

## **STUDI PENGARUH INJEKSI MEG TERHADAP %MASS OF RICH MEG DAN HYDRATE FORMATION TEMPERATURE PADA GAS PROCESS MENGGUNAKAN SIMULASI HYSYS V12**

Imelda Nur Aqnia<sup>1</sup>, Cucuk Evi Lusiani<sup>1</sup>, Khalimatus Sa'diyah<sup>1</sup>, Eko Noersoesanto<sup>2</sup>, Bonifasius K. Noviar<sup>2</sup>, Pandega I. Uzlah<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Jurusan Teknik Kimia, Politeknik Negeri Malang, Jl. Soekarno Hatta No. 9, Malang 65141, Indonesia

<sup>2</sup>Premier Oil Natuna Sea BV, Jl. TB Simatupang No. 2, Cilandak Timur, Pasar Minggu, Jakarta Selatan 12190, Indonesia

imeldanuraqnia@gmail.com ; [lusiani1891@polinema.ac.id]

### **ABSTRAK**

Unit pengolahan gas alam seperti *Dew Point Control Unit* (DPCU) dirancang untuk mengurangi senyawa pengotor seperti uap air, hidrokarbon berat, CO<sub>2</sub>, senyawa BTEX (*Benzene-Toluene-Ethyl Benzene-Xylene*), senyawa sulfur, dll. Pengotor tersebut dapat dihilangkan melalui proses pendinginan gas alam pada suhu rendah untuk mengembunkan senyawa *impurities* sehingga dapat dipisahkan dari gas metana. Namun permasalahan yang sering dihadapi di lapangan adalah ketika suhu operasi diturunkan serendah mungkin pada tekanan tinggi dapat menyebabkan terbentuknya metana *hydrate* di DPCU. Untuk mencegah terbentuknya *hydrate* di Gajah Baru Central Process Platform dilakukan injeksi MEG (*Mono-ethylene Glycol*). Penelitian ini bertujuan untuk menentukan pengaruh injeksi MEG terhadap %*mass of rich MEG* dan *hydrate formation temperature* dari *gas process* dengan *low molecular weight* (16,54 lb/mol) dan *low water content* (0,0056 fraksi mol). Dalam praktiknya, simulasi ini dilakukan menggunakan *software* Hysys V12 dengan model termodinamika yaitu Peng-Robinson. Variabel yang digunakan dalam penelitian ini adalah *volumetric rate* dari MEG (dari 0 hingga 13,5 USGPM), *molar flow rate* dari *gas process* (72,5 dan 235 MMSCFD), serta tekanan dari *Low Pressure Compressor* (500 dan 660 psig) pada suhu operasi di *Low Temperature Separator* (LTS) sebesar 40°F. Hasil simulasi menunjukkan bahwa injeksi MEG dapat mengurangi pembentukan *hydrate* di *gas process* yang dibuktikan dengan semakin tinggi *molar flow rate* dari *gas process* menyebabkan nilai %*mass of rich MEG* semakin meningkat (39,33% pada 660 psi dan 34,56% pada 500 psi). Tingginya nilai %*mass of rich MEG* menyebabkan nilai *hydrate formation temperature* menjadi semakin rendah (seperti yang terjadi pada *Case A* = 24,5348°F dan *Case D* = 23,9904°F).

**Kata kunci:** DPCU, gas alam, Hysys, MEG, pembentukan hydrate

### **ABSTRACT**

*The Dew Point Control Unit (DPCU) in natural gas processing units is designed to reduce impurities such as water vapor, heavy hydrocarbons, CO<sub>2</sub>, BTEX compounds (Benzene-Toluene-Ethyl Benzene-Xylene), and other sulfur compounds. These impurities can be removed by cooling natural gas at low temperatures in order to condense the impurities and separate them from methane gas. However, when the operating temperature is lowered as low as possible at high pressure, methane hydrate can form in the DPCU, which is a common problem in the field. However, when the operating temperature*

is lowered as low as possible at high pressure, methane hydrate can form in the DPCU, which is a common problem in the field. MEG (Mono-ethylene Glycol) injection was performed to prevent hydrate formation at the Gajah Baru Central Process Platform. The purposes of this study are to determine the effect of MEG injection on the percent mass of rich MEG and the temperature of hydrate formation in a gas process with a low molecular weight (16.54 lb/mol) and a low water content (0.0056 mole fraction). In practice, this simulation was run with the Hysys V12 software and the Peng-Robinson thermodynamic model. The variables used in this study were the volumetric rate of the MEG (from 0 to 13.5 USGPM), the molar flow rate of the gas process (72.5 and 235 MMSCFD), and the pressure of the Low Pressure Compressor (500 and 660 psig) at operating temperature. The simulation results show that MEG injection can reduce hydrate formation in the gas process, as evidenced by the higher molar flow rate of the gas process, which causes the percent mass of rich MEG value to increase (39.33 percent at 660 psi and 34.56 percent at 500 psi). The high percent mass of rich MEG causes the hydrate formation temperature to be lower (as seen in Case A = 24.5348°F and Case D = 23.9904°F).

