

## Optimasi Pemanfaatan *Existing Hot Oil System* dari Train Sebelumnya Untuk Menujang Proses Pemanasan Medium Pada Train Baru di Kilang Pengolahan Gas X

Dona Novita Umar<sup>1</sup>, Eva Fathul Karamah<sup>2</sup>

Teknik Kimia, Universitas Indonesia  
[dona.novitaumar@gmail.com](mailto:dona.novitaumar@gmail.com)<sup>1</sup>, [eva@che.ui.ac.id](mailto:eva@che.ui.ac.id)<sup>2</sup>

**Abstract**— The main processes at the gas processing plant are separation between gas, condensate and water, separation of acid gas (CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S), drying of gas and decreasing of *Dew point gas*. To support the main process, gas processing plants also need utilities such as electricity, heating, gas fuel processing, nitrogen production, water treatment and air treatment. What is discussed in this research is the heating facility for *Reboiler*. This heating facility is called a hot oil system. The gas processing plant X currently has 2 trains with a design capacity of 310 MMSCFD gas capacity and a condensate capacity design of 13,500 BPD while actual feed gas is higher 352 MMSCFD. The design of the separation of CO<sub>2</sub> acid gas is 5% mol and H<sub>2</sub>S 1000 ppm while the actual concentration of acid in the feed gas is lower, CO<sub>2</sub> 2% mol and H<sub>2</sub>S 700 ppm and. Furthermore, in the near future field X will be developed with the addition of gas production of 95 MMSCFD which is planned to be facilitated by the construction of a new train (Train 3). Normally a gas processing train will be equipped with all its supporting facilities, but this research will *examine* how to optimize the addition of Train 3 by optimizing the utilization of the heating system by existing hot oil system from trains 1 and 2, due to the heat duty capacity of the existing hot oil system is estimated to be excessive and can still facilitate the heating needs of Train 3. The goal will be to save investment costs if this optimization is successfully implemented.

Index Terms— Gas Processing, Acid Gas, Heating, Hot Oil System, Heat Duty

### I. PENDAHULUAN

Proses utama pada kilang pengolahan gas adalah pemisahan antara gas, kondensat dan air, pemisahan gas asam (CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S), pengeringan gas dan penurunan *dew point gas*. Gas yang dihasilkan dari pemisahan awal melalui separator akan dibersihkan dari kandungan senyawa *Hydrogen Sulphide* (H<sub>2</sub>S) dan *Carbon Dioxide* (CO<sub>2</sub>) melalui proses *sweetening* di *Acid Gas Recovery Unit (AGRU)* menggunakan larutan *amine* sehingga dihasilkan gas alam dengan kandungan senyawa H<sub>2</sub>S dan CO<sub>2</sub> yang telah memenuhi kualitas gas jual yang ditentukan atau disebut juga *Sweet gas*. *Sweet gas* ini masih mengandung kadar air yang tinggi yang didapat pada proses *sweetening*. Gas alam ini kemudian dikeringkan di *Dehydration Unit* untuk mengurangi kandungan air, selanjutnya diolah untuk memisahkan senyawa hidrokarbon berat di *Dew Point Control Unit (DPCU)* sebelum kemudian dialirkan melalui jalur pipa ke konsumen.[1]

Untuk menunjang proses utama tersebut, kilang pengolahan gas juga membutuhkan fasilitas pendukung (*utilities*) berupa fasilitas kelistrikan,

fasilitas pemanasan, pengolahan bahan bakar gas, penghasil nitrogen, pengolahan air, dan pengolahan udara.

Adakalanya kilang pengolahan gas memiliki rencana pengembangan untuk menambah produksi gasnya dengan tujuan menambah *revenue* kilang. Dengan penambahan produksi gas tersebut, kilang perlu membangun train pengolahan gas yang baru dengan kapasitas yang sesuai.

Normalnya sebuah train pengolahan gas dilengkapi dengan semua fasilitas pendukungnya (*utilities*), namun ada beberapa fasilitas pendukung dari train yang sudah tersedia (*existing*) memiliki peluang diberdayakan untuk menunjang proses pada train yang baru. Tujuannya akan ada penghematan biaya investasi jika peluang optimasi ini berhasil diterapkan.

Fasilitas pendukung yang punya peluang optimasi untuk diberdayakan lagi dan akan dibahas pada penelitian ini adalah fasilitas pemanasan medium. Fasilitas pemanasan medium ini salah satunya bisa menggunakan *hot oil* oleh karena itu praktisi sering menyebutnya dengan istilah *hot oil system*.

