Set up	10%		Set up	10%									
						Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM							Biogas	1.2	LPM											
						MEA	0.05	L	DEA	0.05	L							MEA	0.05	L	DEA	0.05	L								
						Agua	0.45	L	Agua	0.45	L							Agua	0.45	L	Agua	0.45	L								
t (s)	Composicion de entrada					Composicion de salida					Composicion de salida					t (s)	Composicion de entrada					Composicion de salida					Composicion de salida				
	%	%	%	ppm	°C	%	%	%	ppm	°C	%	%	%	ppm	°C		%	%	%	ppm	°C	%	%	%	ppm	°C	%	%	%	ppm	°C
	CH4	CO2	O2	H2S	T	CH4	CO2	O2	H2S	T	CH4	CO2	O2	H2S	T		CH4	CO2	O2	H2S	T	CH4	CO2	O2	H2S	T	CH4	CO2	O2	H2S	T
0					23	91.1	5.2	1	0	23.2						2220					22.8	76.2	22.3	0.3	2950	23					
120					22.9						86.1	12.3	0.2	40	22	2340					22.9						72.8	25.7	0.1	3420	21.1
180																2400					23										
300	66.8	31.4	0.1	4668	22.8											2460	66.7	31.4	0	4755	23.3										
540						93.3	5.9	0.1	0	23.6						2700					23.8	71.6	25.9	0.2	4786	22.2					
660					23.5						84.4	14	0	300	22.1	2760											71.5	26.7	0.1	4040	20.7
720					23.9											2820					23										
840	66.5	31.2	0.1	4726	24.3											2880	66.5	31.5	0.1	4771	22.8										
1020					23.2	89.9	8.9	0.1	203	24						3060					23.3	70.5	27.2	0.4	5000	21.5					
1080					23						77.9	18.5	0.3	815	22.3	3120					23.7						71.3	27	0.1	4530	20.4
1200					23.4											3180					23.9										
1260	66.8	31.4	0	4820	23.3											3240	66.6	31.4	0.1	4754	23.9										
1440					23.1	83.1	11.2	1	626	24.2						3480					22.5	69.5	27.9	0.2	5000	21					
1560											77.1	21.5	0.1	1691		3540					22.9						70.8	27.5	0	4916	20.2
1620																3600					22.9										
1680	66.6	31.4	0.1	4970	23.7											3720	66.6	31.4	1	4815	23										
1740					23.2	80.6	14.8	1	1437	23.7						3900					22.3	67.4	27.9	0.4	5000	20.6					
1860											74.3	23.7	0.1	2480	21.6	3960											70.4	27.8	0.1	5000	20.1
1980					23.6											3960					23.2										
2040	66.2	31.2	0.3	4910	22.8																										

Fuente: Proyecto MOPESA

Prueba Capacidad de Absorción: mes de Agosto 2010

Datos Generales: Fecha: 07/08/2010 Lugar: Rancho La Estrella Cria de vacas Hora: 6:20pm				Set up	15%		Set up	10%		Set up	5%		Datos Generales: Fecha: 07/08/2010 Lugar: Rancho La Estrella Cria de vacas Hora: 9:15pm				Set up	30%		Set up	25%		Set up	20%	
				Biogas	2	LPM	Biogas	2	LPM	Biogas	1.2	LPM					Biogas	2	LPM	Biogas	2	LPM	Biogas	1.2	LPM
				Rot.	145619		Rot.	145618		Rot.	95451-1						Rot.	145619		Rot.	145618		Rot.	95451-1	
				MEA	0.075	L	MEA	0.05	L	MEA	0.025	L					MEA	0.15	L	MEA	0.125	L	MEA	0.1	L
				Agua	0.425	L	Agua	0.45	L	Agua	0.475	L					Agua	0.35	L	Agua	0.375	L	Agua	0.4	L
t (s)	Composicion de entrada			Composicion de salida			Composicion de salida			Composicion de salida			Composicion de entrada			Composicion de salida			Composicion de salida			Composicion de salida			
	%	%	oC	%	%	oC	%	%	oC	%	%	oC	%	%	oC	%	%	oC	%	%	oC	%	%	oC	
	CH4	CO2	T	CH4	CO2	T	CH4	CO2	T	CH4	CO2	T	CH4	CO2	T	CH4	CO2	T	CH4	CO2	T	CH4	CO2	T	
0	55.1	43.7	26.8										52.9	42.4	23.4										
60				88.9	4.4	26.8																			
120																			80	11.6	25.9				
180																									
240							86.6	5.3	28.2										86.8	4.8	25.3				
300																							74.5	1.5	23.7
360												76.5	16.4	26.3											
420														53	42.3	25.5									
540	54	43.2	28.1																82	10.1	27.6				
600				84.3	10.7	31.3																			
660							73.1	22.3	30.8													86.6	5.2	28.5	
780														53.6	42.8	21.2							83.2	1.8	24.9
840												65.7	29	26.8					81.8	8.8	29.5				
900																						84.7	7.3	29.6	
1020																							87.2	2.3	25.8
1080	54.2	43.4	27.7																						
1200				72.6	23.1	31.7								53.3	42.6	26.4									
1260							57.7	38.8	27.9										78.1	12.1	30.1				
1320																									
1440												55.5	38.1	25.8								80.9	11.1	30.2	
1620	54	43	27											52.9	42.4	26									
1680																			72.4	17.4	32				
1740				58.5	38.2	28.8																73.1	18.4	29.6	
1800																							67.8	7.2	25.6
1860							56.6	40.1	26.5																
1920												54.8	38.3	25.2											
1980														53	43	26									
2040																			71.6	21.1	31.6				
2100																						65.3	28.4	28.4	
2160	54	43.3	26.6																						
2220				57.1	39.8	27.8																	75.3	10.4	26.4
2340							55.9	40.9	25.9					52.5	42	24									
2400																			66.3	26.9	29				
2460												54.6	38.4	24.9								59.8	34.6	26.8	
2580	53.5	42.8	26																				61.6	19.3	25.9
2640														53.5	44.5	21									
2700				56	40.4	27.2													63.5	30.1	28.5				
2760							55.3	41.1	25.6													57	37.7	25.2	
2820												56	40.3	24.9											
2880																							61.6	29.1	24.7
2920	54.1	43.1	24.6																						
3000														52.7	42.1	20									
3060				55.7	40.7	26.7													60.4	33.7	28.6				
3120							55.2	41.6	25.3													55.8	39.1	24	
3180																							57.9	34.5	23.9
3300												55.7	41	24.7											
3360														52.5	42.1	21.4									
3420	54.2	43.4	24.5																58.1	36.3	26.6				
3480					55.4	26.4																55.3	39.7	23.3	
3540							54.8	41.8	25.1														57.7	37.1	23
3720												55.3	41.2	24.6											
3780																			56	38.3	25.3				
3840	53.8	43.1	24.3																			55.3	39.9	22.8	
3900				55.3	41.7	26																	57	37.6	22.5
4020							54.9	42.2	24.8																
4080												53.5	40.4	24.5											

