

## Optimasi Komposisi MDEA dan MEA Sebagai Absorbent untuk Proses Penghilangan CO<sub>2</sub> dalam Produksi Gas di Lapangan A

### Optimization Of MDEA and MEA Composition as Absorbent for CO<sub>2</sub> Removal Process in Gas Production at Field A

Hardito Sussatrio<sup>a\*</sup>, Hadiyanto<sup>a,b</sup>, and Widayat<sup>b</sup>

<sup>a</sup>Magister Energi, Sekolah Pascasarjana, Universitas Diponegoro, Semarang, 50241, Indonesia

<sup>b</sup>Departmen Teknik Kimia, Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro, Semarang, 50275, Indonesia

#### Artikel histori :

Diterima 15 September 2023  
Diterima dalam revisi 17 September 2023  
Diterima 26 December 2023  
Online 9 Januari 2023

**ABSTRAK:** Optimalisasi komposisi metil dietanolamin (MDEA) dan monoetanolamin (MEA) sebagai penyerap dalam proses pemurnian gas CO<sub>2</sub> merupakan upaya penting bagi industri yang bertujuan untuk meningkatkan efisiensi, perlindungan lingkungan, dan keberlanjutan ekonomi dalam operasi tersebut. MDEA dan MEA sangat penting dalam menghilangkan gas asam seperti karbon dioksida (CO<sub>2</sub>) dari aliran gas alam. Penelitian ini bertujuan untuk membandingkan kinerja paling optimal antara MEA 20% wt tunggal dan MDEA 40% wt atau campuran MEA 5% wt / MDEA 30% wt dan MDEA 25% wt / MEA 10% wt. Mengetahui nilai parameter kebutuhan energi dan nilai kalor pelarut amina serta estimasi biaya untuk evaluasi keekonomian CAPEX dan OPEX. Semua simulasi proses penyerapan dan desorpsi menggunakan peredam dan regenerator dengan *fluid packages* gas asam – cairan pelarut kimia pada software HYSYS. Hasil yang diperoleh menunjukkan konsentrasi sweet gas CO<sub>2</sub> yang rendah (2,5 mol % CO<sub>2</sub>), potensi korosif yang rendah dan kebutuhan energi yang relatif kecil dengan menggunakan campuran MDEA 25 % wt dan MEA 10% wt, sehingga kombinasi tersebut menghasilkan energi sebesar 7303.85 kW dan nilai kalor 1499 BTU/scf. Hasil juga menunjukkan bahwa CAPEX dan OPEX dihitung mencapai 4,908 MM\$ dan 176,418 MM\$ lebih rendah dibandingkan MEA tunggal 20% wt (5,905 MM\$ dan 201,563 MM\$).

**Kata Kunci:** konservasi energi; amine treatment; aspen hysys; CCS; energi terbarukan dan energi ramah lingkungan

**ABSTRACT:** The optimization of methyl diethanolamine (MDEA) and monoethanolamine (MEA) composition as absorbents in CO<sub>2</sub> gas-sweetening processes is a crucial endeavor for industries aiming to enhance the efficiency, environmental protection, and economic sustainability of their operations. MDEA and MEA are pivotal in removing acidic gases such as carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) from natural gas streams. This study aims to comparing the most optimal performance between single MEA 20% wt and MDEA 40% wt respectively or mixed of MEA 5% wt / MDEA 30% wt and MDEA 25% wt / MEA 10% wt. Knowing the parameter values for energy requirements and heating values for amine solvents as well as cost estimates for economic evaluation of CAPEX and OPEX. All simulations involve absorption and desorption processes using absorbers and regenerators with acid gas – chemical solvents fluid packages HYSYS software. The result shows that low CO<sub>2</sub> concentration of sweet gas (2,5 mol % CO<sub>2</sub>), low corrosive potential and relatively small energy requirements by using a mixed MDEA 25 % wt with MEA 10% wt, so that combination provides an energy 7303.85 kW and a heating value of 1499 BTU/scf. Results also revealed that the CAPEX and OPEX were calculated to achieve 4,908 MM\$ and 176,418 MM\$ lower than that of single MEA 20% wt (5,905 MM\$ and 201,563 MM\$).

**Keywords:** energy conservation; amine treatment; aspen hysys; CCS, renewable energy and environmentally friendly energy

#### 1. Pendahuluan

Pemurnian gas dari kandungan CO<sub>2</sub> yang tinggi merupakan langkah penting dalam industri minyak dan gas. Proses

pemurnian ini bertujuan untuk menghilangkan kontaminan CO<sub>2</sub> yang dapat mengganggu berbagai proses industri, memenuhi persyaratan kualitas gas yang diinginkan, dan

\* Corresponding author

Email address: [harditosussatrio@students.undip.ac.id](mailto:harditosussatrio@students.undip.ac.id)

mengurangi dampak lingkungan. Negara Indonesia sebagai *Nationally determined contribution* (NDC) menindaklanjuti *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC) dalam hal ini pada sektor energi telah ditetapkan target tanpa syarat penurunan emisi gas rumah kaca (GRK) sebesar 11% (Ditjen PPI KLHK, 2017). Pada konferensi “Garap Dekarbonisasi lewat *Carbon Capture, Utilization, and Storage* (CCS/CCUS)” Indonesia memiliki potensi CO<sub>2</sub> sekitar 2 Giga Ton pada *depleted reservoir* Minyak dan Gas (Migas) sehingga Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) fokuskan regulasi, perizinan dan insentif (KESDM, 2023). Berdasarkan Buletin SKK Migas (KESDM, 2023) menjadi perhatian bahwa dengan jumlah potensi simpanan CO<sub>2</sub> yang besar, terdapat tantangan kedepan diantaranya kontraktor kontrak kerja sama (KKKS) yang belum dapat melakukan komersialisasi produksi gas, sehingga gas yang terproduksi dari sumur seluruhnya harus dibakar ataupun menjadi *own use* (KESDM, 2020)

Dalam rangka mengurangi kadar CO<sub>2</sub> pada *natural gas* penerapan teknologi menggunakan larutan amina dalam proses penangkapan dan pengurangan emisi CO<sub>2</sub> dari gas aliran kilang migas dapat menjadi solusi seperti yang telah banyak dilakukan pada penelitian terdahulu (Nwaoha dkk, 2017). Teknologi ini adalah proses absorpsi yang menggunakan larutan amina sebagai pelarut untuk menghilangkan CO<sub>2</sub> (Radzuan, 2019). Teknik ini digunakan karena efektivitasnya dalam menangkap dan menghilangkan CO<sub>2</sub> dari gas buang maupun gas alam (De Ávila dkk, 2016)

