



## ARTIKEL PENELITIAN

## Efisiensi energi dan evaluasi keselamatan pada modifikasi penggantian katalis unit *Desulfurizer* di PT. Kaltim Methanol Industri (KMI), Bontang, Indonesia

Dwi Agus Dermawan<sup>1</sup>, Reno Imam Arthapersada<sup>1</sup>, Muhammad Kurniawan Adiputra<sup>1</sup>, Indra P. Hakim<sup>1</sup>, Imam Karfendi Putro<sup>2</sup>, Rochim B. Cahyono<sup>1,\*</sup>

<sup>1</sup>PT. Kaltim Methanol Industri (KMI). Wisma KIE Lt.1, Jl. Paku Aji, Kawasan Industri Pupuk Kaltim, Bontang 75313, Kalimantan Timur, Indonesia

<sup>2</sup>Departemen Teknik Kimia, Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada. Jl Grafika No. 2 Kampus UGM, Yogyakarta 55281, Indonesia

Disubmit 30 Agustus 2021; direvisi 9 Oktober 2021; diterima 11 Oktober 2021



**OBJECTIVES** The study aims to produce final chemicals such as formaldehyde, acetate acid, dimethyl ether (DME), and methyl tertiary butyl ether (MTBE). PT. KMI produces methanol based on natural gas through steam reforming process. **METHODS** The engineer found the 3 in 1 catalyst which success to preclude the sulphur trace element in the one vessel of O10-D01 unit. Based on the logbook data from plant operation such as pressure drop, flowrate, temperature and gas composition, we performed the evaluation to minimize the energy consumption and safety level of those modification. **RESULTS** The replacement using new catalyst (3 in 1) on the O10-D01 unit allowed the system to operate the Co-Mo vessel (O10-D03) with empty condition that could reduce pressure drop within the system. Based on the pressure drop reduction, the consumption of steam for running the NG compressor decreased and we obtained the energy saving around 379 kg of steam/hour, which was equal to 40913 USD/year or 8545 MMBtu/year. In order to ensure the safety of this modification, the evaluation of fire and deflagration-detonation potential was done using triangle diagram. Based on the availability of oxygen, flammable region and auto ignition temperature, the modification of O10-D01 unit which cause the empty operation of O10-D03 unit was safe from fire and explosion hazard. **CONCLUSIONS** The process modification through catalyst replacement could increase energy efficiency and natural resources saving for real action of sustainable develop-

ment in the industrial sector.

**KEYWORDS** Co-Mo catalyst; compression energy; desulfurizer unit; pressure drop

**TUJUAN** Penelitian ini bertujuan untuk mendapatkan produk yang berkualitas dan proses produksi yang efisien, dibutuhkan metana yang terbebas dari pengotor sulfur. **METODE** Penggantian katalis 3 in 1 mampu menghilangkan sulfur dalam satu tangki *fixed bed* (O10-D01). Berdasarkan data dari *logbook* operasi pabrik berupa *pressure drop*, *flowrate*, suhu, dan komposisi dilakukan evaluasi penghematan energi dan keselamatan dari modifikasi ini. **HASIL** Penggantian katalis baru pada tangki O10-D01 yang memungkinkan tangki Co-Mo dioperasikan dalam kondisi kosong sehingga mengurangi *pressure drop* di dalam sistem. Adanya penurunan *pressure drop* mengakibatkan konsumsi *steam* pada kompresor NG menjadi berkurang sehingga didapatkan penghematan energi sebesar 379 kg/jam yang setara dengan 40913 USD/tahun atau 8545 MMBtu/tahun. Untuk menjamin keselamatan dari modifikasi, dilakukan evaluasi terhadap potensi *deflagration-detonation* dan api menggunakan komponen segitiga api. Berdasarkan parameter keberadaan oksigen, diagram *flammability*, dan *autoignition temperature*, modifikasi yang mengoperasikan tangki O10-D03 dalam kondisi kosong, aman dari bahaya terbentuknya api dan ledakan. **KE-SIMPULAN** Dengan demikian, modifikasi penggantian katalis dan pengosongan tangki O10-D03 terkonfirmasi meningkatkan efisiensi energi dan menghemat pemakaian sumber daya alam, sehingga mendorong aplikasi nyata *sustainable development* di dunia industri.