**Keywords:** DPCU, hydrate formation, Hysys, MEG, natural gas

## 1. PENDAHULUAN

Gas alam merupakan salah satu sumber daya alam tak terbarukan yang sangat penting, biasanya digunakan sebagai bahan bakar ataupun bahan baku industri. Ketergantungan gas alam dalam kepentingan industri diprediksi akan terus meningkat di masa depan. Gas alam (*natural gas*) yang berasal dari dalam sumur umumnya mengandung senyawa utama metana ( $\text{CH}_4$ ) dengan pengotor  $\text{CO}_2$ , uap air, senyawa hidrokarbon, BTEX (*Benzene-Toluene-Etil Benzene-Xylene*),  $\text{H}_2\text{S}$ , merkaptan, senyawa sulfur, dan lain-lain. Senyawa pengotor tersebut harus dipisahkan dari gas utama melalui suatu proses yang disebut dengan *gas treatment* agar memenuhi spesifikasi gas yang akan ditransportasikan. Spesifikasi ini sesuai dengan perjanjian penjualan gas setiap industri. Spesifikasi dari kualitas dan kuantitas gas alam dipengaruhi oleh kadar air [1]. Menurut Salamat (2009), kadar air yang dapat diterima dalam saluran transmisi gas adalah 6-10 lb/MMSCF dengan titik embun gas 15-29°F (-2 hingga -9°C) [2]. Properti penting dari gas penjualan adalah titik embun air dan hidrokarbon.

Secara umum, proses pengolahan gas alam membutuhkan fasilitas-fasilitas utama yaitu *Separation Unit (SU)*, *Dew Point Control Unit (DPCU)*, *Compression Unit (CU)*, *Dehydration Unit (DHU)*, *Condensate Stabilization Unit (CSU)* dan utilitas. Setiap unit memiliki fungsi yang saling berkaitan antara satu unit dengan unit lainnya. Salah satu unit awal yang penting untuk memastikan proses pengolahan gas alam berhasil atau tidak adalah DPCU yang mendapat gas umpan dari CU. Proses pemisahan di DPCU dilakukan dengan mendinginkan gas alam pada suhu rendah agar dapat mengembunkan senyawa pengotor dalam jumlah banyak. Menurut Hidayat, dkk (2020) dalam mengoperasikan DPCU pada suhu rendah, perlu memerhatikan beberapa faktor utama yaitu; 1) peristiwa pembentukan metana *hydrate* pada gas bertekanan tinggi dan suhu rendah; 2) pembentukan es di permukaan *chiller (skin temperature)*; 3) *freezing temperature* dari larutan penyerap uap air [3]. Kandungan air dalam *gas process* ini jika berada pada suhu rendah dapat berpotensi membentuk *hydrate*. *Hydrate* tersebut berbentuk padatan seperti kristal bersifat korosif yang dapat menyebabkan penyumbatan saluran pipa (menghentikan produksi) dan dapat menyebabkan terjadinya kecelakaan kerja. Selain ditemukan pada jaringan pipa, *gas hydrate*

juga ditemukan pada *valve* maupun *fitting* sehingga membahayakan karena dapat menyebabkan pipa pecah jika alat pengaman pipa tidak bekerja dengan baik atau alat tidak mampu mengatasi tekanan dari *reservoir* [4].

Terbentuknya *hydrate* dapat diatasi dengan cara mengurangi kandungan uap air di dalam gas alam. Salah satu cara yang dapat dilakukan adalah dengan melakukan injeksi cairan penyerap yang umumnya berupa senyawa berbasis *glycol* [3]. Selain menyerap air, *glycol* juga dapat digunakan untuk menyerap senyawa BTEX [5]. *Glycol* merupakan suatu *desiccant* berbentuk *liquid* atau dapat disebut sebagai *absorbent*. *Glycol* terdiri atas 4 jenis yaitu *Mono-ethylene Glycol* (MEG), *Diethylene Glycol* (DEG), *Triethylene Glycol* (TEG), *Tetraethylene Glycol* (TREG). Studi yang dilakukan oleh Hidayat, dkk. (2020) menunjukkan bahwa injeksi larutan MEG dapat mengurangi pembentukan *hydrate*. Penelitian tersebut menggunakan suhu operasi  $-20^{\circ}\text{F}$  dengan konsentrasi larutan MEG 80-84% (%b/b) dengan kecepatan alir larutan MEG sebesar 900.000 lb/jam. Hasil dari penelitian tersebut mampu menurunkan konsentrasi BTX (*Benzene-Toluene-Xylene*), hidrokarbon berat, merkaptan, dan COS (*Carbonyl Sulfide*) masing-masing sebesar 428,1 ppm, 378,4 ppm, 104 ppm, dan 13,3 ppm [3]. Penelitian berbeda dilakukan oleh Darmawan dan Ariani (2020). Penelitian tersebut menggunakan *glycol* jenis TEG untuk melakukan simulasi proses penyerapan uap air pada campuran gas. Dari hasil simulasi pada penelitian tersebut, ditunjukkan bahwa TEG mampu menyerap kandungan air dalam *dry gas* sebesar 1,7208 kg/jam pada suhu yang tinggi ( $45^{\circ}\text{C}$ ) [6]. Proses dehidrasi gas juga dapat dipengaruhi oleh laju alir dari TEG yang diinjeksikan ke dalam *gas process*. Studi yang dilakukan oleh Anyadiegwu, dkk. (2014) pada proses dehidrasi gas menggunakan suhu operasi  $30^{\circ}\text{C}$  dan laju alir gas 10 MMSCFD menunjukkan bahwa laju alir TEG dapat memengaruhi kadar air yang diserap dalam *gas process*. Hasil yang diperoleh pada penelitian tersebut menunjukkan bahwa ketika laju alir TEG yang digunakan sebesar  $25,47\text{ m}^3/\text{jam}$  maka kadar air berkurang dari 19,84 lb/MMSCF menjadi 4,783 lb/MMSCF [7]. Namun ketika laju alir TEG tersebut diturunkan menjadi  $3,5\text{ m}^3/\text{jam}$  maka sisa kadar air yang mampu terserap ke dalam aliran TEG hanya 6,8 lb/MMSCF.

