OPTIMASI LAJU ALIR SIRKULASI TEG UNTUK MEMENUHI SPESIFIKASI KANDUNGAN AIR GAS PADA DEHYDRATION UNIT BERKAPASITAS 1900 KG/JAM MENGGUNAKAN ASPEN HYSYS

Lucky Firstian Asmara[1*], Asa Aditya Persada[1]
[1]Teknik Pengolahan Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jalan Gajah Mada 38, Cepu, Blora, Jawa Tengah, 58315
**E-mail*: luckyfirstian@gmail.com

ABSTRAK

Kandungan air dalam gas alam berpotensi menimbulkan berbagai permasalahan operasional yang serius, seperti korosi internal pada pipa penyalur dan pembentukan hidrat cair yang dapat menyumbat aliran. Oleh karena itu, proses dehidrasi berbasis absorpsi menggunakan pelarut Triethylene Glycol (TEG) menjadi tahapan krusial dalam rantai pemrosesan gas alam. Penelitian ini bertujuan untuk melakukan optimasi mendalam pada laju alir sirkulasi TEG pada *dehydration* unit berkapasitas 1900 kg/jam guna mengidentifikasi kondisi operasional paling efisien dalam mempertahankan spesifikasi kemurnian gas. Pemodelan dan simulasi proses dilakukan menggunakan *software* Aspen HYSYS dengan menerapkan Glycol Package sebagai paket termodinamika dasar untuk menggambarkan interaksi fasa non-ideal antara air, TEG, dan hidrokarbon secara presisi. Optimasi parametrik berfokus pada variasi laju alir pelarut TEG untuk menganalisis dampaknya secara langsung terhadap profil penyerapan air pada gas kering (*dry* gas), efisiensi pemisahan (*water removal*), serta profil konsentrasi air di sepanjang kolom absorber. Hasil simulasi menunjukkan bahwa penyesuaian laju alir TEG secara tepat mampu menekan kadar air keluaran hingga di bawah batas maksimum spesifikasi *sales gas pipeline specification*, yaitu sebesar 0.297 kg/jam atau < 156 ppmw, yang setara dengan $<$ 7 lb/MMSCF. Laju alir TEG optimum yang diperoleh berada pada 4780kg/jam. Penentuan laju alir pelarut yang tepat ini terbukti efektif menjaga performa absorpsi secara konsisten dan stabil tanpa terjadi *over-circulation*. Studi ini memberikan pemahaman teknis yang komprehensif mengenai batasan operasional laju alir pelarut, sehingga melengkapi landasan ilmiah penggunaan TEG untuk pemrosesan gas alam yang efektif dan andal.

Kata kunci: Optimasi, Pemurnian Gas Alam, *Water Content*, TEG, Aspen HYSYS

1. PENDAHULUAN

1.1 Gas Alam

Gas alam merupakan salah satu bentuk energi fosil yang komposisi utamanya didominasi oleh rantai hidrokarbon ringan, terutama metana (CH_4) dengan proporsi mencapai 70–90%, etana (C_2H_6), propana (C_3H_8), serta komponen hidrokarbon yang lebih berat dalam jumlah kecil [1]. Ketika diekstraksi langsung dari sumur produksi (raw natural gas), gas alam berada dalam kondisi jenuh oleh uap air (H_2O) dan kerap membawa berbagai molekul pengotor non-hidrokarbon seperti karbon dioksida (CO_2), hidrogen sulfida (H_2S), nitrogen (N_2), serta merkuri [2]. Keberadaan fasa air bebas maupun uap air jenuh dalam jaringan pipa penyalur merupakan masalah paling kritis yang dihadapi dalam industri pemrosesan gas alam. Uap air yang berkondensasi menjadi cairan di sepanjang jaringan pipa tidak hanya mengurangi kapasitas alir efektif akibat akumulasi cairan pada lekukan pipa, melainkan juga bereaksi secara kimia dengan gas-gas asam (CO_2 dan H_2S) membentuk senyawa asam korosif yang memicu korosi internal secara masif yang mengancam integritas jaringan transmisi [3].

