

OPTIMASI *FLOW FEED GAS* TERHADAP *FLOW AMINE* PADA KOLOM *CO₂ REMOVAL*

Eka Megawati^{1*}, Yoga Hanggara Pradipta¹, I Ketut Warsa¹, Yuniarti¹

¹Pengolahan Minyak dan Gas, Sekolah Tinggi Teknologi Migas
Transad KM 08, No.76 RT.08, Kelurahan Karang Joang, Balikpapan, 76125, Indonesia

E-mail: ekamegawati89@yahoo.com*

Abstrak

The process of liquefying natural gas to produce a product in the form of LPG (Liquefied Petroleum Gas) takes place at a very low temperature of -160°C . Meanwhile, the gas feed contains a component in the form of carbon dioxide (CO_2) which has a freezing point of -56°C . The CO_2 separation process is carried out in the CO_2 removal unit which consists of an absorber and an amine regenerator. In the absorber tower, there is a separation process of CO_2 gas components which will be separated by absorption by an amine solution. Amine flow must be adjusted to the flow feed gas that enters the absorber column so that there is no excess amine in the purification process, so the purpose of this study is to determine the maximum value of flow feed gas to get the optimal value of flow amine. The calculation method for finding the maximum flow amine uses trial and error calculations, where the value of the gas flow feed is varied. Based on research can be concluded that, by varying the increase in gas flow feed from $359 \text{ m}^3/\text{h}$ obtained the maximum value of gas flow feed which is $8195 \text{ m}^3/\text{h}$ which produces an optimal flow amine value of $1200,005 \text{ m}^3/\text{h}$.

Keywords: Amine flow, Feed Gas flow, CO_2 removal

Abstrak

Proses pencairan gas alam untuk menghasilkan produk berupa LPG (*Liquefied Petroleum Gas*) berlangsung pada temperatur yang sangat rendah yaitu -160°C . Sedangkan pada feed gas terdapat komponen berupa karbon dioksida (CO_2) yang memiliki titik beku yaitu -56°C . Proses pemisahan CO_2 dilakukan di unit CO_2 removal yang terdiri dari absorber dan amine regenerator. Pada menara absorber terjadi proses pemisahan komponen gas CO_2 yang akan di pisahkan dengan cara absorpsi oleh larutan amine. *Flow amine* harus disesuaikan dengan *flow feed gas* yang masuk ke dalam kolom *absorber* agar tidak terjadi kelebihan amine pada proses purifikasi, maka tujuan dari penelitian ini adalah mengetahui nilai maksimal *flow feed gas* untuk mendapatkan nilai optimal *flow amine*. Metode perhitungan mencari flow amine yang maksimal menggunakan perhitungan *trial and error*, dimana nilai *flow feed gas* di variasikan. Berdasarkan penelitian dapat di simpulkan bahwa, dengan Artikel diterima 15 Januari 2022. Online 28 Februari 2022.

memvariasikan kenaikan *flow feed* gas dari 359 m³/h diperoleh nilai maksimal *flow feed gas* yaitu sebesar 8195 m³/h yang menghasilkan nilai optimal *flow amine* sebesar 1200,005 m³/h.

Kata Kunci: *flow Amine, flow Feed Gas, CO₂ Removal*

PENDAHULUAN

Gas bumi merupakan sumber daya alam dengan cadangan terbesar ketiga di dunia setelah batu bara dan minyak bumi. Pemanfaatan gas alam di Indonesia tidak hanya untuk transportasi dan rumah tangga saja, tetapi sekarang untuk industri (Syukur, 2016). Pada bidang industri, gas alam banyak dimanfaatkan sebagai bahan bakar penggerak turbin pada kilang-kilang minyak. Terdapat pengelompokan dari gas alam. Berdasarkan Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, 2008, gas alam digolongkan sebagai berikut, 1) *Sweet gas* adalah gas alam atau gas bumi yang sudah bersih (*sweet*), yang tidak mengandung atau relatif kecil mengandung impurities dan gas-gas kontaminan seperti H₂O dan CO₂, 2) *Sour gas* yaitu gas alam atau gas bumi yang belum mengalami proses purifikasi atau yang belum bersih, yang masih mengandung impurities dan gas-gas ikutan atau kontaminan seperti H₂O dan CO₂, 3) *Wet gas* yaitu gas alam yang mengandung bensin alam (*Natural Gasoline*) dalam jumlah yang besar dan 4) *Dry gas* yaitu gas alam atau gas bumi yang komponen utamanya metana tidak mengandung gasoline.