Sejauh ini, penelitian yang dilakukan di Gajah Baru Central Process Platform menggunakan jenis *glycol* berupa MEG. MEG dipilih karena mudah dalam memenuhi spesifikasi titik embun, proses regenerasinya lebih murah dan sederhana, serta memiliki rumus molekul  $\text{HOCH}_2\text{CH}_2\text{OH}$  ( $\text{C}_2\text{H}_6\text{O}_2$ ). MEG ini memiliki kondisi fisik yang tidak berwarna, tidak berbau, tingkat volatilitas dan viskositas rendah. MEG juga bersifat higroskopis karena memiliki daya serap yang tinggi terhadap air. Selain itu, MEG dapat digunakan sebagai *antifreeze* karena kemampuannya untuk menurunkan titik beku ketika dicampur dengan air [8]. Injeksi MEG pada unit DPCU Gajah Baru dilakukan pada *gas/gas exchanger* yang merupakan salah satu alat penukar panas yang menyediakan energi termal dari dua atau lebih fluida pada suhu berbeda [9]. Permasalahan yang dihadapi di lapangan adalah ketika suhu operasi diturunkan serendah mungkin pada tekanan tinggi dapat menyebabkan terbentuknya *hydrate* di DPCU. *Hydrate* yang terbentuk jika dibiarkan terus menerus maka dapat menyebabkan penyumbatan pada saluran pipa yang dapat memengaruhi proses produksi gas alam.

Oleh karena itu, tujuan dari penelitian ini adalah untuk melakukan peninjauan dan evaluasi pengaruh injeksi MEG terhadap %*mass of rich MEG* dan *hydrate formation temperature* dari suatu *gas process* yang memiliki *low molecular weight* (16,54 lb/mol) dan

*low water content* (0,0056 fraksi mol). Variabel yang akan diamati pada penelitian ini antara lain *molar flow rate* dari *gas process*, tekanan dari *LP Compressor (Low Pressure Compressor)* dan perubahan *volumetric rate of MEG* ketika diinjeksikan ke dalam *gas/gas exchanger* terhadap *%mass of rich MEG* dan *hydrate formation temperature* pada aliran *gas process*. Untuk memprediksi *hydrate formation temperature* digunakan simulasi perhitungan dengan *software Hysys V12* yang banyak diaplikasikan pada industri pengolahan minyak bumi dan gas alam.

## 2. METODOLOGI PENELITIAN

Pengumpulan data pada penelitian ini dilakukan di Gajah Baru Central Process Platform Premier Oil Natuna Sea BV, Jakarta Selatan yang diperoleh dari *Dew Point Control Unit (DPCU)*. DPCU merupakan proses penyerapan kandungan air pada gas menggunakan MEG dilakukan dengan bantuan alat berupa *gas/gas exchanger, chiller, dan Low Temperature Separator (LTS)*. Proses pemisahan senyawa-senyawa yang ada dalam gas alam dapat dimodelkan dengan aplikasi menggunakan *software Hysys V12*. Dalam menentukan kondisi operasi mendekati *margin temperature* ( $\Delta T=15^{\circ}\text{C}$ ) maka perlu dilakukan *trial* terhadap injeksi *flow rate* MEG dari 0 hingga 13,5 USGPM dengan interval 0,5 USGPM tiap variabelnya. Adapun tahapan metodologi penelitian yang dilakukan adalah sebagai berikut:

### 2.1. Pengumpulan Data

Pengumpulan data yang dilakukan dalam penelitian ini meliputi komposisi gas alam, kondisi operasi, dan data parameter di setiap aliran proses yang didapatkan dari data pabrik. Langkah pertama dari simulasi diawali dengan memilih komponen kimia yang digunakan seperti pada Tabel 1. Semua data tersebut disimulasikan sesuai dengan diagram alir proses pada *gas process* yang memasuki DPCU khususnya pada alat *gas/gas exchanger*.

