

## OPTIMASI KOLOM ABSORBER NATURAL GAS BERKAPASITAS 3000 KG/JAM MENGGUNAKAN *PIPERAZINE* DENGAN SOFTWARE ASPEN HYSYS

Fauzan Azmi <sup>1\*</sup>, Keysa Aprilia Dewinta <sup>2</sup>, Raihan Akbar Ramadhan <sup>3</sup>

<sup>1,2</sup>Program Studi Teknik Pengolahan Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jalan Gajah Mada No. 38 Cepu, Blora, 58315

\*E-mail: [raihanramadhan1719@gmail.com](mailto:raihanramadhan1719@gmail.com)

### Abstrak

Di era modern ini, kebutuhan akan energi bersih terus meningkat seiring dengan kesadaran global akan bahaya polusi udara dan perubahan iklim. Gas alam, sebagai salah satu sumber energi yang efisien dan lebih ramah lingkungan dibandingkan bahan bakar fosil lainnya, tetap memiliki tantangan dalam pengolahannya karena kandungan gas asam seperti CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S. Komponen-komponen ini tidak hanya berbahaya bagi lingkungan tetapi juga berpotensi merusak peralatan industri akibat sifat korosifnya. Oleh karena itu, proses pemurnian gas alam menjadi langkah penting yang perlu dioptimalkan guna menghasilkan gas yang aman dan berkualitas tinggi untuk konsumsi energi. Pada proses pengolahan gas, kolom absorber berfungsi sebagai alat untuk memisahkan komponen gas yang tidak diinginkan, seperti CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S dari aliran gas alam. Penelitian ini bertujuan melakukan optimasi kolom absorber pada unit *Acid Gas Removal Unit* (AGRU) dengan menggunakan *piperazine* sebagai aktivator dalam solvent MDEA. Proses optimasi dilakukan menggunakan simulasi software Aspen Hysys V14 yang ditujukan untuk meningkatkan efisiensi penyerapan CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S dari gas alam. Hasil penelitian menunjukkan bahwa menggunakan *piperazine* pada campuran solvent MDEA dapat menghilangkan gas asam, seperti CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S, dari aliran gas. Didapatkan data aliran massa menunjukkan bahwa CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S dikurangi hingga hampir nol, masing-masing 0,0000 kg/jam dan 0,0003 kg/jam, yang menunjukkan bahwa kombinasi *piperazine* dan MDEA bekerja dengan baik untuk menghilangkan gas asam dari aliran gas alam. Selain itu, kondisi ini menunjukkan bahwa proses selektif terhadap gas asam. Di sisi lain, komponen hidrokarbon seperti metana, etana, propana, dan n-butana masih ada dalam jumlah besar. Secara keseluruhan, optimasi dengan *piperazine* berhasil mencapai tujuan pemisahan CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S sambil mempertahankan integritas komponen hidrokarbon dalam aliran gas. Ini menunjukkan bahwa kombinasi MDEA dan *piperazine* adalah solusi yang sangat baik untuk meningkatkan kinerja kolom absorpsi dalam pemurnian gas alam.

### Sejarah Artikel

Submitted: 18 November 2024

Accepted: 23 November 2024

Published: 24 November 2024

### Kata Kunci

Absorpsi, *Acid Gas Removal Unit*, Aspen Hysys, Kolom Absorber, *Solvent*

## PENDAHULUAN

Pengolahan gas di era modern ini telah mencapai pemutakhiran dalam penerapannya. Kolom absorpsi merupakan salah satu peralatan paling krusial dalam pengolahan gas, terutama gas yang banyak mengandung zat asam. Kolom ini penting untuk menghilangkan unsur asam tersebut sehingga gas aman untuk digunakan[1].

*Sour gas* merupakan gas yang memiliki tingkat keasaman tinggi sehingga berbahaya bagi lingkungan. *Sour gas* juga dapat menyebabkan korosi pada alat dan apabila terhirup oleh manusia gas ini juga dapat menyebabkan gangguan kesehatan[2]. Oleh karena itu kolom absorpsi sangat diperlukan untuk mengolah gas ini dengan benar.