Gas alam memiliki komponen utama yaitu metana (CH₄) disamping juga ada hidrokarbon ringan lainnya yang terbentuk secara alami. Didalamnya tercampur juga beberapa senyawa non-hidrokarbon (Fatimura & Fitriyanti, 2018). Gas bumi adalah campuran hidrokarbon ringan yang terbentuk secara alami yang bercampur dengan beberapa senyawa non hidrokarbon yang tersebar luas diseluruh bagian bumi. Sebagian besar gas alam tersusun atas metana sekitar 80%, etana 5-10% dan sedikit alkana yang lebih tinggi (Nasriyan, 2018). Sementara itu, menurut Mulyati (2020), umumnya gas yang terbentuk sebagian besar dari metana (CH₄), dan dapat juga etana (C₂H₆) dan propana (C₃H₈). Sementara itu, menurut Triyatno (2018) Gas alam adalah gas metana (CH₄) dan unsur lain yang jumlahnya lebih sedikit seperti etana, propana, butana, belerang dan helium. Jadi dapat disimpulkan bahwa kandungan terbesar dari gas alam adalah metana (CH₄).

Menurut Sembiring, dkk (2020), LPG (*Liquefied Petroleum Gas*) adalah suatu produk bahan bakar gas yang pada umumnya berupa gas propana atau butana atau merupakan campuran antara keduanya yang dalam temperatur kamar akan berbentuk fasa gas tetapi dalam tekanan tinggi atau pada temperatur sangat rendah akan berbentuk cair yang tidak berasa, tidak berwarna, tidak berbau. Senyawa yang terdapat dalam LPG adalah propana (C₃H₈), propilen (C₃H₆), iso-butan (C₄H₁₀), butilen (C₄H₈) dan beberapa fraksi C₂ yang lebih ringan dan C₅ yang lebih berat. Sementara itu,

menurut Triyatno (2018), LPG (*liquid Petroleum Gas*) adalah gas minyak bumi yang dicairkan. Kandungan utama dalam LPG terdiri dari propana (C_3H_8) dan butana (C_4H_{10}) dan unsur lain yang jumlahnya sedikit seperti etana (C_2H_4) dan pentana (C_5H_{12}).

Liquefied Natural Gas (LNG) adalah gas alam yang dicairkan dengan cara didinginkan pada temperature sekitar $-160^\circ C$ dan pada tekanan atmosfer (Fatimura & Fitriyanti, 2018). Sedangkan pada *feed gas* terdapat komponen berupa CO_2 yang memiliki titik beku yaitu $-56^\circ C$. Menurut Rahmatika, dkk (2020), pada umumnya CO_2 dan H_2S menjadi pengotor utama gas alam. Beberapa teknologi yang diterapkan pada proses CO_2 removal adalah separasi membran, adsorpsi, destilasi kriogenik, dan absorpsi. Teknologi absorpsi memiliki proses yang mudah dan lebih efektif dibanding dengan teknologi lain sehingga dipilih absorpsi karena dinilai akan lebih ekonomis.

Gas yang benar-benar bersih diperoleh dari proses pengolahan gas dan pemisahan gas dari kandungan impurities hingga menjadi gas yang bersih dan bernilai jual tinggi. Proses untuk pengolahan tersebut menggunakan serangkaian unit pengolahan yang dinamakan *Process Train*. *Process train* adalah rangkaian unit produksi untuk memproses gas alam menjadi gas alam cair yang siap untuk dikapalkan. Pada proses produksi *Feed Gas* menjadi LNG dibutuhkan tahapan-tahapan berkesinambungan antara satu dengan yang lainnya. Ada 4 (empat) tahapan proses yang harus dilalui oleh *Feed Gas*. Keempat tahapan proses tersebut adalah Purifikasi, Dehidrasi & *mercury Removal Unit*, Fraksinasi, Pendinginan dan *Liquifaksi*.