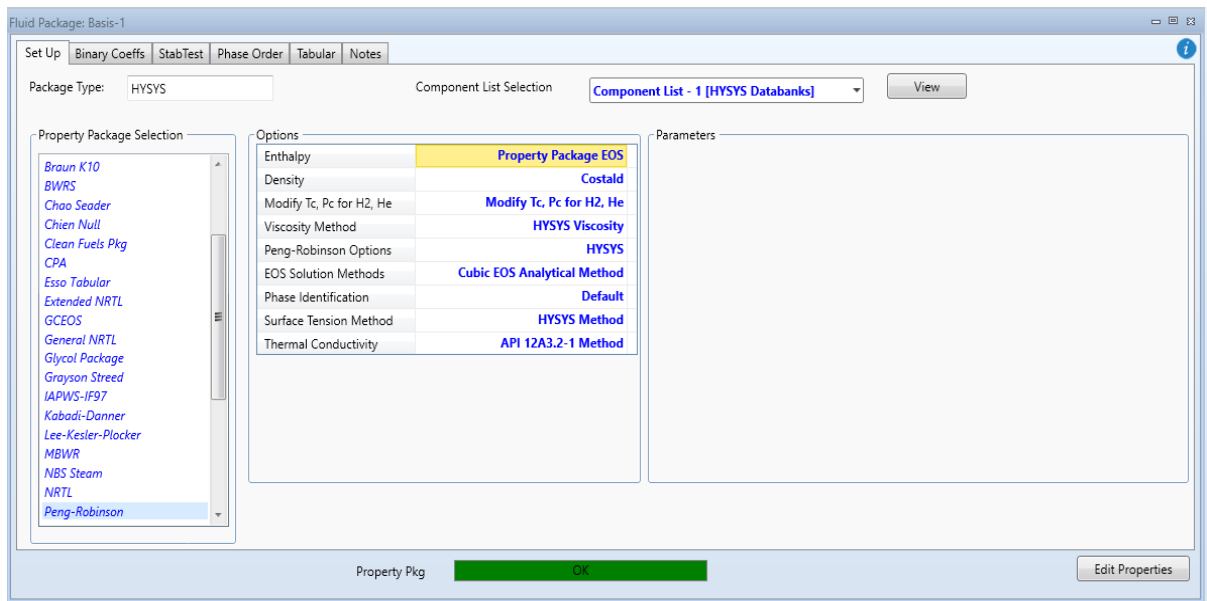
**Tabel 1.** Komposisi dalam *gas process* pada *gas/gas exchanger*

Komposisi	Rumus Molekul	Fraksi Mol
<i>Carbon dioxide</i>	CO <sub>2</sub>	0,0109
<i>Nitrogen</i>	N <sub>2</sub>	0,0030
<i>Methane</i>	CH <sub>4</sub>	0,9746
<i>Ethane</i>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,0035
<i>Propane</i>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,0011
<i>i-Butane</i>	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0008
<i>n-Butane</i>	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0001
<i>i-Pentane</i>	i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0002
<i>n-Pentane</i>	n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0000
<i>n-Hexane</i>	n-C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,0001
<i>n-Heptane</i>	n-C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,0001
<i>n-Octane</i>	n-C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,0000
<i>n-Nonane</i>	n-C <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0,0000
<i>Water</i>	H <sub>2</sub> O	0,0056
<i>Mono-ethylen Glycol</i>	MEG	0,0000

Untuk perhitungan kesetimbangan uap-cair pada simulasi ini dilakukan menggunakan *fluid package* berupa model Peng-Robinson seperti yang ditunjukkan pada Gambar 1. Model Peng-Robinson adalah model perhitungan *Vapor-Liquid Equilibrium (VLE)* pada

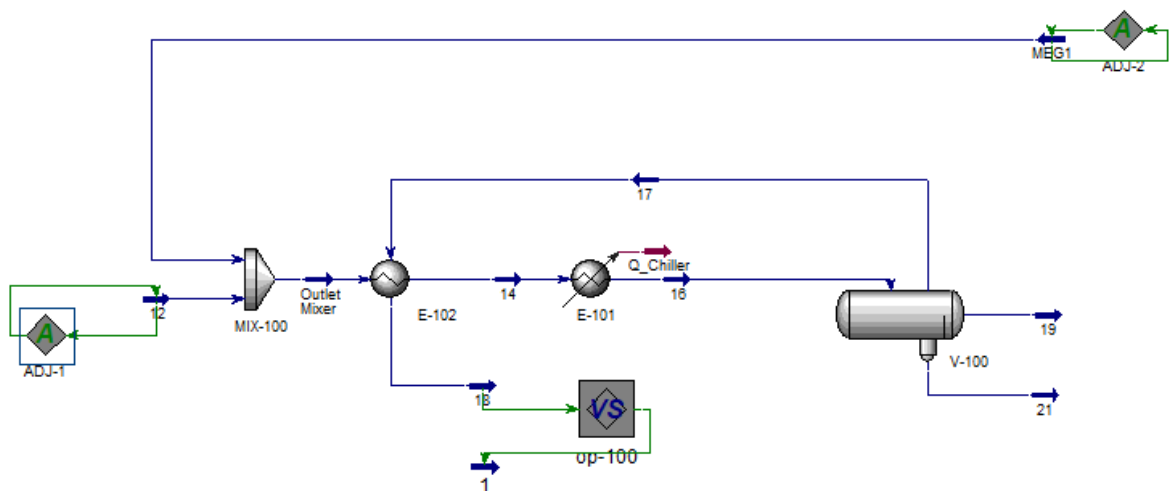
sistem hidrokarbon yang telah dimodifikasi dari model Van deer Waals. Model ini dapat digunakan pada sistem campuran non-polar ataupun semi-polar. Model ini juga melibatkan fase padat, cair, dan gas. Selain itu, model Peng-Robinson mampu menyelesaikan perhitungan dengan fase tunggal, biner, maupun terner dengan tingkat keakuratan yang cukup tinggi. Rentang suhu pada model ini memiliki batas bawah sebesar  $-456^{\circ}\text{F}$  dengan tekanan maksimum yang digunakan mencapai 100 mPa [10].

Dalam memilih *fluid package*, dapat dilakukan dengan klik tombol *Add* pada tab *fluid package* dan memilih *fluid package* model Peng-Robinson. Tampilan dari *fluid package* dapat dilihat pada Gambar 1.