## II. HOT OIL SYSTEM

*Hot oil* adalah jenis fluida transfer panas yang dipanaskan pada *heater* dan diedarkan ke pengguna energi panas. [5]

Pengguna energi panas dari *hot oil system* di kilang pengolahan gas adalah *reboiler* pada :

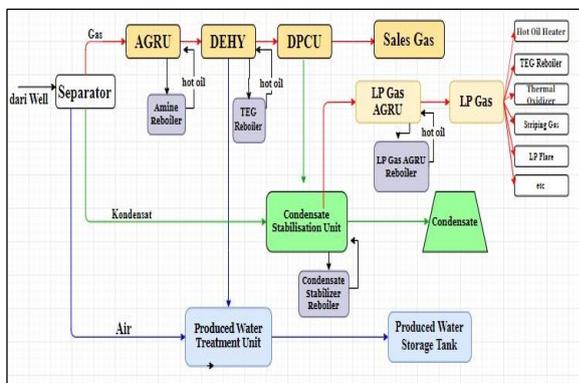
- *Amine Regenerator* untuk regenerasi *amine* di AGRU [3]
- *TEG Regenerator* untuk regenerasi *glycol* di *Dehydration Unit* [3]
- *Condensate Stabilizer* pada proses stabilisasi kondensat.[4]
- *Amine Regenerator* untuk regenerasi *amine* di LP (*Low Pressure*) AGRU [2]

Ketersediaan dan kebutuhan pemanasan medium pada kilang pengolahan gas bisa diteliti dan dianalisa menggunakan simulasi proses. Simulasi proses tersebut yang akan dilakukan pada penelitian ini.

## III. CASE STUDY

Kilang pengolahan gas X memiliki kapasitas 310 MMSCFD untuk gas jual dan 13.500 BPD untuk kondensat melalui 2 *train* yang masing-masing berkapasitas 155 MMSCFD gas dan 6750 BOPD kondensat.

Karena kondisi umpan gas sumur produksi yang mengandung H<sub>2</sub>S 1000 ppmv dan CO<sub>2</sub> 5% mol, maka proses pengolahan gas pada Kilang X dirancang sebagai berikut (Gambar 1): Gas mentah melewati separator 3 fasa untuk dipisahkan antara gas, kondensat dan air; kemudian pemisahan senyawa CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S melalui proses *Sweetening* di *Acid Gas Recovery Unit (AGRU)* menggunakan larutan *amine* dan kemudian dikeringkan *Dehydration Unit*. Gas lalu diproses untuk memisahkan senyawa hidrokarbon berat di *Dew Point Unit Kontrol (DPCU)* sebelum pengiriman ke konsumen melalui pipa.



Gambar 1. Diagram Alir Proses Pengolahan pada Kilang X

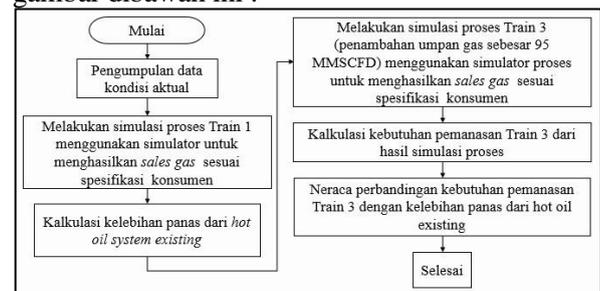
Pada saat penelitian dilakukan, kondisi umpan yang masuk ke Kilang X adalah 352 MMSCFD gas dengan H<sub>2</sub>S 635 ppmv dan CO<sub>2</sub> 1,87 % mol. Sudah ada studi sebelumnya yang menyatakan batas kapasitas maksimum kilang X adalah sampai 355 MMSCFD sehingga secara kapasitas Kilang X masih di zona aman.

Terdapat 2 hal yang menarik yang menjadi dasar awal penelitian ini. Pertama, kondisi kadar CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S pada umpan gas pada saat penelitian ini dilakukan ternyata lebih rendah dari kondisi gas umpan desain. Hal ini tentunya menurunkan beban kerja AGRU sehingga menurunkan kebutuhan pemanasan *reboiler* AGRU dimana *reboiler* AGRU adalah konsumen pemanasan terbesar. Sehingga akan ada kelebihan panas yang dimiliki oleh *existing hot oil system* dan berpeluang untuk dimanfaatkan lebih lanjut.