Fuente: Proyecto MOPESA

Prueba Capacidad de Absorción: mes de Agosto 2010

Datos Generales: Fecha: 08/08/2010 Lugar: Rancho La Estrella Cria de vacas Hora: 9:54am				Set up	17.5%		Set up	12.5%		Set up	7.5%		Datos Generales: Fecha: 08/08/2010 Lugar: Rancho La Estrella Cria de vacas Hora: 4:00pm				Set up	27.5%		Set up	25%		Set up	22.5%		
				Biogas	2	LPM	Biogas	2	LPM	Biogas	1.2	LPM					Biogas	2	LPM	Biogas	2	LPM	Biogas	1.2	LPM	
				Rot.	145619		Rot.	145618		Rot.	95451-1						Rot.	145619		Rot.	145618		Rot.	95451-1		
				MEA	0.0875	L	MEA	0.0625	L	MEA	0.0375	L					MEA	0.1375	L	MEA	0.125	L	MEA	0.1125	L	
				Agua	0.4125	L	Agua	0.4375	L	Agua	0.4625	L					Agua	0.3625	L	Agua	0.375	L	Agua	0.3875	L	
t (s)	Composicion de entrada			Composicion de salida			Composicion de salida			Composicion de salida			Composicion de entrada			Composicion de salida			Composicion de salida			Composicion de salida				
	%	%	oC	%	%	oC	%	%	oC	%	%	oC	%	%	oC	%	%	oC	%	%	oC	%	%	oC		
	CH4	CO2	T	CH4	CO2	T	CH4	CO2	T	CH4	CO2	T	CH4	CO2	T	CH4	CO2	T	CH4	CO2	T	CH4	CO2	T		
0	53.2	42.5	24.6										47	36.2	32											
60				85.5	6.7	23.9										68.8	3.4	31.6								
120							85.6	7.6	22.6										68.2	3.9	30.2					
180										89.4	2.5	22										69.2	0.5	28.2		
300													45.5	36.4	31.3											
360	53.3	42.7	25.3													67	4.7	33.1	66.8	4.2	31.8					
420																						68.9	0.9	28.9		
480				86.2	7.8	29.9																				
540							80.8	12.1	26.2				45.5	36.2	29.6											
600										87	5.5	23.9				65.7	6.1	33.4								
660	53.5	42.2	28													65.6	5.8	32.5								
720																						68	1.2	29.3		
840				81.8	11.3	27.8																				
900							70.7	23.2	26.8				45	35.8	28.8											
960																61.3	7.5	33.9								
1020										68	25.9	24.2						61.1	8.1	33.4						
1080																						64.4	1.8	29.7		
1200	53.5	43.2	27.6																							
1260				70.7	22.9	30.8							44.2	35.4	29.6											
1320																										
1380							57.1	38.2	24.6							60.8	9.8	34.5								
1440																			60.2	11.5	33.2					
1560												57.3	37.9	22.5								65.8	2	30		
1620													45	36.2	28.5											
1680	52.5	42.4	26.5													59.5	13.3	34.5								
1740																			57.1	17.2	33	65	4.3	30.6		
1860				58	38.2	30.1																				
1980							55.5	39.8	22.8	56.6	38.5	21.8	45	36	28.6											
2040																55.6	19.6	34.1								
2100																		52.3	25	35						
2160	53.2	42.3	27.6																			63.3	6.7	30.8		
2280				55.7	39.4	30							44.8	35.9	28.7											
2340							55.5	40.3	22.2							52.3	23.8	33.2								
2400										56.2	39	21.6						49.4	29.1	31						
2460																44.7	36	30	50.7	27	32			61.1	9.9	30.9
2580																			48.5	35.7	29.9					
2640	52.8	43.4	27																			58.8	13.9	30.7		
2700				55.1	39.9	29																				
2760							54.9	40.5	22																	
2820										55.9	39.4	21.5	45	36	28.5											
2880																49.4	30.1	31.8								
2940																		47.8	32.5	29.6						
3000																						55.6	20.1	30.5		
3240													45.5	36.7	28.2											
3300																48.6	32.5	30.8								
3360																		47.5	33.2	28.8						
3420																						51.6	26.6	29.8		
3540													45.6	36.4	28.8											
3600																47.5	33	30.3	47.3	33.6	28					
3660																						49.9	29.1	29.2		
3780													45.3	36.3	30.5											
3840																47.3	33.4	29.6								
3900																		46.9	34	28.2						
3960																						49	30.2	28.8		

Fuente: Proyecto MOPESA

Prueba de Absorción: mes de Octubre 2010

Datos generales Fecha: 29/10/2010 Lugar: Rancho La Estrella Cría de vacas Hora: 5:50pm						Set up			0			Set up			5%			Set up			7.5%											
						Biogás			1.2			LPM			Biogas			1.2			LPM			Biogas			1.2			LPM		
						Rotámetro			PMR1-010346			Rotámetro			145618			Rotámetro			PMR1-010636			Rotámetro			PMR1-010636					
						MEA			0			L			MEA			0.025			L			MEA			0.0375			L		
						Agua			0.5			L			Agua			0.475			L			Agua			0.4625			L		
t (s)	Composicion de entrada					Composicion de salida					Composicion de salida					Composicion de salida																
	%	%	%	ppm	°C	%	%	%	ppm	°C	%	%	%	ppm	°C	%	%	%	ppm	°C												
	CH4	CO2	O2	H2S	T	CH4	CO2	O2	H2S	T	CH4	CO2	O2	H2S	T	CH4	CO2	O2	H2S	T												
0	53.4	40.2	1.1	1210	24.5																											
120						53	29.5	1.2	874	19.6																						
240											64	25.1	1.4	178	22.6																	
300																76.8	10.4	1.7	89	23.5												
660				1386	25.3																											
780						53.6	39.9	1.1	1075	19.5																						
840											57.8	33.9	1.1	525	22.3																	
900																62.6	28.2	1.1	534	23.2												
1140	53	39.9	1.2	1010	25.2																											
1260						52.8	39.6	1	887	19.5																						
1320											55.1	36.8	1	830	21.7																	
1380																56.2	35	1.1	828	22.2												
1620	51.5	38.6	0.9	840	24.6																											
1860						53.5	40.2	0.8	1118	19.3																						
2040											55.1	37.7	0.9	1045	21.1																	
2100																55.9	36.5	0.9	988	21.5												
3300	54.7	40.7	0.8	1118	22.2																											
3420						54.4	40.6	0.7	1027	19.2																						
3540											55.4	38.6	0.7	1160	20.6																	
3600																56.1	37.6	0.7	1071	20.8												
4080	55.2	45.1	0.6	1423	22																											
4380						53.7	40.2	0.8	1122	19																						
4500											54.8	38.7	0.8	1215	20.2																	
4560																55	38.2	0.8	1192	20.4												