**Gambar 1.** Pengaturan model termodinamika pada *software* Hysys V12

Setelah mengatur model termodinamika, hal selanjutnya yang dilakukan adalah membuat aliran proses pada lembar kerja Hysys seperti Gambar 2.



**Gambar 2.** Rangkaian proses *gas treatment* pada DPCU menggunakan simulasi Hysys V12

Setelah membuat aliran proses, hal yang dilakukan yaitu melakukan simulasi dengan empat variabel yaitu *Case A*, *Case B*, *Case C*, dan *Case D* yang dapat dilihat pada Tabel 2. Keempat variabel tersebut juga diberikan pengaruh berupa injeksi MEG ke dalam *gas/gas exchanger* mulai dari 0 hingga 13,5 USGPM dengan interval 0,5 USGPM.

**Tabel 2.** Data kondisi operasi *gas process* pada Gajah Baru *Central Processing Platform*

<i>Conditions</i>	<i>Unit</i>	<i>Case</i>			
		<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>
<i>Operating Temperature at LTS</i>	°F	40	40	40	40
<i>Operating Pressure at LTS</i>	psig	660	660	500	500
<i>Molar Flow rate</i>	MMSCFD	235	72,5	72,5	235
<i>Composition</i>	Komposisi gas dari <i>slug catcher</i> pada 250 psig pada suhu 110°F				

## 2.2. Deskripsi Proses

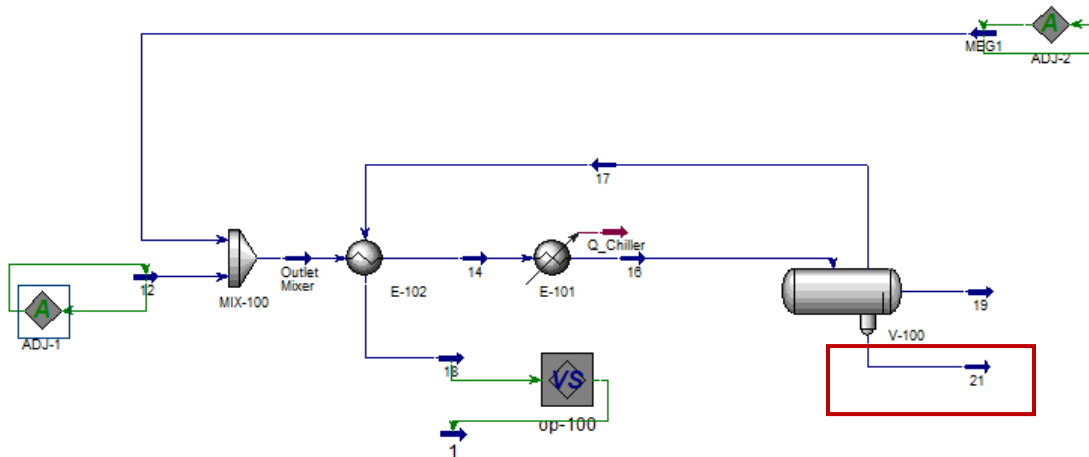
Tekanan dari *gas process* yang terdapat pada aliran 12 (Gambar 2) diatur sesuai dengan kondisi operasi setiap variabel yang telah ditentukan yaitu 660 dan 500 psig. Selanjutnya dilakukan pengaturan nilai *molar flow rate* pada *gas process* menggunakan *adjust-1* pada hasil simulasi. *Wet gas* ini dialirkan ke dalam *gas/gas exchanger* untuk proses *heat recovery*. Selanjutnya gas dialirkan menuju *chiller* untuk diturunkan suhu operasinya menjadi 40°F. Penurunan suhu ini menyebabkan terjadinya proses kondensasi dari air dan kondensat yang selanjutnya dipisahkan pada *Low Temperature Separator (LTS)*. Gas yang keluar dari LTS dengan suhu rendah digunakan kembali sebagai umpan untuk proses *heat recovery* pada proses sebelumnya di *gas/gas exchanger*. Untuk menghindari pembentukan *hydrate* pada alat yang beroperasi pada suhu rendah dan tekanan tinggi maka terdapat fasilitas injeksi MEG yang dialirkan dalam *gas/gas exchanger* dengan bantuan *mixer*. Dalam pengaturan jumlah MEG yang diinjeksikan dimulai dari 0 USGPM hingga 13,5 USGPM menggunakan *adjust-2*. Penggunaan *adjust* dapat mempermudah penelitian saat terjadi suatu perubahan pada salah satu aliran sehingga semua dapat secara otomatis berubah menyesuaikan spesifikasi yang diberikan pada fungsi tersebut. Dalam simulasi yang ditunjukkan pada Gambar 2 juga ditambahkan *virtual stream* pada aliran 1 yang berfungsi untuk mengeksport data yang sama pada aliran sebelumnya (aliran 18) ketika diberikan perubahan di salah satu parameter yaitu tekanan gas yang akan diekspor.

## 3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Berdasarkan hasil simulasi dari studi pengaruh injeksi MEG yang dilakukan menggunakan *software* Hysys V12 terhadap *%mass of rich* MEG dan *hydrate formation temperature* pada *gas process* masing-masing dapat dilakukan pembahasan sebagai berikut:

### 3.1 Pengaruh Injeksi MEG terhadap *%Mass of Rich* MEG

Untuk meninjau kandungan *%mass of rich* MEG pada aliran 21 (Gambar 3), dapat dilihat pada Gambar 4.