1.2 Hidrat Pada Gas Alam

Selain permasalahan korosi, uap air yang terkandung dalam gas alam berisiko tinggi membentuk senyawa padat yang dikenal sebagai hidrat gas alam (*natural gas hydrates*) apabila sistem beroperasi pada kondisi tekanan tinggi dan temperatur rendah. Hidrat gas alam merupakan kristal padat non-stokiometri berstruktur sangkar (*clathrate*) yang terbentuk ketika molekul-molekul air terikat melalui ikatan hidrogen untuk mengurung molekul hidrokarbon berukuran kecil seperti metana, etana, dan propana di dalam kisi kristalnya [4]. Pembentukan kristal padat ini menyerupai es namun dapat terbentuk pada temperatur di atas titik beku air normal (0°C) apabila tekanan sistem cukup tinggi.

Akumulasi kristal hidrat di dalam sistem transmisi dapat berakibat fatal, mulai dari penyumbatan aliran pipa secara total (*pipeline blockage*), kerusakan mekanis pada katup pengatur (*control valve*), hingga kegagalan fungsi instrumen pengukuran debit gas. Untuk mencegah terjadinya pembentukan hidrat tanpa harus mengandalkan pemanasan pipa yang mahal di sepanjang jalur distribusi, uap air di dalam gas alam wajib dipisahkan melalui proses dehidrasi hingga memenuhi spesifikasi komersial pipa penyalur (*sales gas specification*). Standar industri internasional umumnya menetapkan batas maksimum kandungan air pada gas terolah sebesar 5 hingga 7 lb H_2O/MMSCF [1]. Untuk sistem pemrosesan berkapasitas 1900 kg/jam, spesifikasi ini setara dengan konsumsi air maksimum sebesar ≤ 0.297 kg/jam atau konsentrasi air di bawah 156 ppmw.

1.3 Metode Dehidrasi Gas Alam

Dehidrasi gas alam didefinisikan sebagai pemisahan uap air dari aliran gas hidrokarbon untuk menurunkan titik embun air (*water dew point*). Berdasarkan prinsip operasi dan media pemisahannya, metode dehidrasi industri dapat diklasifikasikan ke dalam tiga kategori utama [5]:

- Absorpsi Cair (*Liquid Desiccants*): Menggunakan senyawa pelarut cair higroskopis seperti keluarga glikol (Triethylene Glycol, Diethylene Glycol, atau Ethylene Glycol) yang dikontakkan secara langsung dengan gas alam untuk menyerap uap air berdasarkan mekanisme kesetimbangan fasa uap-cair.
- Adsorpsi Padat (*Solid Desiccants*): Menggunakan media padat berpori (*desiccant bed*) seperti *molecular sieve*, silica gel, atau *activated* alumina untuk menangkap molekul air pada permukaan padatan. Metode ini mampu menekan kadar air hingga tingkat yang sangat ekstrem (< 0.1 lb/MMSCF), namun membutuhkan biaya investasi (CAPEX) dan biaya operasional (OPEX) yang sangat tinggi untuk proses regenerasi termal berkala.
- Kondensasi Pendinginan (*Refrigeration*/*Cooling*): Menurunkan temperatur gas alam menggunakan sistem pendingin mekanis di bawah titik embun uap airnya, sehingga uap air mengembun menjadi fasa cair dan dapat dipisahkan di dalam vessel separator.

Di antara ketiga teknologi tersebut, proses absorpsi cair berbasis Triethylene Glycol (TEG) menjadi standar emas (*gold standard*) yang paling dominan diterapkan pada fasilitas dehidrasi komersial karena menawarkan efisiensi penyerapan air yang tinggi, kemudahan fleksibilitas operasional, serta kontinuitas proses yang stabil [6].

1.4 Karakteristik *Triethylene Glycol*

Triethylene Glycol ($C_6H_{14}O_4$) merupakan senyawa organik golongan alkohol polihidrik berwujud cairan jernih, tidak berwarna, tidak berbau, dan memiliki sifat higroskopis yang sangat kuat untuk mengikat molekul air melalui pembentukan ikatan hidrogen. Dibandingkan dengan jenis glikol lainnya seperti *Diethylene Glycol* (DEG) atau *Ethylene Glycol* (EG), TEG secara konsisten dipilih sebagai media pelarut utama pada unit dehidrasi gas alam karena

kombinasi sifat fisikokimianya yang unggul [7].