Di kilang pengolahan gas, unit pengolah asam (AGRU) biasanya digunakan untuk menyerap asam yang sering ditemukan di gas bumi, terutama H<sub>2</sub>S dan CO<sub>2</sub> [3]. Karena H<sub>2</sub>S adalah zat beracun, gampang terbakar, dan korosif, perlu dipisahkan dari gas bumi. Kadar H<sub>2</sub>S dalam gas

alam yang telah diproses biasanya berkisar antara 10 dan 100 ppm volume. Akibatnya, CO<sub>2</sub> harus dikurangi karena dapat menyebabkan penurunan nilai bakar gas atau nilai pembakaran, sehingga gas tidak dapat menghasilkan energi yang optimal ketika dibakar[4]. Selain itu, adanya CO<sub>2</sub> selama proses pencairan untuk menghasilkan LNG merupakan hal yang tidak diinginkan.

Pada prosesnya absorpsi gas menggunakan *amine* sebagai media penyerapan zat asam pada gas. Beberapa jenis *amine* yang populer digunakan adalah MEA(*Monoethanolamine*), DEA(*Diethanolamine*), dan MDEA(*Methyldiethanolamine*)[5][6]. Beberapa penelitian menunjukkan bahwa MDEA merupakan *amine* yang memiliki serapan paling besar untuk gas yang mengandung H<sub>2</sub>S dan CO<sub>2</sub> dalam jumlah besar. Menggunakan *amine* memiliki beberapa keunggulan diantaranya adalah apabila menggunakan *amine* maka reaksi antara *amine* dan asam tidak memerlukan suhu yang tinggi sehingga dapat menghemat energi dan *amine* merupakan zat yang tidak korosif terhadap peralatan. Pada efek jangka panjangnya optimasi kolom absorpsi juga bertujuan untuk meningkatkan kondisi lingkungan yang terpapar oleh CO<sub>2</sub> dan zat asam yang berasal dari pengolahan gas[7].

Pada penerapannya unit AGRU biasanya terdiri dari kolom absorpsi, separator, heat exchanger, dan kolom regenerator. Pada kolom absorpsi penggunaan *amine* digunakan untuk menyerap senyawa asam yang ada pada natural gas[8]. Penggunaan *amine* beraneka ragam sesuai dengan jenis aminnya. *Amine* akan sering dicampur menggunakan air sebelum dikontakkan dengan gas asam. Setiap *amine* memiliki komposisi yang berbeda dengan air[9].

**Tabel 1. Campuran MDEA dengan air(%wt)**

Fraksi MDEA	Fraksi Air
0.2	0.8
0.3	0.7
0.4	0.6

Dalam kimia, proses absorpsi terjadi ketika suatu campuran gas bersentuhan dengan cairan penyerap yang sesuai. Proses absorpsi menghasilkan perpindahan massa[10]. Dalam proses absorpsi, alat yang disebut absorber digunakan untuk memisahkan satu atau lebih komponen dari campurannya. Ini dilakukan dengan menggunakan prinsip perbedaan kelarutan, di mana perpindahan massa absorber digunakan untuk memisahkan suatu solute dari arus gas. Solute adalah komponen yang dipisahkan dari campurannya, sedangkan pelarut, juga dikenal sebagai cairan atau gas yang melarutkan solute [11].

Kolom absorpsi adalah tabung atau kolom tempat zat yang dilewatkan diabsorpsi. Ini terjadi ketika zat yang terkontaminasi oleh komponen lain dilewatkan ke dalam kolom, di mana komponen tersebut memiliki fase cair.



**Gambar 1.1 Ilustrasi Kolom Absorpsi**

Kolom absorpsi berfungsi karena zat dengan fase berbeda mengalir berlawanan arah, yang dapat memungkinkan bahan kimia berpindah dari satu fase cair ke fase cair lainnya. Ini terjadi hampir di semua reaktor kimia, dan ini dapat menyebabkan penyerapan gas terlarut [12].

*Piperazine* (PZ) adalah basa lemah yang tidak larut dalam dietil eter, tetapi larut dalam air dan etilena glikol. *Piperazine* dengan mudah menyerap karbon dioksida dan air dari atmosfer. Meskipun banyak turunan *piperazine* dapat ditemukan secara alami, *piperazine* sendiri dapat disintesis dengan mereaksikan 1,2-dikloroetana dengan amonia beralkohol, oleh aksi etilena glikol dan natrium pada etilen diamin hidroklorida, atau dengan mengurangi *piperazine* dengan natrium dalam etanol. *Hexahydrate piperazine* ( $C_4H_{10}N_2 \cdot 6H_2O$ ) yang biasanya tersedia di pasar industri meleleh pada  $44^\circ C$  dan mendidih pada  $125-130^\circ C$  [13].