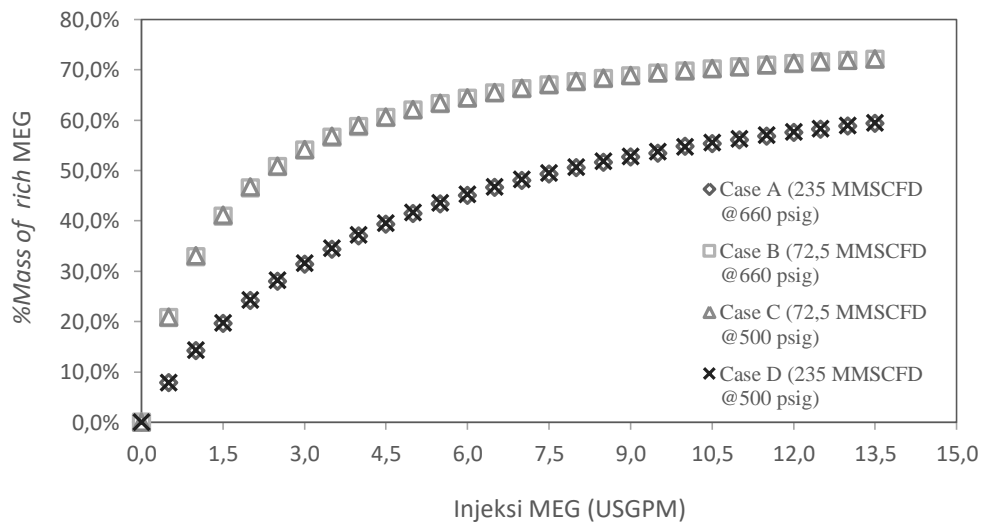
Gambar 3. Gambar sistem untuk %mass of rich MEG di aliran 21

Material Stream: 21

Worksheet		Mass Fractions	Vapour Phase	Aqueous Phase
Conditions	CO2	0.0025	0.0291	0.0025
Properties	Nitrogen	0.0000	0.0051	0.0000
Composition	Methane	0.0000	0.9510	0.0000
Oil & Gas Feed	Ethane	0.0000	0.0064	0.0000
Petroleum Assay	Propane	0.0000	0.0030	0.0000
K Value	i-Butane	0.0000	0.0028	0.0000
User Variables	n-Butane	0.0000	0.0004	0.0000
Notes	i-Pentane	0.0000	0.0010	0.0000
Cost Parameters	n-Pentane	0.0000	0.0000	0.0000
Normalized Yields	n-Hexane	0.0000	0.0006	0.0000
	n-Heptane	0.0000	0.0003	0.0000
	n-Octane	0.0000	0.0001	0.0000
	n-Nonane	0.0000	0.0000	0.0000
	H2O	0.4043	0.0002	0.4043
	EGlycol	0.5932	0.0000	0.5932

Total: 1.00000

Gambar 4. Aliran 21 untuk meninjau %mass of rich MEG



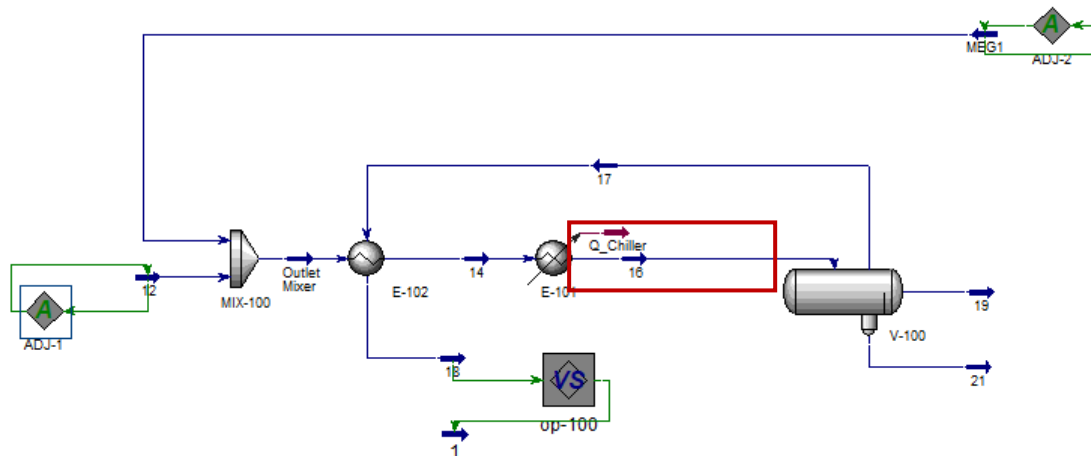
Gambar 5. Hubungan pengaruh %mass of rich MEG terhadap injeksi MEG