Fuente: Proyecto MOPESA

Prueba de Absorción: mes de Octubre 2010

Datos generales Fecha: 29/10/2010 Lugar: Rancho La Estrella Cría de vacas Hora: 8:30pm						Set up	0%		Set up	10%		Set up	12.5%								
						Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM							
						Rotámetro	PMR1-010346			Rotámetro	145618			Rotámetro	PMR1-010636						
						MEA	0	L	MEA	0.05	L	MEA	0.0625	L							
						Agua	0.5	L	Agua	0.45	L	Agua	0.4375	L							
t (s)	Composicion de entrada					Composicion de salida					Composicion de salida					Composicion de salida					
	%	%	%	ppm	°C	%	%	%	ppm	°C	%	%	%	ppm	°C	%	%	%	ppm	°C	
	CH4	CO2	O2	H2S	T	CH4	CO2	O2	H2S	T	CH4	CO2	O2	H2S	T	CH4	CO2	O2	H2S	T	
0	55.8	41.2	0.6	1010	19.2																
120						55.6	38.2	1	723	18.7											
240											75.8	16.2	0.9	222	20.2						
360																87.2	2.6	1.1	193	21.2	
900	55.2	40.9	0.8	826	19.3																
1140						54.7	40.7	0.7	703	18											
1260											66.2	26.4	0.9	310	21						
1320																85.7	5.7	1	195	21.9	
1920	54.7	41	0.7	1204	18.6																
2100						54.1	40.8	0.7	1134	17.6											
2220											59	34	0.8	683	20.3						
2340																66.1	25.5	0.9	670	21.2	

Fuente: Proyecto MOPESA

Prueba de Absorción: mes de Octubre 2010

Datos generales Fecha: 29/10/2010 Lugar: Rancho La Estrella Cría de vacas Hora: 11:30pm						Set up	0		Set up	5%		Set up	7.5%								
						Biogás	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM							
						Rotámetro	PMR1-010346			Rotámetro	145618			Rotámetro	PMR1-010636						
						MEA	0	L	MEA	0.025	L	MEA	0.0375	L							
						Agua	0.5	L	Agua	0.475	L	Agua	0.4625	L							
t (s)	Composicion de entrada					Composicion de salida					Composicion de salida					Composicion de salida					
	%	%	%	ppm	°C	%	%	%	ppm	°C	%	%	%	ppm	°C	%	%	%	ppm	°C	
	CH4	CO2	O2	H2S	T	CH4	CO2	O2	H2S	T	CH4	CO2	O2	H2S	T	CH4	CO2	O2	H2S	T	
0	56.5	46.2	0.3	5000	16.5																
300											67.7	0.8	5.3	237	21.2						
420						59.1	38.8	0	5000	18.7											
600																70.1	3.4	4.3	286	20.6	
660	56.7	41.4	0.2	5000	16																
720						57.5	40.1	0.1	5000	18.9											
840											82.8	2.3	2.2	381	22.1						
960																73.2	3.7	3.8	304	21.5	
1020	57	41.1	0.1	5000	16																
1080						57	41.3	0	5000	18.2											
1200											71	26.8	0	2729	22.2						
1620																87.5	11	0	676	21.3	
1740																					
1980											63.2	34.3	0	4152	20.7						
2040						57	41.6	0	5000	18.1											
2220																72.2	25.6	0	2535	21.3	
2340	56.8	41.5	0	5000	15.5																
2400											63	35.1	0	5000	20.2						
2640																66.1	31.9	0	3892	21.1	
2880					16.3											63.2	34.8	0	4696	20.6	
2940																					
3180	56.7	41.6	0	5000	16.6											62.3	35.7	0	5000	20.5	

Fuente: Proyecto MOPESA

Prueba de Absorción: mes de Octubre 2010

Datos generales Fecha: 30/10/2010 Lugar: Rancho La Estrella Cría de vacas Hora: 12.30pm						Set up	0%		Set up	10%		Set up	12.5%								
						Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM							
						Rotámetro	PMR1-010346		Rotámetro	145618		Rotámetro	PMR1-010636								
						MEA	0	L	MEA	0.05	L	MEA	0.0625	L							
						Agua	0.5	L	Agua	0.45	L	Agua	0.4375	L							
t (s)	Composicion de entrada					Composicion de salida					Composicion de salida										
	%	%	%	ppm	°C	%	%	%	ppm	°C	%	%	%	ppm	°C						
	CH4	CO2	O2	H2S	T	CH4	CO2	O2	H2S	T	CH4	CO2	O2	H2S	T	CH4	CO2	O2	H2S	T	
0	55.2	43	0.2	2550	22.6																
300						55.1	42.5	0	2318	14.5											
480											57.1	40	0	1193	17.5						
540																58.8	39	0	1270	17.1	
1200	55	43	0.2	2815	23.3																
1260						55.1	43.1	0	2813	15.2											
1380											56.4	41.1	0	2307	17.9						
1500																57.4	40.2	0	2202	17.5	
2220																54.1	37.2	0.1	2690	18	
2340											56.3	41	0	2830	18.5						
2400						45.8	42.8	0	3097	16											
2520	55.2	43.3	0	3213	24.3																
3240	55	43.1	0	3349	24.4																
3360						54.9	42.9	0	3370	16.5											
3480											53.3	41.3	0	3332	19.5						
4020	54.8	42.9	0.2	3407	24.8											56.9	40.7	0	3282	19	
4140						55	43	0	3386	17											
4200											56.1	41.5	0	3559	19.8						
4380																56.4	43.4	0	3602	19.4	