Pada bidang produksi gas absorpsi CO<sub>2</sub> dari aliran gas merupakan proses yang sangat penting. Proses ini sangat penting untuk mengoptimalkan komposisi penyerap yang digunakan dalam proses ini dengan tujuan untuk meningkatkan efisiensi dan efektivitas dari CO<sub>2</sub> *removal*. Larutan amina ini telah banyak digunakan dalam kegiatan industri karena reaktivitasnya yang tinggi dan kemampuannya dalam menghilangkan gas CO<sub>2</sub> secara efektif dari aliran gas alam. Secara umum untuk menghilangkan CO<sub>2</sub> dari gas alam melibatkan proses penyerapan menggunakan pelarut berbasis amina campuran atau murni, seperti monoethanolamine (MEA) dan metildietanolamin (MDEA) (Al-Lagtah dkk, 2015). MEA termasuk dalam kategori pelarut utama yang diketahui sangat reaktif dengan CO<sub>2</sub> dan banyak digunakan pada proses pemurnian gas, namun pelarut ini membutuhkan energi yang besar dalam proses regenerasi sehingga kekurangan tersebut yang menjadi faktor utama dalam pertimbangan MEA sebagai pelarut (Lang dkk, 2017). MDEA memiliki beberapa keunggulan dibandingkan amina primer dan sekunder. MDEA memiliki tekanan uap yang lebih rendah yang memungkinkan penggunaan konsentrasi MDEA lebih tinggi dalam kolom absorber menghasilkan laju sirkulasi lebih rendah sehingga ukuran pabrik lebih kecil dan mengurangi biaya operasional (Khakhdaman dkk, 2008). Beberapa eksperimen dan simulasi telah dilakukan proses *capture CO<sub>2</sub>* dengan Aspen HYSYS adalah absorpsi MEA tunggal dengan fraksi massa sebesar 29% pada tiga varian model kesetimbangan uap cair berbeda didapat CO<sub>2</sub> *removal efficiency* berkisar antara 84 – 89 % (Øi, 2012) sedangkan simulasi CO<sub>2</sub> *removal* dengan MDEA diperoleh CO<sub>2</sub>

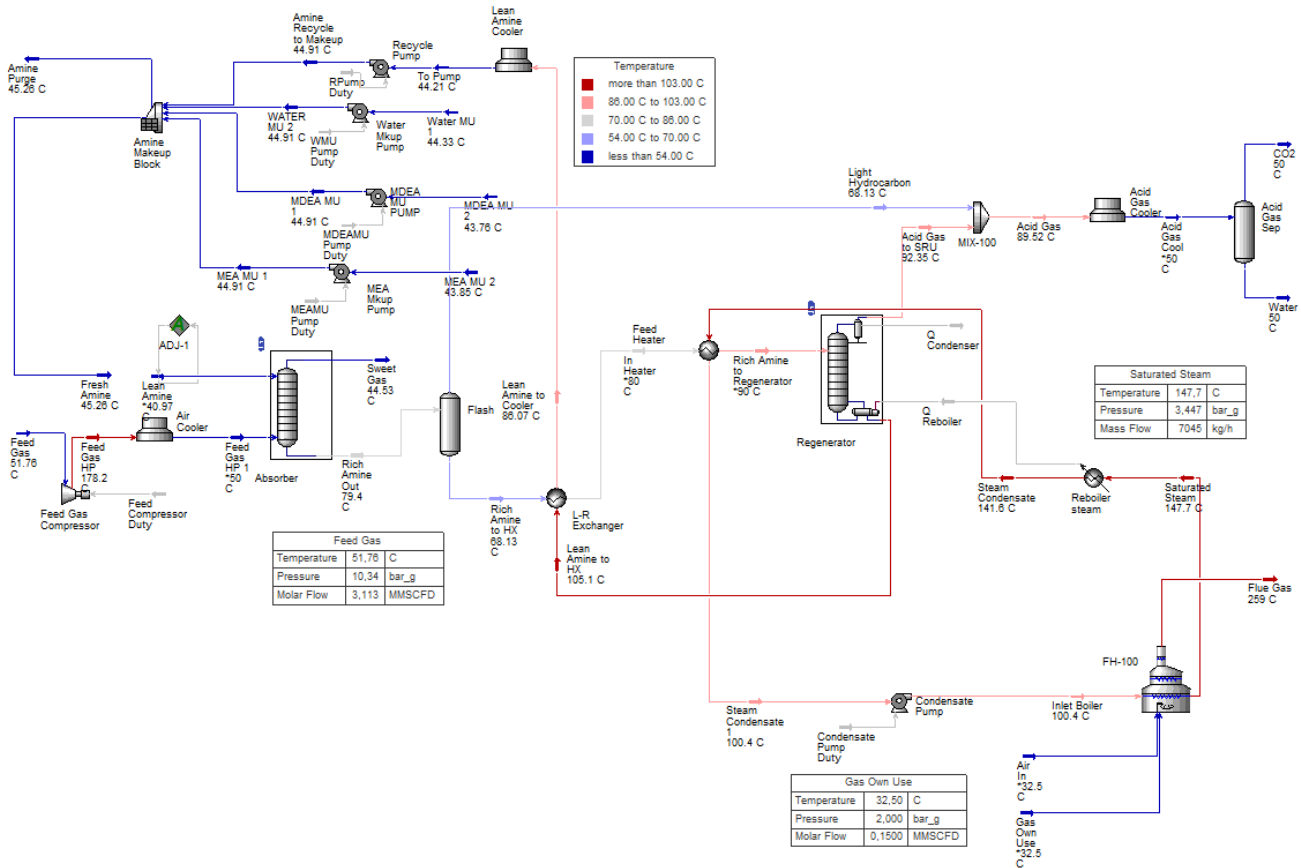
*removal efficiency* sebesar 89% (J. Otaraku, 2015). (Dashti dkk, 2015) melaporkan bahwa campuran MDEA dan dietanolamin (DEA) memiliki kapasitas penyerapan yang tinggi, biaya modal dan operasional. (Abd & Naji, 2019) melaporkan bahwa campuran 40% wt MDEA dengan 5% wt sulfolane meningkatkan kapasitas penyerapan CO<sub>2</sub> hingga 80% sedangkan MDEA dengan piperazine sebesar 92%. Penelitian lain (Khalaf, 2020) menyebutkan bahwa campuran MDEA dan DEA dengan persentase komposisi yang bervariasi, seperti 30\20wt %, 25\25 wt% dan 15\35 wt % pada laju sirkulasi 300 m<sup>3</sup>/jam, secara efektif mengurangi konsentrasi H<sub>2</sub>S dalam sweet gas dengan konsentrasi akhir 1,1844x10<sup>-6</sup>, 1,7289x10<sup>-3</sup> dan 0,0200 ppm. Campuran MDEA dan DEA 40\10 wt% mampu mengurangi H<sub>2</sub>S hingga 0,0083 pada laju sirkulasi yang sama.