Gambar 3 dan 4 menunjukkan sistem untuk meninjau kandungan %mass of rich MEG pada aliran 21. Kandungan %mass of rich MEG yang dihasilkan dari Case A hingga Case D dipengaruhi oleh molar flow rate suatu gas process. Sehingga berdasarkan hasil simulasi

pada Gambar 5 dapat dilihat bahwa kurva dari *Case A & Case D* dengan *molar flow rate* sebesar 72,5 MMSCFD terletak berada di bawah kurva *Case B & Case C* yang memiliki *molar flow rate* sebesar 235 MMSCFD. Semakin tinggi *molar flow rate* suatu *gas process* menunjukkan jumlah gas yang dialirkan dalam proses semakin banyak. Hal ini menyebabkan perlu dilakukan adanya injeksi MEG yang lebih besar untuk menyerap kandungan air pada aliran gas tersebut. Hal tersebut ditunjukkan oleh nilai *%mass of rich MEG* sebesar 39,33% ketika *molar flow rate* gas sebesar 235 MMSCFD pada tekanan 660 psi dan bernilai 34,56% pada tekanan 500 psig. Selain *molar flow rate*, tekanan juga memengaruhi proses dehidrasi dari *gas process* karena ketika tekanan operasi tinggi dapat menyebabkan tekanan air menjadi lebih tinggi. Akibatnya, air menjadi lebih mudah menguap dan ikut mengalir bersama gas [11]. Tingginya tekanan dan *molar flow rate* ini perlu diimbangi dengan adanya injeksi MEG yang lebih tinggi. Semakin besar injeksi MEG maka semakin banyak pula MEG yang kontak dengan gas sehingga menyebabkan kadar air yang terserap menjadi semakin banyak (*rich MEG*). Berdasarkan penelitian yang dilakukan oleh Hidayat, dkk. (2020) menyatakan bahwa penghilangan uap air dapat dilakukan dengan meningkatkan jumlah injeksi MEG [3]. Uap air tersebut nantinya diproses lebih lanjut ke dalam *glycol regeneration system* untuk proses dehidrasi.

### 3.2 Pengaruh Injeksi MEG terhadap Hydrate Formation Temperature

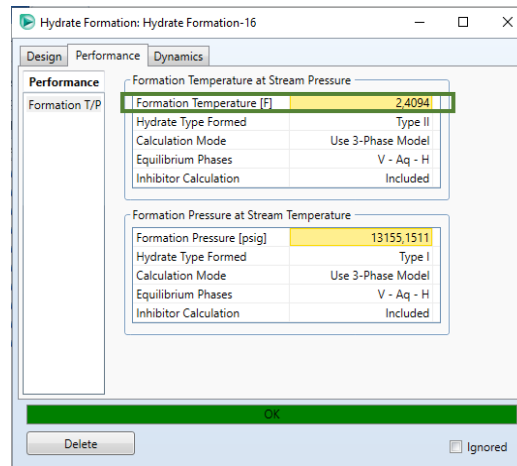
Tingginya nilai *%mass of rich MEG* juga dapat berdampak terhadap pembentukan *hydrate formation temperature* pada LTS. Dalam meninjau *hydrate formation temperature* dapat dilihat pada aliran 16 (Gambar 6) yang ditunjukkan pada Gambar 7.



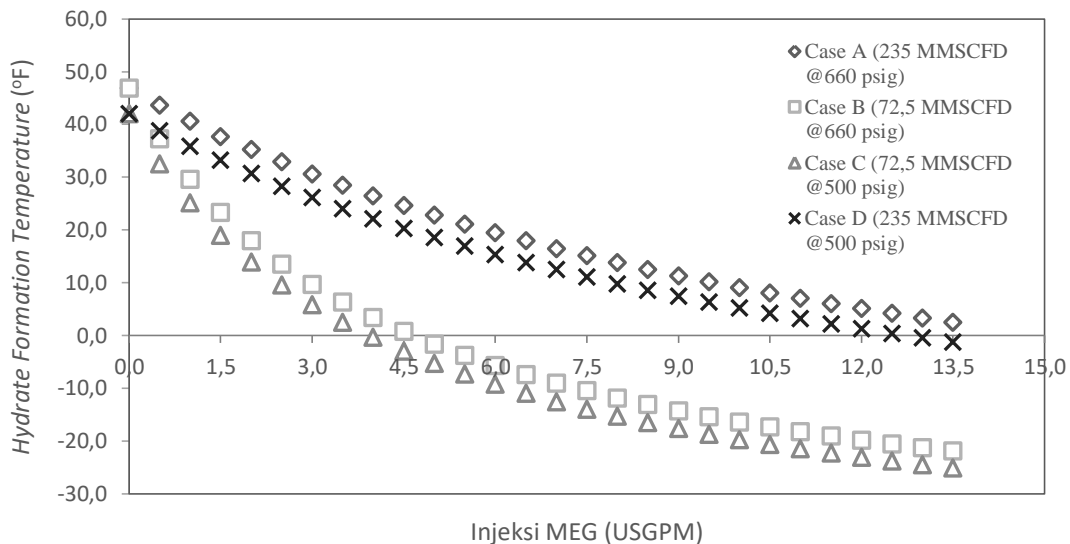
**Gambar 6.** Gambar sistem untuk *hydrate formation temperature* di aliran 16

Tingginya nilai *%mass of rich MEG* menunjukkan bahwa jumlah kandungan air dalam *gas process* sedikit. Hal ini dikarenakan air tersebut telah terserap ke dalam MEG. Apabila dalam *gas process* masih banyak mengandung uap air maka sebagian uap air tersebut mengembun ketika gas mengalami pendinginan di *chiller*. Molekul air tersebut jika dibiarkan terus menerus bergabung dengan molekul *hydrocarbon* ringan dapat membentuk kristal *hydrate* dan dapat menyumbat perpipaan [8]. Selain itu, *hydrate* dapat terbentuk apabila suhu operasi gas dalam pipa bernilai sama atau lebih rendah dari suhu pembentuk *hydrate* (*hydrate formation temperature*).





