

Analisis Terjadinya *Liquid Condensate* Pada *Plant CO₂ Removal* dan *DHU System* SP Karangbaru Kapasitas 5 MMSCFD

Rikky Andreanto^{1*}, Luqman Buchori^{1,2}, Widayat Widayat^{1,2}

¹Program Studi Program Profesi Insinyur Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro,

²Departemen Teknik Kimia Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro,
Jl. Prof. Soedarto, SH, Tembalang, Semarang, Indonesia 50275

*)Corresponding author: rikkyandreanto30@gmail.com

(Received: March 7, 2026; Accepted: April 13, 2026)

Abstract

Analysis of Liquid Condensate Occurrence in the CO₂ Removal Plant and DHU System of SP Karangbaru with a Capacity of 5 MMSCFD. This study aims to analyze the main causes of liquid condensate or crude oil formation in the CO₂ Removal and Dehydration Unit (DHU) system at SP Karangbaru with a capacity of 5 MMSCFD. The phenomenon of hydrocarbon condensation was found to cause operational disturbances such as fouling, carry-over and decreased gas drying efficiency. The research method uses a descriptive-quantitative analysis approach based on process simulation and thermodynamic evaluation with Aspen HYSYS software, using the Peng–Robinson Equation of State (PR-EOS) model. Field data includes pressure, temperature, flow rate, and gas composition to verify the phase equilibrium model (phase envelope). The results show that the hydrocarbon dew point limit occurs at a pressure of 95 psig and a temperature of 123°F, while the actual operating conditions (82 psig, 108°F) are in the gas-liquid two-phase zone. The main causes of liquid condensate formation are a combination of low pressure and temperature, suboptimal TEG regeneration efficiency, and heavy hydrocarbon content (C₅⁺≈2.8 mol%). The proposed technical recommendations include pressure control of ≥95 psig, operating temperature ≥120°F, optimization of TEG regeneration, and installation of a real-time dew point monitoring system to prevent recurrent condensation.

Keywords: CO₂ removal, DHU system, liquid condensate, phase envelope, TEG regeneration

Abstrak

Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis penyebab utama terbentuknya *liquid condensate* atau *crude oil* pada sistem CO₂ Removal dan Dehydration Unit (DHU) di SP Karangbaru berkapasitas 5 MMSCFD. Fenomena kondensasi hidrokarbon ditemukan menyebabkan gangguan operasi seperti *fouling*, *carry-over* dan penurunan efisiensi pengeringan gas. Metode penelitian menggunakan pendekatan analisis deskriptif-kuantitatif berbasis simulasi proses dan evaluasi termodinamika dengan perangkat lunak Aspen HYSYS, menggunakan model Peng–Robinson Equation of State (PR-EOS). Data lapangan mencakup tekanan, suhu, laju alir, serta komposisi gas untuk memverifikasi model kesetimbangan fasa (*phase envelope*). Hasil penelitian menunjukkan bahwa batas *dew point* hidrokarbon terjadi pada tekanan 95 psig dan suhu 123°F, sementara kondisi operasi aktual (82 psig, 108°F) telah berada dalam zona dua fasa gas-cair. Penyebab utama terbentuknya *liquid condensate* adalah kombinasi antara tekanan dan suhu yang rendah, efisiensi regenerasi TEG yang tidak optimal, serta kandungan hidrokarbon berat (C₅⁺≈2,8 mol%). Rekomendasi teknis yang diusulkan meliputi pengendalian tekanan ≥95 psig, suhu operasi ≥120°F, optimasi regenerasi TEG, serta pemasangan sistem pemantauan *dew point* secara *real-time* untuk mencegah terjadinya kondensasi berulang.