Purifikasi adalah proses tahapan awal pengolahan gas yang merupakan proses pemurnian gas alam dari zat-zat yang tidak diinginkan. Purifikasi juga biasa disebut *Acid Gas Removal*. *Acid Gas Removal unit* berfungsi untuk mengabsorpsi kandungan H_2S dan CO_2 (Furtiansyah & Ardian, 2020). Dehidrasi & *mercury removal unit* adalah proses tahap kedua pemurnian gas alam dari zat-zat yang membuat kebuntuan pada unit pendinginan, dalam hal ini adalah uap air dan merkuri (Hg). Fraksinasi adalah pemisahan komponen yang terkandung dalam *feed gas* berdasarkan titik didih dengan tekanan dan temperatur yang telah di tentukan pada kolom fraksinasi. Pendinginan dan *Liquifaksi* adalah menurunkan temperatur aliran gas yang bertujuan mengubah fase gas menjadi cairan.

Proses pemisahan CO_2 dilakukan di unit CO_2 removal yang terdiri dari *absorber* dan *amine* regenerator. Pada menara *absorber* terjadi proses pemisahan komponen gas CO_2 yang akan di pisahkan dengan cara *absorpsi* oleh larutan *amine*. Berdasarkan Fadlih & Megawati (2020), Pengaruh konsentrasi aMDEA (*activated Methyl Di-Ethanol Amine*) terhadap penyerapan CO_2 terbilang lemah atau berpengaruh kecil dikarenakan nilai koefisien determinasi sebesar 0,0012 atau 1,2% yang dimana menandakan hubungan tersebut sangat lemah atau berpengaruh kecil. Adapun faktor lain yang diperkirakan mempengaruhi penyerapan CO_2 semakin baik yaitu *flow amine* karena pada kolom

absorber diproses purifikasi mempunyai batas maksimal *flow amine* yaitu sebesar 1200 m³/h. Untuk menghindari terjadinya banjir pada purifikasi, maka *flow amine* harus disesuaikan dengan *flow feed gas* yang masuk ke dalam kolom *absorber*. Penelitian sebelumnya tentang absorpsi CO₂, baik menggunakan larutan DEA maupun larutan karbonat dengan menggunakan katalis, seperti MDEA, MEA, asam borat, dan piperazin. Namun analisa yang berpusat pada hubungan kenaikan *flow amine* terhadap *flow feed gas* pada kolom *CO₂ removal* masih belum pernah dilakukan. Tujuan penelitian adalah mengetahui nilai maksimal *flow feed gas* untuk mendapatkan nilai optimal *flow amine*.

METODE PENELITIAN

Pada penelitian ini dilakukan pengambilan data kontaktor kolom *CO₂ removal*. Metode yang digunakan adalah sampling dengan menghitung *flow amine* fase gas menggunakan sensor gas dan *flow feed gas* pada kolom *CO₂ removal*. Jenis amine yang digunakan adalah aMDEA. Secara bertahap garis besar pelaksanaan dilakukan: tahap persiapan bahan dan peralatan, tahap pelaksanaan pengoperasian, dan tahap analisa data. Didalam kolom *CO₂ removal* terjadi penyerapan gas CO₂ oleh larutan aMDEA. Adapun perhitungan menggunakan *trial and error* dari variasi kenaikan *flow feed gas* per 500 m³/h. Variabel yang diamati pada penelitian ini yaitu laju alir *feed gas*.

