



Traitement et Valorisation du Biogaz

L. Kadir¹, M. Aziza²

¹ Attachée de recherche au CDER, Centre de Développement des Energies Renouvelables, CDER BP 62, Route de l'Observatoire, Bouzareah, Alger, Algérie

² Directrice de recherche au CDER, Centre de Développement des Energies Renouvelables, CDER BP 62, Route de l'Observatoire, Bouzareah, Alger, Algérie

Adresse email de l'auteur : lamiorg@yahoo.fr

Tél : 021 90 14 46 / poste : 180

Fax : 021 90 16 54 / 021 90 15 30

Résumé---Le biogaz est une source d'énergie renouvelable qui présente de nombreux avantages sociaux et environnementaux. Le biogaz résulte d'un processus de dégradation biologique des matières organiques en l'absence d'oxygène. Il peut notamment être produit dans des installations de stockage des déchets ou dans des digesteurs. Le biogaz avant épuration est un mélange composé principalement de méthane (CH₄) et de dioxyde de carbone (CO₂). Il contient également, à l'état de trace, des composés, tels que le sulfure d'hydrogène (H₂S), l'ammoniac (NH₃) et d'autres composés organiques volatils. Dans plusieurs pays européens, le biogaz après épuration systématique est injecté dans le réseau de gaz naturel. Pour pouvoir atteindre les spécifications du gaz naturel, le biogaz doit être composé de 95 à 98 % de méthane et ne doit pas contenir d'eau, d'ammoniac, de sulfure d'hydrogène ni de gaz carbonique. Le CO₂, en grande concentration, diminue la capacité énergétique du biogaz. Le H₂S est toxique et corrosif. Le NH₃ lors de sa combustion produit des oxydes d'azote (NO_x) dangereux.

L'article proposé présente une synthèse des travaux scientifiques effectués dans ce domaine de recherche, à savoir tous les différents procédés de traitement du biogaz que nous citons

- Adsorption sur charbon actif,
- Adsorption par oscillation de pression,
- Absorption par réaction chimique avec mono- ou di-éthanolamine
- Absorption chimique (polyglycol ether)...

Mots clés :

Biogaz, épuration du biogaz, déchets, élimination de H₂S, élimination de CO₂

I. Introduction

Biogaz est généré par des micro-organismes en absence d'air par un métabolisme anaérobie.

La production industrielle de biogaz est produite à partir : (1) Des stations d'épuration (boues de fermentation), (2) des décharges, (3) des sites de transformation industrielle et (4) dans les usines de digestion des déchets organiques agricoles, à la fois mésophiles (35°C) et thermophiles (55°C) [1].

La nature des matières premières et les conditions d'exploitation utilisées lors de la digestion anaérobie, détermine la composition chimique de biogaz [2].

Le biogaz brut est constitué principalement de méthane (CH₄, 40-75%), dioxyde de carbone (CO₂, 15-60%) et d'autres composants tels que l'eau (H₂O, 5-10%), le sulfure d'hydrogène (H₂S, 0.005-2%), les siloxanes (0-0.02%), les hydrocarbures halogénés (COV, <0,6%), l'ammoniac (NH₃, <1%), l'oxygène (O₂, 0-1%), et le monoxyde de carbone (CO, <0,6%) qui pourraient être un inconvénient lorsqu'ils ne sont pas enlevés [3-7].

Le traitement du biogaz vise généralement : un procédé de nettoyage des composants nocifs à l'état traces dans le réseau de gaz naturel [15] et un processus, dans lequel le CO₂ est extrait de manière à régler la valeur calorifique et la densité relative en répondant aux spécifications de l'indice de wobbe, ce dernier dépend à la fois de la valeur calorifique et de la densité relative [2-5]. Après transformation, le produit final est nommé «biométhane», contenant typiquement (95-97%) de CH₄ et de CO₂ (1-3%).