Kata kunci: *CO₂ removal, DHU system, liquid condensate, phase envelope, TEG regeneration*

How to Cite This Article: Andreanto, R., Buchori, L., & Widayat, W. (2026). Analisis Terjadinya Liquid Condensate Pada Plant CO₂ Removal dan DHU System SP Karangbaru Kapasitas 5 MMSCFD. *JPII*, 4(2), 153-158. DOI: <https://doi.org/10.14710/jpii.2026.32311>

PENDAHULUAN

Gas alam merupakan sumber energi utama di Indonesia yang berperan penting dalam memenuhi kebutuhan energi nasional sekaligus mendukung transisi menuju energi bersih. Sebelum didistribusikan, gas harus melalui proses pemurnian agar memenuhi spesifikasi teknis yang aman dan ekonomis, khususnya melalui tahapan penghilangan karbon dioksida (*CO₂ removal*) dan pengeringan gas (*dehydration/DHU system*). Kadar CO₂ yang tinggi dapat menimbulkan korosi, menurunkan nilai kalor, serta menimbulkan masalah operasional dan lingkungan (Shingan *et al.*, 2024). Selain itu, proses CO₂ removal dan DHU juga berfungsi menjaga kestabilan termodinamik dan aliran fase gas, karena pada kondisi tekanan dan temperatur tertentu dapat terjadi kondensasi hidrokarbon (*liquid condensate*).

Di instalasi seperti SP Karangbaru dengan kapasitas 5 MMSCFD, gas yang dihasilkan harus memenuhi spesifikasi ketat yaitu kadar CO₂ <5 %mol dan <5 ppm serta kandungan air (H₂O) <7 lb per MMSCF (standar *plant*). Untuk mencapai kondisi ini, dilakukan proses CO₂ removal dan dehydration (DHU system). Kedua proses ini tidak hanya menjaga kualitas gas, tetapi juga memitigasi risiko terbentuknya *liquid condensate* atau *crude oil* akibat pendinginan gas di bawah titik embun hidrokarbon, yang dapat menimbulkan permasalahan aliran dua fase, penurunan efisiensi, serta kerusakan peralatan (El Maghraby *et al.*, 2022).

Proses CO₂ removal dalam pengolahan gas proses CO₂ removal pada pengolahan gas umumnya menggunakan larutan amina untuk menyerap gas asam seperti CO₂ dan H₂S, dengan N-methyldiethanolamine (MDEA) menjadi pilihan utama karena stabilitas termalnya tinggi, kapasitas penyerapan baik dan kebutuhan energi regenerasi rendah dibandingkan amina primer seperti MEA (Moioli & Pellegrini, 2024). Di proyek SP Karangbaru, digunakan OASE Purple (BASF) berbasis MDEA. Proses absorpsi berlangsung di menara absorber dan larutan amina jenuh (*rich amine*) diregenerasi di *stripper* menjadi *lean amine* untuk digunakan kembali (Smahi *et al.*, 2023). Setelah CO₂ dihilangkan, gas dialirkan ke unit dehydration (DHU) guna menurunkan kadar air menggunakan metode absorpsi dengan *triethylene glycol* (TEG), yang bekerja melalui kontak *countercurrent* antara gas dan TEG di kolom absorber (Chebbi *et al.*, 2019). *Rich* TEG kemudian dipanaskan dan diregenerasi menjadi *lean* TEG agar dapat digunakan kembali, dengan keunggulan berupa kemampuan penyerapan air yang tinggi,

regenerabilitas dan kestabilan operasional (Rubaiee, 2023).

Kombinasi sistem CO₂ removal dan DHU menghasilkan gas dengan kemurnian tinggi yang memenuhi spesifikasi target serta menjaga kestabilan aliran *downstream* dengan meminimalkan risiko *hydrate* dan korosi. Namun, variasi tekanan, temperatur, atau komposisi gas dapat membuat sistem melewati titik keseimbangan fase hidrokarbon sehingga sebagian komponen berat (C₅⁺, C₆⁺ dan seterusnya) mengembun menjadi *liquid condensate* atau *crude oil* parsial (Aytaş & Akkaya, 2023; Chebbi *et al.*, 2019; Yusupandi *et al.*, 2023).