**KATA KUNCI** Co-Mo katalis; energi kompresi; unit *desulfurizer*; *pressure drop*

### 1. PENDAHULUAN

Penjualan metanol secara global terus mengalami peningkatan hingga diprediksi akan mencapai 131 milyar USD pada tahun 2026 (Kim dan Han 2020). Hal ini tidak terlepas dari

\*Korespondensi: rochimbakti@ugm.ac.id

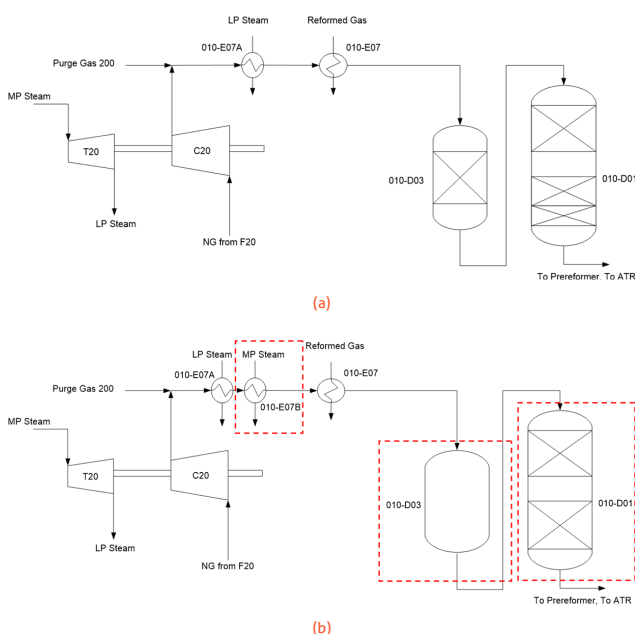
penggunaan metanol yang terus menjangkau banyak sektor. Metanol merupakan bahan kimia dasar yang dapat digunakan sebagai campuran bahan bakar internal *combustion engines* atau *power generation* dalam *fuel cells* (Hamelinck dkk. 2004). Selain itu, metanol juga dapat digunakan sebagai bahan baku antara/*intermediate chemicals* untuk memproduksi bahan kimia penting seperti *formaldehyde*, asam asetat, *dimethyl ether (DME)*, dan *methyl tertiary butyl ether (MTBE)* (Swain dkk. 2011). Secara umum, metanol diproduksi menggunakan bahan bakar fosil melalui berbagai proses seperti *steam reforming* gas alam/natural gas, *partial oxidation methane* dan gasifikasi batubara (Yadav dkk. 2020). Berbagai usaha untuk memproduksi metanol dari bahan baku terbarukan seperti biomassa, limbah industri gula dan *waste sludge* sudah banyak dilakukan namun belum menunjukkan hasil yang signifikan untuk kapasitas industri (Lythcke-Jørgensen dkk. 2017; Renó dkk. 2014; Xu dkk. 2018; AlSayed dkk. 2018).

Pada skala industri, sebagaian besar metanol diproduksi menggunakan gas alam (*natural gas*) yang meliputi beberapa tahapan yaitu *steam reforming*, *methanol synthesis*, dan *methanol purification* (Blumberg dkk. 2019; Xia 2021). Selain mengandung sebagian besar komponen metana, gas alam yang ada masih mengandung beberapa pengotor misalnya sulfur, air, nitrogen dan lainnya. Untuk mendapatkan produk yang baik dan proses produksi yang efisien dibutuhkan metana yang terbebas dari pengotor-pengotor tersebut. Oleh karena itu dibutuhkan unit *pretreatment* dari gas alam yang akan digunakan seperti *desulfurizer*.

Pada saat ini, unit *desulfurizer* PT. Kaltim Methanol Industri (KMI) terdiri dari tangki Co-Mo (O10-D03) dan *Sulphur Catchpot* (O10-D01). Gas alam yang telah disesuaikan suhu dan tekanannya, masuk ke dalam tangki Co-Mo (O10-D03) berfungsi untuk mengubah kandungan sulfur organik (RSH) menjadi sulfur anorganik ( $H_2S$ ) berupa reaktor *fixed bed* dengan katalis *Cobalt-Molybdenum (Co-Mo)* (Masoomi dkk. 2015; Kung 1992). Selanjutnya kandungan  $H_2S$  yang terkand

andung di dalam gas keluar tangki Co-Mo kemudian diadsorpsi pada alat *Sulphur Catchpot* (O10-D01) dengan menggunakan adsorben Zn dan Cu. Adanya konfigurasi dua tangki *fixed bed* tersebut untuk menghilangkan pengotor sulfur tentu akan berdampak adanya *pressure drop* yang berkorelasi dengan penyediaan energi kompresi (Chahbani dan Tondeur 2001). Untuk mendapatkan tekanan yang sesuai, PT. KMI menggunakan *medium steam pressure* sebagai penggerak dari *steam turbine*. Sebagai ilustrasi, pada tahun 2019 energi yang dikonsumsi oleh *auxiliary boiler* untuk memproduksi *steam* sekitar 2 juta GJ atau 30% dari total energi gas alam yang digunakan perusahaan.