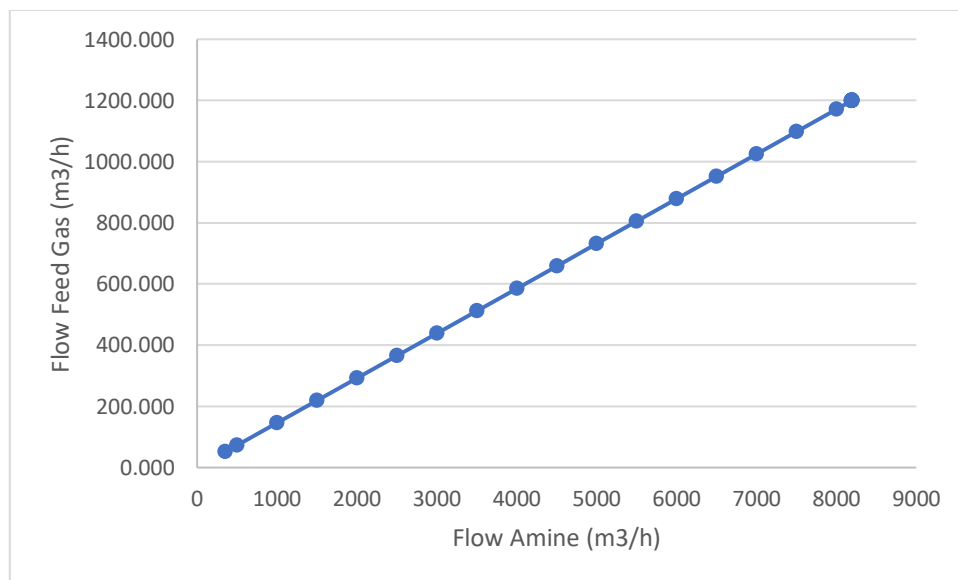
HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

Data pengamatan dapat dilihat pada Tabel 1.

Tabel 1. Data Pengamatan *flow feed gas* terhadap *flow amine*

Flow Feed Gas		Flow CO ₂	Flow Amine	
m ³ /h	mol/h	mol/h	mol/h	m ³ /h
349	15577.964	540.555	2280.824	51.098
500	22318.000	774.435	3267.657	73.207
1000	44636.000	1548.869	6535.313	146.414
1500	66954.000	2323.304	9802.970	219.620
2000	89272.000	3097.738	13070.626	292.827
2500	111590.000	3872.173	16338.283	366.034
3000	133908.000	4646.608	19605.939	439.241
3500	156226.000	5421.042	22873.596	512.447
4000	178544.000	6195.477	26141.252	585.654
4500	200862.000	6969.911	29408.909	658.861
5000	223180.000	7744.346	32676.565	732.068

5500	245498.000	8518.781	35944.222	805.274
6000	267816.000	9293.215	39211.878	878.481
6500	290134.000	10067.650	42479.535	951.688
7000	312452.000	10842.084	45747.192	1024.895
7500	334770.000	11616.519	49014.848	1098.101
8000	357088.000	12390.954	52282.505	1171.308
8190	365568.840	12685.239	53524.214	1199.127
8191	365613.476	12686.788	53530.749	1199.273
8192	365658.122	12688.336	53537.285	1199.419
8193	365702.748	12689.885	53543.820	1199.566
8194	365747.384	12691.434	53550.355	1199.712
8195	365792.000	12692.983	53556.891	1199.859
8196	365836.656	12694.532	53563.426	1200.005



Grafik 1. Hubungan antara *Flow Feed Gas* terhadap *Flow Amine*]

Pada Tabel 1 merupakan hasil perhitungan dengan memvariasikan *flow feed gas* untuk mendapatkan nilai *flow amine* yang optimal.

Pada hasil data yang telah diolah dengan menggunakan perhitungan untuk mencari *flow Amine* yang optimal. Dilakukan dengan data rata-rata *CO₂ content* sebesar 3,47 % mol dan *CO₂ Loading* sebesar 0,083 (*lean Amine*) dan 0,319 (*rich Amine*) dan *flow feed gas* sebesar 349 m³/h.

Dasar dari pengambilan nilai *flow feed gas* sebesar 349 m³/h karena rata-rata *flow feed gas* saat alat beroperasi adalah sebesar 349 m³/h. *Flow amine* maksimum adalah 1200 m³/h.