Keunggulan utama TEG terletak pada tekanan uapnya yang sangat rendah (0.001 mmHg pada temperatur $20°C$), sehingga secara signifikan mampu meminimalkan penguapan pelarut yang terikut ke dalam aliran gas kering (*glycol loss*). Selain itu, TEG memiliki kestabilan termal yang sangat baik, memungkinkan pelarut ini dipanaskan hingga temperatur $204°C$ ($400°F$) pada unit regenerasi tanpa mengalami pemutusan rantai molekul (*thermal cracking*). Stabilitas termal yang tinggi ini mendukung pencapaian kemurnian lean TEG hingga $98.5 - 99.9\%$, yang berbanding lurus dengan kemampuan depresi titik embun air (*dew point depression*) yang luas pada fasa gas.

Tabel 1. Karakteristik TEG

Sifat Fisika/Kimia	Karakteristik
Rumus Molekul	$C_6H_{14}O_4$ / $HO(CH_2CH_2O)_3H$
Berat Molekul	150.17 g/mol
Titik didih (1 atm)	$285.8°C$ ($546.4°F$)
Temperatur degredasi maksimum	$206.7°C$ ($404°F$)
Tekanan uap (20^oC)	< 0.01 kPa
Specific Gravity (20^oC)	1.125 g/cm^3

1.5 Prinsip Kerja Kolom Dehidrasi (TEG *contactor*)

Proses transfer massa uap air di dalam kolom kontaktor (TEG *Contactor Column*) berlangsung berdasarkan prinsip kontak berlawanan arah (*counter-current contact*). Gas alam basah (*wet* gas) yang jenuh air diumpankan melalui bagian bawah kolom dan mengalir ke atas melewati serangkaian tray (*bubble-cap*/*sieve tray*) atau media pengisi (*structured packing*). Secara bersamaan, larutan murni TEG (lean TEG) dengan konsentrasi tinggi dipompakan masuk dari bagian puncak kolom dan mengalir ke bawah akibat gaya gravitasi [8].

Selama interaksi cair-gas berlangsung di atas permukaan tray atau packing, molekul uap air yang terdispersi di dalam aliran gas akan berpindah secara difusi ke dalam fasa cair pelarut TEG akibat adanya beda potensial kimia atau dorongan kesetimbangan fasa. Gas alam yang telah dibebaskan dari uap air (*dry gas*) akan mengalir keluar melalui puncak kolom melewati komponen pemisah tetesan cairan (*demister pad*) untuk menangkap sisa pelarut yang terikut secara mekanis. Sementara itu, pelarut TEG yang telah mengikat air (*rich* TEG) akan terakumulasi di dasar kolom sebelum dialirkan menuju rangkaian unit regenerasi untuk dipisahkan kembali dari kandungan airnya [9].