Le biométhane peut être utilisé généralement comme une alternative naturelle au gaz, le type d'utilisation finale du biogaz fixe ses exigences de qualité [3]. Le traitement du biogaz comporte généralement les étapes suivantes : 1-Enrichissement du biogaz en CH₄ en le séparant du CO₂ afin d'augmenter sa valeur énergétique (indice de Wobbe 21) et atteindre les spécifications requises (phase d'enrichissement) [8];

2-Epuration du biogaz afin d'éliminer tous les produits, à l'état de traces ou non, qui peuvent être néfastes pour le consommateur ou causer des dommages aux conduits de gaz ;

3- Odorisation du biogaz. Le gaz dans le réseau de distribution doit avoir une odeur pour contrôler sa détection lors d'une fuite. Cette odorisation s'effectue avant l'injection en utilisant le tétrahydrothiophène (THT) (odorisant du gaz naturel) (15 à 40 mg.m⁻³ selon les spécifications Gaz de France GDF).

L'enrichissement du biogaz afin d'atteindre les spécifications requises pour le gaz naturel (valeur calorifique, Indice de Wobbe) inclut des étapes importantes [9] et nécessite l'utilisation de technologies complexes. Le Tableau 1 donne un aperçu général des différentes techniques utilisées pour le traitement du biogaz.



**Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et
Renouvelables**
**The 2nd International Seminar on New and Renewable
Energies**

**Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012**



Tableau 1 : Liste non exhaustive des différentes techniques d'épuration et d'enrichissement du biogaz

Composé à éliminer	à Technique	Principe
Eau	Demister (antibuée) Séparateur cyclonique Condensation Séchage Adsorption sur de la silice	Physique Physique Physique Physique Physique
H ₂ S	Oxydation biologique a l'air Ajout de FeCl ₃ au digesteur Adsorption sur Fe ₂ O ₃ Absorption (NaOH) Absorption (solution de fer) Séparation par membranes Filtres biologiques Charbon actif Filtres moléculaires	Biologique Chimique Physico-chimique Physico-chimique Physico-chimique Physique Biologique Physico-chimique Physique
CO ₂	Adsorption par oscillation de pression Techniques d'absorption physique Séparation par membranes Techniques d'absorption chimique Ajout de propane Cryogénisation	Physico-chimique Physico-chimique Physique Chimique Physique Physique Physique

Indice de Wobbe : quotient du pouvoir calorifique (PC) par la racine carrée de la densité du gaz par rapport à l'air.

1.1. Elimination de l'eau

Le biogaz contient de l'eau à des teneurs variables en fonction de la température. A 35°C, le biogaz contient 5% d'eau. Celle-ci qui doit être éliminée avant l'injection du biogaz dans le réseau de distribution. Afin de retirer l'eau du biogaz, différentes méthodes sont proposées basées sur la condensation de l'eau ou le séchage du gaz. En plus de l'eau, d'autres impuretés comme la poussière ou la mousse sont aussi éliminées. Ces types de traitement peuvent s'appliquer à différents stades de l'enrichissement du biogaz selon le type de procédé de valorisation : la technique du lavage à l'eau ne nécessite aucun séchage avant l'enrichissement, en revanche la technique d'adsorption nécessite le séchage du biogaz avant l'étape d'enrichissement. En règle générale, l'eau est normalement condensée avant que le gaz ne subisse une compression [15]

1.1.1. Elimination de l'eau par condensation

Cette méthode est basée sur la séparation de l'eau condensée où les gouttes d'eau sont capturées puis éliminées. Des techniques manuelles ou automatiques sont utilisées pour retirer l'eau comme : l'utilisation d'antibuée (demister) constitué d'un treillis métallique avec des micropores; l'utilisation d'un séparateur cyclonique utilisant une force de centrifugation équivalente à plusieurs centaines G; l'utilisation de collecteurs d'humidité dans lesquels la condensation de l'eau se fait par expansion du gaz [15]

