

Studi Simulasi Pengurangan Konsentrasi CO₂ di Gas Alam sebagai Umpan CNG Plant

Arluky Novandy
PPSDM MIGAS, Cepu

INFORMASI NASKAH

Diterima : 31 Juli 2023
Direvisi : 9 November 2023
Disetujui : 24 November 2023
Terbit : 25 November 2023

Email korespondensi:
arlukey.novandy@esdm.go.id

Laman daring:
<https://doi.org/10.37525/mz/2023-2/480>

ABSTRAK

Telah dilakukan studi simulasi pengurangan konsentrasi CO₂ di gas alam sebagai umpan CNG plant di PT. TIP. Simulasi dilaksanakan menggunakan simulator *HYSYS* V12.1 metode absorpsi dengan pelarut *methyl diethanolamine* (MDEA). Skenario yang digunakan dalam simulasi adalah kolom absorpsi 10 *tray*, pelarut MDEA 65% wt dengan laju alir ke dalam kolom absorber 110 kg/jam, dan gas alam dengan laju alir 1 MMSCFD tekanan 198 psia pada temperatur 89,6 °F.

Hasil simulasi menunjukkan bahwa absorpsi dengan pelarut MDEA dapat menurunkan 11,4% mol CO₂ dalam gas alam PT TIP. Pengurangan gas CO₂ yang sebesar 11,4% mol cukup untuk memenuhi spesifikasi gas pipa (maksimum 3 – 4% mol).

Kata kunci: Temperatur, MDEA, Konsentrasi, Laju alir, *Tray*

ABSTRACT

A simulation study of CO₂ concentration reduction in natural gas as CNG plant feed at PT TIP was conducted. The simulation was carried out using HYSYS V12.1 simulator of absorption method with methyl diethanolamine (MDEA) solvent. The scenarios used in the simulation are a 10- tray absorption column, 65% wt MDEA solvent with a flow rate into the absorber column of 110 kg/hour; and natural gas with a flow rate of 1 MMSCFD at a pressure of 198 psia at a temperature of 89.6 °F.

Simulation results show that absorption with MDEA solvent can reduce 11.4% mol CO₂ in PT TIP natural gas. The 11.4% mole CO₂ reduction is sufficient to meet pipeline gas specifications (maximum 3 - 4% mole).

Keywords: Temperature, MDEA, Concentration, Flowrate, Tray

PENDAHULUAN

Setiap gas yang keluar dari sumur, baik yang ada di *offshore* maupun yang di *onshore*, tidak selalu dalam keadaan yang bersih. Hal ini disebabkan karena adanya kontaminan atau *impurities* yang terdapat di dalam gas yang diproduksi dari sumur gas. Ada beberapa macam kontaminan misalnya air, gas asam, karbondioksida, hidrogen sulfida, hidrokarbon fraksi berat, dan beberapa pengotor lainnya. Keberadaan *impurities* ini secara umum bergantung pada tekanan dan temperatur lingkungan di mana gas tersebut diproduksi.

Tahap pertama dalam setiap pengolahan gas alam selalu diawali dengan proses pemurnian gas, selanjutnya diikuti dengan proses pemisahan dengan kolom fraksinasi. Pemurnian tahap pertama biasanya adalah menghilangkan kandungan CO₂ dan H₂S dalam gas. Tujuan dari pengurangan kadar CO₂ dan H₂S dalam gas ini adalah agar produk gas yang dipasarkan tidak bersifat korosif.

A. Latar Belakang

Keberadaan CO₂ di gas alam merupakan *impurities* yang bersifat korosif sekaligus sebagai penyebab rendahnya nilai kalori dari gas alam. Dengan konsentrasi sebesar 3,46% mol CO₂ di gas alam, konsumen (*offtaker*) menganggap hal ini dapat menurunkan nilai jual dari gas alam tersebut. Secara teori, terdapat beberapa metode penurunan kadar CO₂ di gas alam, salah satunya

adalah dengan menggunakan metode absorpsi yang menggunakan pelarut amina.