1.6 Aspen Hysys

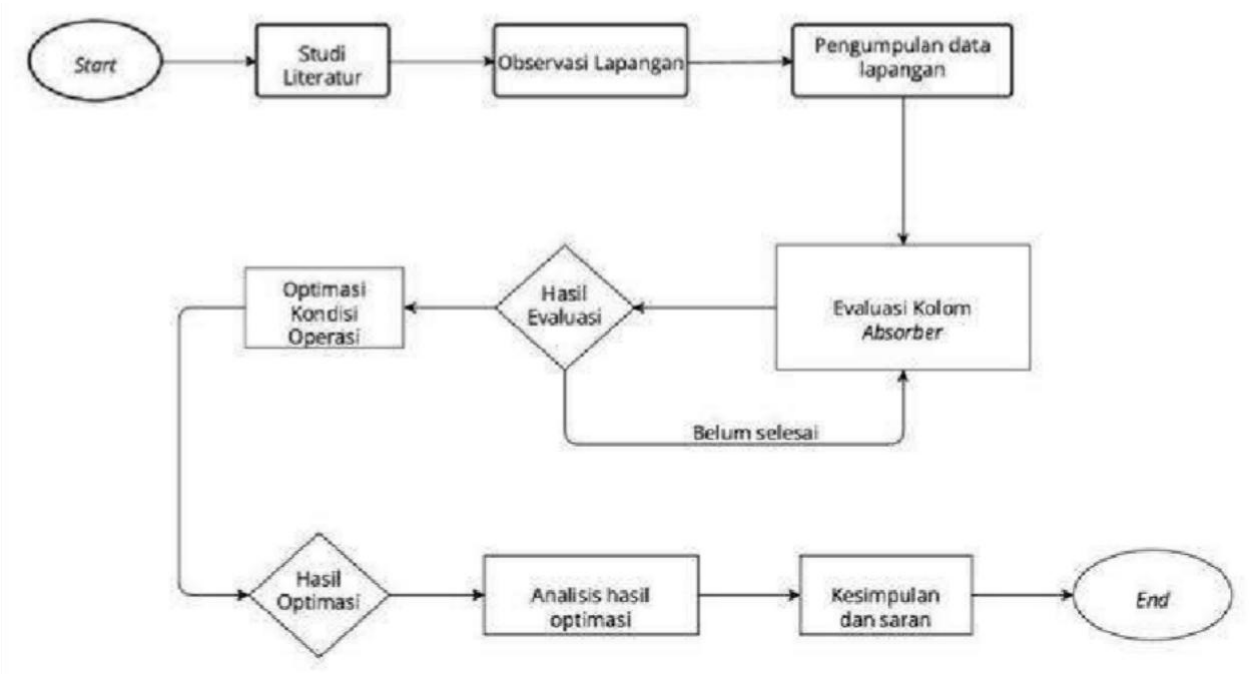
Aspen HYSYS merupakan perangkat lunak pemodelan dan simulasi proses teknik kimia yang digunakan secara luas dalam industri minyak dan gas bumi untuk merancang, mengevaluasi, dan mengoptimasi kinerja pabrik pemrosesan gas [10]. Keberhasilan pemodelan simulasi unit dehidrasi sangat bergantung pada ketepatan pemilihan paket termodinamika (*property package*) yang mampu memprediksi sifat-sifat fisik dan kesetimbangan fasa dari campuran komponen secara presisi.

Dalam simulasi unit dehidrasi TEG, Aspen HYSYS menyediakan paket termodinamika khusus yaitu *Glycol Package*. Paket termodinamika ini menggabungkan persamaan keadaan Peng-Robinson yang dimodifikasi dengan persamaan korelasi empiris khusus (Twu/Cavattoni-Peng-Robinson) untuk menghitung fenomena kesetimbangan fasa uap-cair (*Vapor-Liquid*

Equilibrium/VLE) dan fasa cair-cair (*Liquid-Liquid Equilibrium*/LLE) yang sangat non-ideal antara air, TEG, dan hidrokarbon pada kondisi tekanan tinggi dan temperatur bervariasi [10].

2. METODE

Pendekatan metodologis pada penelitian dehidrasi gas alam ini mencakup tiga pilar utama, yaitu kompilasi data operasional, pemodelan sistem, dan evaluasi hasil simulasi. Pengumpulan data sekunder berbasis kondisi riil lapangan difokuskan pada unit TEG *contactor*. Tahap pengolahan data memanfaatkan simulator Aspen HYSYS untuk memodelkan proses absorpsi uap air pada laju umpan gas sebesar 1900 kg/jam. Hasil simulasi dievaluasi secara statistik untuk menganalisis keterkaitan antara variabel independen dan variabel dependen. Penelitian ini menempatkan laju sirkulasi pelarut TEG sebagai variabel independen, sedangkan komposisi dan laju alir H_2O pada top product kolom absorber diplot sebagai variabel dependen. Penilaian parametrik ini dilakukan untuk mengukur efektivitas penyerapan uap air terhadap variasi laju alir pelarut guna menjamin mutu pemurnian gas alam. Tahapan operasional penelitian secara rinci dirangkum melalui diagram alir pada Gambar 1.