Setelah mengetahui hasil maksimum aliran *amine* selanjutnya adalah menentukan aliran *feed gas* untuk menentukan jumlah *flow feed gas*. Untuk mencari nilai aliran *feed gas* dengan satuan m³/h di konversi ke satuan mol/h. Setelah mendapatkan hasilnya di lanjutkan dengan menentukan nilai Q CO₂ yang di dapatkan dengan di kali CO₂ *conetent*. Lalu dilanjutkan dengan menentukan kapasitas *amine* dengan cara *rich amine* di kurang dengan *lean amine*. Untuk menentukan jumlah aliran *amine* Q CO₂ / kapasitas *amine*.

Pada Tabel 1 jumlah alir *feed gas* paling besar adalah 8196 m³/h, namun jumlah alir *amine* yang dibutuhkan adalah 1200,005 m³/h. Jumlah laju alir *amine* tersebut tidak di perbolehkan karena melebihi dari jumlah batas maksimum yaitu 1200 m³/h, jika melebihi dari batas maksimum dapat merusak peralatan pada *proses* purifikasi. Oleh sebab itu jumlah alir *feed gas* yang diperbolehkan adalah 8195 m³/h sehingga laju alir *amine* yang di butuhkan adalah 1199,859 m³/h.

KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian dapat di simpulkan bahwa, dengan memvariasikan kenaikan *flow feed gas* dari 359 m³/h diperoleh nilai maksimal *flow feed gas* yaitu sebesar 8195 m³/h yang menghasilkan nilai optimal *flow amine* sebesar 1200,005 m³/h.

UCAPAN TERIMA KASIH

Ucapan terima kasih penulis sampaikan kepada STT Migas Balikpapan, PT. Badak NGL dan semua pihak yang telah membantu atas bantuan dan perhatiannya sehingga penyusunan artikel dapat terselesaikan.

DAFTAR PUSTAKA

- Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, (2008). Indonesia Petroleum Bidding Round. Ditjen Migas. Jakarta.
- Fadlih, A., & Megawati, E. (2020). Analisa Pengaruh Konsentrasi aMDEA Terhadap Penyerapan Gas Karbon Dioksida (CO₂). *Petrogas: Journal of Energy and Technology*, 2(2), 11-17.
- Furtiansyah, M. R., & Ardian, I. (2020). Pra Desain Pabrik *Onshore Liquefied Natural Gas* (OLNG) *Blok Masela* (Doctoral dissertation, Institut Teknologi Sepuluh Nopember).
- Fatimura, M., & Fitriyanti, R. (2018). Penanganan Gas Asam (Sour Gas) yang Terkandung dalam Gas Alam Menjadi *Sweetening Gas*. *Jurnal Redoks*, 3(2), 55-67.

- Mulyati, A. H. (2020). Evaluasi Kinerja Methyl Diethanol Amine (MDEA) dalam Penyerapan Kandungan H₂s Pada Proses Pengolahan Gas Alam. *Ekologia: Jurnal Ilmiah Ilmu Dasar dan Lingkungan Hidup*, 20(1), 45-51.
- Nasriyan, I. (2018). Penegakan Hukum Terhadap Pelanggaran Penambangan Ilegal Gas Bumi: Studi di Sumatera Selatan. *Logika: Journal of Multidisciplinary Studies*, 9(02), 91-95.
- Rahmatika, F. A., Ariq, Y. N., Susianto, S., & Taufany, F. (2020). Pra-Desain Pabrik LPG dari Gas Alam. *Jurnal Teknik ITS*, 8(2), B46-B50.
- Sembiring, S., Panjaitan, R. L., Susianto, S., & Altway, A. (2020). Pemanfaatan Gas Alam sebagai LPG (Liquified Petroleum Gas). *Jurnal Teknik ITS*, 8(2), F206-F211.
- Syukur, H. (2016). Potensi Gas Alam Di Indonesia. *Swara Patra*, 6(1).
- Triyatno, J. (2018). Perbandingan Penggunaan Gas Alam Terhadap Lpg Dalam Memenuhi Kebutuhan Rumah Tangga Di Bontang. *Al Ulum Jurnal Sains Dan Teknologi*, 4(1), 14-20.