B. Tujuan Penulisan

Dalam studi ini, konsentrasi CO₂ sebesar 3,46% mol yang berada di gas alam akan dikurangi hingga memenuhi persyaratan terendah 3% mol dari spesifikasi gas pipa yaitu 3 – 4 % mol (*Engineering Data Book*, 1998).

C. Batasan Masalah

Permasalahan yang dihadapi dalam usaha penurunan CO₂ di gas alam dengan konsentrasi 3,46% mol ini, apakah masih bisa dikurangi dengan menggunakan proses absorpsi yang memakai pelarut amina. Batasan masalah yang diambil dalam studi ini adalah penurunan konsentrasi CO₂ di gas alam dengan menggunakan pelarut MDEA. Penggunaan pelarut MDEA lebih dipilih dalam penulisan ini dibandingkan dengan *diethanolamine* (DEA) dikarenakan pelarut MDEA melarutkan gas CO₂ jauh lebih besar bila dibandingkan dengan DEA (J. Otaraku, 2015).

TINJAUAN PUSTAKA

A. MDEA dan DEA

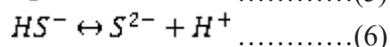
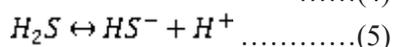
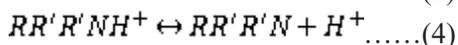
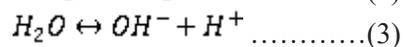
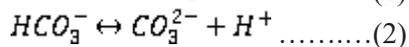
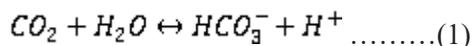
Pelarut MDEA dan DEA seringkali digunakan sebagai pelarut untuk menyerap gas CO₂ di gas alam. Pada Tabel 1 disajikan perbedaan dari kedua pelarut ini (Stewart & Arnold, 2011).

Tabel 1. Perbedaan pelarut MDEA dan DEA

MDEA	DEA
Berat Molekul MDEA 119	Berat molekul DEA 105
Kemampuan kelarutan MDEA 40% s.d. 50% berat	Kemampuan kelarutan DEA 25% s.d. 35% berat
MDEA mudah bereaksi dengan H ₂ S yang ada di gas alam, yang mana di gas alam tersebut juga mengandung gas CO ₂	DEA bereaksi terhadap COS dan CS ₂
MDEA dapat menurunkan kadar H ₂ S di dalam gas alam sampai batasan persyaratan gas pipa dengan kandungan gas CO ₂ di gas alam sampai dengan 40 s.d 60%	Kadar CO ₂ yang tinggi dapat menyebabkan DEA terdegradasi

B. Mekanisme Reaksi Absorpsi CO₂

Penggunaan pelarut MDEA untuk pengurangan kadar CO₂ di gas absorpsi dianggap sebagai pelarut yang *noncorrosive*, memiliki *low specific heat*, tidak mudah larut di dalam hidrokarbon, tidak mudah mengalami degradasi pada temperatur tinggi. Memiliki tekanan uap yang rendah. Di samping itu, penggunaan MDEA sebagai pelarut bisa dengan konsentrasi sampai dengan 60% (Kohl & Nielsen, 1997). Reaksi kimia yang terjadi di kolom absorber antara H₂S dan CO₂ dapat diramalkan sebagai berikut (Aliabad, 2009):



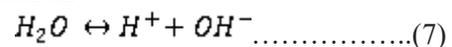
Tabel 2. Perbandingan operasi gas absorpsi antara pelarut MDEA dan DEA

Parameter	MDEA	DEA
<i>Inlet gas flow rate (SCMH)</i>	173000	173000
<i>Inlet liquid flow rate (m³/hr)</i>	350	405
<i>Inlet gas temperature (°C)</i>	58	58
<i>Inlet liquid temperature (°C)</i>	58	58
<i>Amine concentration (% wt)</i>	45	34
<i>Gas in pressure (psia)</i>	1063	1063
<i>Loading Amine in pressure (psia)</i>	1100	1100
<i>H₂S inlet gas composition (% mole)</i>	3,588	3,588
<i>CO₂ inlet gas composition (% mole)</i>	6,459	6,459