Fuente: Proyecto MOPESA

Prueba de Absorción: mes de Octubre 2010

Datos generales Fecha: 30/10/2010 Lugar: Rancho La Estrella Cría de vacas Hora: 4:30pm						Set up	0%					Set up	15%					Set up	17.5%				
						Biogás	1	LPM	Biogás	1	LPM	Biogás	1	LPM	Biogás	1	LPM						
						Rotámetro	PMR1-010346					Rotámetro	145618					Rotámetro	PMR1-010636				
						MEA	0	L	MEA	0.075	L	MEA	0.0875	L	MEA	0.0875	L						
						Agua	0.5	L	Agua	0.425	L	Agua	0.4125	L	Agua	0.4125	L						
t (s)	Composicion de entrada					Composicion de salida					Composicion de salida					Composicion de salida							
	%	%	%	ppm	°C	%	%	%	ppm	°C	%	%	%	ppm	°C	%	%	%	ppm	°C			
	CH4	CO2	O2	H2S	T	CH4	CO2	O2	H2S	T	CH4	CO2	O2	H2S	T	CH4	CO2	O2	H2S	T			
0	52.4	46.4	0	4000	27.3																		
720	56.5	42.8	0	4236																			
1020											90	6.5	0	200	27.5								
1200						55.1	41.1	0	4273	23													
1380					27.5											18	0.1	16	34	25.9			
1860																							
1980					27.9										27.9	21.4	0.2	15	18	25.9			
2100	55.2	42	0	4701	27.4	55.4	42.2	0	4730	23.1													
2400											72.7	22.7	0	2212	27.3								
2460																31.4	0.2	12.6		25.5			
3300	55.5	42.1	0	4481	26.9																		
3600						55	41.8	0	4925	23.2													
3780											58.1	37.1	0.3	4800	26.5								
3960																41.1	22.2	10	321	26.1			
6180	55.8	42.4	0.1	5000	26.3																		
6300											57.8	39.3	0.1	5000	24.6								
6420						55.5	41.8	0.2	5000	23.2													
6480																60.7	30.2	0.7	5000	25.8			

Fuente: Proyecto MOPESA

Prueba de Absorción: mes de Octubre 2010

Datos generales Fecha: 30/10/2010 Lugar: Rancho La Estrella Cría de vacas Hora: 7:30pm						Set up			20%			Set up			23%			Set up			25.0%											
						Biogas			1.2			LPM			Biogas			1.2			LPM			Biogas			1.2			LPM		
						Rotámetro			PMR1-010346			Rotámetro			145618			Rotámetro			PMR1-010636											
						MEA			0.1			L			MEA			0.1125			L			MEA			0.125			L		
						Agua			0.4			L			Agua			0.3875			L			Agua			0.375			L		
t (s)	Composicion de entrada					Composicion de salida					Composicion de salida					Composicion de salida																
	%	%	%	ppm	°C	%	%	%	ppm	°C	%	%	%	ppm	°C	%	%	%	ppm	°C												
	CH4	CO2	O2	H2S	T	CH4	CO2	O2	H2S	T	CH4	CO2	O2	H2S	T	CH4	CO2	O2	H2S	T												
0	55.4	41.4	0.2	5000	22.9																											
240						90.4	0.8	0.7	190	25																						
360											92.7	2.6	0	180	24.6																	
480																92.3	3.7	0	169	26												
600	55.6	41.4	0.2	5000	22.5																											
720						94.4	1.2	0	210	27.6																						
840											93.1	2.6	0	185	26.2																	
900																92.7	2.9	0	172	26.5												
1440	55.6	41.5	0.2	5000	21.9																											
1560						93.2	3.7	0	324	28.8																						
1680											91.1	5.6	0	330	26.9																	
1740																87.5	7.5	0	254	26												
2400	55.9	41.6	0.1	5000	21.9																											
2700						86.2	10.5	0	2049	29.2																						
2880											77.9	18.3	0	2485	26.9																	
3000																75.7	21.1	0	1473	26.6												
3180	55.7	41.4	0.1	5000	21.2																											
3300						70.4	26	0	5000	28.5																						
3360											68	28	0	5000	26.3																	
3480																80.1	16.5	0	1852	26.6												
3720						62.1	32.2	0.6	5000	27.6																						
3780											63.3	32.8	0.2	5000	25.5																	
3900																75	21.5	0	3030	26.3												
3960	55.9	41.2	0.3	5000	21.5																											
4440																70.9	25.8	0	4292	26.7												
4500											60.2	37	0	5000	25.5																	
4620						60.5	36.4	0	5000	25.8																						
4680	55.7	43.2	0	5000	20.9																											
5160										25.6					25.4	68.1	27.5	0.4	5000	26.7												