Dalam proses pemurnian gas CO<sub>2</sub>, MEA, DEA, MDEA dan trietanolamin (TEA) telah banyak digunakan sebagai pelarut. Namun, zat amina tersebut memiliki kekurangan yaitu mudah teroksidasi, mudah mudah menguap dan memerlukan energi regenerasi yang besar (de Ávila dkk, 2015). Kelebihan dan kekurangan berbagai jenis amina telah diteliti oleh (Borhani, 2019). Penentuan jenis amina merupakan langkah penting dalam pemilihan pelarut untuk mengetahui karakteristik baik dari MEA, MDEA tunggal maupun campuran antara MEA dan MDEA. Selain itu, pencampuran amina seperti MEA dan MDEA merupakan pertimbangan yang penting untuk saling mengatasi kekurangan pada kedua amina tersebut. Pencampuran ini akan memberi manfaat pada proses CO<sub>2</sub> *removal* karena masing-masing pelarut mempunyai karakteristik struktur kimia. Hal ini yang mendorong untuk dilakukannya penelitian simulasi pemurnian gas CO<sub>2</sub> dengan jenis dan komposisi amina tertentu.

Penelitian ini dilakukan dengan tujuan untuk membandingkan kinerja paling optimal diantara tiga varian solven amina yaitu MEA, MDEA tunggal atau kombinasi MEA dan MDEA. Selain itu, mengetahui nilai parameter kebutuhan energi dan nilai heating pelarut amina serta estimasi biaya untuk evaluasi ekonomi terhadap CAPEX dan OPEX.

## 2. Metode Penelitian

Semua kasus simulasi yang disajikan dalam penelitian ini menggunakan dengan *software* Aspen HYSYS. *Software* ini memiliki beberapa jenis *fluid packages* yang berkaitan pada model termodinamika. Pada penelitian ini dipilih jenis *fluid packages* yaitu *acid gas – chemical solvents*. Model ini dipilih karena kesesuaian berbagai campuran pelarut amina terhadap kondisi umpan gas yang mengandung gas asam seperti gas CO<sub>2</sub>. Secara keseluruhan simulasi ini melibatkan proses absorpsi dan desorpsi dengan menggunakan absorber dan regenerator.



Gambar 1. Diagram simulasi gas CO<sub>2</sub> dengan Aspen HYSYS

## 2.1 Simulasi dan Spesifikasi Gas Umpan

Pada simulasi ini Gambar 1 merupakan unit simulasi pemurnian gas CO<sub>2</sub>. Gas amina dikontakkan sour gas pada kolom absorber kemudian gas CO<sub>2</sub> dari aliran umpan diserap oleh amina dalam larutan dan sweet gas keluar dari bagian atas kolom. Sementara gas amina dengan konsentrasi tinggi keluar dari bawah kolom dan dialirkan melalui regenerasi sistem untuk menghilangkan gas asam dan hidrokarbon yang terlarut (Sanni dkk, 2020). Kondisi operasi serta spesifikasi absorber ditunjukkan pada Tabel 1 dengan target maksimal aliran *sales gas* yang diperlukan adalah 3 mol % CO<sub>2</sub> (Agiaye & Othman, 2015).

Tabel 1. Kondisi operasi

Suhu gas masuk (°C)	50
Tekanan gas masuk (psig)	710
Laju alir gas masuk (MMSCFD)	3,113
Suhu <i>Lean Amine</i> menuju absorber(°C)	40,97
Tekanan <i>Lean Amine</i> menuju absorber (psig)	710
Jumlah kolom absorber	20
Jumlah kolom <i>regenerator</i>	19

## 2.2 Variabel Simulasi

Simulasi ini dilakukan dengan variasi dan komposisi senyawa MEA atau MDEA saja maupun kombinasi dari kedua senyawa kimia tersebut. Simulasi pencampuran amina dilakukan dengan varian 5 % wt MEA ke dalam MDEA pada basis 30 % wt, 10 % wt MEA pada 25 wt % MDEA, serta varian tunggal MEA sebesar 20 % wt dan MDEA sebesar 50 % wt. Simulasi dari berbagai variabel amina tersebut mengikuti spesifikasi kondisi operasi yang sama dengan Tabel 1 sehingga tidak ada perbedaan dalam susunan konfigurasi proses dengan basis standar kasus pada Gambar 1.

## 2.3. Evaluasi Ekonomi

Evaluasi ekonomi adalah penilaian yang dilihat dari aspek ekonomi terhadap rencana investasi proyek. Penilaian ini untuk memberikan gambaran dari nilai modal investasi maupun biaya operasional. Penilaian akhir akan didasarkan pada pertimbangan ekonomi. Pada penelitian ini akan dibahas mengenai evaluasi ekonomi pada pabrik yang meliputi OPEX, CAPEX dan sensitivitas ekonomi. Evaluasi ekonomi dimulai dengan menetapkan biaya pelarut yang disajikan pada Tabel 2 dan biaya modal yang disesuaikan

dengan kondisi biaya saat ini. Penyesuaian ini menggunakan Chemical Engineering Plant Cost Index (CEPCI) atau disebut indeks CE (Towler & Sinnott, 2008), dengan rumus berikut :

$$Cost_A = Cost_B \times \frac{CE_{index}_A}{CE_{index}_B} \quad (1)$$

Keterangan dapat dituliskan dibawahnya :

- Cost<sub>A</sub> adalah biaya saat ini
- Cost<sub>B</sub> adalah biaya sebelumnya
- CE<sub>index<sub>A</sub></sub> adalah tahun index CEPCI saat ini
- CE<sub>index<sub>B</sub></sub> adalah tahun index CEPCI sebelumnya

**Tabel 2.** Harga pelarut amina MEA dan MDEA

Amina	Harga (\$ / liter)
MEA	32,75
MDEA	55,40

Sumber: (Gomes dkk, 2015)

### 3.1 Capital Expenditure (CAPEX)

Capex merupakan penjumlahan dari modal tetap dan *working capital*. Berdasarkan (Towler & Sinnott, 2008) rincian dari yang mempengaruhi faktor modal tetap dapat dilihat pada Tabel 3.