Hal kedua yang menarik adalah, kilang X dalam waktu dekat memiliki rencana penambahan produksi gas alam sebesar 95 MMSCFD. Penambahan umpan gas ini akan difasilitasi dengan pembangunan *train* baru (*Train 3*). Normalnya sebuah *train* pengolahan gas dilengkapi dengan semua fasilitas pendukungnya. Pada penelitian ini akan diteliti apakah *existing hot oil system* dapat dioptimalkan untuk pemanasan di *train* baru (*Train 3*).

## IV. METODOLOGI PENELITIAN

Diagram alir penelitian ini dapat dilihat pada gambar dibawah ini :



Gambar 2. Skema Diagram Alir Penelitian

Penelitian ini dilakukan dengan membuat simulasi proses pengolahan gas pada kilang X menggunakan simulator proses.

Gas umpan pada kilang X diproses untuk menghasilkan *sales gas* dengan spesifikasi yang akan disalurkan ke konsumen (spesifikasi standar untuk LNG) [7] yaitu :

- kadar CO<sub>2</sub> ≤ 50ppm,
- kadar H<sub>2</sub>S ≤ 1 ppm,
- kadar H<sub>2</sub>O ≤ 8 lb/MMSCF dan
- *dew point* 75°F pada 700 psig.

Simulasi proses pengolahan gas pada Train 1 dan 2 menggunakan input data dan parameter mengacu pada kondisi aktual di kilang X.

Tabel 1. Parameter gas umpan Train 1 dan 2

<b>Train name</b>	Train 1 & 2
<b>Total Molar Flow Rate</b>	352 MMSCF
<b>Operating Pressure</b>	905 psig
<b>Temperature</b>	120 F

Tabel 2. Komposisi gas umpan sebagai basis simulasi

No.	Komponen	Fraksi Mol	No.	Komponen	Fraksi Mol
1	H2S	0,0006	12	n-Heptane	0,00185
2	CO2	0,01870	13	n-Octane	0,00649
3	Nitrogen	0,00021	14	n-Nonane	0,00412
4	Methane	0,89250	15	n-Decane	0,00264
5	Ethane	0,04140	16	C11+*	0,00479
6	Propane	0,01980	17	H2O	0,00039
7	i-Butane	0,00013	18	t-Bmercapta	0,00000
8	n-Butane	0,00019	19	CS2	0,00000
9	i-Pentane	0,00011	20	Benzene	0,00001
10	n-Pentane	0,00009	21	Toluene	0,00008
11	n-Hexane	0,00587	22	p-Xylene	0,00000

C11+ MW = 171,8 ; density = 50,54 lb/ft<sup>3</sup>

Existing hot oil system pada Kilang X terdiri dari 2 hot oil heater dengan total kemampuan pemanasannya 154,2 MMBTU/hr (masing-masing 77,14 MMBTU/hr). Jenis hot oil yang digunakan pada kilang X ini adalah "Therminol 55".

Setelah kondisi aktual Train 1 disimulasikan, selanjutnya kondisi penambahan umpan gas sebesar 95 MMSCFD disimulasikan sebagai Train 3 sampai menghasilkan sales gas yang memenuhi spesifikasi juga.

## V. HASIL SIMULASI DAN PEMBAHASAN

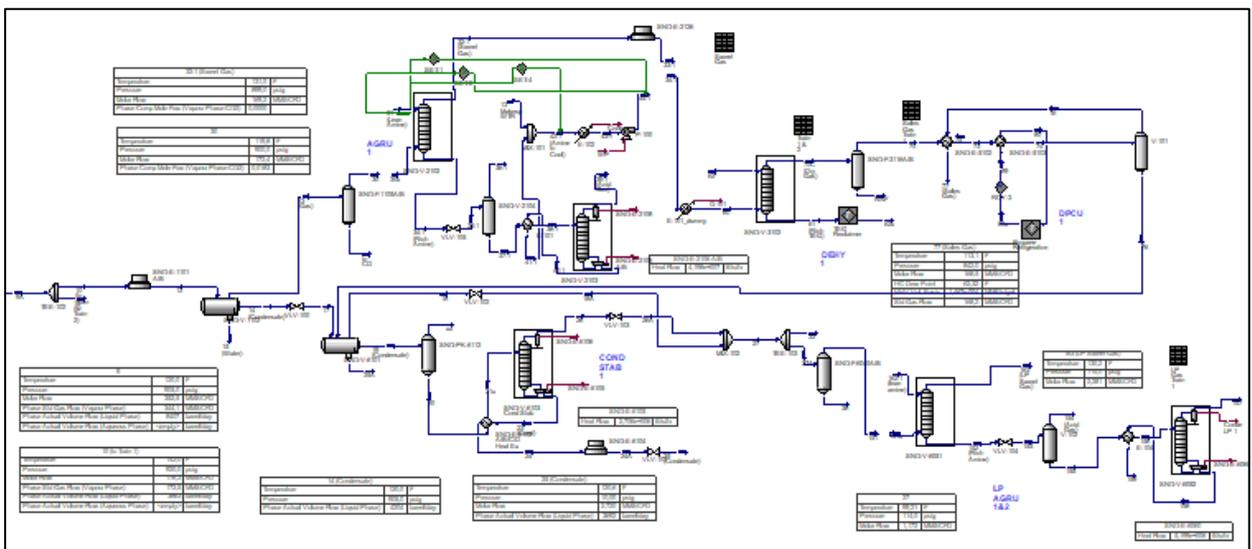
### A. Simulasi Kondisi Aktual (Train 1 dan 2)