Gambar 1. *Flowchart* Metode Penelitian

Metode kerja yang diterapkan dalam penelitian ini dirancang secara sistematis sebagaimana disajikan pada diagram alir (Gambar 1). Tahapan awal dimulai dengan kajian literatur guna memperdalam pemahaman teoritis mengenai fenomena absorpsi uap air dan prinsip kerja kolom dehidrasi. Selanjutnya, pengumpulan data sekunder dilakukan berdasarkan spesifikasi teknis serta kondisi operasional fasilitas pemrosesan gas alam sebagai basis evaluasi komputasional. Langkah berikutnya adalah pemodelan dan evaluasi efisiensi penyerapan uap air (H_2O) dari aliran gas alam berkapasitas 1900 kg/jam menggunakan *software* Aspen HYSYS. Pemodelan ini menerapkan paket termodinamika *Glycol Package* untuk menggambarkan kesetimbangan fasa uap-cair secara presisi. Parameter utama yang dijadikan acuan kinerja kolom adalah laju alir massal uap air (kg/jam) dan konsentrasi air (ppmw) pada produk gas kering (dry gas). Apabila kadar air keluaran belum memenuhi batas spesifikasi pipa

penyalur (≤ 0.297 kg/jam atau ≤ 156 ppmw), maka dilakukan evaluasi ulang pada kondisi operasi kolom absorber. Tahap optimasi kemudian dijalankan dengan mengondisikan laju alir sirkulasi pelarut Triethylene Glycol (TEG) sebagai variabel bebas (*independent variable*), sementara kadar air H_2O pada dry gas ditetapkan sebagai variabel terikat (*dependent variable*). Hasil variasi laju alir pelarut tersebut selanjutnya dianalisis untuk menentukan titik sirkulasi TEG optimum yang paling efektif dan stabil dalam menjaga mutu pemurnian gas alam.

3. PEMBAHASAN

A. Simulasi Proses

Pemodelan komputasi pada dehydration unit dikembangkan menggunakan simulator Aspen HYSYS dengan mengacu pada variabel proses yang tercantum pada Tabel 2 dan Tabel 3. Skema simulasi berfokus pada satu unit TEG *contactor column* yang berfungsi memisahkan kandungan air dari aliran hidrokarbon. Karakteristik fasa dari setiap aliran umpan ditunjukkan secara mendalam pada kedua tabel tersebut. Data pada Tabel 2 memperlihatkan profil komponen *wet feed* gas, di mana fraksi terbesar didominasi oleh metana (CH_4) sebesar $83{,}65\%$ serta etana (C_2H_6) sebesar $2{,}93\%$, di samping adanya komponen hidrokarbon berat dan gas asam (H_2S dan CO_2) dalam jumlah relatif kecil. Pengotor kritis (*key impurity*) yang menjadi sasaran pemisahan adalah kandungan uap air (H_2O) yang mencapai $10{,}54\%$ fraksi mol. Kadar air yang signifikan ini berpotensi memicu laju korosi dan pembentukan hidrat, sehingga pemrosesan dalam kolom absorpsi mutlak diperlukan.

Sementara itu, Tabel 3 memuat spesifikasi pelarut Lean TEG yang diumpankan dari bagian atas kolom, dengan komposisi *Triethylene Glycol* sebesar 99% dan sisa uap air sebesar 1%. Adanya fraksi air sebesar 1%pada pelarut ini merupakan cerminan dari batasan efisiensi pada unit regenerasi (reboiler/stripper), di mana pemisahan air dari TEG secara termal tidak mampu mencapai kemurnian mutlak 100%tanpa mengalami degradasi bahan kimia. Meskipun demikian, tingkat kemurnian TEG sebesar 99%tersebut sudah sangat memadai untuk menciptakan beda potensial kimia yang kuat di dalam TEG contactor, sehingga proses absorpsi uap air dari wet gas tetap dapat berlangsung secara optimal.

Tabel 2. Data Komposisi *Feed Gas* Pada TEG Contactor.