**Tabel 3.** Estimasi faktor yang mempengaruhi *Fixed Capital Cost*

Data	Tipe proses		
	Cair	Cairan- padat	Padat
<b>1. Biaya langsung</b>			
<i>f<sub>er</sub></i> Pemasangan peralatan	0.3	0.5	0.6
<i>f<sub>p</sub></i> Pemipaan	0.8	0.6	0.2
<i>f<sub>i</sub></i> Instrumentasi dan control	0.3	0.3	0.2
<i>f<sub>el</sub></i> Elektrikal	0.2	0.2	0.15
<i>f<sub>c</sub></i> <i>Civil</i>	0.3	0.3	0.2
<i>f<sub>s</sub></i> Struktur dan bangunan	0.2	0.2	0.1
<i>f<sub>i</sub></i> <i>Lagging and paint</i>	0.1	0.1	0.05
<b>2. Biaya tidak langsung</b>			
<i>f<sub>i</sub></i> <i>Design and engineering</i>	0.3	0.25	0.2
<i>f<sub>o</sub></i> <i>Offsites</i>	0.3	0.4	0.4
<i>f<sub>c</sub></i> <i>Contingency</i>	0.1	0.1	0.1

Sumber: (Towler & Sinnott, 2008)

Total biaya langsung (TBL) didapat dari perkalian faktor masing-masing pada variabel biaya langsung dengan total pembelian alat (TPA).

$$TBL = TPA(1+f_{er}+f_p+f_i+f_{el}+f_c+f_s+f_i) \quad (2)$$

Sedangkan modal tetap didapat dari perkalian TBL dengan faktor dari biaya tidak langsung sehingga diperoleh persamaan berikut :

$$\text{Modal tetap} = TBL(1+f_i+f_o+f_c) \quad (3)$$

Sehingga biaya CAPEX dapat dituliskan sebagai berikut :

$$CAPEX = \text{Modal tetap} + \text{working capital} \quad (4)$$

### 3.2 Operating Expenditure (OPEX)

OPEX merupakan biaya yang terdiri dari biaya operasional tetap dan biaya variabel. Biaya operasional tetap adalah biaya yang tidak berubah seiring dengan tingkat produksi, sementara biaya variabel berdasarkan dari jumlah produk yang dihasilkan. Rincian biaya variabel dan biaya tetap dapat dilihat pada Tabel 4 sehingga persamaan biaya OPEX dapat dilihat sebagai berikut :

$$CAPEX = \text{Biaya variabel} + \text{biaya tetap} \quad (5)$$

**Tabel 4.** Ringkasan biaya estimasi OPEX

Biaya variabel	Pemilihan nilai
Biaya bahan baku	Kebutuhan proses
Bahan lain-lain	10% dari biaya pemeliharaan
<i>Utilities</i>	Kebutuhan proses
<b>Biaya tetap</b>	
Pemeliharaan	5-10% dari biaya modal
Tenaga kerja	Kegiatan pekerjaan
Biaya laboratorium	20-23% dari biaya tenaga kerja
Supervisi	20% dari biaya tenaga kerja
Biaya <i>overhead</i>	50% dari biaya tenaga kerja
Biaya modal	10% dari biaya tetap
Asuransi	1% dari biaya tetap
Pajak	2% dari biaya tetap
Royalti	1% dari biaya tetap

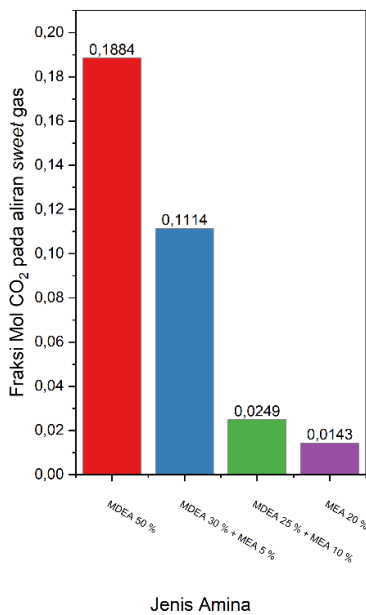
Sumber: (Shan, 2014)

### 3. Hasil dan Pembahasan

Pada simulasi ini melibatkan proses iterasi untuk mencapai kondisi optimal pada masing-masing jenis pelarut. Berdasarkan representasi grafis, parameter yang disesuaikan seperti laju alir pelarut, jumlah stages pada absorber dan stripper, suhu proses, komposisi pelarut dan tingkat *recovery* CO<sub>2</sub> pada proses absorber dan *stripper* (Øi & Kvam, 2014).

#### 3.1 Pengaruh MEA atau MDEA tunggal dan kombinasi MEA dengan MDEA terhadap konsentrasi Gas CO<sub>2</sub>

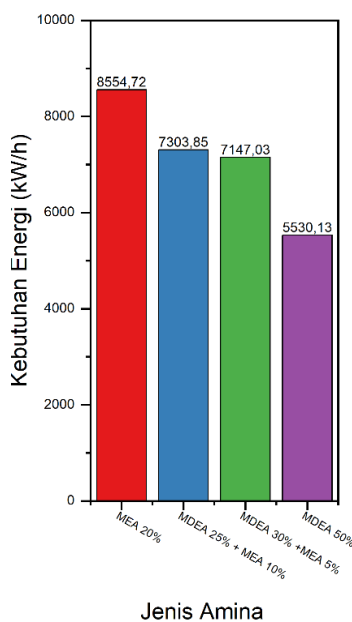
Pengaruh jenis amina terhadap komposisi *sweet gas* disajikan pada Gambar 2. Tren pada Gambar 2 menunjukkan bahwa dari angka tersebut bahwa fraksi mol gas CO<sub>2</sub> terendah pada aliran *sweet gas* dari hasil *sweetening* adalah MEA 20% wt dan MDEA 25% wt + MEA 10% wt. Hal ini dibuktikan dengan hasil dari simulasi MEA 20% mempunyai nilai fraksi mol CO<sub>2</sub> sebesar 0,0143 dan MDEA 25 % + MEA 10% sebesar 0,0249. Dengan demikian, nilai fraksi mol CO<sub>2</sub> yang rendah akan lebih menguntungkan dari sisi operasional. Hasil ini memiliki kecerendungan sama oleh (Eletta dkk, 2021) yang mensimulasikan dari berbagai jenis amina tunggal yaitu MEA, DEA, Diglycolamine (DGA) dan MDEA sedangkan amina campuran terdiri dari MDEA + MEA, MDEA + DEA, dan MDEA + DGA. Hasil menunjukkan bahwa kadar penyerapan CO<sub>2</sub> tertinggi dari amina tunggal adalah MEA 20 % wt dengan kemampuan menyerap kadar CO<sub>2</sub> hingga 99,99 % sedangkan amina campuran adalah MDEA 39 % wt + MEA 11 % wt sebesar 99,97 %.



