

OPTIMASI KOLOM ABSORBER *NATURAL GAS* BERKAPASITAS 2500 KG/JAM MENGGUNAKAN MONOETHANOLAMINE (MEA) DENGAN SOFTWARE ASPEN HYSYS

Alfero Febrian Elna¹, Ester Wulandari¹, Aja Ardhitya Gantari¹, Tun Sriana^{1*}

¹Teknik Pengolahan Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jalan Gajah Mada 38, Cepu, Blora, Jawa Tengah, 58315

*E-mail: tun.sriana@gmail.com

ABSTRAK

Gas alam mentah mengandung gas asam, terutama karbon dioksida (CO₂) dan hidrogen sulfida (H₂S), yang bersifat korosif dan merugikan lingkungan. Di antara keduanya, H₂S sangat kritis karena toksisitas dan sifat korosifnya yang ekstrem. Penelitian ini berfokus pada optimasi proses pemurnian (*sweetening*) gas alam dalam kolom absorber menggunakan *monoethanolamine* (MEA), dengan penekanan utama pada memaksimalkan efisiensi penghilangan H₂S. Penelitian ini menggunakan simulasi Aspen HYSYS Versi 14 dengan model termodinamika *Acid Gas Chemical Solvents* untuk memodelkan proses dan melakukan analisis parametrik dengan memvariasikan parameter operasional kunci seperti laju alir pelarut, temperatur dan jenis pelarut untuk mengidentifikasi kondisi optimum removal CO₂ yang tinggi, dengan tetap mempertahankan capture H₂S yang efektif. Hasil simulasi menunjukkan bahwa MEA sangat efektif untuk removal gas asam, dan menunjukkan afinitas yang khusus terhadap H₂S dan CO₂. Proses yang dioptimasi mencapai tingkat removal H₂S sebesar 94% dan tingkat removal CO₂ sebesar 99.9%. Selanjutnya, optimasi tersebut menghasilkan efisiensi biaya operasi dan instalasi peralatan pada *Acid Gas Removal Unit* (AGRU) yang signifikan, yaitu 7% biaya operasi dan 7.7% biaya instalasi. Studi ini menyimpulkan bahwa aplikasi pelarut MEA, ditambah dengan optimasi parameter secara sistematis melalui Aspen HYSYS, memberikan solusi yang sangat efisien, ekonomis, dan berkelanjutan untuk pemurnian gas alam, serta efektif memenuhi standar kualitas energi bersih yang ketat dengan secara khusus mengatasi tantangan kritis kontaminasi H₂S.

Kata kunci: Optimasi, Pemurnian Gas Alam, Hidrogen Sulfida, MEA, Aspen HYSYS, Efisiensi Biaya

1. PENDAHULUAN

Salah satu jenis bahan bakar yang paling banyak digunakan adalah gas alam. Penggunaannya tersebar luas di berbagai industri, terutama sebagai sumber energi dan bahan baku. Gas alam sering disebut sebagai gas bumi atau gas rawa yang merupakan bahan bakar fosil berbentuk gas yang terutama terdiri dari metana [1]. Akan tetapi pada gas alam ini terkandung berbagai kontaminan seperti H₂S dan CO₂ [2].

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. Dampak dari H₂S dapat menyebabkan kerusakan lingkungan dan membahayakan kesehatan seseorang [3-4].

Pengolahan gas di era modern ini telah mencapai pemutakhiran dalam penerapannya yang ditandai dengan integrasi teknologi digital dan prinsip keberlanjutan. Inovasi utama terwujud dalam bentuk digitalisasi menyeluruh, dimana fasilitas pengolahan dilengkapi dengan digital twin (replika virtual) yang memantau operasi secara *real-time*, didukung oleh sensor *Internet of Things* (IoT) dan kecerdasan buatan untuk analisis data yang mampu memprediksi kebutuhan perawatan dan mengoptimalkan proses produksi. Di sisi infrastruktur, kehadiran *Floating*

Liquefied Natural Gas (FLNG) memungkinkan pencairan gas alam langsung di lepas pantai, menghilangkan ketergantungan pada infrastruktur pipa darat yang mahal. Aspek keberlanjutan diwujudkan melalui penerapan *teknologi Carbon Capture, Utilization, and Storage* (CCUS) yang mampu menangkap dan menyimpan emisi karbon, seperti yang diterapkan pada proyek Gorgon LNG. Sementara itu, pengolahan biogas menjadi *Renewable Natural Gas* (RNG) dari berbagai sumber limbah organik semakin memperkuat posisi gas alam sebagai energi transisi yang relevan dengan masa depan energi bersih.. 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 [5].