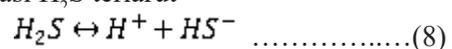
Pada Tabel 2 disajikan tipikal kondisi operasi menara absorber yang menggunakan pelarut MDEA dan DEA (Aliabad, 2009). Sedangkan kemampuan DEA dalam melakukan penyerapan CO₂ di gas alam berlangsung dengan menggunakan *lean* DEA dengan konsentrasi 30% wt dan temperatur 40 °C dengan laju sirkulasi 260 m³/jam (Darani *et al.*, 2021).

Pada proses absorpsi ini tentu diikuti dengan proses pemurnian kembali *solvent* yang digunakan di kolom *stripping* pada unit regenerasi, di mana reaksi kimia yang terjadi di unit regenerasi adalah sebagai berikut (Farooqi *et al.*, 2022):

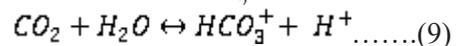
Proses ionisasi air



Proses ionisasi H₂S terlarut



Proses ionisasi dan hidrolisi CO₂ terlarut:



C. Penentuan Jumlah Tray Kolom Absorber dan Stripping

Dalam menentukan jumlah *tray* di kolom absorber, perlu adanya data neraca massa dalam suatu proses absorpsi maupun *stripping*. Neraca massa ini dilakukan dengan metode perhitungan *steady state* yaitu di mana input sama dengan output. Dengan adanya neraca massa ini selanjutnya dapat dihitung jumlah *tray* secara analitik dengan menggunakan persamaan berikut ini (Dutta K, 2009):

1) Untuk proses Absorpsi

Proses absorpsi adalah proses yang terjadi kolom absorber di mana pada kolom ini terjadi kontak antara pelarut MDEA dengan gas. Persamaan penentuan jumlah tray di kolom absorber ini adalah:

$$\frac{y_{N+1}-y_1}{y_{N+1}-mx_0} = \frac{A^{N+1}-A}{A^{N+1}-1} \dots\dots\dots(10)$$

$$N = \frac{\log\left[\frac{y_{N+1}-mx_0}{y_1-mx_0}\left(1-\frac{1}{A}\right)+\frac{1}{A}\right]}{\log A} \dots\dots\dots(11)$$

Jika: A = 1, maka:

$$N = \frac{y_{N+1}-y_1}{y_1-mx_0} \dots\dots\dots(12)$$

2) Untuk Proses Stripping

Proses stripping adalah proses yang terjadi di kolom stripper di mana pada kolom ini terjadi proses pelepasan gas CO₂ yang terlarut dalam pelarut MDEA. Persamaan penentuan jumlah tray di kolom stripping ini adalah:

$$\frac{x_0-x_N}{x_0-\left(\frac{y_{N+1}}{m}\right)} = \frac{\left(\frac{1}{A}\right)^{N+1}-\left(\frac{1}{A}\right)}{\left(\frac{1}{A}\right)^{N+1}-1} \dots\dots\dots(13)$$

$$N = \frac{\log\left[\frac{x_0-\left(\frac{y_{N+1}}{m}\right)}{x_N-\left(\frac{y_{N+1}}{m}\right)}\left(1-A\right)+A\right]}{\log\left(\frac{1}{A}\right)} \dots\dots\dots(14)$$