Aspen HYSYS adalah salah satu perangkat lunak simulasi proses yang paling banyak digunakan di industri gas, minyak, kimia, dan energi. Perangkat lunak ini menyediakan platform simulasi terintegrasi untuk berbagai proses teknik kimia, seperti pemurnian gas, pemrosesan hidrokarbon, dan pemisahan komponen gas. Salah satu keunggulan utama Aspen HYSYS adalah kemampuan untuk memodelkan dan mengoptimalkan kolom absorpsi, yang merupakan komponen penting dalam proses pemurnian gas. HYSYS menyediakan berbagai alat untuk simulasi aliran fluida, neraca massa, energi, dan reaksi kimia yang terjadi selama proses absorpsi pada situasi ini [14].

Dalam HYSYS, optimasi kolom absorpsi memungkinkan perancang proses untuk meningkatkan efisiensi operasional dengan mengubah parameter seperti laju alir pelarut, suhu operasi, dan tekanan kolom. HYSYS dapat memprediksi interaksi antara berbagai komponen dalam campuran gas dan pelarut dengan menggunakan model termodinamika yang akurat. Hal ini membantu para insinyur dalam menentukan kondisi operasi yang ideal [15]. Selain itu, kemampuan perangkat lunak untuk melakukan studi kasus dan analisis sensitivitas memungkinkan proses sistematis untuk optimasi dengan mempertimbangkan biaya operasional, efisiensi penyerapan, dan konsumsi energi [16]. Dengan demikian, HYSYS merupakan alat yang sangat penting untuk desain dan optimasi kolom absorpsi untuk meningkatkan kinerja proses dan mengurangi biaya operasional di industri [17].

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengoptimalkan kondisi operasi kolom absorber dalam unit Acid Gas Removal Unit (AGRU) untuk pemurnian gas alam berkapasitas 3000 kg/jam. Penelitian ini berfokus pada penentuan parameter optimal seperti suhu, tekanan, dan laju aliran solvent menggunakan simulasi di software Aspen HYSYS untuk meningkatkan efektivitas penyerapan gas asam, khususnya  $CO_2$  dan  $H_2S$ . Selain itu, penelitian ini bertujuan mengevaluasi efektivitas kombinasi solvent MDEA dengan *piperazine* sebagai aktivator, yang diharapkan dapat mempercepat proses penyerapan dan meningkatkan efisiensi operasional dalam pemurnian gas alam.

## METODE

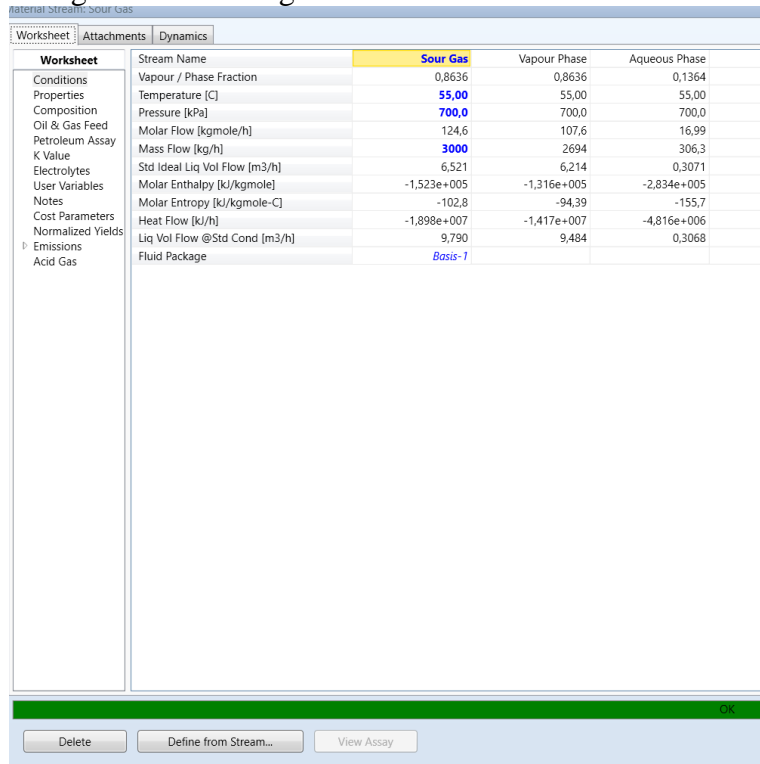
### Software

Software yang dipakai adalah Aspen Hysys V14. Software ini biasanya digunakan untuk melakukan simulasi proses di kilang [18][19]. *Fluid package* yang digunakan adalah *Acid Gas(chemical solvent)* dikarenakan *fluid package* ini yang paling cocok dengan fluida amine yang digunakan yaitu MDEA.