**Gambar 2.** Pengaruh berbagai jenis amina terhadap aliran *sweet gas*

### 3.2 Pengaruh MEA atau MDEA tunggal dan kombinasi MEA dengan MDEA terhadap Kebutuhan Energi

Pada Gambar 3, dapat disimpulkan bahwa MEA 20% menghasilkan nilai tertinggi dalam konsumsi energi sebesar 8554,72 kW/h sedangkan pencampuran MEA dengan MDEA menurunkan peningkatan konsumsi energi yang cukup signifikan pada MDEA 25% + MEA 10% dengan nilai 7303,85 kW/h dan 7147,03 kW/h pada MDEA 30% + MEA 5%.



**Gambar 3.** Hasil pencampuran berbagai jenis amina terhadap kebutuhan energi

Selain itu, MDEA 50% menghasilkan nilai terendah yaitu 5530,13 kW/h sehingga komposisi amina yang ditampilkan pada Tabel 5 memerlukan pertimbangan antara efisiensi penyerapan dan energi yang dibutuhkan untuk regenerasi (He dkk, 2023). (Li dkk, 2013) melakukan penelitian konsumsi energi dengan membandingkan MEA pada rentang 20 – 40 wt %, dan campuran amina dengan basis 30 wt% MEA dan 58.4 wt% MDEA didapat bahwa campuran MEA dan MDEA mampu menurunkan konsumsi energi hingga 23 %. Hal ini juga didukung oleh penelitian terdahulu (Idem dkk, 2006) bahwa dengan perbandingan molar rasio 4:1, campuran MEA dan MDEA mengurangi konsumsi energi yang cukup berbeda dibandingkan dengan MEA tunggal.

**Tabel 5.** Komposisi *lean amine* tunggal

Nama komponen	MEA	MDEA
	20 % wt (mol %)	50 % wt (mol %)
MEA	6,92	0,00
MDEA	0,00	13,23
H <sub>2</sub> O	92,71	86,24
CO <sub>2</sub>	0,19	0,53
Nitrogen	0,00	0,0020
Methane	0,00	0,6333
Ethane	0,00	0,0894
Propane	0,00	0,1738
i-Butane	0,00	0,0368
n-Butane	0,00	0,0287
i-Pentane	0,00	0,0004
n-Pentane	0,00	0,0067
n-Hexane	0,00	0,0044
n-Heptane	0,00	0,0023
n-Octane	0,00	0,0011
n-Nonane	0,00	0,0003
n-Decane	0,00	0,0001

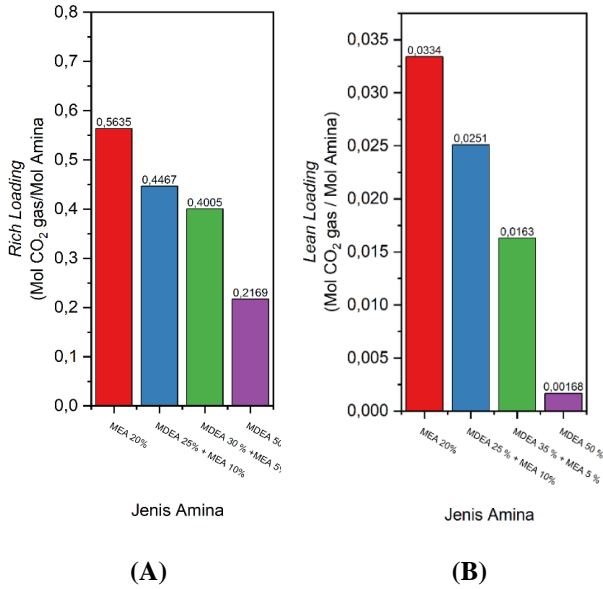
Pada Gambar 4A dapat dilihat bahwa MEA tunggal dengan wt 20 % memiliki nilai *rich loading* tertinggi senilai 0,5635 (mol CO<sub>2</sub> gas / mol amina). Sementara itu, kombinasi 25 % wt MDEA + 10 % wt MEA bernilai 0,4467 (mol CO<sub>2</sub> gas / mol amina) sedangkan 30 % wt MDEA + 5 % wt MEA bernilai 0,4005 (mol CO<sub>2</sub> gas / mol amina). Nilai terendah 0,2169 (mol CO<sub>2</sub> gas / mol amina) pada larutan amina tunggal MDEA 50 %. Selain itu, pada Gambar 4B terlihat nilai *lean loading* tertinggi pada 20 % wt MEA tunggal dengan 0,0334 (mol CO<sub>2</sub> gas / mol amina).

### 3.3 Pengaruh Jenis Amina terhadap CO<sub>2</sub> Gas Loading

Nilai *lean loading* pada kombinasi 25 % wt MDEA + 10 % wt MEA dengan 0,0251 (mol CO<sub>2</sub> gas / mol amina) dan 30 % wt MDEA + 5 % wt MEA bernilai 0,0163 (mol CO<sub>2</sub> gas / mol amina). 50 % wt MDEA memiliki nilai *lean loading* terendah dengan nilai 0,00168 (mol CO<sub>2</sub> gas / mol amina). Pada Gambar 4A dan 4B tersebut dapat terlihat bahwa laju perpindahan massa CO<sub>2</sub> dalam pelarut amina MEA 20% memiliki gas loading tertinggi kemudian diikuti oleh campuran MDEA 25% dengan MEA 10%.