Absorpsi merupakan suatu teknik pemisahan gas dengan cara mengkontakkan campuran gas dengan suatu cairan *non-volatile* sehingga terjadi proses perpindahan komponen gas dari lapisan film gas melewati *interface* gas cair dan masuk ke dalam lapisan cairan [6]. Secara mekanisme proses yang terjadi dapat berupa transfer massa saja atau transfer massa yang diikuti dengan reaksi kimia [7].

Larutan berair dari golongan alkanolamina seperti metanolamin (MEA), dietanolamina (DEA), N-metildietanolamina (MDEA), dan trietanolamina (TEA) merupakan pelarut yang baik untuk menghilangkan gas-gas asam seperti CO₂ dan H₂S dari aliran gas berbagai proses industri, termasuk industri gas alam, minyak bumi, sintesis amonia, dan beberapa industri kimia lainnya. MEA merupakan senyawa kimia yang paling umum digunakan dalam industri sebagai penghilang CO₂ dan H₂S pada gas alam dan limbah gas. MEA adalah senyawa kimia serba guna dengan beberapa fungsi penting. Aplikasi utamanya adalah sebagai pemurni gas untuk menghilangkan zat asam seperti CO₂ dan H₂S dari gas alam. Selain itu, MEA juga digunakan sebagai bahan pembantu dalam industri kertas dan sebagai pelarut dalam berbagai produk industri. Penting dicatat bahwa MEA sendiri bersifat korosif, sehingga dalam penggunaannya justru memerlukan penambahan inhibitor korosi khusus untuk melindungi peralatan. MEA berfungsi sebagai zat antara dalam produksi surfaktan karena memiliki alkalinitas lebih rendah dan kelarutan dalam air yang lebih baik yang digunakan dalam formulasi deterjen pencuci pakaian dan pencuci piring cair, kosmetik, sampo, dan kondisioner rambut. Dalam aplikasi ini, mereka bertindak sebagai peningkat busa dan pengental. MEA juga merupakan bahan baku yang penting untuk produksi etilendiamin dan etilenamin [8-11]

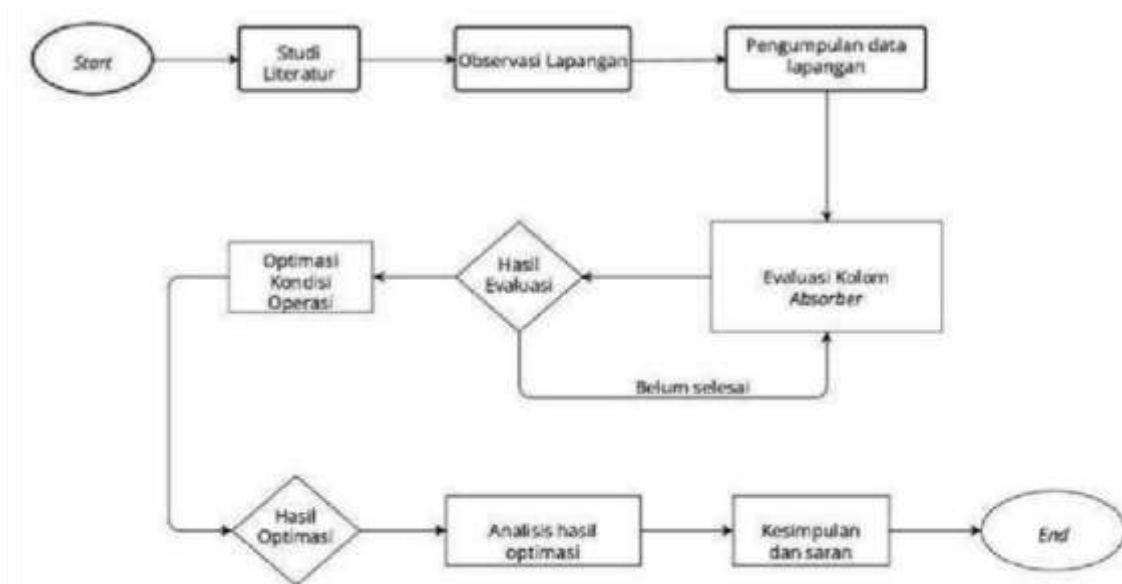
Pada penerapannya unit *acid gas removal unit* (AGRU) terdiri dari kolom absorpsi. Pada kolom absorpsi penggunaan amine digunakan untuk menyerap senyawa asam yang ada pada natural gas[8]. Penggunaan amina disesuaikan dengan kebutuhan kondisi operasi dan produk yang diinginkan. Sebelum dikontakkan dengan gas asam, amina harus dicampur dengan air karena air berperan penting dalam proses penyerapan gas asam. Air berfungsi sebagai media reaksi yang memungkinkan terjadinya reaksi kimia antara amina dan gas asam seperti CO₂ dan H₂S. Selain itu, penambahan air juga menurunkan viskositas amina murni sehingga lebih mudah dipompa dan dialirkan, sekaligus berfungsi sebagai pengendali suhu selama reaksi berlangsung. Dengan demikian, campuran amina dan air tidak hanya lebih efisien tetapi juga lebih ekonomis dibandingkan menggunakan amina murni. [12]