Fuente: Proyecto MOPESA

Prueba de Absorción: mes de Diciembre 2011

01/12/2011 Laboratorio Mecánica 16:00 pm	Set up		10%			Set up			20%			Set up			30%			Set up			40%			Set up			50%			01/12/2011 Laboratorio Mecánica 16:00 pm	Set up		10%			Set up			20%			Set up			30%			Set up			40%			Set up			50%		
	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2		LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM																
	Rot.	145618			Rot.	145618			Rot.	145618			Rot.	145618			Rot.	145618			Rot.	145618			Rot.	145618			Rot.		145618			Rot.	145618			Rot.	145618			Rot.	145618																
	DEA	0.05	L	DEA	0.1	L	DEA	0.15	L	DEA	0.2	L	DEA	0.25	L	DEA	0.05	L	DEA	0.1	L	DEA	0.15	L	DEA	0.2	L	DEA	0.25		L	DEA	0.05	L	DEA	0.1	L	DEA	0.15	L	DEA	0.2	L	DEA	0.25	L													
Agua	0.45	L	Agua	0.4	L	Agua	0.35	L	Agua	0.3	L	Agua	0.25	L	Agua	0.45	L	Agua	0.4	L	Agua	0.35	L	Agua	0.3	L	Agua	0.25	L	Agua	0.45	L	Agua	0.4	L	Agua	0.35	L	Agua	0.3	L	Agua	0.25	L															
Comp. entrada	Composicion de salida				Composicion de salida				Composicion de salida				Composicion de salida				Composicion de salida				Comp. entrada	Composicion de salida				Composicion de salida				Composicion de salida				Composicion de salida				Composicion de salida																					
t (s)	LPM	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	t (s)	LPM	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)																	
	CO2	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja		CO2	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja																				
0	1.25	0.63	13.8	5.85	0.56	18.1	6.58	0.51	19.5	7.26	0.58	20.0	6.40	0.70	21.8	5.30	1560	1.25	1.04	14.6	3.56	0.88	18.9	4.18	0.76	21.6	4.85	0.74	21.8	5.02	0.78	22.3	4.73																										
60	1.25	0.60	14.2	6.16	0.52	18.3	7.12	0.52	19.8	7.13	0.60	20.3	6.15	0.74	21.8	5.02	1620	1.25	1.03	14.5	3.59	0.88	18.8	4.20	0.78	21.5	4.75	0.75	21.8	4.91	0.76	22.2	4.86																										
120	1.25	0.65	14.5	5.68	0.51	18.5	7.23	0.51	20.1	7.23	0.59	20.5	6.24	0.72	22.0	5.13	1680	1.25	1.04	14.5	3.58	0.92	18.7	4.02	0.79	21.5	4.68	0.74	21.8	4.98	0.79	22.3	4.67																										
180	1.25	0.65	14.8	5.71	0.58	18.8	6.38	0.52	20.5	7.18	0.62	20.8	5.98	0.72	22.0	5.17	1740	1.25	1.05	14.4	3.52	0.92	18.6	4.01	0.79	21.4	4.68	0.75	21.8	4.92	0.79	22.1	4.71																										
240	1.25	0.69	15.0	5.33	0.57	18.9	6.54	0.57	20.7	6.54	0.61	21.0	6.05	0.71	21.6	5.19	1800	1.25	1.04	14.3	3.58	0.95	18.6	3.91	0.80	21.4	4.63	0.75	21.7	4.90	0.81	22.2	4.54																										
300	1.25	0.70	15.2	5.30	0.58	19.1	6.38	0.57	21.0	6.55	0.62	21.1	5.97	0.75	21.9	4.97	1860	1.25	1.04	14.2	3.58	0.94	18.5	3.95	0.83	21.3	4.47	0.77	21.7	4.80	0.79	22.2	4.67																										
360	1.25	0.72	15.4	5.17	0.61	19.2	6.05	0.58	21.2	6.41	0.61	21.2	6.03	0.71	22.2	5.20	1920	1.25				0.94	18.4	3.95	0.84	21.3	4.43	0.76	21.7	4.86	0.82	22.4	4.52																										
420	1.25	0.73	15.6	5.09	0.63	19.3	5.87	0.57	21.3	6.53	0.62	21.2	6.01	0.72	21.9	5.16	1980	1.25				0.95	18.3	3.90	0.84	21.2	4.43	0.80	21.6	4.60	0.81	22.2	4.58																										
480	1.25	0.75	15.7	4.94	0.64	19.5	5.78	0.59	21.4	6.29	0.63	21.5	5.92	0.69	21.9	5.40	2040	1.25				0.95	18.2	3.90	0.84	21.1	4.40	0.82	21.6	4.53	0.81	22.2	4.59																										
540	1.25	0.76	15.8	4.85	0.65	19.5	5.71	0.58	21.6	6.41	0.63	21.6	5.84	0.70	22.3	5.29	2100	1.25				0.98	18.1	3.78	0.85	21.0	4.37	0.85	21.5	4.34	0.80	22.3	4.60																										
600	1.25	0.78	15.9	4.76	0.67	19.6	5.49	0.59	21.6	6.29	0.64	21.6	5.79	0.69	22.3	5.34	2160	1.25				1.00	18.0	3.70	0.85	21.0	4.38	0.82	21.5	4.51	0.80	22.1	4.64																										
660	1.25	0.82	15.9	4.49	0.69	19.6	5.34	0.61	21.7	6.06	0.63	21.5	5.86	0.69	22.3	5.38	2220	1.25				1.01	17.9	3.67	0.87	20.9	4.25	0.83	21.5	4.48	0.82	22.1	4.52																										
720	1.25	0.86	15.9	4.30	0.71	19.6	5.19	0.61	21.8	6.06	0.64	21.6	5.76	0.72	22.3	5.11	2280	1.25				1.00	17.8	3.70	0.91	20.9	4.07	0.82	21.6	4.52	0.84	22.0	4.39																										
780	1.25	0.86	15.9	4.30	0.73	19.6	5.07	0.63	21.8	5.88	0.63	21.6	5.85	0.72	22.3	5.15	2340	1.25				1.03	17.7	3.58	0.92	20.8	4.03	0.84	21.5	4.42	0.83	21.9	4.45																										
840	1.25	0.89	15.9	4.18	0.73	19.6	5.06	0.64	21.8	5.79	0.69	21.6	5.40	0.74	22.4	5.00	2400	1.25				1.02	17.6	3.62	0.93	20.8	4.00	0.86	21.4	4.31	0.82	22.0	4.50																										
900	1.25	0.90	15.8	4.10	0.74	19.5	4.99	0.65	21.8	5.73	0.70	21.7	5.27	0.74	22.5	5.03	2460	1.25				1.04	17.6	3.58	0.92	20.6	4.03	0.83	21.4	4.44	0.87	21.9	4.23																										
960	1.25	0.91	15.8	4.07	0.75	19.5	4.93	0.67	21.8	5.50	0.71	21.7	5.25	0.74	22.5	5.03	2520	1.25				1.03	17.5	3.60	0.92	20.6	4.03	0.84	21.2	4.39	0.86	22.1	4.30																										
1020	1.25	0.93	15.7	3.99	0.77	19.5	4.83	0.67	21.9	5.51	0.71	21.8	5.22	0.74	22.4	5.00	2580	1.25				1.02	17.4	3.64	0.97	20.5	3.80	0.85	21.2	4.38	0.87	21.8	4.26																										
1080	1.25	0.96	15.6	3.84	0.80	19.4	4.63	0.68	21.8	5.41	0.71	21.8	5.23	0.74	22.5	4.99	2640	1.25				1.03	17.3	3.59	0.95	20.5	3.91	0.86	21.0	4.32	0.88	21.8	4.22																										
1140	1.25	0.99	15.5	3.74	0.81	19.3	4.57	0.71	21.8	5.25	0.70	21.7	5.29	0.75	22.5	4.95	2700	1.25				1.05	17.2	3.54	0.96	20.4	3.86	0.86	21.2	4.32	0.88	21.9	4.22																										
1200	1.25	0.99	15.4	3.75	0.82	19.3	4.54	0.72	21.8	5.13	0.70	21.8	5.28	0.75	22.3	4.96	2760	1.25				1.05	17.2	3.52	0.97	20.3	3.83	0.88	21.2	4.22	0.88	21.9	4.21																										
1260	1.25	1.01	15.2	3.66	0.85	19.2	4.34	0.72	21.8	5.15	0.72	21.8	5.17	0.74	22.5	5.01	2820	1.25				1.07	17.1	3.47	0.95	20.3	3.90	0.89	21.2	4.16	0.88	21.8	4.19																										
1320	1.25	1.03	15.1	3.61	0.84	19.2	4.43	0.72	21.8	5.15	0.74	21.9	5.00	0.75	22.3	4.93	2880	1.25				1.07	17.0	3.46	0.93	20.2	3.99	0.88	21.2	4.19	0.87	21.8	4.23																										
1380	1.25	1.03	15.0	3.59	0.87	19.1	4.23	0.74	21.8	4.98	0.72	21.9	5.12	0.77	22.5	4.78	2940	1.25				1.04	17.0	3.54	0.97	20.1	3.80	0.87	21.0	4.27	0.86	21.8	4.32																										
1440	1.25	1.04	14.8	3.58	0.86	19.0	4.30	0.75	21.6	4.91	0.74	21.8	5.02	0.77	22.5	4.78	3000	1.25				1.05	16.9	3.54	0.96	20.0	3.86	0.88	20.9	4.20	0.91	21.8	4.09																										
1500	1.25	1.03	14.7	3.58	0.87	18.9	4.25	0.76	21.6	4.87	0.74	21.8	5.02	0.76	22.4	4.86	3060	1.25				1.06	16.9	3.51	0.98	20.0	3.79	0.88	21.0	4.23	0.92	21.7	4.01																										