### Deskripsi Proses

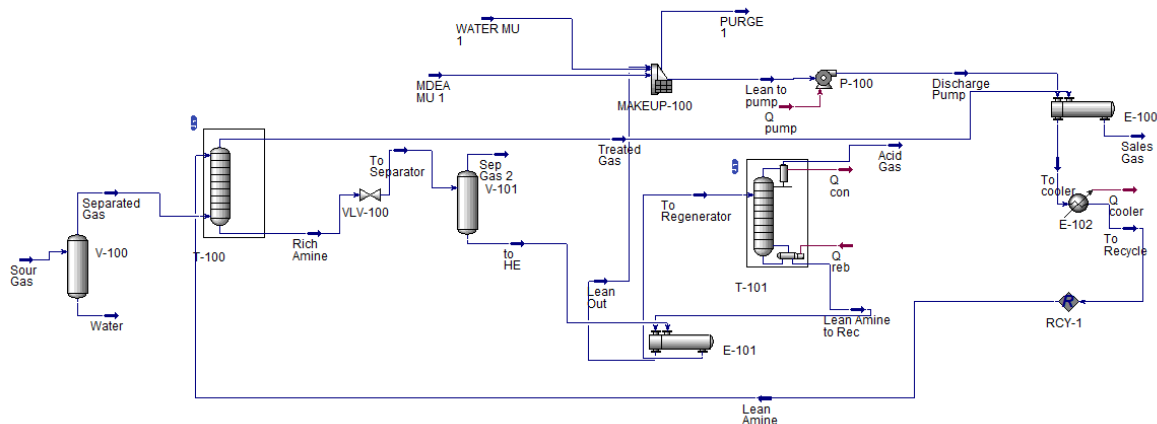
Sebelum memasuki kolom absorpsi (T-100) sour gas harus dipisahkan dengan air pada separator (V-100). Setelah dipisahkan gas akan memasuki kolom absorpsi akan dikontakkan dengan MDEA yang akan memisahkan  $CO_2$  dan  $H_2S$  dalam suhu  $50^\circ C$ . Setelah dipisahkan *rich*

amine yang mengandung banyak gas asam akan di dibawa ke separator untuk memisahkan kandungan gas dan amine yang tercampur oleh air. Setelah dipisahkan di separator maka amine akan diregenerasi menggunakan kolom regenerator. Di kolom regenerator amine akan dikontakkan dengan steam dengan suhu 80°C maka amine akan terpisah dengan acid gas. MDEA yang sudah diregenerasi akan digunakan kembali di kolom absorber.



Worksheet	Stream Name	Sour Gas	Vapour Phase	Aqueous Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0,8636	0,8636	0,1364
Properties	Temperature [C]	55,00	55,00	55,00
Composition	Pressure [kPa]	700,0	700,0	700,0
Oil & Gas Feed	Molar Flow [kgmole/h]	124,6	107,6	16,99
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	3000	2694	306,3
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	6,521	6,214	0,3071
Electrolytes	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-1,523e+005	-1,316e+005	-2,834e+005
User Variables	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	-102,8	-94,39	-155,7
Notes	Heat Flow [kJ/h]	-1,898e+007	-1,417e+007	-4,816e+006
Cost Parameters	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	9,790	9,484	0,3068
Normalized Yields	Fluid Package	Basis-1		
Emissions				
Acid Gas				

Gambar 2.3.1 Simulasi Proses Stream Gas In



Gambar 2.3.2 Simulasi Proses AGRU dalam Aspen Hysys V14

Kapasitas unit yang kami uji yaitu 3000kg/jam sesuai yang tertera dalam gambar 2.3.1. Dalam unit yang telah dibuat terdapat beberapa elemen tambahan seperti valve(VLV-100) untuk mengurangi tekanan. Heat exchanger (E-101) digunakan untuk mengefisiensi penggunaan panas dari lean amine yang telah diregenerasi(harus diturunkan suhunya untuk dipakai kembali) serta rich amine yang akan dinaikan suhunya sebelum menuju kolom regenerator. Cooler juga diperlukan untuk mendinginkan lean amine yang baru keluar dari kolom regenerator[20].