Hidrogen sulfida (H₂S) terbentuk secara alami dari proses penguraian bahan tumbuhan dan hewan, serta dari aktivitas vulkanik. Gas ini tidak berwarna dan memiliki bau khas seperti telur busuk. Dampak kesehatannya meningkat tajam seiring dengan dosis paparan, mulai dari munculnya bau khas (0,13–0,15 ppm), iritasi pada saluran pernapasan, mata, dan tenggorokan (100 ppm), kelumpuhan saraf penciuman (150 ppm), hingga menyebabkan koma (1000 ppm). Paparan pada konsentrasi tinggi sangat berbahaya dan dapat menyebabkan kehilangan kesadaran atau kematian secara cepat. Pada unit yang dilakukan optimasi permasalahan yang dihadapi ialah banyaknya kandungan CO₂ yang masih terbawa pada *sweet gas*. Sehingga dalam

penelitian ini dilakukan penggantian pelarut MDEA menjadi MEA untuk menurunkan kandungan CO₂ yang masih terbawa oleh *sweet gas* [13].

2. METODE

Metode yang digunakan dalam penelitian optimasi *top product* kolom absorber meliputi pengambilan data, pengolahan data, dan analisis data. Pengambilan data dilakukan di lapangan yang berkaitan dengan objek penelitian yaitu kolom absorber. Pengolahan data dilakukan menggunakan data yang telah ada menggunakan software Aspen Hysys. Data yang dihasilkan dari simulasi akan dilakukan analisis pengaruh terhadap variabel bebas (*dependent*) dan variabel terikat (*independent*). Terdapat beberapa aspek yang menjadi variabel bebas adalah suhu dan konsentrasi dari solvent. Selain itu untuk variabel terikat yang digunakan adalah komposisi CO₂ dan H₂S pada *top product*, maka pada penelitian ini akan mengetahui pengaruh dari suhu dan konsentrasi *solvent* terhadap komposisi CO₂ dan H₂S pada *top product*. Gambar 1 menunjukkan alur metode penelitian ini dalam bentuk diagram alir (*flow chart*).



Gambar 1. Flowchart Metode Penelitian

Aspen HYSYS adalah perangkat lunak simulasi proses yang dimaksudkan untuk memodelkan, menganalisis, dan mengoptimalkan berbagai proses dalam industri minyak dan gas. Aspen HYSYS memungkinkan pengguna menampilkan kondisi sistem nyata, seperti aliran fluida, reaksi kimia, dan proses pemisahan, melalui pendekatan berbasis prinsip termodinamika dan neraca massa dan energi. Aspen HYSYS dapat digunakan untuk mengevaluasi kinerja unit operasi, memprediksi efek perubahan variabel proses, dan membantu dalam pengambilan keputusan desain dan meningkatkan kinerja fasilitas produksi. Kemampuan pemodelan dan optimisasi Aspen HYSYS menjadikannya alat penting untuk pengembangan dan pengendalian proses di industri minyak dan gas. *Fluid Package Acid Gas Chemical Solvents* pada Aspen HYSYS digunakan untuk memodelkan dan menghitung sifat termodinamika campuran gas asam dan pelarut kimia dalam proses penyerapan gas asam seperti CO₂ dan H₂S menggunakan pelarut amine seperti MEA, DEA, atau MDEA. Paket ini juga memungkinkan simulasi interaksi

antara gas dan pelarut menggunakan model *Acid Gas Chemical Solvents*, sehingga dapat memprediksi sifat fisik seperti entalpi, densitas, serta Dengan fluid package ini, pengguna dapat menganalisis proses absorpsi, menentukan kondisi operasi ideal, dan mengoptimalkan efisiensi penyerapan dan kinerja umum unit pemurnian gas.