Component	Mole Fractions
Methane	0,8365
Ethane	0,0293
H_2S	0,0002
CO_2	0,0002
H_2O	0,1054
Propane	0,0096
Nitrogen	0,0021
n-butane	0,0040
i-butane	0,0108

Total	1

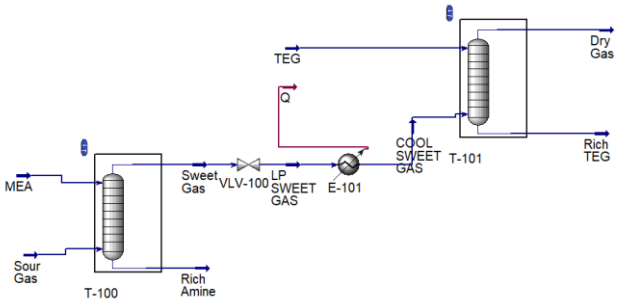
Tabel 3. Data Komposisi *Lean TEG*

Component	Mole Fractions
TEG	0,99
H_2O	0,01
Total	1

Tabel 4. Kondisi Operasi pada DHU

Kondisi Operasi	Inlet TEG	Inlet Wet Gas	Outlet Dry Gas	Outlet Rich TEG
Temperatur (^{O}C)	46	38	41,57	68,66
Pressure (Kpa)	101,3	101,3	96,26	101,3
Flow (Kg/h)	4600	1878	1664	5014

Setelah melalui proses pemurnian pada Acid Gas Removal Unit (AGRU) untuk menyisihkan pengotor gas asam (CO_2 dan H_2S), aliran gas alam dialirkan menuju *dehydration* unit untuk menurunkan kadar uap air (H_2O) yang masih terkandung di dalamnya. Gas alam basah (wet gas) berkapasitas 1900 kg/jam tersebut diumpankan ke dalam kolom absorpsi (TEG contactor / T-101). Di dalam kolom T-100, gas dikontakkan secara berlawanan arah (*counter-current*) dengan pelarut Triethylene Glycol (TEG) murni pada tekanan 1 bar dan temperatur 35°C hingga 38°C. Penghilangan uap air ini merupakan tahapan vital karena gas jenuh air dapat memicu pembentukan kristal hidrat yang berisiko menyumbat pipa transmisi secara total, memicu korosi internal, serta menimbulkan aliran dua fasa (*slug flow*) yang menurunkan efisiensi penyaluran. Pelarut TEG yang telah mengikat air (rich TEG) kemudian dialirkan ke unit regenerasi melalui reboiler pada suhu 177°C–204°C untuk dipisahkan kembali dari uap airnya. Pelarut lean TEG hasil regenerasi dengan kemurnian mencapai 99% dipompakan kembali ke kolom T-100 untuk digunakan secara berulang. Gambar 2 menampilkan skema pemodelan simulasi TEG Dehydration Unit pada Aspen HYSYS. Untuk mendukung efisiensi proses, unit ini dilengkapi komponen tambahan seperti katup ekspansi (VLV-100) untuk menurunkan tekanan operasional pelarut, serta Lean/Rich Heat Exchanger (E-101) untuk memanfaatkan panas pembuangan lean TEG sebelum diumpankan kembali ke kolom absorber.



Gambar 2. Simulasi Proses pada DHU

B. Hasil Penelitian

Rincian laju alir massal komponen gas umpan basah (*wet* gas) yang diproses pada *dehydration* unit disajikan pada Tabel 4. Total laju alir massal gas umpan yang diumpankan ke