1.1.2. Elimination de l'eau par séchage

Cette méthode est basée sur le séchage du biogaz englobant plusieurs techniques comme : la réfrigération du gaz qui se sursaturera en eau dans des échangeurs thermiques afin de séparer l'eau condensée du gaz. Cette méthode ne peut diminuer le point de rosée que jusqu'à (0,5-1,0 °C) à cause de problèmes de congélation sur la surface des échangeurs. Normalement, à l'entrée, le point de rosée est entre 3°C jusqu'à saturation. L'eau condensée peut être collectée avec un antibuée équipé de micropores. Le séchage utilisant les propriétés de certains dessiccants tels que la silice, l'alumine activée ou le tamis moléculaire qui fixent ou adsorbent les molécules d'eau et assèchent l'air comprimé. Les sècheurs à tamis moléculaire sont ceux qui permettent d'atteindre les points de rosée les plus bas. Ces sècheurs sont le plus souvent constitués de deux colonnes. Le gaz est injecté dans une colonne remplie de dessiccants dans laquelle le point de rosée peut atteindre -10 ou -20 °C. La régénération du dessiccant peut être effectuée par balayage d'air sec ou par apport de chaleur dans la colonne "en repos". Le niveau de point de rosée obtenu dépend essentiellement de la qualité de la régénération et du temps de contact entre le biogaz et l'adsorbant. Le Tableau suivant indique les paramètres de certaines usines où un traitement de séchage basé sur l'adsorption est utilisé. Les unités de séchage utilisant le glycol, le tri-éthylène glycol ou des sels hygroscopiques qui fixent l'eau. Le point de rosée atteint est entre -5 et -15 °C.

Le glycol employé est pompé dans une unité de régénération qui s'effectue en chauffant jusqu'à 200 °C. Le sel, remplissant un réacteur, réagit avec le gaz introduit par le bas et se dissout à fur et à mesure qu'il fixe l'eau. A la fin, le sel est retiré du réacteur et n'est pas régénéré. [15]

Tableau 2 : Paramètres de certaines usines pour l'élimination de l'eau par adsorption



**Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et
Renouvelables**
**The 2nd International Seminar on New and Renewable
Energies**

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012



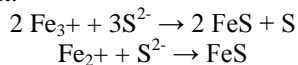
Paramètre	Unité	Procédé	Exemples d'usines	
Location			Kristianstad	Ellinge
Capacité	Kg/h	100-10000	1-1,5	1-1,5
Entrée Point de rosée	°C	-20 à saturation	Saturé à 10-20	Saturé à 10-20
Sortie Point de rosée	°C	-30 à -70	-45 jusqu'à -60	-30 jusqu'à -60
Conditions du procédé Température Pression	°C bar	Ambiante Ambiante à 260	Ambiante 8-10	Ambiant e 7-10

1.2. Elimination du sulfure d'hydrogène

Les protéines et autres composés soufrés produisent du sulfure d'hydrogène durant la digestion. Les teneurs en H₂S dans le biogaz provenant de déchets animaliers peuvent atteindre 1000 à 1400 ppm. Ce composé (ainsi que les mercaptans) peut être éliminé *in situ* dans le digesteur, du biogaz avant traitement ou durant le procédé d'épuration[15]

1.2.1. Elimination du H₂S in situ par précipitation

Cette technique se base sur la formation de sels de sulfure de fer dans le digesteur. La réaction de précipitation du fer s'écrit comme suit:



Le sulfate de fer est ajouté sous forme de chlorure ferreux ou ferrique selon les cas et la concentration de H₂S est diminuée jusqu'à des teneurs entre 100-150 ppm dans le flux gazeux à la sortie. Le Tableau suivant indique les paramètres de certaines usines où ce traitement est utilisé. Ce type de traitement nécessite peu d'investissement (opération, suivi et maintenance) sauf si les déchets organiques à fermenter contiennent des quantités importantes de soufre. [15]

Tableau 3 : Elimination in situ du sulfure d'hydrogène dans plusieurs usines de production de biogaz



**Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et
Renouvelables**
**The 2nd International Seminar on New and Renewable
Energies**

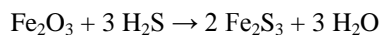
Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Gharđaia – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012



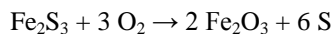
Paramètre	Unité	Procédé	Exemples d'usines			
			Linkoping Biogaz	Laholm Biogaz	Kalmar Biogaz	North West Scania Waste Treatment Co.
Capacité	m ³ H ₂ S/an	Non spécifique	100-10000	100-10000	100-10000	100-10000
Entrée (H ₂ S)	ppm	500-300000	In situ	In situ	In situ	In situ
Sortie (H ₂ S)	ppm	50-150	50-100	100-150	115-140	15-35
Conditions du procédé		Conditions normales	Digesteur 40°C	Digesteur 38°C	Digesteur n.a	Digesteur 36°C