Metode kerja yang digunakan pada penelitian ini dapat dilihat pada diagram alir yang tertera pada gambar 1, metode kerja diawali dengan melakukan studi literatur yang berfungsi untuk mendapatkan pemahaman teoritis mengenai proses absorpsi dan operasi kolom. Setelah itu, dilakukan observasi lapangan dimana data lapangan dikumpulkan untuk digunakan dalam evaluasi berikutnya. Langkah selanjutnya adalah evaluasi efisiensi penyerapan H_2S , di mana hasil dari kolom dibandingkan dengan standar yang diharapkan tanpa ada gangguan. Tahapan ini dilakukan menggunakan software Aspen Hysys dengan memasukkan data kondisi operasi untuk mengetahui simulasi proses yang berlangsung serta menggunakan *fluid properties Acid Gas Chemical Solvents* untuk memaksimalkan perubahan kondisi simulasi pada komponen. Parameter hasil berupa komposisi Karbon Monoksida (CO_2) dan Hidrogen Sulfida (H_2S) dapat dijadikan acuan terhadap kinerja kolom, jika hasilnya belum sesuai maka dilakukan evaluasi kolom absorber untuk meningkatkan kinerja kolom. Hasil evaluasi ini kemudian dianalisis untuk mengetahui dan mengatasi permasalahan yang dihadapi kolom, untuk itu diperlukan optimasi agar kinerja kolom pada kondisi optimal. Pada studi yang dilakukan, terdapat variabel bebas berupa *temperature, pressure, mass flows* dan konsentrasi *solvent* dan variabel terikat berupa komposisi karbon monoksida (CO_2) dan hidrogen sulfida (H_2S) pada *lean* gas. Tahapan optimasi dilakukan dengan memodifikasi aspek yang telah ditetapkan sebagai variabel bebas. Hasil optimasi yang didapatkan, dapat dibandingkan dengan variabel terikat untuk mengetahui kesesuaian hasil dengan target optimasi.

3. PEMBAHASAN

A. Simulasi Proses

Simulasi dilakukan dengan memodelkan data lapangan pada data tabel 1 dan tabel 2 menggunakan simulator Aspen Hysys. Pada simulasi ini digunakan 1 kolom absorpsi untuk memodelkan absorber. Berdasarkan tabel 1 dan 2 dapat diketahui komposisi dari bahan baku yang digunakan pada AGRU. Pada tabel 1 menggambarkan kondisi mengenai komposisi gas yang akan diproses pada AGRU. Gas *impurities* pada *feed* AGRU dipengaruhi oleh hidrogen sulfida (H_2S) sebesar 3,01% dan karbon dioksida (CO_2) sebesar 14,07%. Komposisi *impurities* yang tergolong tinggi, sehingga diperlukan AGRU untuk dapat mengurangi komposisi *impurities* pada produk yang dihasilkan. Pada tabel 2 terdapat data mengenai konsentrasi dari *solvent* yang digunakan berupa air sebesar 70% dan monoetanolamine (MEA) sebesar 30%. Monoetanolamine (MEA) merupakan pelarut kimia yang bersifat sangat reaktif terhadap gas asam seperti CO_2 dan H_2S . Namun, jika digunakan dalam bentuk murni (tanpa air), MEA akan memiliki viskositas tinggi, menyebabkan kesulitan dalam sirkulasi, peningkatan tekanan pompa, serta resiko degradasi termal karena panas reaksi yang dihasilkan selama absorpsi sangat besar. Air di dalam larutan MEA berfungsi sebagai pelarut utama yang menjaga agar MEA tetap dalam fase cair dengan karakteristik fluida yang baik untuk mengalir melalui pipa, pompa, dan kolom absorber. Selain itu, air membantu menyerap sebagian panas reaksi eksotermis yang terjadi ketika CO_2 atau H_2S bereaksi dengan MEA, sehingga mencegah overheating dan meningkatkan kestabilan operasi.

Tabel 1. Data Komposisi Feed Gas Pada Absorber.

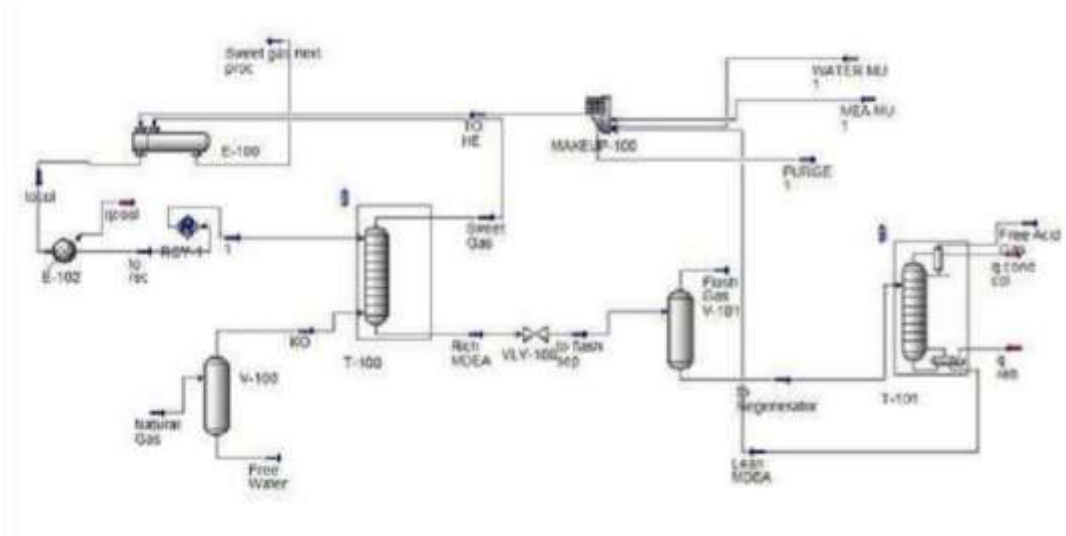
<i>Component</i>	<i>Mole Fractions</i>
Methane	0,7741
Ethane	0,0271
H ₂ S	0,0301
CO ₂	0,1407
H ₂ O	0,0034
Propane	0,0089
Nitrogen	0,0019
n-butane	0,0037
i-butane	0,0100
Total	1