Upaya untuk mengurangi konsumsi *steam* terus dilakukan oleh PT. KMI dengan berbagai program efisiensi energi. Sebagai *leading company* dalam produksi metanol di Indonesia, PT. KMI selalu memberikan usaha terbaik guna menghemat sumber daya alam dalam setiap operasinya. Pada Juli 2019 sulfur organik *outlet desulfurizer* (O10-D01) mulai terdeteksi yang menandakan bahwa sulfur *polisher* (Cu) pada tangki O10-D01 telah jenuh. Selain itu, katalis Co-Mo pada tangki O10-D03 telah mengalami penurunan performa dalam mengonversi sulfur organik menjadi sulfur anorganik (Lapas dkk. 2013; Hussain dan Ihm 2009). Sesuai dengan perkembangan teknologi, dilakukan penggantian katalis yang memiliki fungsi HDS,  $H_2S$  removal, dan *ultra-purification* sehingga memiliki gabungan fungsi katalis Co-Mo dan sulfur *polisher* sebelumnya. Selain proses *desulfurizer* yang lebih baik, penggantian ini juga memberikan peluang penghematan *steam* dan energi karena hanya akan menggunakan satu tangki (O10-D01) untuk mengoperasikannya. Selain isu penghematan energi, setiap modifikasi proses harus dipastikan aspek keselamatannya terutama terkait dengan bahan mudah terbakar seperti gas alam dan kondisi operasi. Oleh karena itu, penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi dampak penggantian katalis tersebut dari sudut pandang penghematan energi dan keselamatan proses. Penggunaan data dan kasus dari pabrik pada skala industri akan membuat hasil yang diperoleh menarik untuk dibahas dan memberikan peluang aplikasi pada kegiatan sejenis di industri lainnya.

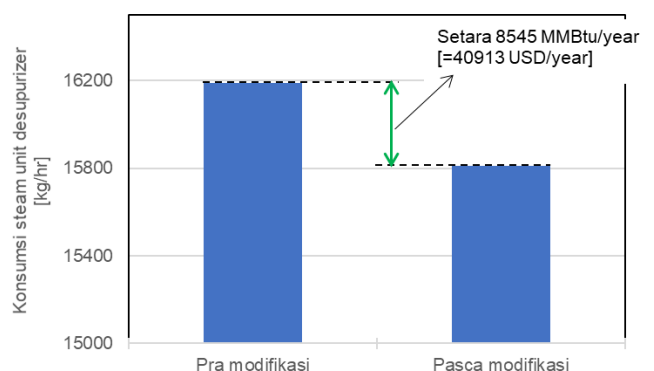


GAMBAR 1. Process flow diagram (PFD) unit *Desulfurizer* di PT. Kaltim. (a) sebelum modifikasi dan (b) setelah modifikasi.

## 2. METODE PENELITIAN

### 2.1 Deskripsi sistem dan prosedur

Evaluasi pada penelitian ini dilakukan berdasarkan data yang diambil dari sistem operasi PT. Kaltim Methanol Industri (KMI) di Bontang, Kalimantan Timur, Indonesia. Sebagai-



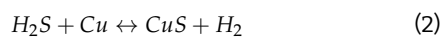
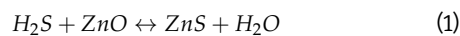
GAMBAR 2. Perubahan konsumsi *steam* aktual sebagai dampak modifikasi pengosongan tangki Co-Mo O10-D03.

**TABEL 1.** Dampak modifikasi konfigurasi katalis terhadap *pressure drop* dan konsumsi *steam* pada unit *desulfurizer*.

Parameter	<i>Pressure drop</i> – tangki 010D03 (mbar)	<i>Pressure drop</i> – tangki 010D01 (mbar)	<i>Flowrate steam</i> (Nm <sup>3</sup> /jam)	<i>Amount of steam</i> (kg/jam)
Sebelum modifikasi katalis (Pra-TA 2020)	293,26	526,79	56503,44	16189,51
Setelah modifikasi katalis (Pasca-TA 2020)	93,67	431,25	56483,51	15967,18
Selisih	199,58	95,54	19,93	222,33

mana diketahui jika skala industri melibatkan sistem yang kompleks, ada kalanya data yang digunakan mengalami fluktuasi dikarenakan penyesuaian dengan kondisi operasi dan kapasitas produksi pabrik yang ada.