1.2.2. Utilisation des oxydes et hydroxydes de métaux

Cette technique consiste à remplir un réacteur circulaire avec des oxydes de fer, hydroxydes de fer ou des oxydes de zinc. Un mélange d'oxydes de fer peut être aussi utilisé (SulfaTreat). Le biogaz est ensuite injecté dans le réacteur par le haut. Cette réaction est endothermique et la température de la réaction doit être comprise entre 25 °C et 50 °C. La réaction de régénération est exothermique et de l'eau est nécessaire afin de refroidir le solide dont la température dépend de la concentration de H₂S dans le biogaz. La réaction est la suivante:



La régénération du solide s'effectue en utilisant l'oxygène :



Normalement, deux réacteurs sont utilisés en parallèle. Quand le premier est en train d'épurer le biogaz, le deuxième se fait régénérer. Cette méthode est peu coûteuse et facile à maintenir.

Cependant les inconvénients sont : la grande quantité de chaleur générée et l'efficacité de la méthode diminue si le biogaz contient une grande quantité d'eau. [15]

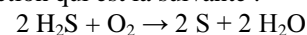
1.2.3. Oxydation biologique à l'air

La quantité de H₂S dans le biogaz peut être réduite significativement en ajoutant 5-10% d'air (avec une pompe) au biogaz dans une unité de nettoyage après la production du biogaz [10] Cette méthode est basée sur une oxydation aérobie biologique du H₂S en soufre par des bactéries spécifiques (Thiobacillus). Afin de développer ces bactéries dans le système, une surface mouillée remplie de digestat liquide est nécessaire. Le procédé suit la réaction suivante : $2 \text{H}_2\text{S} + \text{O}_2 \rightarrow 2 \text{S} + 2 \text{H}_2\text{O}$

Les résultats obtenus à ce jour sont très prometteurs. Les teneurs en H₂S sont réduites de 2000- 3000 ppm à 50-100 ppm équivalents à une efficacité de traitement entre 80-99 % [5] Cependant les teneurs du H₂S restant dans le biogaz sont assez élevées et nécessitent un traitement secondaire avant d'injecter le biogaz dans le réseau. Le coût de maintenance et d'opération de cette méthode est très faible où ni produits chimiques ni équipements spécifiques sont nécessaires. L'inconvénient majeur est l'ajout d'air dans le système qui pourra réduire l'efficacité de l'enrichissement du biogaz de l'étape suivante [15]

1.2.4. Adsorption sur du charbon actif

Le sulfure d'hydrogène peut être adsorbé sur du charbon actif. Cette réaction d'adsorption est catalytique et le charbon réagit comme catalyseur. Souvent le charbon est imprégné d'iodure de potassium ou d'acide sulfurique afin d'accélérer la vitesse de la réaction qui est la suivante :



Les teneurs en H₂S sont faibles, les quantités d'air ajoutées sont minimales. Le charbon se régénère utilisant un gaz inerte et le soufre est vaporisé puis liquéfié après refroidissement. La



Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et Renouvelables

The 2nd International Seminar on New and Renewable Energies

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012



régénération demandant un équipement compliqué donc est très souvent non effectuée [15]

2.3.3 Procédés d'élimination des autres composés indésirables

Plusieurs composés indésirables autres que le CO₂, le sulfure d'hydrogène et l'eau peuvent être présents dans le biogaz. Leur présence ou absence dépend en majorité de la qualité du matériel organique utilisé durant la fermentation ainsi que du procédé de production du biogaz. Ces composés doivent être éliminés afin d'obtenir un gaz de qualité. Ces substances ainsi que les techniques d'élimination sont résumées dans le Tableau 2.