Gas umpan dari sumur-sumur produksi diproses menggunakan 2 train pengolahan dengan kapasitas masing-masing train adalah sebesar 50% dari laju alir gas umpan. Pada penelitian ini, hanya Train 1 yang akan disimulasikan guna mewakili kondisi aktual karena train 2 memiliki proses dan kondisi yang tipikal sama dengan Train 1.

Gas umpan dipisahkan menjadi 2 laju alir masing-masing dengan kapasitas 50% dari total laju alir dari sumur-sumur produksi. Selanjutnya gas dialirkan ke Separator produksi 3 fasa pada setiap train untuk dipisahkan kandungan gas, hidrokarbon berat dan air berdasarkan densitasnya.

Flow diagram hasil simulasi proses Train 1 yang ditunjukkan pada Gambar 3.

Gas alam hasil pemisahan dari Separator produksi 3 fasa akan menjadi gas umpan untuk proses sweetening pada Acid Gas Removal Unit (AGRU). Dimana pada simulasi proses sweetening ini menggunakan Amine package sebagai basis simulasi dimana pada proses pengolahan lainnya menggunakan Peng Robinson package sebagai basisnya. Untuk memisahkan kandungan senyawa H<sub>2</sub>S dan CO<sub>2</sub> dari gas umpan digunakan agen kimia piperazine sebagai agen aktifasi terhadap larutan kimia Methyl Di Ethanol Amine (activated MDEA) yang dilarutkan dengan air.



Gambar 3. Simulasi Proses Pengolahan Gas Train 1

Proses di AGRU disimulasikan sampai konsentrasi CO<sub>2</sub> pada *Sweet gas* menjadi kecil dari 50 ppmv. *Sweet gas* kemudian dipisahkan kandungan airnya pada *Dehydration unit*. Pada *Dehydration unit* ini gas disimulasikan dengan konsentrasi *glycol* (TEG) tertentu sampai kadar air dalam gas di bawah 7lb/MMScf. Selanjutnya gas ini menjadi umpan untuk unit *Dew Point Control* (DPCU) yang menggunakan *propane* untuk memisahkan kandungan hidrokarbon berat (C5+) dan di kirimkan menjadi produk kondensat. Gas hasil proses di DPCU kemudian dialirkan ke konsumen.

Gas, kondensat dan LP (*Low Pressure*) gas hasil pengolahan gas Train 1 dan 2 dijelaskan pada Tabel 3.

Tabel 3. Hasil simulasi Train 1 dan 2

Gas	
<i>Sales gas rate</i>	168,2 MMSCFD per train (total <b>336,4</b> MMSCFD)
<i>Gross Heating Value</i>	1098 BTU/scf
<i>Dew Point</i>	62,32 F
<i>Gas delivery Pressure</i>	842 psig
<i>Gas delivery temperature</i>	113,2 F
<i>CO<sub>2</sub> content</i>	<b>26,5</b> ppmv
<i>Max H<sub>2</sub>S content</i>	< 4 ppmv
<i>Water content</i>	6,21 lb/scf
Condensate	
<i>Condensate rate</i>	3692 barrel/day per train ( <b>7384</b> total barrel/day)
<i>Pressure</i>	10 psig
<i>Temperature</i>	120,6 F
LP (Low Pressure) Gas	
LP Gas rate	2,33 MMSCFD
<i>CO<sub>2</sub> content</i>	<b>44</b> ppmv
<i>H<sub>2</sub>S content</i>	0,04 ppm

Kebutuhan pemanasan pada Train 1 dan 2 dari simulasi adalah sebesar 104 MMBTU/hr (rincian pada Tabel 4).