Tabel 2. Data Komposisi Lean Amine

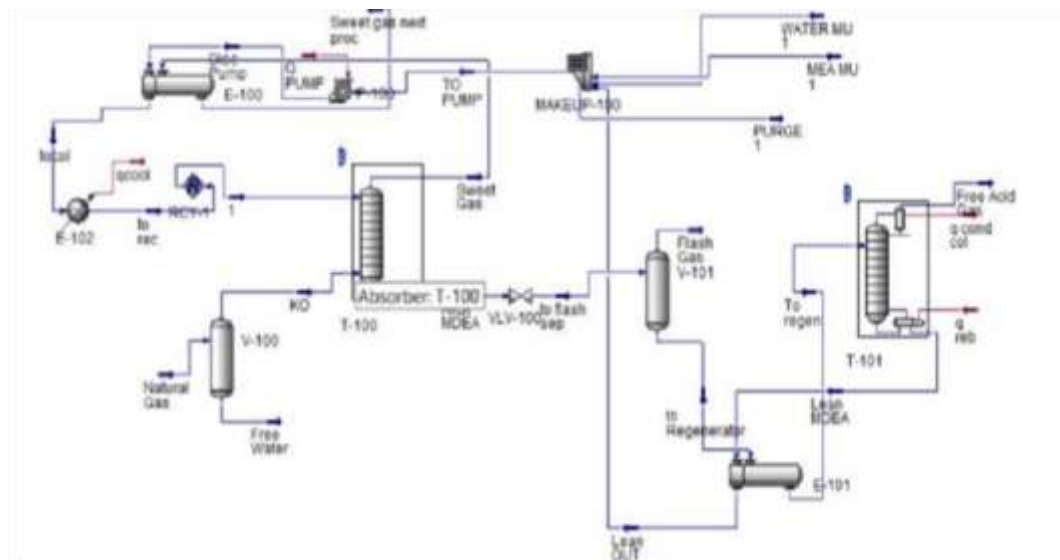
<i>Component</i>	<i>Mole Fractions</i>
H ₂ O	0,7
MEAmine	0,3
Total	1

Gas asam harus dipisahkan dari air pada separator V-100 sebelum memasuki kolom absorpsi (T-100). Setelah dipisahkan, gas yang memasuki kolom absorpsi akan dilakukan kontak dengan MEA, yang akan memisahkan CO₂ dan H₂S pada suhu 50° C. Setelah dipisahkan, amine kaya gas asam akan dibawa ke separator untuk memisahkan gas dan amine yang tercampur dengan air. Setelah dipisahkan di separator, amine akan diregenerasi menggunakan kolom regenerator. Di kolom regenerator, amine bersentuhan dengan steam pada suhu 80°C, sehingga amine terpisah dengan acid gas. MDEA yang telah diregenerasi akan digunakan kembali di kolom absorber. Gambar 3.1 Menunjukkan Simulasi Proses AGRU dalam Aspen Hysys. Kapasitas unit yang kami uji adalah 2500 kg/jam, seperti yang ditunjukkan dalam Gambar 3.1 Unit ini juga memiliki komponen tambahan, seperti valve (VLV-100) untuk mengurangi tekanan. Untuk mengoptimalkan penggunaan panas *lean amine* yang telah diregenerasi, *heat exchanger* (E-101) digunakan.

Berikut pada gambar dibawah terdapat alur proses AGRU. Pada gambar 1 dan 2 memiliki sejumlah perbedaan, berupa adanya penambahan *heat exchanger* yang berperan untuk mengurangi beban kerja dan biaya terhadap inlet dan outlet kolom regenerator (T-101). Penambahan *heat exchanger* dapat mengurangi biaya operasi dan instalasi.



Gambar 1. Simulasi Proses pada AGRU sebelum dilakukan optimasi



Gambar 2. Simulasi Proses pada AGRU setelah dilakukan optimasi

Berdasarkan studi yang dilakukan, dapat diketahui bahwasannya kebutuhan *cost* yang diperlukan untuk instalasi dan operasi dari AGRU. *Cost* yang dibutuhkan untuk instalasi dan pengoperasian pada AGRU sebelum dan setelah dilakukan optimasi ditunjukkan secara berurutan pada Gambar 3 dan 4.