Fuente: Propia

Prueba de Absorción: mes de Diciembre 2011

01/12/2011 Laboratorio Mecánica 16:00 pm	Set up		10%			Set up			20%			Set up			30%			Set up			40%			Set up			50%			01/12/2011 Laboratorio Mecánica 16:00 pm	Set up		10%			Set up			20%			Set up			30%			Set up			40%			Set up			50%		
	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2		LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM																
	Rot.	145618			Rot.	145618			Rot.	145618			Rot.	145618			Rot.	145618			Rot.	145618			Rot.	145618			Rot.		145618			Rot.	145618			Rot.	145618			Rot.	145618																
	DEA	0.05	L	DEA	0.1	L	DEA	0.15	L	DEA	0.2	L	DEA	0.25	L	DEA	0.05	L	DEA	0.1	L	DEA	0.15	L	DEA	0.2	L	DEA	0.25		L	DEA	0.05	L	DEA	0.1	L	DEA	0.15	L	DEA	0.2	L	DEA	0.25	L													
Agua	0.45	L	Agua	0.4	L	Agua	0.35	L	Agua	0.3	L	Agua	0.25	L	Agua	0.45	L	Agua	0.4	L	Agua	0.35	L	Agua	0.3	L	Agua	0.25	L	Agua	0.45	L	Agua	0.4	L	Agua	0.35	L	Agua	0.3	L	Agua	0.25	L															
Comp. entrada	Composicion de salida				Composicion de salida				Composicion de salida				Composicion de salida				Composicion de salida				Comp. entrada	Composicion de salida				Composicion de salida				Composicion de salida				Composicion de salida				Composicion de salida																					
t (s)	LPM	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	t (s)	LPM	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)																	
	CO2	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja		CO2	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja																				
3120	1.25				1.05	16.8	3.53	0.98	19.9	3.79	0.89	20.9	4.17	0.89	21.6	4.18	4320	1.25									1.05	18.6	3.53	0.95	19.8	3.89	0.96	21.0	3.86																								
3180	1.25							0.96	19.8	3.86	0.90	20.8	4.11	0.91	21.7	4.09	4380	1.25									1.07	18.6	3.47	0.97	19.7	3.82	0.95	20.9	3.89																								
3240	1.25							0.97	19.8	3.82	0.93	20.7	4.00	0.90	21.6	4.10	4440	1.25									1.04	18.6	3.54	0.96	19.8	3.86	0.97	20.9	3.83																								
3300	1.25							0.98	19.7	3.78	0.90	20.7	4.12	0.91	21.6	4.09	4500	1.25									1.05	18.5	3.54	0.98	19.6	3.79	0.95	20.9	3.88																								
3360	1.25							0.99	19.6	3.74	0.90	20.6	4.11	0.90	21.6	4.14	4560	1.25									1.04	18.5	3.56	0.98	19.6	3.79	0.96	20.8	3.86																								
3420	1.25							1.00	19.5	3.71	0.90	20.6	4.10	0.90	21.5	4.12	4620	1.25									1.05	18.4	3.54	0.98	19.5	3.77	0.98	20.8	3.79																								
3480	1.25							1.00	19.5	3.70	0.93	20.5	3.99	0.92	21.5	4.01	4680	1.25									1.06	18.4	3.48	0.99	19.5	3.73	0.96	20.7	3.86																								
3540	1.25							0.99	19.4	3.72	0.93	20.5	3.97	0.91	21.4	4.09	4740	1.25									1.05	18.3	3.53	0.97	19.4	3.82	0.98	20.6	3.76																								
3600	1.25							1.00	19.3	3.71	0.91	20.5	4.06	0.91	21.4	4.05	4800	1.25									1.08	18.3	3.44	0.99	19.3	3.74	0.99	20.6	3.74																								
3660	1.25							1.01	19.2	3.67	0.95	20.4	3.91	0.93	21.3	3.99	4860	1.25									1.08	18.3	3.42	0.98	19.3	3.76	0.99	20.6	3.74																								
3720	1.25							1.03	19.2	3.60	0.93	20.5	4.00	0.90	21.3	4.13	4920	1.25									1.05	18.2	3.54	0.99	19.3	3.73	0.98	20.6	3.78																								
3780	1.25							1.02	19.1	3.64	0.94	20.2	3.96	0.91	21.4	4.07	4980	1.25									1.04	18.2	3.55	1.01	19.2	3.68	0.97	20.5	3.81																								
3840	1.25							1.02	19.1	3.63	0.92	20.2	4.01	0.93	21.3	4.00	5040	1.25									1.04	18.2	3.56	1.01	19.2	3.65	1.00	20.5	3.70																								
3900	1.25							1.03	19.0	3.60	0.95	20.2	3.90	0.92	21.2	4.02	5100	1.25									1.02	19.1	3.62	0.95	20.4	3.88																											
3960	1.25							1.02	19.0	3.64	0.96	20.1	3.86	0.93	21.3	3.98	5160	1.25									1.01	19.1	3.66	0.99	20.3	3.75																											
4020	1.25							1.04	18.9	3.58	0.94	20.0	3.95	0.94	21.2	3.94	5220	1.25									1.00	19.0	3.69	0.98	20.3	3.77																											
4080	1.25							1.04	18.8	3.55	0.96	20.0	3.86	0.95	21.0	3.88	5280	1.25									1.01	19.0	3.67	0.99	20.3	3.72																											
4140	1.25							1.05	18.8	3.51	0.95	20.0	3.88	0.95	21.0	3.89	5340	1.25									1.00	18.9	3.70	0.98	20.3	3.78																											
4200	1.25							1.07	18.8	3.47	0.94	20.0	3.94	0.95	21.0	3.88	5400	1.25									1.03	18.9	3.60	0.96	20.2	3.86																											
4260	1.25							1.04	18.7	3.56	0.95	19.9	3.89	0.93	21.0	3.96	5460	1.25									1.00	18.9	3.71																														