Tabel 4. Kebutuhan pemanasan dengan *existing hot oil system* hasil simulasi Train 1 dan 2

Nama Alat	Duty (MMBTU/hr)
<i>Amine Reboiler 1</i>	42,0
<i>TEG Reb 1</i>	4,7
<i>Stabilization Reb 1</i>	2,7
<i>Amine Reboiler 2</i>	42,0
<i>TEG Reb 2</i>	4,7
<i>Stabilization Reb 2</i>	2,7
<i>LP amine Reb 1&amp;2</i>	5,2
Total	<b>104,0</b>

Setelah didapatkan nilai kebutuhan pemanasan pada Train 1 dan 2, maka kelebihan panas pun akan bisa dihitung seperti jabaran pada Tabel 5. Ada panas 50,3 MMBTU/hr dari *existing hot oil*

yang bisa dimanfaatkan untuk pemanasan pada Train 3.

Tabel 5. Sisa panas dari *Existing Hot Oil System*

Keterangan	Duty (MMBTU/hr)
Panas yang tersedia dari <i>hot oil heater</i>	154,286
Kebutuhan panas Train 1&2	104,0
Kelebihan panas <i>eksisting hot oil system</i>	<b>50,3</b>

### B. Simulasi Train 3 dengan Umpan Gas Tambahan

Penambahan umpan gas sebesar 95 MMSCFD yang difasilitasi oleh train baru (Train 3). Simulasi pengolahan gas pada Train 3 menggunakan komposisi gas yang sama dengan komposisi umpan gas Train 1 dan 2 (Tabel 2).

Tabel 6. Parameter gas umpan sebagai basis simulasi Train 3

Train name	Train 3
<i>Molar Flow Rate Total</i>	95 MMSCF
<i>Operating Pressure</i>	905 psig
<i>Temperature</i>	120 F

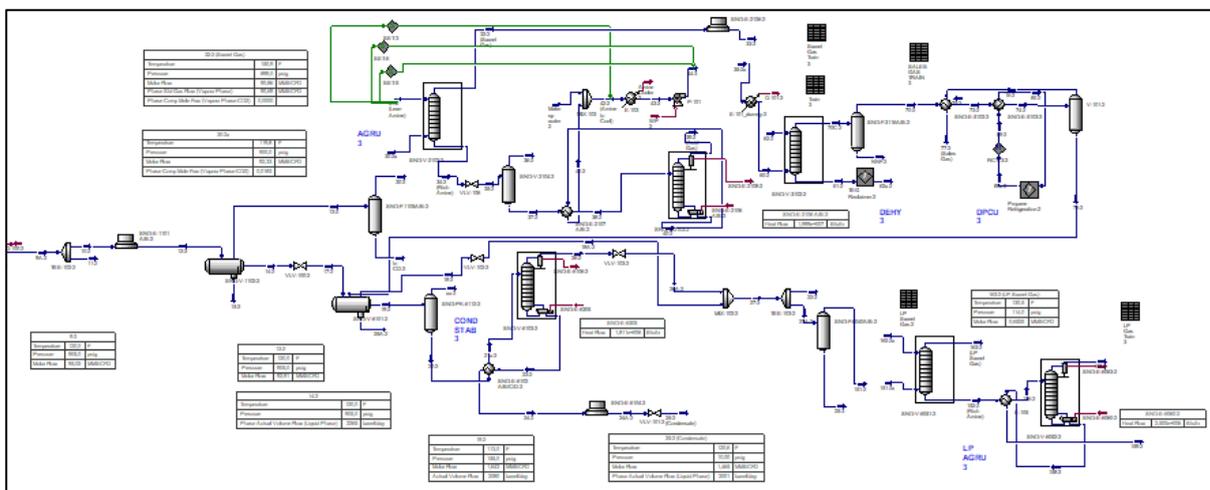
Alur proses pengolahan gas pada Train 3 masih tipikal sama dengan alur proses pengolahan Train 1 dan 2. Simulasi proses Train 3 yang ditunjukkan pada Gambar 4.

Gas, kondensat dan LP (*Low Pressure*) gas hasil pengolahan Train 3 dijelaskan pada Tabel 7.