SP Karangbaru merupakan salah satu fasilitas pengolahan gas dengan kapasitas 5 MMSCFD, yang berfungsi untuk menurunkan kadar karbon dioksida (CO₂) dari gas alam sebelum dialirkan ke sistem distribusi. Berdasarkan data simulasi CO₂ removal package, tekanan operasi unit ini berkisar 100 psig dengan suhu sekitar 135°F, sedangkan kandungan CO₂ pada gas umpan mencapai 24,90%mol, disertai kadar air sebesar 484 lb/MMscf dan H₂S sekitar 21,09 ppm. Kondisi tersebut menunjukkan bahwa gas memiliki kadar komponen asam dan uap air yang tinggi, sehingga risiko terbentuknya kondensat hidrokarbon di area bertekanan rendah cukup besar (Farooqi *et al.*, 2024).

Tabel 1. Data operasi sistem CO₂ removal pada SP Karangbaru (Kapasitas 5 MMSCFD)

Parameter	Satuan	Nilai
Kapasitas Plant	MMSCFD	5
Tekanan Operasi	psig	100
Suhu Operasi	°F	135
Kandungan CO ₂	%mol	24,90
Kadar Air	lb/MMscf	484
Kandungan H ₂ S	ppm	21,09
Risiko Kondensat	—	Tinggi

Fenomena terbentuknya *liquid condensate* telah diamati pada area CO₂ removal unit dan dehydration unit (DHU), khususnya di bagian *separator existing*, *compressor gas*, serta *downstream filter*. Kondensasi ini diduga terjadi akibat penurunan temperatur lokal di bawah titik embun hidrokarbon dan adanya interaksi antara gas asam dengan sisa cairan MDEA dan TEG yang belum sepenuhnya terpisah (Al Khoury *et al.*, 2022). Akibatnya, terbentuk lapisan cairan kental berwarna kecoklatan yang menyerupai *crude oil* pada dasar *vessel* maupun jalur pipa.

Akumulasi kondensat dapat menyebabkan berbagai gangguan operasional, seperti penurunan performa DHU akibat terbentuknya lapisan cair pada *bed* adsorben, fluktuasi tekanan *outlet* gas, serta korosi internal dan *fouling* pada pipa, *heat exchanger* dan *valve* akibat interaksi antara kondensat, CO₂ dan air. Baghooee et al. (2021) menunjukkan bahwa kombinasi air dan gas asam pada tekanan sedang dapat mempercepat laju korosi hingga 40% dibandingkan kondisi kering.

Fenomena terbentuknya *liquid condensate* di unit CO₂ removal dan DHU pada SP Karangbaru tidak hanya disebabkan oleh kondisi termodinamika gas, tetapi juga dipengaruhi oleh kinerja peralatan proses. Salah satu penyebab utamanya adalah ketidakmampuan *separator* menahan cairan secara optimal akibat sistem *level control valve* yang tidak bekerja maksimal, sehingga sebagian *liquid* ikut terbawa ke aliran gas. Kondisi ini diperparah oleh tekanan operasi *compressor* yang belum mencapai target 100 psig, yang menyebabkan ketidakseimbangan tekanan pada sistem dan mendorong terjadinya kondensasi dini di jalur gas. Untuk mengatasi hal tersebut, diperlukan perbaikan *compressor* agar mampu mencapai tekanan optimal serta penambahan *pressure control valve* setelah *compressor* sebelum masuk ke unit CO₂ removal.