■ Les particules

Les particules se retrouvent fréquemment dans le biogaz et doivent être éliminées en utilisant des filtres afin d'obtenir un biogaz injectable dans le réseau. Ces particules sont principalement un mélange de biomasses et des dépôts de minéraux riches en fer, calcium et silice. Plusieurs types de filtres ainsi que des séparateurs sont proposés. Un séparateur cyclonique est capable d'éliminer les particules jusqu'à 15 µm. Un filtre à gravier ou en céramique peut aussi être utilisé afin d'éliminer les particules supérieures à 150 µm ainsi que les gouttelettes d'eau [15]

■ Les composés hydrocarbonés halogénés

Ces composés (spécialement les chlorés et fluorés) sont majoritairement retrouvés lors de la Production du gaz à partir des sites d'enfouissement. Ils sont éliminés en utilisant du charbon actif imprégné. La régénération du charbon est effectuée en chauffant à 200 °C. Normalement, les techniques pour éliminer le CO₂ traitent aussi les composés organiques halogénés [11]

■ L'ammoniac

Dans une usine à grande échelle, l'ammoniac est souvent éliminé du gaz par un procédé de lavage avec un acide nitrique ou sulfurique dilué. Ce procédé requiert un équipement construit en inox ce qui peut être assez coûteux, rendant cette technique inappropriée pour une usine de petite échelle. L'ammoniac peut être éliminé aussi avec du charbon actif ou durant les procédés d'enrichissement tels que l'adsorption ou le lavage à l'eau [5]

■ L'oxygène

L'oxygène provient de la production du biogaz à partir des sites d'enfouissement et n'est pas retrouvé lors de la digestion anaérobie contrôlée de produits fermentescibles. Cependant, l'oxygène peut provenir de fuites dans le système de production ou de procédés utilisant l'air pour l'élimination du

H₂S par exemple. Afin de pouvoir injecter le biogaz dans le réseau, les teneurs en oxygène doivent être contrôlées et minimisées (risque d'explosion). Certains procédés d'enrichissement (séparation par membrane ou PSA) peuvent réduire les teneurs en oxygène. Le traitement thermique catalytique peut aussi être utilisé mais il a l'inconvénient de consommer aussi une partie du méthane [3]

■ Les composés organo – siliconés et les siloxanes

Ces composés peuvent être occasionnellement présents dans le biogaz. Il n'existe pas de méthode standard afin de les éliminer ou minimiser leur concentration [12], cependant de nombreux procédés existent, par exemple : le refroidissement du gaz jusqu'à 4 °C suivi d'une élimination additionnelle utilisant un filtre ou un séparateur ; l'absorption dans un milieu liquide (un mélange de produits hydrocarbonés) ayant une grande capacité à fixer les produits siliconés [13] l'utilisation de charbons actifs [14] même si le charbon ne peut pas être régénéré ; le refroidissement du gaz jusqu'à une température inférieure à -30°C suivi d'un post-chauffage jusqu'à 10°C [14]; cette méthode a une efficacité de 90 % pour des teneurs en siloxanes de 200 à 1000 mg.m⁻³.

Autres composés

D'autres composés comme les métaux alcalins (qui, à haute température, se vaporisent et se transportent jusqu'aux appareils de cuisson ou de chauffage pouvant provoquer une altération des équipements) ; les composés aromatiques (benzène et toluène peuvent être à l'origine de la corrosion dans des tuyaux en plastique), le monoxyde de carbone (qui réagit à température ambiante avec le nickel des appareils en inox pour former des composés gazeux carbonés) doivent être étudiés.

Les microorganismes

Il existe actuellement peu d'informations concernant l'efficacité des procédés industriels sur l'élimination des microorganismes.



**Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et
Renouvelables**
**The 2nd International Seminar on New and Renewable
Energies**

Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012



Tableau 2 : Procédés d'élimination de certains éléments traces

Substance visée procédés	Particules	Ammoniac	Oxygène	Composés hydrocarbonés halogénés	Siloxanes
Adsorption sur charbon actif		X		X	X
Lavage à l'eau (avec ou sans régénération)	X	X		X	
Adsorption par oscillation de pression		X	X	X	
Absorption chimique (polyglycol ether)		X		X	
Autres Adsorptions		X		X	
Cryogénisation				X	
Séparateur cyclonique	X				
Filtre à gravier ou en céramique	X				
Refroidissement					X

"X" ne précise pas le niveau d'efficacité des procédés. Les détails sont fournis dans le texte.