Enabled by Aspen Process Economic Analyzer (APEA)

Template: «Default» Save Save as new Reset Paste Send to Excel/ASW

Summary Utilities Unit operation **Equipment** Vertical vessel Quoted equipment TEMA HEX Multi-diameter tower U-Tube reboiler

Name	Equipment Cost [USD]	Installed Cost [USD]	Equipment Weight [LBS]	Total Installed Weight [LBS]
V-100	39.000	154.400	7900	16313
RCY-1	0	0	0	0
E-100	11.600	74.300	500	6007
VLV-100	0	0	0	0
V-101	38.500	207.000	5900	20357
E-102	211.000	400.400	30100	70368
Main Tower @T-101	1.256.800	2.255.300	280400	445582
Reboiler @T-101-bottoms.spl	0	0	0	0
Reboiler @T-101-reb	2.566.900	2.683.800	0	32224
Condenser @T-101-cond	524.000	828.700	97200	145396
Condenser @T-101-cond.acc	53.700	280.800	10100	35940
Condenser @T-101-overhead	0	0	0	0
Condenser @T-101-reflux pur	30.000	119.000	1700	14065
Main Tower @T-100	214.600	461.000	71000	90327

Gambar 3. Cost yang dibutuhkan untuk instalasi dan pengoperasian pada AGRU sebelum dilakukan optimasi

Worksheet Case (Main) - Solver Active - Economic Equipment Data Summary

Enabled by Aspen Process Economic Analyzer (APEA)

Template: «Default» Save Save as new Reset Paste Send to Excel/ASW

Summary Utilities Unit operation **Equipment** Vertical vessel Quoted equipment TEMA HEX Centrif pump Multi-diameter tower

Name	Equipment Cost [USD]	Installed Cost [USD]	Equipment Weight [LBS]	Total Installed Weight [LBS]
V-100	39.000	154.400	7900	16313
RCY-1	0	0	0	0
E-100	11.800	76.800	500	5805
E-101	30.900	134.600	4300	19385
VLV-100	0	0	0	0
V-101	38.500	207.000	5900	20357
E-102	45.300	153.000	6900	21687
E-100	98.100	175.900	4500	13638
Main Tower @T-101	1.256.800	2.255.300	280400	445582
Reboiler @T-101-bottoms.spl	0	0	0	0
Reboiler @T-101-reb	2.509.200	2.620.900	0	32282
Condenser @T-101-cond	524.000	828.700	97200	145396
Condenser @T-101-cond.acc	53.700	280.800	10100	35940
Condenser @T-101-overhead	0	0	0	0
Condenser @T-101-reflux pur	30.000	119.000	1700	14065

Gambar 4. Cost yang dibutuhkan untuk instalasi dan pengoperasian AGRU setelah dilakukan optimasi.

Dari perbandingan pada Gambar 3 dan 4 terdapat penurunan jumlah *cost* yang perlu dikeluarkan pada AGRU setelah dilakukan optimasi. Sebelum dilakukan optimasi, dibutuhkan 4.946.100 usd/year untuk biaya pengoperasian dan dibutuhkan *cost* 7.464.700 usd untuk biaya installasi peralatan. Setelah dilakukan optimasi, dibutuhkan 4.601.100 usd/year untuk biaya pengoperasian dan dibutuhkan *cost* 6.887.000 usd untuk biaya installasi peralatan. Terjadi penurunan *cost* yang diperlukan sebesar 345.000 usd/year untuk proses pengoperasian AGRU dan penurunan *cost* sebesar 577.000 usd untuk biaya installasi peralatan.

B. Hasil Penelitian

Komposisi *sour gas* inlet pada unit AGRU ditunjukkan pada Tabel 3. Dari tabel dapat dilihat bahwa mass flow untuk H₂S sebesar 116.3309 kg/hr dan CO₂ sebesar 701.9862 kg/hr. Pada aliran inlet juga didominasi oleh kandungan gas metana sebesar 1408.325 kg/hr. Berdasarkan percobaan yang telah dilakukan dengan menggunakan *software* Aspen hysys, dapat diketahui hasil absorpsi menggunakan *solvent* MEA dan menggunakan *solvent* MDEA. Komposisi perbandingan *sweet gas* dengan menggunakan pelarut MDEA dan MEA ditunjukkan pada Tabel 4.