### 3.4 Pengaruh Amina Losses dan Water Losses pada pemurnian gas CO<sub>2</sub>

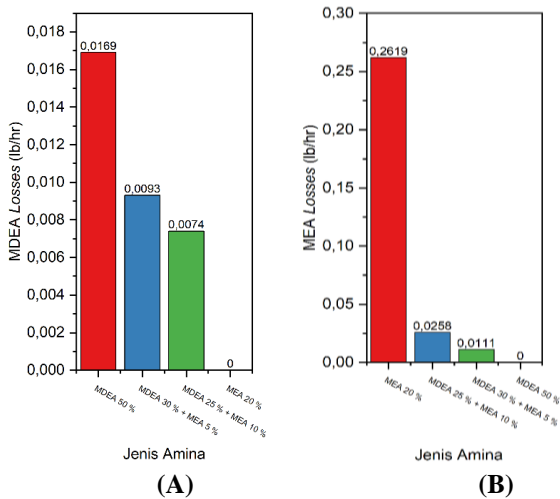
Pengaruh laju kehilangan amina dan laju kehilangan air dapat berdampak signifikan pada proses sweetening gas CO<sub>2</sub> terutama yang menggunakan pelarut amina seperti Monoetanolamin (MEA), Dietanolamin (DEA), Methyl Dietanolamin (MDEA), atau lainnya.



Gambar 4. Pengaruh berbagai jenis amina terhadap rich dan lean loading

#### 3.4.1 Pengaruh MEA dan Kombinasi MEA dengan MDEA terhadap Amina Losses

Pada proses sweetening gas peralatan seperti absorber, flash drum dan regenerator komposisi amina, tekanan uap dan tekanan mempengaruhi laju kehilangan amina karena terjadi penguapan dari absorber, flash drum dan regenerator.

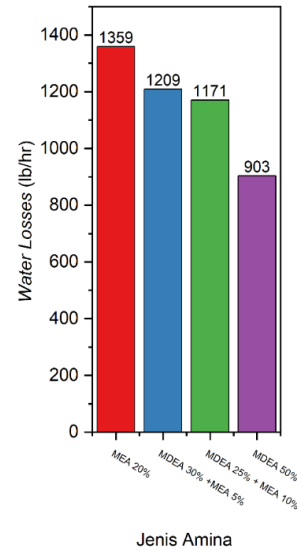


Gambar 5. Hasil pencampuran berbagai jenis amina terhadap laju kehilangan MDEA dan MEA

Pengaruh campuran amina dari Gambar 5A terlihat bahwa MDEA 25% + MEA 10% memiliki pengaruh MDEA losses terkecil sebesar 0,0074 lb/hr sedangkan pada Gambar 5B MEA losses sebesar 0,0258 lb/hr yang signifikan dibandingkan dengan MEA 20%. Selain itu, pada hasil simulasi Gambar 5B dapat dilihat bahwa varian MEA 20% mempunyai nilai laju kehilangan MEA paling tinggi diantara jenis amina lain.

#### 3.4.2 Pengaruh MEA atau MDEA tunggal dan Kombinasi MEA dengan MDEA terhadap Water Losses

Pada pemurnian gas, air digunakan sebagai campuran pelarut solven dalam proses absorpsi. Berdasarkan hasil simulasi pada Gambar 6 konsentrasi MDEA 25% + MEA 10% memiliki laju kehilangan air yang cukup kecil yaitu sebesar 1171 lb/hr jika dibandingkan dengan MEA 20% yang mempunyai nilai 1359 lb/hr. Pada pelarut amina dengan kombinasi MDEA dan MEA menghasilkan water losses yang cukup rendah dibandingkan MEA. MDEA cukup banyak digunakan pada proses sweetening gas karena tekanan uapnya yang relatif rendah dan water losses rendah dibandingkan MEA (Hsu dkk, 2014).



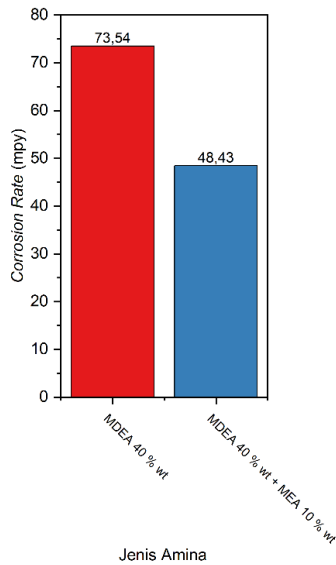
Gambar 6. Hasil pencampuran berbagai jenis amina terhadap laju kehilangan air

### 3.5 Laju korosi pada Gas Treatment Facility terhadap pencampuran Jenis Amina

Amina MEA, MDEA dan kombinasi MEA dengan MDEA dapat memberikan manfaat dalam mengatasi proses pemisahan gas asam, tetapi dapat memberikan dampak negatif terkait korosifitas. Ketika senyawa ini dicampur terjadi perubahan dalam sifat korosif larutan amina tersebut. Beberapa senyawa yang dihasilkan dari reaksi amina dengan gas CO<sub>2</sub> memiliki potensi korosif yang tinggi terhadap material pipa dan peralatan di dalam pabrik.

Temuan dari studi sebelumnya mengindikasikan bahwa kecepatan korosi bertambah seiring dengan kenaikan suhu, fraksi massa dan CO<sub>2</sub> loading (Yang, 2020). Pada studi yang sama (Yang, 2020) menyelidiki nilai laju korosi dari amina dengan 40 % wt MDEA (73.54 mpy) dan 40 %

wt MDEA pada 10 % wt MEA (48,43 mpy), suhu 50 °C dengan CO<sub>2</sub> loading 0.4. Perbandingan laju korosi dari varian disajikan pada Gambar 7.



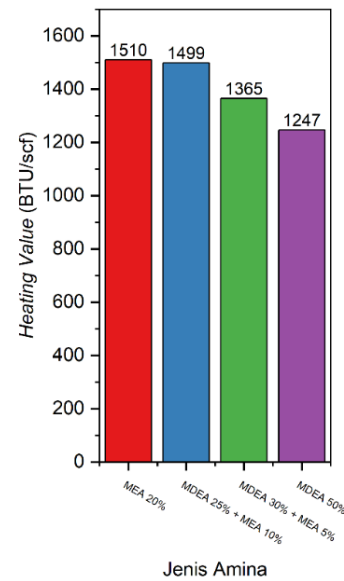
**Gambar 7.** Perbandingan laju korosi pelarut 40 % wt MDEA dan 40 % wt MDEA pada 10 % wt MEA, 50 °C dengan CO<sub>2</sub> loading 0.4 (Yang, 2020).