Fuente: Propia

Prueba de Absorción: mes de Diciembre 2011

03/12/2011 Laboratorio Mecánica 11:00 am		Set up 10%		Set up 20%		Set up 30%		Set up 40%		Set up 50%		03/12/2011 Laboratorio Mecánica 11:00 am		Set up 10%		Set up 20%		Set up 30%		Set up 40%		Set up 50%											
		Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM	Biogas	1.2	LPM								
		Rot.	145618		Rot.	145618		Rot.	145618		Rot.	145618		Rot.	145618		Rot.	145618		Rot.	145618		Rot.	145618									
		MEA	0.05	L	MEA	0.1	L	MEA	0.15	L	MEA	0.2	L	MEA	0.25	L	MEA	0.15	L	MEA	0.2	L	MEA	0.25	L								
		Agua	0.45	L	Agua	0.4	L	Agua	0.35	L	Agua	0.3	L	Agua	0.25	L	Agua	0.4	L	Agua	0.35	L	Agua	0.3	L								
Comp. entrada		Composicion de salida			Composicion de salida			Composicion de salida			Composicion de salida			Composicion de salida			Comp. entrada		Composicion de salida			Composicion de salida			Composicion de salida								
t (s)	LPM	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	t (s)	LPM	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)	LPM	°C	(s)
	CO2	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja		CO2	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja	CO2	T	Tiempo burbuja
0	1.23	0.00	17.0	60.00	0	19.3	3'43"72	0	29.1	3'21"08	0	24.7	5'49"64	0	29.9	5'36"49	1800	1.23	1.06	15.9	3.49	1.08	20.5	3.43	0.78	27.6	4.73	0.54	32.4	6.81	0.46	36.2	8.04
60	1.23	0.07	17.1	51.67	0			0			0			0			1860	1.23	1.06	15.8	3.50	1.08	20.3	3.42	0.82	27.4	4.50	0.58	32.0	6.36	0.50	36.0	7.38
120	1.23	0.07	14.5	53.42	0			0			0			0			1920	1.23	1.05	15.7	3.54	1.08	20.1	3.42	0.84	27.1	4.41	0.59	32.2	6.26	0.51	35.8	7.29
180	1.23	0.07	14.8	52.38	0			0			0			0			1980	1.23	1.08	15.6	3.44	1.09	20.0	3.38	0.86	26.9	4.33	0.62	31.8	5.96	0.53	35.6	6.94
240	1.23	0.09	15.0	40.21	0	23.3	1'33"86	0	29.3	3'23"32	0			0			2040	1.23	1.06	15.5	3.49	1.09	19.9	3.38	0.89	26.6	4.15	0.64	31.6	5.78	0.55	35.5	6.70
300	1.23	0.11	15.2	32.28	0			0			0			0			2100	1.23	1.06	15.5	3.48	1.08	19.7	3.43	0.93	26.4	3.98	0.66	31.5	5.61	0.58	35.3	6.38
360	1.23	0.12	15.4	30.44	0.09	24.6	40.96	0			0	30.6	4'13"34	0	36.4	4'56"15	2160	1.23	1.07	15.4	3.47	1.09	19.6	3.40	0.94	26.1	3.95	0.68	31.3	5.44	0.60	35.1	6.16
420	1.23	0.21	15.6	17.84	0.14	25.0	27.32	0			0			0			2220	1.23	1.06	15.4	3.48	1.09	19.6	3.39	0.94	25.8	3.94	0.71	31.0	5.19	0.61	34.9	6.06
480	1.23	0.24	15.7	15.26	0.18	25.3	20.63	0.07	29.9	54.56	0			0			2280	1.23	1.10	15.3	3.36	1.11	19.5	3.34	0.95	25.6	3.90	0.73	30.9	5.05	0.63	34.8	5.89
540	1.23	0.26	19.0	14.18	0.23	25.3	16.45	0.10	30.1	37.99	0			0			2340	1.23	1.11	15.3	3.35	1.06	19.4	3.48	1.01	25.3	3.65	0.75	30.7	4.96	0.66	34.5	5.59
600	1.23	0.31	19.4	11.90	0.28	25.5	13.04	0.13	30.2	28.52	0			0			2400	1.23	1.11	15.3	3.32	1.06	19.3	3.49	1.04	25.1	3.55	0.77	30.5	4.80	0.68	34.3	5.43
660	1.23	0.39	19.5	9.61	0.34	25.5	10.99	0.15	30.3	24.23	0	33.1	1'27"93	0	37.2	2'43"32	2460	1.23	1.12	15.2	3.30	1.10	19.3	3.38	1.03	24.9	3.60	0.79	30.3	4.66	0.70	34.1	5.27
720	1.23	0.46	20.4	8.10	0.39	25.3	9.53	0.17	30.3	21.33	0			0			2520	1.23	1.11	15.2	3.33	1.10	19.2	3.35	1.06	24.7	3.48	0.82	30.1	4.52	0.73	33.9	5.10
780	1.23	0.55	20.5	6.70	0.45	25.2	8.25	0.20	30.3	18.58	0.08	33.5	47.73	0			2580	1.23	1.12	15.2	3.31	1.07	19.2	3.47	1.04	24.5	3.54	0.82	29.9	4.50	0.73	33.7	5.08
840	1.23	0.66	20.4	5.63	0.51	25.1	7.33	0.24	30.4	15.74	0.11	33.7	34.81	0.07	37.4	56.39	2640	1.23	1.11	15.1	3.35	1.11	19.2	3.33	1.05	24.3	3.54	0.84	29.8	4.42	0.76	33.5	4.89
900	1.23	0.76	20.1	4.89	0.56	25.0	6.60	0.26	30.3	14.26	0.14	33.7	26.77	0.09	37.5	42.41	2700	1.23	1.11	15.1	3.34	1.08	19.1	3.43	1.06	24.2	3.48	0.85	29.6	4.34	0.75	33.3	4.91
960	1.23	0.87	19.9	4.26	0.62	24.7	5.99	0.30	30.3	12.25	0.16	33.8	23.57	0.11	37.5	34.11	2760	1.23	1.12	15.1	3.32	1.09	19.0	3.38	1.07	24.0	3.46	0.89	29.4	4.17	0.81	33.1	4.55
1020	1.23	0.95	19.4	3.91	0.69	24.3	5.38	0.33	30.2	11.20	0.18	33.7	20.41	0.13	37.5	28.90	2820	1.23	1.12	15.1	3.31	1.10	19.0	3.36	1.08	23.9	3.43	0.87	29.2	4.24	0.81	32.9	4.56
1080	1.23	0.98	18.9	3.78	0.74	24.2	4.98	0.36	30.1	10.16	0.21	33.7	17.89	0.16	37.5	23.06	2880	1.23	1.12	15.1	3.30	1.09	19.0	3.39	1.09	23.7	3.39	0.88	29.0	4.22	0.84	32.8	4.42
1140	1.23	0.98	18.5	3.78	0.80	23.8	4.63	0.40	30.0	9.20	0.22	33.7	16.57	0.20	37.5	18.87	2940	1.23	1.12	15.0	3.30	1.10	18.9	3.38	1.10	23.6	3.37	0.92	28.8	4.03	0.82	32.5	4.51
1200	1.23	1.02	18.1	3.62	0.83	23.5	4.44	0.45	29.9	8.16	0.25	33.6	14.57	0.22	37.5	16.93	3000	1.23	1.13	15.0	3.28	1.09	18.9	3.38	1.10	23.5	3.37	0.95	28.7	3.90	0.85	32.3	4.37
1260	1.23	1.02	17.7	3.64	0.88	23.2	4.23	0.49	29.6	7.58	0.29	33.6	12.66	0.24	37.4	15.55	3060	1.23	1.12	15.0	3.30	1.09	18.9	3.39	1.08	23.3	3.42	0.94	28.5	3.95	0.87	32.2	4.27
1320	1.23	1.04	17.4	3.56	0.94	22.8	3.94	0.53	29.5	6.98	0.31	33.5	11.77	0.26	37.3	14.25	3120	1.23	1.11	15.0	3.33	1.10	18.9	3.36	1.09	23.3	3.41	0.97	28.3	3.81	0.88	32.0	4.22
1380	1.23	1.04	17.1	3.56	0.95	22.5	3.90	0.57	29.3	6.49	0.36	33.4	10.42	0.29	37.2	12.86	3180	1.23	1.12	15.0	3.30	1.11	18.8	3.34	1.08	23.2	3.42	0.96	28.1	3.85	0.88	31.8	4.22
1440	1.23	1.03	16.8	3.59	0.99	22.1	3.74	0.60	29.1	6.13	0.39	33.3	9.46	0.31	37.1	11.77	3240	1.23	1.11	15.0	3.33	1.10	18.8	3.37	1.10	23.0	3.36	0.99	27.9	3.74	0.91	31.6	4.06
1500	1.23	1.06	16.6	3.49	1.02	21.8	3.62	0.63	28.9	5.84	0.43	33.1	8.54	0.35	37.0	10.65	3300	1.23	1.11	15.0	3.33	1.11	18.8	3.33	1.09	23.0	3.40	0.99	27.8	3.75	0.91	31.4	4.08
1560	1.23	1.08	16.4	3.42	1.01	21.5	3.66	0.67	28.6	5.55	0.44	33.0	8.33	0.36	36.8	10.35	3360	1.23	1.14	15.0	3.26	1.09	18.8	3.40	1.09	22.9	3.38	1.00	27.6	3.69	0.91	31.3	4.07
1620	1.23	1.05	16.3	3.54	1.03	21.2	3.60	0.72	28.4	5.17	0.49	32.8	7.55	0.39	36.7	9.38	3420	1.23	1.13	15.0	3.29	1.09	18.8	3.39	1.11	22.8	3.33	1.02	27.4	3.62	0.92	31.0	4.02
1680	1.23	1.06	16.1	3.49	1.04	20.9	3.55	0.73	28.1	5.04	0.50	32.7	7.38	0.43	36.5	8.65	3480	1.23	1.17	15.0	3.17	1.11	18.7	3.34	1.11	22.8	3.33	1.01	27.3	3.66	0.95	30.9	3.91
1740	1.23	1.06	16.0	3.49	1.05	20.7	3.51	0.77	27.9	4.81	0.53	32.5	6.99	0.45	36.4	8.27	3540	1.23	1.14	15.0	3.24	1.11	18.7	3.34	1.11	22.7	3.33	1.02	27.1	3.64	0.94	30.7	3.93