Tabel 4 menunjukkan komposisi gas yang diolah menggunakan larutan MDEA, dengan berbagai komponen yang dinyatakan dalam laju aliran massa (kg/jam). Komponen utama dalam aliran gas ini adalah Metana dengan aliran massa sebesar 1406,1970 kg/jam, diikuti oleh Etana sebesar 92,1288 kg/jam dan i-Butana sebesar 144,0578 kg/jam. CO₂ juga memiliki kandungan cukup signifikan sebesar 258,8755 kg/jam, sementara n-Butana menyumbang 24,3324 kg/jam. Propana tercatat sebesar 16,9919 kg/jam, sedangkan Nitrogen dan H₂O masing-masing sebesar 6,0621 kg/jam dan 1,0931 kg/jam. Kandungan H₂S dan MDEA yang terikut dalam aliran gas sangat kecil, masing-masing hanya sebesar 0,0011 kg/jam dan 0,0004 kg/jam. Terdapat perbedaan jumlah aliran *sweet gas* pada penggunaan *solvent* MDEA dan MEA. Aliran *sweet gas* dengan *solvent* MDEA lebih tinggi dibandingkan MEA, hal tersebut dipengaruhi oleh banyaknya CO₂ yang masih terikut pada *sweet gas*.

Komposisi ini menggambarkan kondisi natural gas setelah proses absorpsi, di mana Metana menjadi komponen dominan. Namun demikian, kandungan CO₂ masih relatif tinggi jika dibandingkan dengan komponen lainnya. Hal ini menunjukkan bahwa proses absorpsi menggunakan MDEA belum sepenuhnya menghilangkan CO₂, sehingga perlu dilakukan optimasi lebih lanjut pada kondisi operasi, seperti melakukan penggantian pelarut yang digunakan. Kandungan CO₂ yang besar dapat memengaruhi kualitas gas produk (*sweet gas*), meningkatkan beban pada unit regenerasi, serta berdampak pada efisiensi keseluruhan proses.

Penggantian pelarut dari MDEA (Methyldiethanolamine) menjadi MEA (Monoethanolamine) pada unit absorber didasarkan pada efisiensi proses penyerapan CO₂. MDEA dikenal sebagai pelarut yang selektif terhadap H₂S, tetapi memiliki laju reaksi yang lambat terhadap CO₂, sehingga tidak dapat menurunkan kadar CO₂ secara signifikan jika digunakan tanpa bahan tambahan. Dalam praktiknya, MDEA sering memerlukan aktivator seperti piperazine untuk meningkatkan kemampuan penyerapan CO₂. MEA memiliki reaktivitas kimia yang jauh lebih tinggi terhadap CO₂, karena membentuk karbamat secara langsung melalui reaksi dengan gas asam tersebut. Hal ini membuat proses absorpsi CO₂ menggunakan MEA lebih efisien, terutama untuk gas dengan kadar CO₂ tinggi atau pada kondisi operasi yang memerlukan efisiensi penyerapan maksimal. Selain itu, MEA dapat digunakan tanpa aktivator tambahan, sehingga menyederhanakan sistem proses dan mengurangi biaya operasional. Dengan mengganti pelarut dari MDEA ke MEA, unit absorber diharapkan dapat mencapai peningkatan efisiensi penyerapan CO₂, menurunkan kandungan CO₂ pada *sweet gas*, serta meningkatkan kinerja keseluruhan proses pemurnian gas.

Variabel proses yang dianalisis meliputi temperatur dan konsentrasi pelarut. Parameter yang diamati adalah komposisi CO₂ dan H₂S pada aliran *sweet gas*, serta loading CO₂ pada aliran *rich amine*. Sebelum dilakukan optimasi komposisi CO₂ dan H₂S pada *sweet gas* secara berurutan sebesar 258.8755 kg/hr dan 0.0011 kg/hr. Setelah dilakukan penggantian pelarut, komposisi CO₂ dan H₂S menjadi sebesar 0.9720 kg/hr dan 0.0009 kg/hr. Pada proses absorpsi ini, diharapkan kandungan CO₂ dan H₂S pada *sweet gas* dapat seminimal mungkin, sedangkan nilai loading CO₂ pada *rich amine* dapat setinggi mungkin.

Tabel 3. Komposisi Sour Gas

<i>Component</i>	<i>Mass Flows (Kg/hr)</i>
Methane	1408.3251
Ethane	92.5003
H ₂ S	116.3309
CO ₂	701.9862
H ₂ O	18,2676
Propane	17.0818
Nitrogen	6.0642
n-butane	24.5021
i-butane	65.9108
MEA	0

Tabel 4. Komposisi perbandingan Sweet Gas pelarut MDEAdan MEA

<i>Component</i>	<i>Mole Fraction with MDEA</i>	<i>Mole Fraction with MEA</i>	<i>Mass Flows with MDEA (Kg/hr)</i>	<i>Mass Flows with MEA (Kg/hr)</i>
Methane	0.8751	0.9431	1406.1970	1406.0721
Ethane	0.0306	0.0330	92.1288	92.2971
H ₂ S	0	0	0.0011	0.0009
CO ₂	0.0587	0.0002	258.8756	0.9760
Propane	0.0038	0.0042	16.9919	17.0099
H ₂ O	0.0006	0.0006	1.0934	0.9387
n-butane	0.0042	0.0045	24.3324	24.3994
i-butane	0.0247	0.0120	144.0578	64.9585
MDEA	0	0	0.0004	-
MEA	0	0	-	0.0111
Total	1	1	1.949,74	1.612,72
Nitrogen	0.0022	0.0023	6.0621	6.0627