dalam TEG contactor mencatatkan angka sebesar 1865,73 kg/jam(mendekati kapasitas rancangan 1900 kg/jam), dengan porsi hidrokarbon terbesar didominasi oleh metana (CH_4) yaitu mencapai 1426,02 kg/jam. Komponen hidrokarbon pendukung lainnya terdiri atas etana (93,71 kg/jam), i-butana (66,60 kg/jam), propana (45,18 kg/jam), n-butana (24,76 kg/jam), serta kandungan nitrogen sebesar 6,11 kg/jam. Sementara itu, sisa gas asam hasil penyisihan dari unit AGRU terdeteksi dalam jumlah yang sangat kecil, masing-masing senilai 0,78 kg/jam untuk H_2Sdan 0,95 kg/jam untuk CO_2. Pengotor utama yang menjadi sasaran pemisahan pada kolom absorber ini adalah uap air (H_2O), dengan laju alir massal awal sebesar 201,70 kg/jam($\approx$ 10,8% massa). Besarnya jumlah uap air yang terikut ini berisiko memicu korosi internal serta penyumbatan akibat pembentukan hidrat gas, sehingga proses penyerapan uap air menggunakan pelarut TEG mutlak diperlukan untuk menekan laju alir H_2Okeluaran atas kolom hingga memenuhi kualifikasi pipa penyalur ($\leq$ 0,297 kg/jam).

Tabel 4. Komposisi *Wet Gas*

Component	**Mass Flows (Kg/hr)**
Methane	1426.0185
Ethane	93.7100
H_2S	0.7824
CO_2	0.9514
H_2O	201.6962
Propane	45.1783
Nitrogen	6.1145
n-butane	24.7631
i-butane	66.5954

Berdasarkan percobaan yang telah dilakukan dengan menggunaakn *software* Aspen hysys, dapat diketahui hasil absorbsi menggunakan *solvent* TEG. Komposisi perbandingan kandungan air pada *Dry gas* dengan variasi laju alir TEG ditunjukkan pada Tabel 5.

Tabel 5. Komposisi perbandingan air pada *Dry Gas*

Variasi Laju Alie TEG (Kg/h)	**Laju Alir H_2O Dry Gas (Kg/h)**	**Konsentrasi H_2O Dry Gas (ppmw)**	**Efisiensi Penyerapan Air (%)**
4500	3,5930	2154,46	98,22
4520	3,2324	1938,65	98,40
4540	2,8843	1730,23	98,57
4560	2,5463	1527,78	98,74
4580	2,2190	1331,67	98,89

4600	1,9049	1143,41	99,06
4620	1,6072	964,86	99,20
4640	1,3277	797,21	99,34
4660	1,0709	643,11	99,47
4680	0,8421	505,78	99,58
4700	0,6543	393,03	99,68
4720	0,5014	301,21	99,75
4740	0,3890	233,7	99,81
4760	0,3105	186,55	99,85
4780	0,2599	156,15	99,87
4800	0,2267	136,21	99,89

Berdasarkan hasil simulasi parametrik pada Tabel 5, terlihat tren penurunan laju alir uap air (H_2O) dan konsentrasi air pada *dry* gas seiring dengan meningkatnya laju alir sirkulasi pelarut *Triethylene Glycol* (TEG) dari 4500 kg/jam hingga 4800 kg/jam. Pada laju alir TEG awal sebesar 4500 kg/jam, laju air yang terikut pada *dry* gas masih tergolong tinggi yaitu sebesar 3,5930 kg/jam(2154,46 ppmw) dengan efisiensi penyerapan 98,22%. Peningkatan laju sirkulasi pelarut secara gradual terbukti memperluas area kontak dan meningkatkan kapasitas ikatan hidrogen pelarut terhadap uap air di dalam TEG *contactor*, sehingga menekan konsentrasi air keluaran puncak kolom secara signifikan.

Variasi laju alir TEG yang terpilih sebagai kondisi operasional optimum adalah 4780 kg/jam. Pada titik ini, laju alir air pada *dry* gas berhasil ditekan hingga 0,2599 kg/jam(setara dengan 156,15 ppmw) dengan efisiensi penyerapan air mencapai 99,87%. Nilai tersebut telah memenuhi ambang batas maksimum spesifikasi pipa penyalur komersial (*sales gas pipeline specification*) yaitu $\leq$ 0,297 kg/jam(setara $\leq$ 156 ppmwatau 7 lb H_2O/MMSCF). Peningkatan laju alir pelarut lebih lanjut menjadi 4800 kg/jamhanya memberikan penurunan kadar air yang sangat minim (menjadi 0,2267 kg/jam) dengan kenaikan efisiensi yang hampir konstan (99,89%). Oleh karena itu, penetapan laju alir TEG pada 4780 kg/jammerupakan opsi paling efisien untuk menjamin mutu kemurnian gas alam tanpa memicu gejala *over-circulation*. Dikarenakan, pada kondisi laju alir TEG 4780 Kg/jam kandungan air pada gas sudah memenuhi spesifikasi minimum sales gas, sehingga apabila menggunakan laju alir lebih dari 4780 Kg/jam tidak efektif. Dalam hal ini *over-circulation* yang dimaksud adalah kondisi TEG yang digunakan tidak sesuai dengan jumlah yang dibutuhkan.