Gambar 1a menunjukkan *process flow diagram* (PFD) sederhana dari unit *desulfurizer* yang digunakan untuk menghilangkan pengotor terutama sulfur pada gas alam yang akan digunakan untuk proses produksi metanol melalui *steam reforming*. Untuk melaksanakan tugas tersebut digunakan dua tangki yang dipasang seri yaitu tangki Co-Mo (010-D03) dan *Sulphur Catchpot* (010-D01). Untuk memperoleh tekanan operasi pada kedua tangki tersebut, gas alam yang ada dinaikkan tekanannya melalui kompresor (010-C20) yang digerakkan oleh turbin (010-T20) menggunakan *Medium Pressure Steam* (MP-steam). Setelah suhu operasi disesuaikan dengan menggunakan *heat exchanger* (010-E07), selanjutnya gas alam dialirkan menuju tangki Co-Mo (010-D03) untuk mengubah kandungan sulfur organik (RSH) menjadi sulfur anorganik (H<sub>2</sub>S) menggunakan *fixed bed* yang berisi katalis Co-Mo. Komponen H<sub>2</sub>S yang dihasilkan selanjutnya dihilangkan dengan adsorpsi pada tangki berikutnya yaitu *Sulphur Catchpot* (010-D01) yang berisi adsorben Zn dan Cu melalui Persamaan 1 dan 2.



Kandungan sulfur yang keluar dari alat ini diharapkan ada pada rentang 1,3-2 ppb dengan konsentrasi maksimum yang diizinkan adalah 50 ppb. Gas alam yang telah bersih dari pengotor sulfur selanjutnya dialirkan ke unit berikutnya yaitu *Pre-reformer* (010-D02) dan *Autothermal Reformer* (010-R01).

Sesuai dengan analisis laboratorium yang dilakukan, pada bulan Juli 2019 sulfur organik (H<sub>2</sub>S) mulai terdeteksi pada arus keluar tangki 010-D01. Hal ini menandakan bahwa kinerja adsorben Cu dan Zn sudah mengalami penurunan kinerja sehingga membutuhkan pergantian. Sesuai dengan perkembangan teknologi, dilakukan modifikasi menggunakan katalis Katalco 33-1 (JM 33-1) yang memiliki tiga fungsi sekaligus yaitu HDS, H<sub>2</sub>S removal, dan *ultra-purification* (3 in 1 *catalyst*). Untuk mengefektifkan *space* dan proses, ka-

talis ini mulai diinstal pada satu tangki yaitu 010-D01 periode *Turn Around* (TA) 2020. Dengan kondisi demikian maka tangki Co-Mo (010-D03) dibiarkan kosong dan hanya dilewati oleh arus gas alam saja menuju tangki 010-D01 sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 1b. Agar operasi unit *desulfurizer* lebih optimal, pada TA 2020 juga diinstal tambahan *heat exchanger* (010-07B) yang bertujuan untuk memenuhi kondisi suhu operasi pada awal *start up* yang menggunakan media pemanas berupa *Medium Pressure Steam* (MP-steam).

## 2.2 Analisis data

Untuk mengevaluasi penghematan energi dan aspek keselamatan digunakan data dari *logbook* operasi pabrik yang meliputi:

1. *Pressure drop* 010-PDI076 untuk tangki Co-Mo (010-D03),
2. *Pressure drop* 010-PDI001 untuk tangki Cu-Zn (010-D01),
3. *Flowrate steam* pada turbin 010-FI025
4. Suhu pada arus yang dilalui
5. Komposisi gas pada arus yang dilalui

Data yang digunakan diambil pada periode sebelum dan setelah TA 2020 (September 2020 – April 2021).

## 3. HASIL DAN PEMBAHASAN

### 3.1 Evaluasi penghematan energi

Modifikasi pada unit *desulfurizer* berupa pergantian katalis yang berakibat pada pengosongan tangki Co-Mo (010-D03) memberikan peluang penghematan energi kompresi yang ada. Setiap peralatan terutama *fixed bed catalyst* berkontribusi besar pada penurunan tekanan/*pressure drop* pada arus yang dialirkan melalui sistem yang ada. Penurunan tekanan ini berkorelasi langsung dengan energi kompresi yang dibutuhkan untuk mengompensasi tekanan yang dibutuhkan oleh setiap proses di masing-masing peralatan.