Pada kasus absorpsi dengan MDEA tunggal dengan peningkatan suhu, CO<sub>2</sub> loading dan konsentrasi amina, terjadi peningkatan laju korosi baja karbon dalam larutan absorpsi. Namun, potensi korosinya masih relatif stabil. Sementara pelarut absorpsi gabungan yang terdiri dari MDEA dan MEA korosi pada cairan absorpsi meningkat seiring dengan kenaikan suhu dan CO<sub>2</sub> loading. Pada saat yang sama potensi korosi berubah signifikan setelah dilakukan penambahan MEA laju korosi baja karbon pada amina campuran lebih lambat dibandingkan laju korosi tanpa penambahan MEA. Selain itu pada pengujian MEA tunggal dengan konsentrasi 3 kmol/m<sup>3</sup>, suhu 80 °C didapatkan nilai laju korosi senilai 144,6 mpy. Dengan demikian nilai laju korosi pada campuran amina yang terdiri dari MDEA dan MEA memiliki nilai yang lebih rendah dibandingkan MDEA atau MEA murni (Yang, 2020).

### 3.6 Pengaruh MEA dan Kombinasi MEA dengan MDEA terhadap Nilai Heating Value

Heating Value merupakan parameter penting dalam produk sweet gas karena secara langsung parameter tersebut mempengaruhi kualitas. Hasil pencampuran berbagai jenis amina terhadap nilai heating value seperti yang terlihat pada Gambar 8 mempunyai pengaruh pada nilai kalor gas yang dihasilkan. Perlakuan pada amina 20 % wt MEA mengalami kenaikan dari 1153 BTU/scf menjadi 1510 BTU/scf, 25 % wt MDEA + 10 % wt MEA mengalami perubahan nilai kalor menjadi 1499 BTU/scf, 30 % wt MDEA + 5 % wt MEA sebesar 1365 dan 50 % wt MDEA 1247 BTU/scf sehingga dari angka tersebut pelarut amina MEA 20% dan campuran

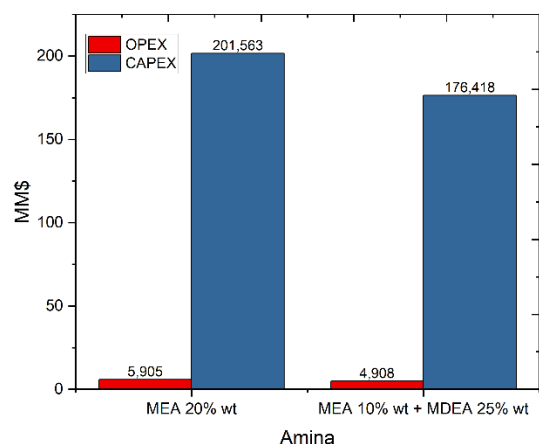
MDEA 25% + MEA 10% memiliki keunggulan dari sisi produksi.



**Gambar 8.** Hasil pencampuran berbagai jenis amina terhadap nilai heating value

### 4.7 Evaluasi Ekonomi terhadap Pelarut Amina

Berdasarkan hasil simulasi yang dilakukan dan pembahasan sebelumnya terkait pelarut MEA, MDEA dan kombinasi MEA dengan MDEA menunjukkan bahwa pelarut amina 20% wt MEA dan kombinasi pelarut amina 10% wt MEA dengan 25% wt MDEA menghasilkan kadar CO<sub>2</sub> terendah pada aliran sweet gas dan heating value tertinggi dibandingkan pelarut MDEA tunggal dan campuran 5% wt MEA dan 30% wt MDEA. Selain itu, kombinasi pelarut amina 10% wt MEA dengan 25% wt MDEA mempunyai keuntungan dari pertimbangan fleksibilitas, potensi ketahanan terhadap korosif yang lebih baik dibanding MEA tunggal, dan kebutuhan energi yang relatif kecil.



**Gambar 9.** Total biaya CAPEX dan OPEX (MMS\$) pada Amina

Penilaian ekonomi terhadap pemurnian gas CO<sub>2</sub> dengan 20% wt MEA dan 10% wt MEA dengan 25% wt MDEA meliputi beberapa aspek yang diantaranya adalah biaya CAPEX dan biaya OPEX. Biaya CAPEX terdiri dari biaya langsung dan tidak langsung sedangkan biaya OPEX dari biaya operasional tetap dan biaya variabel seperti yang telah dirinci pada Tabel 3 dan 4. Hasil perhitungan biaya CAPEX dan OPEX dapat dilihat pada Gambar 9. Pada gambar tersebut dapat dilihat bahwa kombinasi pelarut amina dengan kombinasi 10% wt MEA + 25% wt MDEA dibandingkan dengan MEA 20% mampu mengurangi biaya CAPEX dari 5.9 MM\$ menjadi 4.9 MM\$ sedangkan biaya OPEX berkurang dari 201.56 MM\$ menjadi 176.42 MM\$.

#### 4. Kesimpulan

Secara keseluruhan, dari uraian hasil penelitian simulasi dan pembahasan dapat diambil kesimpulan bahwa kombinasi pencampuran pelarut amina 10% wt MEA dengan 25 % wt MDEA memiliki output sweet gas CO<sub>2</sub> yang rendah yaitu sebesar 2,49 mol % CO<sub>2</sub>, potensi korosif yang rendah dan kebutuhan energi yang relatif kecil. Simulasi gabungan antara 10% wt MEA dengan 25% wt MDEA memberikan kebutuhan energi sebesar 7303.85 kW dan nilai heating value 1499 BTU/scf. Evaluasi ekonomi pada kombinasi 10% wt MEA dengan 25 % wt MDEA dapat menghemat biaya CAPEX hingga 1 MM\$ dan OPEX senilai 25,14 MM\$.

#### Daftar Pustaka

Abd, A. A., & Naji, S. Z. (2019). Comparison study of activators performance for MDEA solution of acid gases capturing from natural gas: Simulation-based on a real plant. *Environmental Technology and Innovation*, 17. <https://doi.org/10.1016/j.eti.2019.100562>

Agiaye, E. O., & Othman, M. (2015). CO<sub>2</sub> capture & utilization: Harnessing the CO<sub>2</sub> content in natural gas for environmental and economic gains. *Society of Petroleum Engineers - SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, NAICE 2015, June*, 1–18. <https://doi.org/10.2118/178316-pa>

Al-Lagtah, N. M. A., Al-Habsi, S., & Onaizi, S. A. (2015). Optimization and performance improvement of Lekhwair natural gas sweetening plant using Aspen HYSYS. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 26, 367–381. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.06.030>

Aliff Radzuan, M. R., Syarina, N. A., Wan Rosdi, W. M., Hussin, A. H., & Adnan, M. F. (2019). Sustainable Optimization of Natural Gas Sweetening Using A Process Simulation Approach and Sustainability Evaluator. *Materials Today: Proceedings*, 19, 1628–1637. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2019.11.191>