Hingga saat ini, terdapat kekosongan studi khusus yang memadai dalam literatur Indonesia mengenai mekanisme terbentuknya *liquid condensate* di unit CO₂ removal dan sistem DHU pada skala kecil-menengah (≤ 5 MMSCFD), terutama bila gasnya memiliki karakteristik *high*-CO₂ dan kandungan hidrokarbon berat yang signifikan. Studi lainnya, seperti *Analysis of Gas Sweetening Unit for Natural Gas Using Membrane and a MDEA Technology* (Adhiatama & Slamet, 2023), meskipun membahas CO₂ removal, kurang membahas fenomena kondensat karena fokus lebih ke pengurangan kadar CO₂ dengan membran dan absorpsi. Karena gas di SP Karangbaru menunjukkan karakteristik *high*-CO₂ dan *high water/hydrocarbon content* berdasarkan data simulasi dan *sampling* (CO₂ $\geq$ ~25%mol, air sangat tinggi), sehingga penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi penyebab utama terbentuknya kondensat, menentukan kondisi tekanan-temperatur kritis di mana fase cair muncul, dan merancang rekomendasi teknis agar fenomena ini bisa dicegah atau diminimalkan secara sistematis.

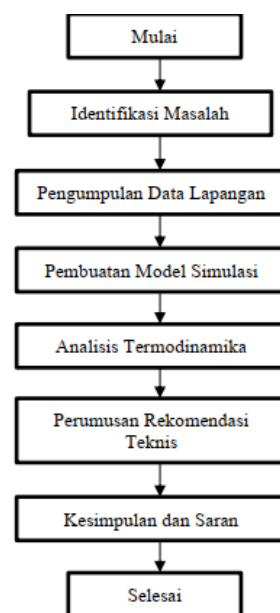
METODE PENELITIAN

Penelitian ini menggunakan pendekatan analisis deskriptif-kuantitatif berbasis simulasi proses dan evaluasi termodinamika untuk memahami mekanisme terbentuknya *liquid condensate* pada sistem CO₂ removal dan DHU (*Dehydration Unit*) di SP Karangbaru dengan kapasitas 5 MMSCFD. Analisis dilakukan dengan mengintegrasikan data hasil simulasi proses, hasil pengukuran lapangan (*sampling gas*), serta perhitungan

kondisi kesetimbangan fase menggunakan Aspen HYSYS (Farooqi et al., 2024).

Langkah awal penelitian meliputi pengumpulan data operasi aktual meliputi tekanan, suhu, laju alir, komposisi gas (CO₂, H₂S, hidrokarbon ringan-berat), serta kadar air dari hasil *sampling* gas di *inlet* dan *outlet* unit CO₂ removal. Selanjutnya dilakukan validasi model simulasi berdasarkan data operasi aktual untuk memastikan bahwa hasil perhitungan termodinamika merepresentasikan kondisi nyata sistem (Yusupandi et al., 2023).

Tahap berikutnya adalah analisis kondisi kesetimbangan fase (*phase envelope*) untuk mengidentifikasi kondisi kritis tekanan-temperatur di mana fase cair mulai terbentuk. Analisis ini digunakan untuk menentukan zona risiko kondensasi di sepanjang jalur proses, baik pada unit CO₂ removal maupun DHU *system*. Setelah itu dilakukan evaluasi sensitivitas parameter operasi, seperti tekanan absorber, suhu gas *inlet* dan kadar air, terhadap potensi terbentuknya kondensat.



Gambar 1. Diagram alir penelitian

HASIL DAN PEMBAHASAN

Kondisi Operasi Aktual

Berdasarkan data operasi harian sistem CO₂ removal dan *dehydration* unit (DHU) di SP Karangbaru pada periode 23-29 September 2024, ditemukan adanya deviasi antara kondisi aktual dan spesifikasi desain. Hasil pengamatan ditunjukkan pada Tabel 2 berikut.

Tabel 2. Perbandingan kondisi operasi aktual terhadap desain

Parameter	Nilai Aktual	Nilai Desain	Deviasi
Tekanan Inlet	75–93 psig	100 psig	-10–25%
Suhu Gas Inlet	100–115°F	135°F	-15–25°F
Laju Alir Gas	1,1–1,8 MMscfd	1,9–4,1 MMscfd	Di bawah minimum
Kadar (H ₂ O)	15–43 lb/MMscf	<7 lb/MMscf	200–500% lebih tinggi
Suhu Reboiler	370–400°F	390–400°F	Fluktuatif
Tekanan TEG Contactor	75–85 psig	>90 psig	Rendah

Data tersebut menunjukkan bahwa sistem beroperasi di bawah tekanan dan suhu desain, serta belum mencapai efisiensi penghilangan air yang diharapkan. Kondisi ini mengindikasikan adanya ketidakseimbangan antara kapasitas pengeringan gas oleh *Triethylene Glycol* (TEG) dan kondisi termodinamika aktual pada jalur gas.