Tabel 1 menunjukkan tabulasi data perubahan *pressure drop* pada dua unit *desulfurizer*, Co-Mo (010-D03) dan Cu-Zn (010-D01) akibat modifikasi yang dilakukan berupa pengosongan tangki Co-Mo. Nampak jika *pressure drop* mengalami penurunan yang signifikan terutama tangki Co-Mo (010-D03) yang dibiarkan kosong. *Pressure drop* pada tangki Cu-Zn (010-D01) tidak terlalu banyak mengalami penurunan karena masih berisi katalis yang baru. Perbedaan *pressure drop*

**TABEL 2.** Pehitungan kontribusi aktual pengosongan tangki Co-Mo (010-D03).

Total penghematan steam (aktual data DCS)	=	Penghematan karena PD 010-D01 dan PD 010-D03	-	Tambahan karena PD heat exchanger 010-E07B
Penghematan karena PD 010-D01 dan PD 010-D03	=	Total penghematan steam (aktual data DCS)	+	Tambahan karena PD heat exchanger 010-E07B
	=	222 kg/jam	+	338 kg/jam
	=	560 kg/jam		

**TABEL 3.** Spesifikasi teknik sederhana *heat exchanger* (010-E07B).

Fluid allocation	Shell side	Tube side
Fluid name	Medium pressure steam	Gas alam
Total fluid quantity (kg/hari)	2,249	13,489
Temparature (in/out) (°C)	358,9/236,2	124,2/250,1
Pressure drop (mBar)	27,87	379,1

pada 010-D01 ini lebih disebabkan karena spesifikasi teknis katalis yang berbeda terutama ukuran partikel dan porositas. Terjadinya penurunan *pressure drop* ini mengakibatkan energi yang dikonsumsi oleh kompresor NG (010-C20) berkurang dan secara tidak langsung mengurangi MP *steam* yang digunakan sebagai penggerak *steam* turbin (010-T20). Pengurangan tersebut terukur pada *flowrate steam* yang terpantau pada instrumen *flowmeter* 010-FI025. Berdasarkan spesifikasi MP *steam* yang digunakan, penghematan *steam* yang dihasilkan dari penurunan *pressure drop* pada kedua tangki tersebut sebesar 222 kg/jam. Selain itu, dari modifikasi ini diperoleh data bahwa tangki Co-Mo (010-D03) berkontribusi sebanyak 68% terhadap penghematan.

Modifikasi ini mengharuskan penambahan *heat exchanger* 010-E07B yang digunakan untuk menjaga level suhu operasi pada tangki, Tabel 3 menginformasikan spesifikasi teknik sederhana dari *heat exchanger* yang digunakan untuk memanaskan gas alam yang diletakkan pada *tube side*. Penambahan *heat exchanger* ini akan menambah *pressure drop* pada unit *desulfurizer* sehingga berkorelasi pada kebutuhan *steam* untuk kompresor NG. Oleh karena itu, perlu dilakukan evaluasi menyeluruh terhadap penghematan *steam* yang dihasilkan dari hasil modifikasi untuk menentukan kontribusi aktual dari dampak pengosongan tangki Co-Mo (010-D03). Secara umum berdasarkan evaluasi internal PT. KMI bahwa penurunan *pressure drop* sebesar 350 mBar setara dengan 312 kg *steam*/jam untuk kompensasi tekanan operasi. Sebagaimana tersaji pada Tabel 3, dengan *pressure drop* 379,1 mBar maka kebutuhan *steam* yang harus ditambahkan pada *steam* turbin (010-T20) untuk menjaga tekanan arus gas

**TABEL 4.** *Flowrate* dan komposisi gas yang terdapat pada tangki 010-D03.

Komponen	Flowrate (kmol/jam)	Komposisi (%)
CO <sub>2</sub>	99,26	3,83
CO	1,66	0,06
H <sub>2</sub>	105,65	4,08
CH <sub>4</sub>	2216,13	85,50
N <sub>2</sub>	3,19	0,12
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	73,84	2,85
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	52,14	2,01
iC <sub>4</sub>	11,10	0,43
nC <sub>4</sub>	13,67	0,53
iC <sub>5</sub>	5,42	0,21
nC <sub>5</sub>	3,55	0,14
C <sub>6</sub>	6,39	0,25
Jumlah	2592	100

alam sebesar 338 kg/jam. Berdasarkan data tersebut dapat dihitung kontribusi aktual pengosongan tangki Co-Mo (010-D03) seperti ditunjukkan pada Tabel 2.