### Simulasi Proses

Dengan laju gas 207,7 kgmole/jam, komposisi CO<sub>2</sub> 28,63 kgmole/jam, dan H<sub>2</sub>S 4,13 kgmole/jam, proses ini dimaksudkan untuk mengurangi komponen asam tersebut melalui operasi kolom absorber untuk menghilangkan CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S dari aliran gas. Dalam kolom absorber yang dilengkapi dengan dua puluh pack, laju aliran pelarut (solvent) sebesar 26.039 kg/jam dengan suhu 50 °C dan tekanan 750 kPa akan digunakan untuk mengumpulkan CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S. Temperatur solvent yang sedikit lebih rendah dari gas memungkinkan penyerapan yang lebih baik[21]. Setelah proses penyerapan di kolom absorber, pelarut yang telah jenuh akan dikirim ke kolom regenerator untuk dipulihkan. Ini dilakukan dengan 25 tray, dengan suhu condenser 120°C dan reboiler 150°C. Metode utama dari optimasi ini adalah penambahan *piperazine* dalam simulasi yang dapat menyerap senyawa CO<sub>2</sub> yang lebih banyak dibandingkan tanpa menggunakan *piperazine*.

Parameter	
Laju gas(kgmole/h)	207.7
Temperatur gas(°C)	55
Tekanan gas(kPa)	700
Komposisi CO <sub>2</sub> di gas(kgmole/jam)	28.6334
Komposisi H <sub>2</sub> S di gas(kgmole/jam)	4.1370
Laju solvent(kg/jam)	26039.0125
Temperatur solvent(°C)	50
Tekanan solvent(kPa)	750
Pack di kolom absorber	20
Tray di kolom regenerator	25
Temperatur condenser(°C)	120
Temperatur reboiler(°C)	150

### PEMBAHASAN

Pada percobaan yang dilakukan kali ini, dilakukan optimasi pada penyerapan CO<sub>2</sub> pada kolom absorber di AGRU. berikut adalah komposisi *sour gas* yang masuk kedalam unit AGRU:

Tabel 1. Komposisi Sour Gas

Component	Mass Flows (kg/hr )
Methane	1934.6954
Ethane	181.8773
Propane	62.1434

<i>i-Butane</i>	0.0000
<i>n-Butane</i>	835.077
CO <sub>2</sub>	1260.1517
H <sub>2</sub> O	585.057
H <sub>2</sub> S	140.9982
MDEAmine	0.0000

Pada percobaan yang dilakukan menggunakan *software hysys* berikut adalah hasil *treated gas* yang diabsorbsi menggunakan *solvent MDEA* dan menggunakan *solvent MDEA* yang ditambahkan zat aktivator *Piperazine*:

**Tabel 2. Komposisi Treated Gas dengan MDEA**

<i>Component</i>	Mass Flows (kg/hr)
<i>Methane</i>	1924.2245
<i>Ethane</i>	180.5931
<i>Propane</i>	61.7565
<i>i-Butane</i>	0.0000
<i>n-Butane</i>	829.9255
CO <sub>2</sub>	181.369
H <sub>2</sub> O	46.8773
H <sub>2</sub> S	0.0011
MDEAmine	0.0054

Tabel 2 menunjukkan komposisi gas yang diolah menggunakan larutan MDEA, dengan berbagai komponen dalam aliran massa yang dinyatakan dalam kilogram per jam (kg/jam). Komponen utamanya adalah Metana dengan aliran massa sebesar 1924,2245 kg/jam, diikuti oleh n-Butana sebesar 829,9255 kg/jam dan Etana sebesar 180,5931 kg/jam. Propana menyumbang 61,7565 kg/jam, sedangkan CO<sub>2</sub> sebesar 181,369 kg/jam. Kandungan udara (H<sub>2</sub>O) dalam aliran gas adalah 46,8773 kg/jam. H<sub>2</sub>S dan MDEAmine memiliki aliran yang sangat kecil, masing-masing 0,0011 kg/jam dan 0,0054 kg/jam. i-Butana tidak ditemukan dalam komposisi gas ini. Komposisi ini mencerminkan hasil proses penyerapan dalam pengolahan gas menggunakan MDEA untuk menghilangkan gas asam seperti CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S.