Secara termodinamika, tekanan total yang lebih rendah menyebabkan penurunan tekanan parsial uap air di dalam gas, sehingga kemampuan TEG untuk menyerap uap air berkurang secara signifikan (Chebbi *et al.*, 2019). Suhu gas yang lebih dingin dari spesifikasi desain juga mendorong terbentuknya kondisi *over-cooling* di *lean/rich heat exchanger*, yang selanjutnya meningkatkan risiko *flashing* maupun *mist carry-over* hidrokarbon berat (Zhang *et al.*, 2020). Akibatnya, sebagian fraksi hidrokarbon berat (C₅⁺) dalam aliran gas berpotensi mengalami kondensasi parsial ketika suhu gas turun di bawah titik embun hidrokarbonnya (El Maghraby *et al.*, 2022).

Kadar air produk yang tinggi (15–43 lb/MMscf) membuktikan bahwa regenerasi TEG belum optimal. Hal ini sesuai dengan hasil penelitian bahwa inefisiensi regenerasi TEG meningkatkan kadar air pada gas yang keluar dan memperbesar risiko pembentukan cairan dalam sistem (Obonukut, 2022). Analisis lapangan menunjukkan bahwa aliran *stripping gas* di *reboiler* tidak cukup panas karena pembakaran *coil burner* yang belum optimal, sehingga *heat transfer coefficient* (h) tercatat hanya sekitar 60 W/m²K, jauh di bawah desain 180 W/m²K. Akibatnya, beberapa uap air tetap terlarut dalam *lean* TEG, sehingga efektivitas pengeringan gas menurun.

Fluktuasi tekanan gas *inlet* sebesar ±10 psig yang terjadi secara periodik menyebabkan ketidakstabilan pada kolom absorber. Tekanan yang turun mendadak mendorong gas keluar dari batas kesetimbangan fasa (*dew point curve*), sehingga terjadi transisi gas-cair mendadak dan terbentuk *liquid condensate* (Zhang *et al.*,

2020). Dengan kata lain, operasi aktual sistem DHU berjalan di dalam zona metastabil dua fasa, gas dan cairan hidrokarbon berat dapat muncul bersamaan.

Analisis Termodinamika dan Kondisi Kritis

Simulasi dilakukan menggunakan Aspen HYSYS dengan model *Peng–Robinson Equation of State* (PR-EOS), yang akurat untuk sistem gas alam dengan kandungan hidrokarbon berat dan CO₂ pada tekanan menengah (70–100 psig). Berdasarkan hasil uji laboratorium gas *outlet* DHU Plant SP Karangbaru (20 September 2024), diperoleh bahwa gas mengandung 2,8 mol% hidrokarbon berat (C₅⁺), sementara komponen utama gas terdiri dari CH₄ (65,94%), CO₂ (12,81%) dan C₂H₆ (11,62%). Kandungan fraksi berat ini menunjukkan bahwa sebagian komponen hidrokarbon memiliki tekanan uap jenuh rendah dan mudah mengembun pada kondisi tekanan menengah (Zhang *et al.*, 2020).

Hasil simulasi *phase envelope* menunjukkan bahwa batas *dew point* hidrokarbon terjadi pada tekanan 95 psig dan suhu 123°F, sementara titik awal kondensasi (*onset of condensation*) dimulai pada 90 psig dan 117°F. Kondisi operasi aktual lapangan (80–85 psig dan 100–110°F) berada di dalam zona dua fasa gas-cair, sebagaimana dirangkum pada Tabel 3.