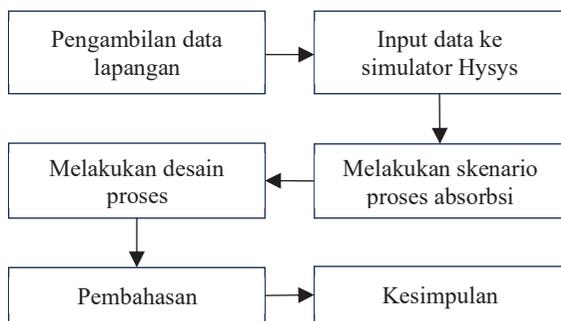
Jika A = 1, maka:

$$N = \frac{x_0-x_N}{x_N-\left(\frac{y_{N+1}}{m}\right)} \dots\dots\dots(15)$$

METODE PENELITIAN

Metode yang digunakan dalam studi ini adalah deskriptif-kualitatif dengan pemodelan proses absorpsi CO₂ di gas alam dengan menggunakan software simulator HYSYS V12.1. Dalam simulasi

tersebut dilakukan skenario terhadap kondisi operasi yang meliputi temperature pelarut, laju alir pelarut, konsentrasi pelarut dan jumlah tray dari kolom absorber. Sedangkan untuk kondisi operasi yang tetap di simulasi ini meliputi tekanan gas inlet, temperature gas inlet, tekanan inlet pelarut dan laju alir gas inlet. Kondisi operasi yang tetap ini dikarenakan suplai gas dari shipper telah ditentukan sebesar 1 MMSCFD sesuai kontrak. Studi penurunan konsentrasi gas CO₂ di dalam gas alam dilakukan dengan tahapan seperti pada Gambar 1.



Gambar 1. Alur studi pengurangan konsentrasi CO₂ gas alam

HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

Dalam bab ini, akan dibahas beberapa tahapan dalam pengambilan data lapangan yang untuk selanjutnya akan dilakukan beberapa skenario dalam simulasi proses di kolom absorber. Pada tahapan pengambilan data lapangan, diperoleh kondisi operasi gas inlet dan komposisi gas yang akan dilakukan proses gas *sweetening* di kolom absorber seperti pada Tabel 3 dan 4.

Tabel 3. Komposisi gas alam PT TIP

Nama Contoh		Hasil Uji	Metode Uji
Sample pressure		psi	184,0
Sample Temperature		°F	89,6
No.	Parameter Uji	Satuan	
1.	Nitrogen (N ₂)	% mol	0,91
2.	Carbondioxide (CO ₂)	% mol	3,46
3.	Methane (C1)	% mol	65,82
4.	Ethane (C2)	% mol	12,09
5.	Propane (C3)	% mol	11,54
6.	i-Butane (i-C4)	% mol	2,36
7.	n-Butane (n-C4)	% mol	2,73
8.	i-Pentane (i-C5)	% mol	0,49
9.	n-Pentane (n-C5)	% mol	0,35
10.	Hexane plus (C6+)	% mol	0,25

GPA 2261 - 19

	Total	100	
Gross Heating Value (GHV)	Btu/SCF	1391,3942	
Specific Gravity (SG)	-	0,8622	GPA 2172 - 09
Compressibility	Z factor	0,9951	
H ₂ S	ppm	100	

Sumber: Hasil analisis gas PT TIP

Kondisi operasi yang tetap dalam desain proses pengurangan konsentrasi gas CO₂ ini adalah tekanan gas inlet, tekanan inlet pelarut, laju alir gas inlet dan temperatur gas inlet (Tabel 4).