Tabel 7. Hasil simulasi Train 3

Gas	
<i>Sales gas rate</i>	90,25 MMSCFD
<i>Gross Heating Value</i>	1118 BTU/scf
<i>Dew Point</i>	56,41 F
<i>Gas delivery Pressure</i>	842 psig
<i>Gas delivery temperature</i>	93,59 F
<i>CO<sub>2</sub> content</i>	<b>28,3</b> ppmv
<i>H<sub>2</sub>S content</i>	< 4 ppmv
<i>Water content</i>	6,25 lb/scf
Condensate	
<i>Condensate rate</i>	2001 barrel/day per
<i>Pressure</i>	10 psig
<i>Temperature</i>	120,6 F
LP (Low Pressure) Gas	
LP Gas rate	0,65 MMSCFD
<i>CO<sub>2</sub> content</i>	39 ppmv
<i>H<sub>2</sub>S content</i>	0.02 ppm

Kebutuhan pemanasan pada Train 3 dari simulasi adalah sebesar 26,51 MMBTU/hr (rincian pada Tabel 8).



Gambar 4. Simulasi Proses Pengolahan Gas Train 3

Tabel 8. Kebutuhan Pemanasan dengan *hot oil system* hasil simulasi Train 3

Nama Alat	Duty (MMBTU/hr)
<i>Amine Reboiler 3</i>	19,99
<i>TEG Reb 3</i>	2,22
<i>Stabilization Reb 3</i>	1,80
<i>LP amine Reb 3</i>	2,50
Total	<b>26,51</b>

Selanjutnya data kelebihan kemampuan pemanasan pada *existing hot oil system* pada Train 1 dan 2 dan data kebutuhan pemanasan pada Train 3 dapat disandingkan. (Tabel 9).

Tabel 9. Sisa Panas *Hot Oil System* akhir

Keterangan`	Duty (MMBTU/hr)
Kelebihan panas dari <i>eksisting hot oil heater</i> Train 1 & 2	50,3
Kebutuhan panas Train 3	26,5
Sisa panas <i>hot oil system</i>	<b>23,8</b>

Dari Tabel 9 terlihat panas dari *existing hot oil system* masih mampu memenuhi pemanasan pada Train 3 dan bahkan masih berlebih 23,8 MMBTU/hr.

Ini artinya optimasi pemanfaatan existing pemanasan medium dari Train Sebelumnya (Train 1 dan 2) untuk menunjang proses pemanasan medium pada train baru di kilang X masih realistis dan bisa diterapkan.

## VI. SIMPULAN

Kesimpulan dari penelitian ini adalah

1. Train 1 dan 2 dengan umpan gas sebesar 352 MMSCFD bisa menghasilkan *sales gas* sesuai spesifikasi sebesar 336,4 MMSCFD.
2. Kebutuhan pemanasan untuk Train 1 dan 2 adalah sebesar 104 MMBTU/hr
3. *Existing hot oil system* dari Train 1 dan 2 masih memiliki kelebihan panas sebesar 50,3 MMBTU/hr
4. Train 3 dengan umpan gas sebesar 95 MMSCFD bisa menghasilkan *sales gas* sesuai spesifikasi sebesar 90,25 MMSCFD
5. Kebutuhan pemanasan untuk Train 3 adalah sebesar 26,51 MMBTU/hr
6. *Existing hot oil system* dari Train 1 dan 2 masih mampu menyediakan panas untuk menunjang proses pemanasan pada train yang baru, sehingga pembangunan Train 3 tidak membutuhkan *Hot Oil System* yang baru. Tentunya langkah ini bisa menghemat biaya investasi kilang X.

## UCAPAN TERIMA KASIH

Terima kasih penulis ucapkan kepada pihak pihak yang telah membantu penelitian ini.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Mokhatab, S., Poe, W. A., dan Mak, J. Y. (2019). Handbook of Natural Gas Transmission and Processing. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing (Fourth Edi). Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-815817-3.00018-6>

- [2] Operating and Control Philosophy Gas Plant X. (2013). Jakarta.
- [3] Sigmathermal. (2018a). *Amine dan Glycol Reboilers*. Retrieved December 5, 2018, from <https://www.sigmathermal.com/amine-glycol-reboilers/>
- [4] Sigmathermal. (2018b). Condensate Stabilizers. Retrieved December 5, 2018, from <https://www.sigmathermal.com/condensate-stabilizers/>
- [5] Sigmathermal. (2018c). Thermal Fluid Systems. Retrieved from <https://www.sigmathermal.com/thermal-fluid-systems/>