Tabel 2 menunjukkan komposisi gas yang diolah menggunakan larutan MDEA, dengan berbagai komponen dalam aliran massa yang dinyatakan dalam kilogram per jam (kg/jam). Komponen utama adalah Metana dengan aliran massa 1924,2245 kg/jam, diikuti oleh n-Butana sebesar 829,9255 kg/jam dan Etana sebesar 180,5931 kg/jam. Propana berkontribusi sebesar 61,7565 kg/jam, sedangkan CO<sub>2</sub> sebesar 181,369 kg/jam. Kandungan udara (H<sub>2</sub>O) dalam aliran gas adalah 46,8773 kg/jam. H<sub>2</sub>S dan MDEAmine memiliki aliran yang sangat kecil, masing-masing 0,0011 kg/jam dan 0,0054 kg/jam. i-Butane tidak ditemukan dalam komposisi gas ini.

Komposisi ini mencerminkan hasil dari proses absorpsi pada pengolahan gas dengan menggunakan MDEA untuk menghilangkan gas-gas asam seperti CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S.

**Tabel 3. Komposisi Treated Gas dengan MDEA dan Piperazine**

Component	Mass Flows (kg/hr)
Methane	1921.0037
Ethane	179.8654
Propane	61.4963
i-Butane	0.0000
n-Butane	826.2052
CO <sub>2</sub>	0.0000
H <sub>2</sub> O	43.9605
H <sub>2</sub> S	0.0003
MDEAmine	0.0083
Piperazine	0.0039

Berdasarkan percobaan yang dilakukan dapat dilihat pada komposisi *treated gas* yang menggunakan *solvent MDEA* sebesar 20% dan H<sub>2</sub>O sebesar 80% kandungan CO<sub>2</sub> yang terdapat pada *treated gas* masih terbilang tinggi yaitu sebesar 181,369 kg/hr. CO<sub>2</sub> merupakan kandungan yang harus dihilangkan dari gas alam, hal ini karena CO<sub>2</sub> merupakan zat yang dapat menyebabkan korosi pada alat-alat proses. Kemudian ditambahkan *piperazine* sehingga komposisinya menjadi H<sub>2</sub>O 68%, CO<sub>2</sub> 30%, dan *Piperazine* 2%.

Setelah ditambahkan *piperazine* dapat dilihat bahwa kandungan CO<sub>2</sub> pada *treated gas* menurun drastis bahkan menyentuh angka 0%. *Piperazine* berfungsi sebagai katalis yang mempercepat absorpsi CO<sub>2</sub> dengan MDEA dimana mekanisme kerjanya adalah mengubah CO<sub>2</sub> fasa gas menjadi fasa liquid sehingga mudah larut dalam *MDEA*. Namun kandungan *Piperazine* sendiri perlu diperhatikan karena apabila kandungannya terlalu sedikit, maka reaksi kimia antara CO<sub>2</sub> dan MDEA akan berjalan lambat dan dapat mengurangi efisiensi penyerapan CO<sub>2</sub> oleh MDEA. Namun apabila kandungan *piperazine* terlalu banyak maka dapat menyebabkan masalah kestabilan dalam sistem pengolahan gas, karena kandungan *piperazine* yang tinggi dapat menyebabkan terbentuknya endapan atau degradasi pelarut lebih cepat yang dapat menghasilkan produk samping yang tidak diinginkan yang dapat mempengaruhi kinerja *solvent*. Kemudian terdapatnya endapan dapat menyebabkan tersumbatnya peralatan proses dan mengurangi efisiensi keseluruhan sistem.