Dashti, S. S., Shariati, A., & Niko, M. R. K. (2015). Sensitivity analysis for selection of an optimum amine gas sweetening process with minimum cost

requirement. *ASIA-PACIFIC JOURNAL OF CHEMICAL ENGINEERING*, 10(5), 709–715. <https://doi.org/10.1002/apj.1907>

de Ávila, S. G., Logli, M. A., & Matos, J. R. (2015). Kinetic study of the thermal decomposition of monoethanolamine (MEA), diethanolamine (DEA), triethanolamine (TEA) and methyl-diethanolamine (MDEA). *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 42, 666–671. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.10.001>

De Ávila, S. G., Logli, M. A., Silva, L. C. C., Fantini, M. C. A., & Matos, J. R. (2016). Incorporation of monoethanolamine (MEA), diethanolamine (DEA) and methyl-diethanolamine (MDEA) in mesoporous silica: An alternative to CO<sub>2</sub> capture. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 4(4), 4514–4524. <https://doi.org/10.1016/j.jece.2016.10.015>

Ditjen PPI KLHK. (2017). (20 Oktober 2022) *Strategi Implementasi NDC*. Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan. [http://ditjenppi.menlhk.go.id/reddplus/images/adminp\\_pi/dokumen/strategi\\_implementasi\\_ndc.pdf](http://ditjenppi.menlhk.go.id/reddplus/images/adminp_pi/dokumen/strategi_implementasi_ndc.pdf)

Eletta, O. A. A., Awotoye, D. T., & Zubairu, A. A. (2021). Investigation of Alkanol-Amine Solvents and their Blends for CO<sub>2</sub> Removal from Natural Gas using. *Nigerian Journal of Technological Development*, 18(4), 268–278. <https://doi.org/10.4314/njtd.v18i4.2>

Gomes, J., Santos, S., & Bordado, J. (2015). Choosing amine-based absorbents for CO<sub>2</sub> capture. *Environmental Technology (United Kingdom)*, 36(1), 19–25. <https://doi.org/10.1080/09593330.2014.934742>

He, X., He, H., Barzagli, F., Amer, M. W., Li, C., & Zhang, R. (2023). Analysis of the energy consumption in solvent regeneration processes using binary amine blends for CO<sub>2</sub> capture. *Energy*, 270, 126903. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2023.126903>

Hsu, Y. H., Leron, R. B., & Li, M. H. (2014). Solubility of carbon dioxide in aqueous mixtures of (reline + monoethanolamine) at T = (313.2 to 353.2) K. *Journal of Chemical Thermodynamics*, 72, 94–99. <https://doi.org/10.1016/j.jct.2014.01.011>

Idem, R., Wilson, M., Tontiwachwuthikul, P., Chakma, A., Veawab, A., Aroonwilas, A., & Gelowitz, D. (2006). Pilot plant studies of the CO<sub>2</sub> capture performance of aqueous MEA and mixed MEA/MDEA solvents at the University of Regina CO<sub>2</sub> capture technology development plant and the boundary dam CO<sub>2</sub> capture demonstration plant. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 45(8), 2414–2420. <https://doi.org/10.1021/ie050569e>

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

KESDM. (2023). (21 Oktober 2022) (<https://migas.esdm.go.id>). <https://migas.esdm.go.id/post/read/garap->



- dekarbonisasi-lewat-ccs-ccus-menteri-esdm-fokuskan-regulasi
- KESDM, R. (2020). (20 Oktober 2022) RENCANA STRATEGIS DIREKTORAT JENDERAL ENERGI BARU, TERBARUKAN DAN KONSERVASI ENERGI 2020 - 2024. *Buku Rencana Strategis (Renstra)*, April, 160.
- Khakhdaman, H. R., Zoghi, A. T., Abedinzadegan, M., & Ghadirian, H. A. (2008). REVAMPING OF GAS REFINERIES USING AMINE BLENDS. *International Journal of Engineering Science*, 19(3), 27–32.
- Khalaf, A. N. (2020). *Gas Sweetening Process at Iraqi North Gas Company Petroleum and Coal*. August.
- Lang, P., Denes, F., & Hegely, L. (2017). Comparison of different amine solvents for the absorption of CO<sub>2</sub>. *Chemical Engineering Transactions*, 61(2016), 1105–1110. <https://doi.org/10.3303/CET1761182>
- Li, X., Wang, S., & Chen, C. (2013). Experimental study of energy requirement of CO<sub>2</sub> desorption from rich solvent. *Energy Procedia*, 37, 1836–1843. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.063>
- N.Borhani, T., & Wang, M. (2019). Role of solvents in CO<sub>2</sub> capture processes: The review of selection and design methods. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 114(February), 109299. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109299>
- Nwaoha, C., Supap, T., Idem, R., Saiwan, C., Tontiwachwuthikul, P., AL-Marri, M. J., & Benamor, A. (2017). Advancement and new perspectives of using formulated reactive amine blends for post-combustion carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) capture technologies. *Petroleum*, 3(1), 10–36. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.11.002>
- Øi, L. E. (2012). Comparison of aspen HYSYS and aspen plus simulation of CO<sub>2</sub> absorption into MEA from atmospheric gas. *Energy Procedia*, 23(1876), 360–369. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.06.036>
- Øi, L. E., & Kvam, S. H. P. (2014). Comparison of energy consumption for different CO<sub>2</sub> absorption configurations using different simulation tools. *Energy Procedia*, 63(1876), 1186–1195. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.128>
- Sanni, S. E., Agboola, O., Fagbiele, O., Yusuf, E. O., & Emeteri, M. E. (2020). Optimization of natural gas treatment for the removal of CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S in a novel alkaline-DEA hybrid scrubber. *Egyptian Journal of Petroleum*, 29(1), 83–94. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2019.11.003>
- Shan, R. Y. Y. (2014). *Economic Optimization of CO<sub>2</sub> Capture Process Using MEA-MDEA Mixtures* (Nomor January). Universiti Teknologi PETRONAS.
- Towler, G., & Sinnott, R. (2008). Chemical Engineering Design: Principles, Practice and Economics of Plant and Process Design. In *Chemical Engineering Design: Principles, Practice and Economics of Plant and Process Design*. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-821179-3.01001-3>
- Yang, J. (2020). Corrosion Behavior of Carbon Steel in Carbonated MDEA-MEA Aqueous Solutions. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 446(3). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/446/3/032087>