4. SIMPULAN

Berdasarkan hasil pemodelan dan simulasi komputasional menggunakan perangkat lunak Aspen HYSYS dengan paket termodinamika *Glycol Package*, dapat disimpulkan bahwa laju alir sirkulasi pelarut *Triethylene Glycol* (TEG) berpengaruh secara signifikan terhadap efisiensi penyerapan uap air (H_2O) dari aliran gas alam basah berkapasitas 1900 kg/jam(laju uap air umpan 201,6962 kg/jam). Peningkatan laju alir sirkulasi TEG dari 4500 kg/jamhingga

4800 kg/jamsecara konstan menekan laju alir uap air yang terikut pada produk gas kering (*dry gas*) keluaran puncak kolom absorber. Kondisi operasional optimum yang terpilih diperoleh pada laju alir sirkulasi TEG sebesar 4780 kg/jam, yang mampu menekan kandungan air keluaran hingga 0,2599 kg/jam(setara dengan konsentrasi 156,15 ppmw) dan menghasilkan efisiensi penyerapan air mencapai 99,87%. Titik operasional ini secara presisi berhasil memenuhi ambang batas maksimum spesifikasi pipa penyalur komersial (*sales gas pipeline specification*) yaitu ≤ 0,297 kg/jam(≤ 156 ppmw atau 7 lb H_2O/MMSCF). Penambahan laju alir pelarut melampaui 4780 kg/jam tidak lagi memberikan peningkatan efisiensi yang signifikan, sehingga penetapan nilai sirkulasi ini merupakan batas operasional paling efektif untuk menjaga kualifikasi pemurnian gas alam sekaligus menghindari potensi over-circulation pada kolom TEG *contactor*.

5. DAFTAR PUSTAKA

[1] Kidnay, A. J., Parrish, W. R., & McCartney, D. G. (2019). Fundamentals of Natural Gas Processing (3rd ed.). CRC Press.
[2] Abdel-Aal, H. K., Aggour, M., & Fahim, M. A. (2016). *Petroleum and Natural Gas Processing* (2nd ed.). CRC Press.
[3] Kohl, A. L., & Nielsen, R. B. (1997). Gas Purification (5th ed.). Gulf Publishing Company.
[4] Bahadori, A. (2014). *Natural Gas Processing: Technology and Engineering Design*. Gulf Professional Publishing.
[5] Mokhatab, S., Poe, W. A., & Mak, J. Y. (2019). Handbook of Natural Gas Transmission and Processing (4th ed.). Gulf Professional Publishing.
[6] Campbell, J. M. (2014). Gas Conditioning and Processing, Vol. 2: The Equipment Modules (9th ed.). Campbell Petroleum Series.
[7] Netusil, M., & Ditl, P. (2012). Natural gas dehydration by Triethylene Glycol (TEG). Detailed Simulation and Optimization, Chemical Engineering Transactions, 29, 1381–1386.
[8] Chebbi, R., Qasim, M., & Al-Mulla, A. (2019). Simulation and optimization of triethylene glycol gas dehydration unit. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 41(18), 2210–2222.
[9] Anyadiegwu, C. I., Kerunwa, A., & Odo, J. (2014). Thermochemical dehydration of natural gas using Triethylene Glycol (TEG). *International Journal of Engineering and Technology*, 4(3), 150–157.
[10] Aspen Technology, Inc. (2021). *Aspen HYSYS Unit Operations Guide: Glycol Dehydration Package*. AspenTech Documentation.