4. SIMPULAN

Optimasi proses penyerapan CO₂ dilakukan dengan menggunakan Monoetanolamin (MEA) di dalam kolom absorber. Prinsip kerjanya adalah MEA mengikat CO₂ dari aliran gas dan melarutkannya ke dalam fasa cair, sehingga gas CO₂ dapat dipisahkan dari aliran gas umpan. Dengan menggunakan MEA sebagai aktivator sendiri, proses absorpsi dapat digunakan untuk menghilangkan gas asam, seperti CO₂ dan H₂S pada aliran gas. Dari hasil simulasi, diperoleh bahwa kandungan H₂S dalam gas setelah absorpsi menggunakan MEA hanya sebesar 0,0009 kg/jam, hasil ini lebih rendah dibandingkan dengan menggunakan MDEA dimana hasil yang diperoleh sebesar 0,0011 kg/jam. Demikian pula hasil simulasi terhadap CO₂ sendiri dengan menggunakan MEA dapat menurunkannya sebesar 0,9720 kg/jam, sedangkan pada MDEA sendiri sebesar 258,88 kg/jam. Dari hasil yang didapatkan menunjukkan bahwa penggunaan MEA sebagai pelarut dalam kolom absorber memberikan kinerja yang lebih efektif dibandingkan MDEA didalam proses pemurnian gas alam sendiri. MEA sendiri memiliki reaktivitas kimia yang tinggi terhadap gas asam, khususnya CO₂ dan H₂S, sehingga mampu meningkatkan efisiensi penyerapan dan menghasilkan gas produk (*sweet gas*) dengan tingkat kemurnian yang lebih tinggi. Selain meningkatkan efisiensi penyerapan CO₂ dan H₂S penggunaan MEA juga memberikan keuntungan dari segi operasional dan biaya. Sehingga penggunaan MEA sendiri pada sistem pemurnian gas alam dapat menjadi salah satu Solusi yang efektif, ekonomis, dan ramah lingkungan.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Sembiring, S., Panjaitan, R. L., Susianto, S., & Altway, A., 2020, Pemanfaatan Gas Alam sebagai LPG (Liquified Petroleum Gas). Jurnal F206-F211.
- [2] Ciptorini, M. H. I., & Arsi, K., 2015, Studi Kinetika Absorpsi Karbon Dioksida Menggunakan Larutan Diethanolamine (DEA) Berpromotor Glycine, Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- [3] S. Bahri, "OPTIMALISASI GLYCOL DEHYDRATION UNIT SPESIFIKASI Gas Moisture Content," vol. 19, no. 02, pp. 1–12, 2021
- [4] Long, Y., Fang, Y., Shen, D., Feng, H., Chen, T. (2016). Hydrogen sulfide (H₂S) emission control by aerobic sulfate reduction in landfill. Sci. Rep., 6: 1-9. <https://doi.org/10.1038/srep38103>
- [5] 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
- [6] A. L. Kohl and R. Nielsen, Gas Purification, 5th ed. Oxford: Gulf Professional Publishing, 1997, ISBN: 978-0-88415-220-0.
- [7] X. Wu, Y. Yu, Z. Qin, and Z. Zhang, "The advances of post combustion CO₂ capture with chemical solvents: review and guidelines," Energy Procedia, vol. 63, 2014.
- [8] Hasan, S., Abbas, A. J., & Nasr, G. G. (2020). Improving the carbon capture efficiency for gas power plants through amine-based absorbents. Sustainability, 13(1), 72.
- [9] Khamzah, & Malik, R. A. (2018). Pra Rancangan Pabrik Kimia MEA Dari Etilen Oksida Dan Amonia Dengan Kapasitas 10.000 Ton/Tahun. Universitas Islam Indonesia.
- [10] Frauenkron, M., Melder, J.-P., Ruider, G., Rossbacher, R., & Hoke, H. (2012). Ethanolamines and propanolamines. Environmental Protection, 421(8).
- [11] Teng, T. T., Maham, Y., & Mather, A. E. (1997). Viscosity of aqueous solutions of N-methyldiethanolamine and of diethanolamine. Journal of Chemical & Engineering Data, 42(3), 515–520.
- [12] 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.
- [13] Guidotti, T. L. (2016). *Effect of environmental exposure to hydrogen sulfide on central nervous system and respiratory function: A systematic review of human studies*. Environmental Health, 15(1), 1–12.