Tabel 3. Hasil simulasi *phase envelope* dan kondisi operasi

Kondisi	Tekanan (psig)	Suhu (°F)	Fraksi Cair (mol%)	Status Fasa
<i>Dew Point</i>	95	123	00,00	Gas murni
<i>Onset Condensation</i>	90	117	00,05	Awal terbentuk cairan
Operasi Aktual	82	108	00,20	Dua fasa (gas + cair)
Desain	100	135	00,00	Gas tunggal

Dari hasil simulasi tersebut dapat disimpulkan bahwa penurunan tekanan operasi sebesar ±10–15 psig dari kondisi desain sudah cukup untuk melewati garis *dew point*, menyebabkan gas berat (C₅⁺ dan sebagian C₄) mengembun menjadi cairan. Kondisi ini diperparah dengan suhu gas yang turun hingga 100°F akibat ketidakstabilan panas pada reboiler dan *lean* TEG *exchanger*.

Hasil simulasi *enthalpy balance* menunjukkan bahwa proses kondensasi melepaskan panas laten sekitar 8 BTU/mol, menyebabkan efek pendinginan lokal (*auto-condensation*) yang menurunkan suhu gas lebih lanjut sebesar 3–4°F. Akibatnya, proses kondensasi bersifat berantai: begitu fase cair terbentuk, suhu gas semakin turun dan volume kondensat meningkat.

Secara termodinamika, fenomena ini mengindikasikan bahwa operasi sistem CO₂ removal dan DHU saat ini berada di dalam zona metastabil dua fasa. Dalam kondisi tersebut, sistem tidak dapat lagi mempertahankan fasa gas murni, sehingga sebagian hidrokarbon berat akan selalu mengembun apabila tekanan turun di bawah 90 psig atau suhu turun di bawah 115°F.

Penyebab Utama Terbentuknya Kondensat

Hasil pengamatan lapangan dan simulasi termodinamika menunjukkan bahwa terbentuknya *liquid condensate* pada sistem CO₂ removal dan *dehydration* unit (DHU) di SP Karangbaru disebabkan oleh kombinasi faktor operasi dan kondisi termodinamika gas yang melampaui batas keseimbangan fasa. Secara umum, penyebab utama fenomena ini yaitu: (1) deviasi tekanan dan suhu operasi, (2) ketidaksempurnaan proses regenerasi TEG, dan (3) karakteristik gas umpan dengan kandungan hidrokarbon berat.

Penurunan tekanan operasi di bawah 90 psig dan suhu yang tidak stabil (100–110°F) menyebabkan kondisi aktual sistem melintasi garis *dew point* hidrokarbon, sebagaimana hasil simulasi *phase envelope*. Kondisi ini memicu pengembunan komponen berat seperti C₅ dan C₆⁺, yang memiliki tekanan uap jenuh rendah dan cenderung membentuk fasa cair ketika tekanan total turun. Fluktuasi tekanan akibat kinerja kompresor yang tidak stabil memperburuk fenomena ini, karena tekanan turun mendadak akan mendorong sistem gas keluar dari zona stabil menuju wilayah dua fasa (*two-phase region*) (Mirfasihi et al., 2024).

Temperatur *reboiler* yang berfluktuasi di bawah 390°F menyebabkan sebagian uap air tetap terlarut dalam *lean* TEG, sehingga gas yang keluar dari kolom absorber masih mengandung kadar air tinggi (15–43 lb/MMscf). Uap air ini berinteraksi dengan CO₂ dan hidrokarbon berat, membentuk emulsi cair yang mempercepat terbentuknya *liquid condensate* di jalur *outlet* DHU. Selain itu, *stripping gas* yang tidak cukup panas menurunkan efisiensi regenerasi dan memperkecil margin termal antara suhu operasi dan *dew point* gas (Chebbi et al., 2019).