## KESIMPULAN

Pada proses optimasi ini menggunakan *piperazine* di kolom absorber pada unit AGRU yang berfungsi mempercepat proses penyerapan CO<sub>2</sub> oleh MDEA dengan cara mengubah CO<sub>2</sub> dari fase gas menjadi fase cair sehingga lebih mudah larut. Dengan menggunakan *piperazine* sebagai aktivator dan MDEA, proses absorpsi dioptimalkan untuk menghilangkan gas asam, seperti CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S, dari aliran gas. Data aliran massa menunjukkan bahwa CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S

dikurangi hingga hampir nol, masing-masing 0,0000 kg/jam dan 0,0003 kg/jam, yang menunjukkan bahwa kombinasi *piperazine* dan MDEA bekerja dengan baik untuk menghilangkan gas asam dari aliran gas alam. Selain itu, kondisi ini menunjukkan bahwa proses selektif terhadap gas asam. Di sisi lain, komponen hidrokarbon seperti metana, etana, propana, dan n-butana masih ada dalam jumlah besar.

Selain itu, dengan aliran air sebesar 43,96 kg/jam, proses ini memastikan bahwa sisa pelarut tidak mengganggu proses pemisahan dan mempertahankan keseimbangan antara pelarut dan air di dalam sistem. Distribusi hidrokarbon utama yang tetap utuh, seperti metana dengan 1921,00 kg/jam, etana dengan 179,87 kg/jam, dan n-butana dengan 826,21 kg/jam, menunjukkan keberhasilan ini. Secara keseluruhan, optimasi dengan *piperazine* berhasil mencapai tujuan pemisahan CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S sambil mempertahankan integritas komponen hidrokarbon dalam aliran gas. Ini menunjukkan bahwa kombinasi MDEA dan *piperazine* adalah solusi yang sangat baik untuk meningkatkan kinerja kolom absorpsi dalam pemurnian gas alam.

## DAFTAR PUSTAKA

- A. Bin Sahl, A. Mahmoud, Z. Y. Kong, and J. Sunarso, “Techno-economic analyses of Sulfinol-based absorber-stripper configurations for improving the energy consumption of natural gas sweetening process,” *South African J. Chem. Eng.*, vol. 43, no. January 2022, pp. 91–103, 2023, doi: 10.1016/j.sajce.2022.10.003.
- S. Bahri, “OPTIMALISASI GLYCOL DEHYDRATION UNIT SPESIFIKASI Gas Moisture Content,” vol. 19, no. 02, pp. 1–12, 2021.
- D. Sachde and G. T. Rochelle, “Novel Absorber Configurations Using Aqueous *Piperazine* for CO<sub>2</sub> Capture from NGCC Flue Gas,” *Energy Procedia*, vol. 114, no. November 2016, pp. 1584–1600, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1289.
- W. M. Shehata, E. I. Abd-elhamid, and F. K. Gad, “Monitoring, modeling, and optimization of parameters affecting the recovery efficiency of acid gases from a sweetening unit,” *Egypt. J. Pet.*, vol. 32, no. 4, pp. 21–29, 2023, doi: 10.1016/j.ejpe.2023.11.001.
- L. S. Taji, E. Ardiansyah, and E. O. Ningrum, “Optimasi Proses Penyerapan SO<sub>3</sub> pada Kinerja Kolom Absorber Menggunakan Proses Double Contact Double Absorption (DCDA),” *J. Tek. ITS*, vol. 12, no. 3, 2023, doi: 10.12962/j23373539.v12i3.119890.
- O. Otitoju, E. Oko, and M. Wang, “Modelling, scale-up and techno-economic assessment of rotating packed bed absorber for CO<sub>2</sub> capture from a 250 MWe combined cycle gas turbine power plant,” *Appl. Energy*, vol. 335, no. February, p. 120747, 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.120747.
- L. Braakhuis and H. K. Knuutila, “Predicting solvent degradation in absorption-based CO<sub>2</sub> capture from industrial flue gases,” *Chem. Eng. Sci.*, vol. 279, no. April, p. 118940, 2023, doi: 10.1016/j.ces.2023.118940.
- A. R. Maulizar, A. Putra, and M. Yunus, “Optimasi Laju Alir Tri-Ethylene Glycol terhadap Efisiensi Penyerapan Air pada Kolom Absorpsi Di PT. Pertamina Hulu Energi,” *J. Teknol.*, vol. 23, no. 1, p. 7, 2023, doi: 10.30811/teknologi.v23i1.3647.
- A. Setiyono and Y. A. K. Nisa, “Evaluasi Kinerja Fin-Fan Cooler E-0101 Di Gas Separation Unit Central Processing Plant Gundih,” *PETRO J. Ilm. Tek. Perminyakan*, vol. 12, no. 3, pp. 174–182, 2023, doi: 10.25105/petro.v12i3.17234.
- B. L. He, M. Kubin, Y. Shi, and B. Kleintop, “Development and validation of a sensitive and robust chiral method for (R)-propylene oxide: From chiral gas chromatography to chiral liquid chromatography with pre-column derivatization,” *J. Chromatogr. Open*, vol. 5, no. March, p. 100141, 2024, doi: 10.1016/j.jcoa.2024.100141.