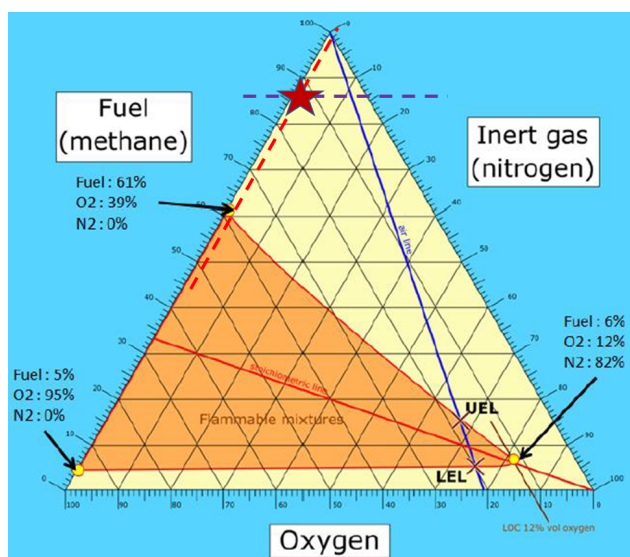
Dengan perbandingan kontribusi penurunan *pressure drop* dari tangki Co-Mo (010-D03) terhadap tangki Cu-Zn (010-D01) sebanyak 68% maka kontribusi aktual dari penghematan *steam* yang dihasilkan akibat pengosongan tangki Co-Mo sebesar 379 kg/jam.

Gambar 2 menunjukkan perubahan konsumsi *steam* aktual yang disebabkan modifikasi pengosongan tangki Co-Mo 010-D03 yang menurun sebesar 379 kg/jam. Dengan memperhatikan durasi TA dan waktu operasi selama 315 hari/tahun maka penghematan *steam* tersebut setara dengan 8545 MMBtu/tahun. Dengan rerata harga produksi MP *steam* sebesar 14,28 USD/ton maka keuntungan ekonomi yang didapat dari modifikasi ini berkisar 40,913 USD/tahun. Dengan demikian, pergantian katalis unit *desulfurizer* selain dapat meningkatkan stabilitas produksi metanol juga menghasilkan penghematan energi dan juga keuntungan ekonomi.

### 3.2 Evaluasi aspek *safety, health and enviroment* (SHE)

Setiap modifikasi yang ada harus dipastikan memenuhi standar *Safety, Health and Enviroment* (SHE) untuk menjamin keselamatan pekerja, pabrik dan masyarakat sekitarnya. Secara umum, ketika sebuah tangki dioperasikan dalam kondisi kosong maka terdapat peluang fluida yang ada dapat berinteraksi dan memungkinkan terjadinya api yang diakhiri dengan fenomena *deflagration to detonation* (DDT). Fenomena tersebut didahului dengan adanya api dan akan terjadi saat komponen segitiga api hadir dalam kondisi operasi tangki tersebut. Berdasarkan data operasi, tangki 010-D03 beroperasi pada kisaran suhu 380°C dengan komposisi gas tersaji pada Tabel 4.

Segitiga api terdiri dari bahan bakar, oksigen dan sumber api/*ignition* sehingga apabila ketiga komponen tersebut berkumpul atau ada pada suatu tempat dan waktu tertentu maka memungkinkan terjadinya nyala api. Tabel 4 menunjukkan komponen oksigen tidak ada dalam operasi sehingga api kemungkinan besar tidak akan muncul pada tangki tersebut. Untuk memastikan bahwa campuran gas tersebut aman untuk dioperasikan pada tangki, dilakukan evaluasi dae-



**GAMBAR 3.** Diagram *flammability* dari sistem dengan bahan bakar metana dan posisi kondisi operasi campuran gas pada tangki 010-D03.

rah mudah terbakar/*flammability area* berdasarkan diagram *flammability limit*. Metana ( $\text{CH}_4$ ) menjadi komponen bahan bakar yang paling tinggi sehingga akan digunakan sebagai basis evaluasi pada penggunaan diagram tersebut, sebagaimana tersaji pada Gambar 3.