Tabel 4. Kondisi operasi gas dan MDEA inlet kolom absorber

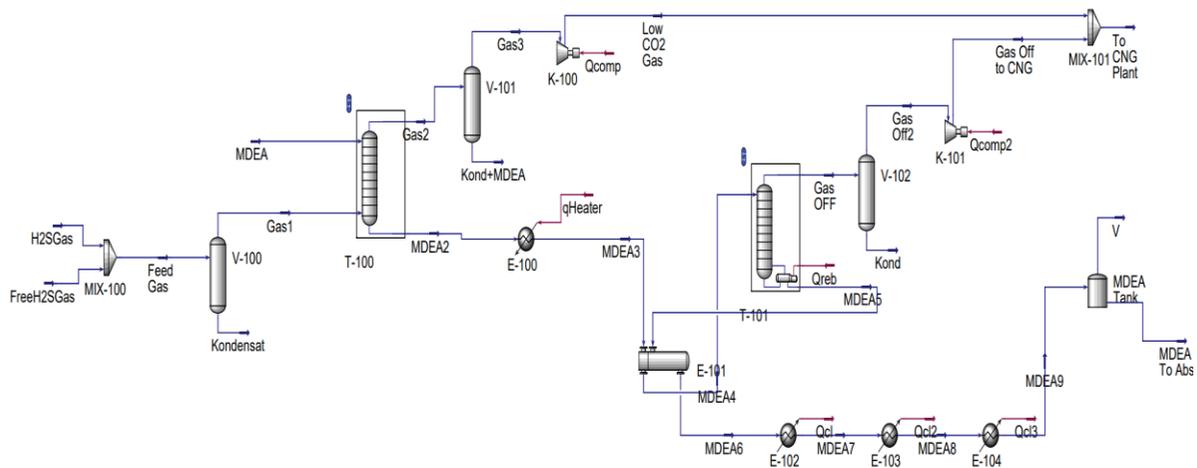
No.	Kondisi Operasi	Satuan	Besaran
Gas Inlet:			
1.	Tekanan	psi (kPa)	184,0

2.	Temperatur	°F (°C)	89,6
3.	Laju alir gas inlet	MMSCFD	1,0

Solvent (MDEA) Inlet:

1.	Tekanan	kPa	1300
----	---------	-----	------

Setelah ditentukan kondisi operasinya, pada tahap berikutnya dilakukan input data lapangan ke dalam simulator HYSYS dan dilakukan simulasi desain proses pengurangan kadar CO₂ di gas alam dengan hasil simulasi pemodelan seperti pada Gambar 2.



Gambar 2. Blok diagram proses MDEA

Pada tahap skenario proses absorpsi di kolom absorber, yaitu proses pengurangan kadar CO₂ didapatkan hasil sebagai berikut:

- a. Konsentrasi pelarut MDEA
- b. Laju alir pelarut MDEA
- c. Jumlah tray kolom

Skenario konsentrasi MDEA terbaik yang didapatkan dengan kondisi operasi sesuai di lapangan PT. TIP adalah 65% wt di mana konsentrasi ini sedikit lebih tinggi 5% bila dibandingkan dengan beberapa literatur yang ada (Kohl & Nielsen, 1997). Dengan besaran

konsentrasi MDEA tersebut, penurunan CO₂ dan H₂S tidak terlalu signifikan, yaitu penurunan CO₂ sebesar 0,09% dan penurunan gas H₂S sebesar 0,5% (semula 100,2 ppm hanya turun menjadi 99,63 ppm). Hal ini dimungkinkan konsentrasi awal CO₂ di dalam umpan gas alam sudah sangat kecil, yaitu jauh di bawah 30% wt (Kohl & Nielsen, 1997). Simulasi terhadap temperatur pelarut MDEA dari temperatur 30 – 55 °C juga tidak memberikan penurunan konsentrasi gas CO₂ dan H₂S di dalam umpan gas alam.

Skenario dilanjutkan dengan mensimulasikan laju alir pelarut MDEA ke kolom absorber yang memberikan hasil penurunan CO₂ dan H₂S di dalam gas alam seperti pada Tabel 5.

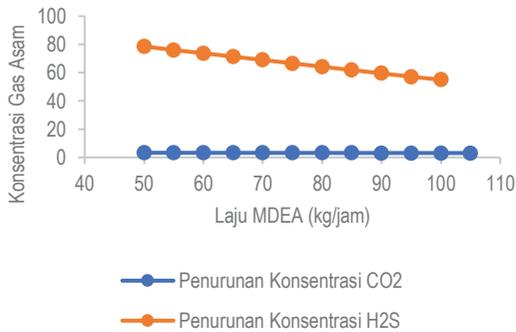
Tabel 5. Laju alir pelarut MDEA vs H₂S vs MDEA dengan temperatur MDEA 30 °C dan konsentrasi MDEA 65% wt