Fuente: Propia

ANEXO F: FOTOS DE LA INVESTIGACIÓN REALIZADA



Biodigestor instalado en la granja de La Joya – Puebla, México (Fuente: Proyecto MOPESA).

Reservorios de biogás (Fuente: Proyecto MOPESA).

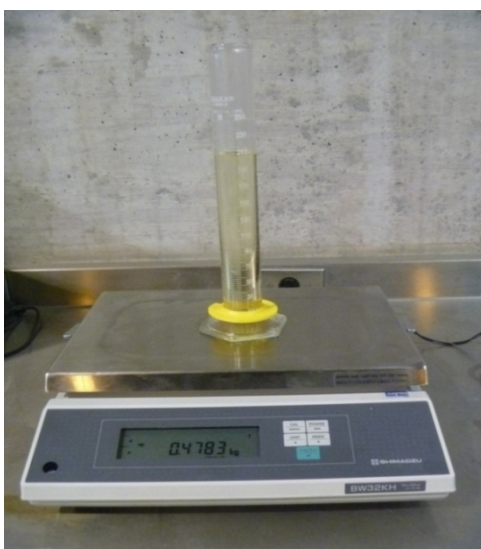
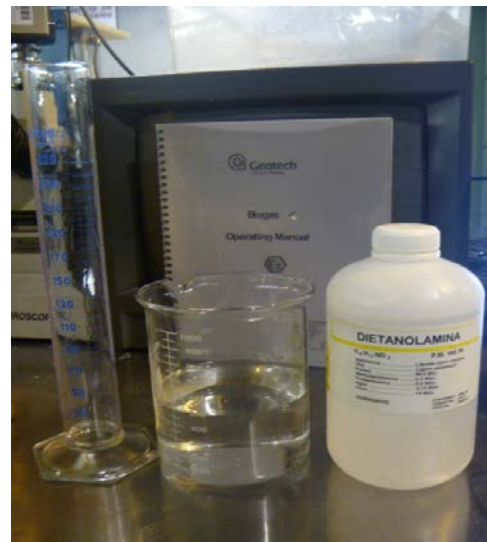


Sistema propuesto para determinar la capacidad de absorción de aminas en biogás (Fuente: Proyecto MOPESA).



Evaluación en el campo
(Fuente: Proyecto MOPESA).

Reactivo absorbente en su envase original (Fuente: Propia).



Midiendo la densidad del reactivo
(Fuente: Propia).



Rotámetro con dos tubos de flujo. Sólo se usó el de la izquierda, el otro presentaba averías. (Fuente: Propia).

Manómetro con su regulador de presión. Se acopló a un costado del rotámetro (Fuente: Propia).



Tanque CO_2 puro. (Fuente: Propia).



Calibrando el rotámetro.
(Fuente: Propia).

Asegurando las líneas de
conducción (Fuente: Propia).



Sistema de análisis de la
capacidad de absorción de
CO₂ de aminas en el
laboratorio. (Fuente: Propia).



Método del burbujeo en operación. (Fuente: Propia).

Tomando datos experimentales en el laboratorio de mecánica del CIMA (Fuente: Propia).