Komposisi gas yang mengandung 2,8 mol% hidrokarbon berat (C₅⁺) secara intrinsik meningkatkan kecenderungan terbentuknya fasa cair pada tekanan menengah. Keberadaan fraksi berat ini membuat sistem sangat sensitif terhadap fluktuasi kecil tekanan atau suhu, sehingga meskipun penurunan tekanan hanya 10 psig, sebagian hidrokarbon berat sudah mengembun. Kondisi tersebut menimbulkan dampak operasional berupa *carryover* cairan pada separator, *fouling* pada *heat exchanger*, serta penurunan efisiensi adsorpsi air pada TEG *contactor* (El Maghraby et al., 2022).

Rekomendasi Teknis Pencegahan

Hasil analisis menunjukkan bahwa sistem akan tetap berada dalam fasa tunggal gas jika operasi dijaga pada $P \geq 95$ psig dan $T \geq 120^\circ\text{F}$. Oleh karena itu, langkah teknis yang direkomendasikan meliputi:

1. Stabilisasi tekanan operasi pada jalur *downstream compressor* harus dijaga di atas 95 psig untuk memastikan gas tetap berada di atas batas *dew point*. Pemasangan *Pressure Control Valve* (PCV) otomatis dengan *feedback loop* ke unit kontrol dapat mengurangi fluktuasi tekanan ± 5 psig yang selama ini memicu kondensasi mendadak. Pengaturan ini juga akan meningkatkan kestabilan aliran gas ke unit DHU, sehingga memperbaiki kinerja absorpsi dan mencegah *carryover* cairan.
2. Peningkatan temperatur proses untuk memperlebar jarak aman terhadap garis *dew point*. Hasil simulasi menunjukkan bahwa pada suhu $\geq 120^\circ\text{F}$ dan tekanan ≥ 95 psig, sistem sepenuhnya berada dalam zona gas tunggal. Oleh karena itu, temperatur *reboiler* TEG harus dijaga antara 395–400°F untuk menjamin regenerasi sempurna, sementara suhu gas *inlet* absorber dijaga minimal 115–120°F. Kalibrasi ulang sensor temperatur di *reboiler* dan TEG *surge drum* juga diperlukan agar sistem kontrol tidak mengalami kesalahan baca yang menyebabkan pendinginan berlebih (*overcooling*).
3. Peningkatan efisiensi regenerasi TEG melalui optimasi sistem *stripping gas*. Perubahan desain *orifice* pada jalur *burner coil* agar aliran masuk bersifat turbulen akan meningkatkan koefisien perpindahan panas dan efisiensi pengeringan hingga 15–20%. Dengan demikian, kadar air gas dapat diturunkan mendekati target desain < 7 lb/MMscf.
4. *Monitoring* titik embun (*dew point*) secara *real-time* menggunakan sensor *online* berbasis *chilled mirror dew point analyzer*. Sistem ini dapat memberikan peringatan dini jika kondisi operasi mendekati batas kondensasi, sehingga operator dapat melakukan penyesuaian tekanan atau suhu sebelum terbentuk kondensat dalam jumlah signifikan.
5. Rekalibrasi *level control valve* pada separator agar waktu respon lebih cepat (< 1 detik) untuk mencegah *carryover* cairan ke jalur gas. Jika memungkinkan, *vane mist eliminator* atau *demister pad* dapat ditambahkan untuk meningkatkan efisiensi pemisahan gas-cair hingga 99,8%.

KESIMPULAN

Dari hasil analisis yang dilakukan, dapat disimpulkan bahwa kondisi operasi aktual pada sistem CO₂ removal dan DHU di SP Karangbaru berada di

bawah spesifikasi desain. Tekanan operasi yang hanya mencapai 75–93 psig dan suhu berkisar antara 100–115°F menyebabkan efisiensi proses pengeringan gas menurun secara signifikan. Kondisi ini berkontribusi terhadap peningkatan risiko terbentuknya kondensat di dalam sistem, yang pada akhirnya dapat mengganggu kestabilan operasi serta menurunkan kualitas gas hasil pemurnian.