Diagram *flammability* menginformasikan daerah yang mudah terbakar dari suatu campuran komponen bahan bakar dengan oksigen dan *inert gas* (udara). Diagram ini merupakan metode standar dalam operasi pabrik untuk menyatakan kondisi operasi berada dalam daerah aman. Secara umum, setiap bahan bakar terutama hidrokarbon telah ditentukan daerah mudah terbakar ini berdasarkan data eksperimen yang dapat dijumpai pada berbagai pustaka. Gambar 3 menunjukkan daerah mudah terbakar dari campuran metana-oksigen dan inert nitrogen berada pada daerah dengan warna oranye dengan batasan sebagai berikut:

1. Titik 1: *Fuel*  $\text{CH}_4$ : 5%; Oksigen  $\text{O}_2$ : 95% dan inert  $\text{N}_2$ : 0%
2. Titik 2: *Fuel*  $\text{CH}_4$ : 61%; Oksigen  $\text{O}_2$ : 39% dan inert  $\text{N}_2$ : 0%
3. Titik 3: *Fuel*  $\text{CH}_4$ : 6%; Oksigen  $\text{O}_2$ : 12% dan inert  $\text{N}_2$ : 82%

Berdasarkan komposisi gas yang tersaji pada Tabel 4, komponen  $\text{CH}_4$ , oksigen dan inert nitrogen adalah 85,5%, 0%, dan 0,12% maka kondisi operasi tersebut ditunjukkan oleh titik A pada diagram *flammability* Gambar 3. Oleh karena titik tersebut berada di luar daerah warna oranye, area yang mudah terbakar, sehingga operasi tangki pada kondisi kosong aman dari terbentuknya api.

PT. KMI menerapkan standar yang tinggi terkait dengan keselamatan karyawan dan operasi pabrik sehingga umumnya digunakan minimal 2-3 tingkat evaluasi untuk memastikan bahwa modifikasi telah benar-benar aman dan selamat. Untuk melakukan hal tersebut, setelah evaluasi kondisi berdasarkan keberadaan oksigen, dan campuran gas (diagram *flammability*), dilakukan evaluasi adakah sumber api/*ignition* pada kondisi operasi modifikasi ini. Selanjutnya, tangki 010-D03 beroperasi dalam kondisi tertutup dan berada dalam kawasan produksi yang steril sehingga kemungkinan keberadaan sumber api/*ignition* langsung dapat diabaikan. Salah satu kemungkinan yang dapat memicu keberadaan sumber api tersebut adalah kondisi operasi suhu tangki tersebut yang disebut *autoignition temperature*. Berdasarkan data beberapa pustaka, *autoignition temperature* metana berada pada kisaran 537 - 632 °C (Jun dkk. 2003; Robinson dan Smith 1984; Semin dan Bakar 2008). Tangki beroperasi pada suhu 380 °C sehingga masih jauh dari kondisi terjadinya *autoignition* tersebut. Oleh karena itu, berdasarkan 3 parameter operasi berupa keberadaan oksigen, diagram *flammability* dan sumber api/*ignition* maka modifikasi berupa pengoperasian tangki 010-D03 dalam keadaan kosong aman untuk dilakukan.

#### 4. KESIMPULAN

Modifikasi berupa penggantian katalis pada sistem unit *desulfurizer* PT. KMI telah memberi penghematan berupa berkurangnya kebutuhan *steam* untuk kerja kompresi pada kompresor NG. Berdasarkan evaluasi data dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Penggantian katalis 3 in 1 pada tangki 010-D01 memungkinkan tangki Co-Mo dioperasikan dalam kondisi kosong

sehingga mengurangi *pressure drop* dan menurunkan konsumsi MP *steam* kompresor NG sebesar 379 kg/jam yang setara dengan 40.913 USD/tahun atau 8545 MMB-tu/tahun.

2. Modifikasi operasi tersebut juga telah dipastikan aspek keselamatan dengan menggunakan, diagram *flammability*, keberadaan oksigen dan juga *autoignition temperature*. Berdasarkan ketiga parameter tersebut, modifikasi dengan mengoperasikan tangki 010-D03 dalam kondisi kosong aman dari bahaya terbentuknya api dan ledakan.