■ Conclusion

Toutes ces opérations d'épuration, si elles doivent être couplées, ne se font pas dans n'importe quel ordre. L'hydrogène sulfuré étant un poison pour les catalyseurs, la désulfuration devra précéder le traitement thermique catalytique, qui lui-même précédera la décarbonatation et la déshydratation. La compression est également une opération critique du conditionnement du biogaz avant son utilisation, notamment pour l'injection dans le réseau et la transformation en carburant. La compression s'opère en une ou deux étapes qui s'intercalent elles-mêmes entre les étapes d'épuration. Le bon choix des matériaux constitutifs des compresseurs, ainsi que des canalisations, vannes,... est évidemment primordial au regard des risques de corrosion.

Références :

- [1] Jonsson O, Polman E, Jensen JK, Eklund R, Schyl H, Ivarsson S. Sustainable Gas enters the European Gas Distribution System. In: Jonsson, editor. World Gas Conference; June 1-5, 2003; Tokyo. Oslo, Norway: International Gas Union; 2003. p. 9.
- [2] Persson M. Utvärdering av uppgraderingstekniker for biogas. Malmö, Sweden: Svenskt Gastekniskt Center; 2003 November. 85 pp. Rapport SGC 142.
- [3] Wellinger A, Lindberg A. Biogas Upgrading and Utilisation. [Internet] IEA Bioenergy Task 24: Energy From Biological Conversion of Organic Waste; 2005 [cited January 2011]. Available from: http://www.biogasmax.eu/media/biogas_upgrading_and_utilisation__018031200_1011_24042007.pdf.
- [4] Wheless E, Pierce J. Siloxanes in Landfill and Digester Gas Update. [Internet] Whittier (Canada) and Long Beach (California): Los Angeles County Sanitation Districts and SCS Energy; 2004 [cited January 2011]. Available from: http://www.scsengineers.com/Papers/Pierce_2004Siloxanes_Update_Paper.pdf.
- [5] Hagen M, Polman E, Jensen J, Myken A, Jo'nsson O, Dahl A. Adding gas from biomass to the gas grid. 144. Malmö, Sweden: Swedish Gas Center; 2001 July. pp. Report SCG 118.
- [6] Persson M, Wellinger A. Biogas upgrading upgrading to vehicle fuel standards and grid injection. IEA Bioenergy; 2006 [Report].
- [7] Krich K, Augenstein A, Batmale J, Benemann J, Rutledge B, Salour D. Upgrading Dairy Biogas to Biomethane and Other Fuels. In: Andrews K., Editor. Biomethane from Dairy Waste - A Sourcebook for the Production and Use of Renewable Natural Gas in California. California: Clear Concepts; 2005. p. 47-69.



**Le 2^{ème} Séminaire International sur les Energies Nouvelles et
Renouvelables**
**The 2nd International Seminar on New and Renewable
Energies**

**Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables,
Ghardaïa – Algérie 15, 16 et 17 Octobre 2012**



[8]AD-NETT2000. Anaerobic digestion of agro-industrial wastes :
information networks – technical summary on gas treatment.
H0489.A0/R002/TS/GR.

[9]Netherlands Agency for Energy and the Environment (Novem),
Gastec1993. Evaluation of landfill gas upgrading project Cogas N.V. at
Vasse.

[10](AD-NETT, 2000; U.K.Environment Agency et Scottish Environment
Protection Agency, 2004).

[11] U.K.Environment Agency, Scottish Environment Protection
Agency2004. Guidance on gas treatment technologie for Landfill gas engines.
Rio House, Waterside Drive, Aztec West,
Almondsbury, Bristol BS32 4UD, Environment Agency.

[12] Niemann M1997. Characterization of Si compounds in landfill gas. 20th
Annual Landfill Gas Symposium : Montrey, California. In Proceedings Solid
Waste Association of Noth America (SWANA) .

[13] Stoddart J *et al.*, 1999. Experience with halogenated hydrocarbons
removal from ladfill gas. 7th International Waste Management and Landfill
Symposium : Caligari. In Proceedings
Sardinia 99 II, 489-498.

[14] Prabucki MJ, Doczyck,W, Asmus,D2001. Removal of organic silicon
compounds from landfill and sewer gas. 8th International Waste Management
and Landfill Symposium : Caligari. InProceedings Sardinia II, 631-639.

[15] E. Ryckebosch ,M. Drouillon, H. Vervaeren .biomass and bioenergy 35
(2011)1633-1645