Proses regenerasi TEG (*Triethylene Glycol*) yang tidak stabil turut menjadi faktor utama penurunan performa unit. Suhu gas yang terlalu rendah membuat kemampuan TEG dalam menyerap uap air menjadi tidak optimal, sehingga kadar kelembapan gas tidak dapat dikendalikan dengan baik. Ketidaksesuaian antara kondisi aktual dan desain ini menunjukkan perlunya evaluasi dan perbaikan pada sistem kontrol tekanan, suhu, serta efisiensi regenerasi TEG agar kinerja unit CO₂ removal dan DHU dapat kembali optimal sesuai standar desainnya.

DAFTAR PUSTAKA

- Al Khoury, J., Nemer, M., & Bouallou, C. (2022). A Comparative Study of Biomethane Liquefaction Processes. *Chemical Engineering Transactions*, 94, 757-762.
- Aytaş, E. N., & Akkaya, A. V. (2023). Examination of Condensation Liquid Formation in Istanbul Natural Gas Distribution Network. *Separations*, 10(2), 135.
- Baghooee, H., Montel, F., Galliero, G., Yan, W., & Shapiro, A. (2021). A new approach to thermal segregation in petroleum reservoirs: Algorithm and case studies. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 201, 108367.
- Bassey, P., Johnson, G., & Obonukut, M. (2022). Simulation and optimization of a natural gas dehydration plant with triethylene glycol. *London J. Eng. Res*, 22, 61-74.
- Chebbi, R., Qasim, M., & Jabbar, N. A. (2019). Optimization of triethylene glycol dehydration of natural gas. *Energy Reports*, 5, 723-732.
- El Maghraby, M. A., El Moniem, N. A., & Abdelghany, A. (2022). Controlling hydrocarbon dew point and water dew point of natural gas using Aspen HYSYS. *Journal of Engineering and Applied Science*, 69(1), 66.
- Farooqi, A. S., Ramli, R. M., Lock, S. S. M., Farooqi, A. S., Shahid, M. Z., Wajahat ul Hasnain, S. M., ... & Abdullah, B. (2024). Removal of Carbon Dioxide and Hydrogen Sulfide from Natural Gas Using a Hybrid Solvent of Monoethanolamine and N-Methyl 2-Pyrrolidone. *ACS omega*, 9(24), 25704-25714.
- Mirfasihi, S. S., Jomekian, A., & Bazooyar, B. (2024). Modeling and simulation of hydrocarbon dew point adjustment of natural gas via supersonic separators. In *Advances Natural Gas: Formation, Processing, and Applications. Volume 8: Natural Gas Process Modelling and Simulation* (pp. 279-310). Elsevier.
- Moioli, S., & Pellegrini, L. A. (2024). CO₂ Removal in Hydrogen Production Plants. *Energies*, 17(13), 3089.
- Rubaice, S. (2023). High sour natural gas dehydration treatment through low temperature technique: Process simulation, modeling and optimization. *Chemosphere*, 320, 138076.
- Shingan, B., Timung, S., Jain, S., & Singh, V. P. (2024). Technological horizons in natural gas processing: A comprehensive review of recent developments. *Separation Science and Technology*, 59(10-14), 1216-1240.
- Smahi, A., Authier, O., Kanniche, M., Grandjean, L., & Bouallou, C. (2023). Thermodynamic analysis of CO₂ absorption in aqueous MDEA-PZ solution using ELECNRTL and ENRTL-RK models. *Chemical Engineering Transactions*, 103, 631-636.
- Yusupandi, F., Widiatmoko, P., Sukmana, I. F., Fitri, H. R., Eviani, M., & Devianto, H. (2023). Heavy hydrocarbon recovery with integration of turboexpander and JT valve from highly CO₂-containing natural gas for gas transmission pipeline.
- Zhang, P., Zhou, L., Zeng, W., Xiong, G., Huang, H., Cai, L., ... & Qu, S. (2020). Hydrocarbon dew point measurement and model evaluation of synthetic and real natural gases. *ACS omega*, 5(15), 8463.