Laju alir ke –	Besaran laju alir (kg/jam)	Konsentrasi CO ₂ di gas alam setelah <i>treating</i> (% mol)	Konsentrasi H ₂ S di gas alam setelah <i>treating</i> (% mol)
1	50	3,303	78,62
2	55	3,288	76,01
3	60	3,267	73,75
4	65	3,248	71,37
5	70	3,229	68,98
6	75	3,210	66,59
7	80	3,191	64,22
8	85	3,172	61,85
9	90	3,154	59,50
10	95	3,135	57,17
11	100	3,112	54,99
12	105	3,094	52,73

Pada skenario simulasi penggunaan pelarut MDEA 65% wt didapatkan bahwa penurunan konsentrasi gas CO₂ dan H₂S sangat signifikan. Di mana pada laju alir pelarut MDEA 65% wt sebesar 105 kg/jam dapat menurunkan konsentrasi CO₂ gas alam menjadi 3,094% mol (turun 11,4%) (Gambar 3). Konsentrasi ini cukup untuk digunakan sebagai persyaratan gas yang dialirkan di pipa transmisi dengan batasan CO₂ sebesar maksimum 3 – 4 % mol (*Engineering Data Book*, 1998). Skenario berikutnya adalah dengan mensimulasikan jumlah tray yang digunakan pada proses absorpsi di kolom absorber. Pada simulasi ini, pemilihan menggunakan alat kontak gas-liquid juga mempengaruhi kondisi operasi di dalam kolom absorber. Penggunaan alat kontak packing tidak memberikan hasil simulasi pengoperasian yang baik pada kolom, namun hal ini berbeda dengan penggunaan alat kontak tray (sieve trays). yang memberikan hasil simulasi operasi kolom cukup bagus. Meskipun begitu, penggunaan sieve trays masih terdapat beberapa

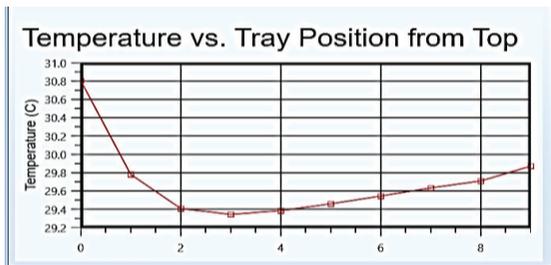
kendala dalam operasinya yaitu laju alir liquid di setiap tray masih di bawah batasan minimum weir loading 4,471 m³/jam-m. Dengan laju alir liquid di setiap tray masih di bawah batasan minimum weir loading maka dalam pengoperasian kolom akan diprediksi dapat menyebabkan terjadinya dumping di setiap tray.

Pada simulasi jumlah tray yang digunakan, didapatkan bahwa penambahan jumlah tray di dalam kolom absorber tidak terlalu signifikan terhadap Pena konsentrasi CO₂ dan H₂S di dalam gas alam tersebut. Umumnya, dengan peningkatan jumlah tray akan mempertajam proses pemisahan komponen, namun pada proses absorpsi gas dengan komposisi tersebut di atas (Tabel 3) tidak menunjukkan sama sekali penurunan komposisi gas di dalam umpan gas alam. Sehingga penggunaan jumlah tray yang digunakan adalah berkisar 10 – 20 tray dengan konsentrasi CO₂ di umpan gas alam berkisar antara 3,8 – 4% mol (Kohl & Nielsen, 1997).

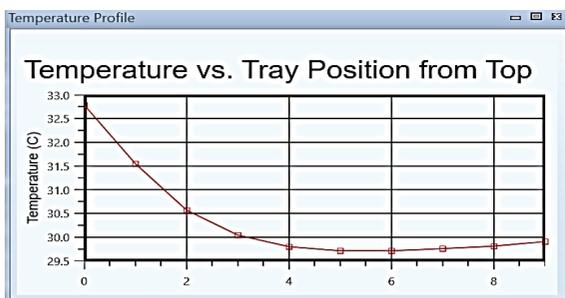


Gambar 3. Pengaruh Penambahan MDEA Terhadap Penurunan Konsentrasi CO2 dan H2S di Gas Alam