#### DAFTAR PUSTAKA

- AlSayed A, Fergala A, Khattab S, ElSharkawy A, Eldyasti A. 2018. Optimization of methane bio-hydroxylation using waste activated sludge mixed culture of type I methanotrophs as biocatalyst. *Applied Energy*. 211:755–763. doi:10.1016/j.apenergy.2017.11.090.
- Blumberg T, Tsatsaronis G, Morosuk T. 2019. On the economics of methanol production from natural gas. *Fuel*. 256:115824. doi:10.1016/j.fuel.2019.115824.
- Chahbani M, Tondeur D. 2001. Pressure drop in fixed-bed adsorbers. *Chemical Engineering Journal*. 81(1-3):23–34. doi:10.1016/S1385-8947(00)00215-1.
- Hamelinck C, Faaij A, Denuil H, Boerrigter H. 2004. Production of FT transportation fuels from biomass; technical options, process analysis and optimisation, and development potential. *Energy*. 29(11):1743–1771. doi:10.1016/j.energy.2004.01.002.
- Hussain M, Ihm SK. 2009. Synthesis, characterization, and hydrodesulfurization activity of new mesoporous carbon supported transition metal sulfide catalysts. *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 48(2):698–707. doi:10.1021/ie801229y.
- Jun D, Ishii K, Iida N. 2003. Autoignition and combustion of natural gas in a 4 stroke HCCI engine. *JSME International Journal Series B*. 46(1):60–67. doi:10.1299/jsmeb.46.60.
- Kim D, Han J. 2020. Techno-economic and climate impact analysis of carbon utilization process for methanol production from blast furnace gas over Cu/ZnO/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> catalyst. *Energy*. 198:117355. doi:10.1016/j.energy.2020.117355.
- Kung HH. 1992. Deactivation of methanol synthesis catalysts - a review. *Catalysis Today*. 11(4):443–453. doi:10.1016/0920-5861(92)80037-N.
- Lappas AA, Budisteanu R, DrakakiIacovos K, Vasalos V. 2013. Production of low aromatics and low sulfur diesel in a hydrodesulfurization (HDS) pilot plant unit. *Global NEST Journal*. 1(1):15–22. doi:10.30955/gnj.000121.
- Lythcke-Jørgensen C, Clausen LR, Algren L, Hansen AB, Münster M, Gadsbøll RØ, Haglind F. 2017. Optimization of a flexible multi-generation system based on wood chip gasification and methanol production. *Applied Energy*. 192:337–359. doi:10.1016/j.apenergy.2016.08.092.
- Masoomi MY, Bagheri M, Morsali A. 2015. Application of two cobalt-based metal-organic frameworks as oxidative desulfurization catalysts. *Inorganic Chemistry*. 54(23):11269–11275. doi:10.1021/acs.inorgchem.5b01850.
- Renó MLG, del Olmo OA, Palacio JCE, Lora EES, Venturini OJ. 2014. Sugarcane biorefineries: case studies applied to the Brazilian sugar-alcohol industry. *Energy Conversion*

- and Management. 86:981–991. doi:[10.1016/j.enconman.2014.06.031](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.06.031).
- Robinson C, Smith D. 1984. The auto-ignition temperature of methane. *Journal of Hazardous Materials*. 8(3):199–203. doi:[10.1016/0304-3894\(84\)85001-3](https://doi.org/10.1016/0304-3894(84)85001-3).
- Semin, Bakar RA. 2008. A technical review of compressed natural gas as an alternative fuel for internal combustion engines. *American Journal of Engineering and Applied Sciences*. 1(4):302–311. doi:[10.3844/ajeassp.2008.302.311](https://doi.org/10.3844/ajeassp.2008.302.311).
- Swain PK, Das L, Naik S. 2011. Biomass to liquid: a prospective challenge to research and development in 21st century. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 15(9):4917–4933. doi:[10.1016/j.rser.2011.07.061](https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.061).
- Xia W. 2021. Comparison of several methods for industrial methanol production. *Modern Physical Chemistry Research*. 1:32–36. doi:[10.23977/mpcr.2021.010106](https://doi.org/10.23977/mpcr.2021.010106).
- Xu D, Zhang Y, Hsieh TL, Guo M, Qin L, Chung C, Fan LS, Tong A. 2018. A novel chemical looping partial oxidation process for thermochemical conversion of biomass to syngas. *Applied Energy*. 222:119–131. doi:[10.1016/j.apenergy.2018.03.130](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.130).
- Yadav P, Athanassiadis D, Yacout DM, Tysklind M, Upadhyayula VK. 2020. Environmental impact and environmental cost assessment of methanol production from wood biomass. *Environmental Pollution*. 265:114990. doi:[10.1016/j.envpol.2020.114990](https://doi.org/10.1016/j.envpol.2020.114990).