- M. H. Babakhani Samani, D. Toghraie, B. Mehmandoust, M. Niknejadi, and M. A. Fazilati, "Investigating the effect of absorbent material and heat flux in natural gas sweetening process using molecular dynamics simulation," *Case Stud. Therm. Eng.*, vol. 61, no. July, p. 105081, 2024, doi: 10.1016/j.csite.2024.105081.
- M. U. Sieborg, J. M. S. Oliveira, L. D. M. Ottosen, and M. V. W. Kofoed, "Flue-to-fuel: Bio-integrated carbon capture and utilization of dilute carbon dioxide gas streams to renewable methane," *Energy Convers. Manag.*, vol. 302, no. January, 2024, doi: 10.1016/j.enconman.2024.118090.
- C. Zhu, M. Li, L. Duan, F. Niu, and N. Wang, "Experimental study on flow characteristics of falling film over horizontal tubes under countercurrent gas flow," *Desalin. Water Treat.*, vol. 318, no. January, p. 100382, 2024, doi: 10.1016/j.dwt.2024.100382.
- A. S. Farooqi, R. M. Ramli, S. S. M. Lock, N. Hussein, A. S. Farooqi, and S. M. Wajahat, "Simulation of acid gas removal unit using DIPA+TEA amine solvent," *IOP Conf. Ser. Mater. Sci. Eng.*, vol. 1257, no. 1, p. 012033, 2022, doi: 10.1088/1757-899x/1257/1/012033.
- R. Granados-Fernández, M. A. Montiel, C. M. Fernández-Marchante, J. Lobato, and M. A. Rodrigo, "Tailoring electrochemically assisted absorbers for the efficient removal of volatile organic compounds," *J. Environ. Chem. Eng.*, vol. 12, no. 1, 2024, doi: 10.1016/j.jece.2023.111620.
- M. Msheik, S. Rodat, and S. Abanades, "Solar methane pyrolysis in a liquid metal bubble column reactor: Effect of medium type and gas injection configuration," *J. Anal. Appl. Pyrolysis*, vol. 183, no. September, 2024, doi: 10.1016/j.jaap.2024.106756.
- D. Flagiello *et al.*, "Experimental and modelling approach to the design of chemical absorption columns with fast gas-liquid reaction: A case-study on flue-gas desulfurization with H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> oxidative solutions," *Chem. Eng. Res. Des.*, vol. 194, pp. 425–438, 2023, doi: 10.1016/j.cherd.2023.04.040.
- J. Zhu *et al.*, "Simulation analysis of gas–liquid flow and mass transfer in a shaking triethylene glycol dewatering absorber," *Nat. Gas Ind. B*, vol. 11, no. 4, pp. 420–431, 2024, doi: 10.1016/j.ngib.2024.07.003.
- A. Setiawan and U. K. Luthfiyani, "Penggunaan ChatGPT Untuk Pendidikan di Era Education 4.0: Usulan Inovasi Meningkatkan Keterampilan Menulis," *J. PETISI (Pendidikan Teknol. Informasi)*, vol. 4, no. 1, pp. 49–58, 2023, doi: 10.36232/jurnalpetisi.v4i1.3680.
- M. C. Arena, R. Guida, B. Mandelli, and G. Rigoletti, "Recuperation systems for fluorinated gases at the CERN LHC Experiments," *Nucl. Instruments Methods Phys. Res. Sect. A Accel. Spectrometers, Detect. Assoc. Equip.*, vol. 1068, no. June, p. 169789, 2024, doi: 10.1016/j.nima.2024.169789.
- H. R. Mahdipoor, S. A. A. Mansoori, B. Homayun, and M. Hosseinzadeh, "Simulation and optimization of acid gas enrichment column in an industrial sulfur recovery unit," *Case Stud. Chem. Environ. Eng.*, vol. 9, no. July 2023, p. 100545, 2024, doi: 10.1016/j.cscee.2023.100545.