Distribusi temperatur di setiap tray juga ikut mempengaruhi kemampuan penyerapan pelarut MDEA terhadap gas CO₂ di gas alam. Di mana pada profil distribusi temperatur gas dan pelarut di tray yang berbentuk kurva yang menonjol tajam akan menyerap gas CO₂ lebih lambat dibandingkan dengan profil distribusi temperatur yang landai (Kohl & Nielsen, 1997). Pada simulasi penurunan konsentrasi CO₂ di gas alam ini didapatkan profil distribusi temperatur di setiap tray seperti pada Gambar 4 dan 5.



Gambar 4. Profil distribusi temperatur di kolom absorber saat laju alir MDEA 50 kg/jam



Gambar 5. Profil distribusi temperatur di kolom absorber saat laju alir MDEA 105 kg/jam

Dari dua profil distribusi temperatur di atas dapat disimpulkan bahwa penyerapan CO₂ di kolom absorber akan lebih lambat bila menggunakan pelarut MDEA pada laju alir 50 kg/jam. Hal ini disebabkan karena penonjolan kurva distribusi temperturnya lebih tajam dibandingkan dengan MDEA pada laju alir 105 kg/jam.

KESIMPULAN

Hasil simulasi penurunan konsentrasi CO₂ di gas alam pada kolom absorber memberikan kesimpulan sebagai berikut:

- Penambahan jumlah tray, konsentrasi MDEA dan temperatur tidak menurunkan konsentrasi CO₂ di gas alam secara signifikan. Penurunan CO₂ di gas alam sangat signifikan bila laju alir pelarut MDEA ke kolom absorpsi ditingkatkan.
- Pada laju alir pelarut MDEA 105 kg/jam diperoleh penurunan konsentrasi gas CO₂ hingga 3,094% mol yang diikuti dengan turunnya konsentrasi gas H₂S di gas alam yang cukup signifikan.

Dengan konsentrasi gas CO₂ sebesar 3,094% mol, maka gas alam tersebut telah memenuhi spesifikasi konsentrasi gas CO₂ 3 – 4% mol dalam gas pipa.

DAFTAR PUSTAKA

Aliabad, Z. (2009). Removal of CO₂ and H₂S Using Aqueous Alkanolamine Solutions. *International Journal of Chemical, Molecular, Nuclear, Materials and Metallurgical Engineering*, 3(1), 1–10.

Darani, N. S., Behbahani, R. M., Shahebrahimi, Y., Asadi, A., & Mohammadi, A. H. (2021). Simulation and Optimization of the Acid Gas Absorption Process by an Aqueous Diethanolamine Solution in a Natural Gas Sweetening Unit, *ACS Omega*, 6(18), 12072–12080, <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c00744>.

Dutta K, B. (2009). *Principles of Mass Transfer and Separation Processes* (3 rd). PHI Learning Private Limited.

Engineering Data Book: Vol. I (17th ed.). (1998). Gas Processors Suppliers Association.

Farooqi, A. S., Ramli, R. M., Lock, S. S. M., Hussein, N., Shahid, M. Z., & Farooqi, A. S. (2022). Simulation of Natural Gas

Treatment for Acid Gas Removal Using the Ternary Blend of MDEA, AEEA, and NMP. *Sustainability (Switzerland)*, 14(17), <https://doi.org/10.3390/su141710815>

J. Otaraku, I. (2015). Simulation of Loading Capacity of MDEA and DEA for Amine-Based CO₂ Removal Using HYSYS. *American Journal of Chemical Engineering*, 3(2), 41, <https://doi.org/10.11648/j.ajche.s.2015030201.15>

Kohl, A., & Nielsen, R. (1997). *Gas Purification* (5 th). Gulf Publishing Company.

Stewart, M., & Arnold, K. (2011). Gas Sweetening and Processing Field Manual. In *Gas Sweetening and Processing Field Manual* (pp. 1–140). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-1-85617-982-9.00002-8>.