Gambar 7. Aliran 16 untuk meninjau hydrate formation temperature



Gambar 8. Hubungan pengaruh hydrate formation temperature terhadap injeksi MEG

Berdasarkan hasil simulasi, dapat dilihat bahwa tingginya %mass of rich MEG dapat mengakibatkan nilai hydrate formation temperature menjadi lebih rendah sebesar 24,5348°F (Case A) dan 23,9904°F (Case D). Gambar 6 dan 7 menunjukkan sistem untuk meninjau hydrate formation temperature pada aliran 16. Hydrate formation temperature juga dipengaruhi oleh injeksi MEG pada gas/gas exchanger. Injeksi MEG dapat mencegah pembentukan hydrate setelah gas process didinginkan dari chiller. Sehingga berdasarkan hasil simulasi pada Gambar 8, agar nilai hydrate formation temperature tidak mendekati kondisi suhu operasi (40°F) saat tekanan gas rendah (500 psig) dan molar flow rate tinggi (235 MMSCFD) maka pada gas/gas exchanger perlu diimbangi dengan injeksi MEG yang semakin besar. Hal ini menyebabkan suhu dari gas process perlu dijaga agar tetap berada pada kondisi margin temperature ( $\Delta T=15^{\circ}\text{C}$ ). Ketika semakin tinggi molar flow rate suatu gas dengan tekanan operasi yang rendah maka menunjukkan adanya kelembapan gas yang tinggi sehingga dibutuhkan injeksi MEG yang lebih besar agar mampu menyerap kandungan air yang ada di dalam gas process sehingga dapat mengurangi potensi pembentukan hydrate. Hal ini sesuai dengan penelitian yang dilakukan oleh Hidayat, dkk.

(2020) yang melaporkan bahwa semakin besar injeksi MEG maka semakin banyak pula air yang terserap [3].

#### 4. KESIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan simulasi dan pembahasan di atas, dapat disimpulkan bahwa ketika tekanan dan *molar flow rate* yang digunakan semakin tinggi (660 psig dan 235 MMSCFD) maka nilai *%mass of rich* MEG yang dihasilkan akan semakin rendah. Tingginya *molar flow rate* dan tekanan ini perlu diimbangi dengan adanya injeksi MEG yang tinggi. Selanjutnya untuk menghindari nilai *hydrate formation temperature* yang mendekati kondisi suhu operasi (40°F) saat tekanan rendah (500 psig) maka perlu diimbangi dengan injeksi MEG yang semakin besar. Sama halnya ketika *molar flow rate* yang digunakan semakin tinggi, maka dibutuhkan injeksi MEG yang lebih besar agar potensi pembentukan *hydrate* semakin kecil. Hubungan antara *%mass of rich* MEG dengan *hydrate formation temperature* adalah berbanding terbalik. Semakin tinggi nilai *%mass of rich* MEG menyebabkan *hydrate formation temperature* yang terbentuk semakin rendah karena kandungan uap air dalam *gas process* banyak yang terserap ke dalam MEG.

Saran yang dapat diberikan untuk penelitian selanjutnya adalah dalam menghindari *hydrate formation temperature* agar tidak mendekati suhu operasi (40°F) ketika *molar flow rate* pada *gas process* itu tinggi maka diperlukan adanya injeksi MEG dengan *flow rate* yang juga lebih tinggi yaitu 3,5 hingga 4,5 USGPM berdasarkan hasil simulasi pada penelitian ini.

#### UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan rasa syukur kepada Allah SWT yang telah memberikan segenap rahmat-Nya kepada penulis sehingga kegiatan Praktik Kerja Industri dapat berjalan dengan baik. Penulis juga menyampaikan ucapan terima kasih kepada Premier Oil Natuna Sea BV, Jakarta Selatan yang telah membantu terlaksananya kegiatan Praktik Kerja Industri dengan membimbing dan memberikan ilmu yang bermanfaat kepada penulis.

#### REFERENSI

- [1] H. Linarta, T. Audia, dan C. Sindhuwati, "Estimasi Temperatur Condensor Reflux (136 H09) Pada Regeneration Unit Untuk Penghematan Konsumsi TEG," *Distilat J. Teknol. Separasi*, vol. 7, no. 9, hal. 95–103, 2021.
- [2] R. Salamat, "Choose The Right Gas Dehydration Method and Optimize Your Design," *Soc. Pet. Eng. - Int. Pet. Technol. Conf. 2009, IPTC 2009*, vol. 2, hal. 775–793, Des 2009, doi: 10.2523/IPTC-13321-MS.
- [3] M. Hidayat, D. T. Hartanto, M. M. Azis, dan S. Sutijan, "Studi Penambahan Etilena Glikol dalam Menghambat Pembentukan Metana Hidrat pada Proses Pemurnian Gas Alam," *J. Rekayasa Proses*, vol. 14, no. 2, hal. 198, 2020, doi: 10.22146/jrekpros.59871.
- [4] E.D Sloan dan C.A Koh, "Clathrate Hydrates of Natural Gases 3rd Edition," *CRC Press—Taylor and Francis Group LLC*, Boca Raton, FL. - References - Scientific Research Publishing, 2008, <https://www.scirp.org/reference/ReferencesPapers.aspx?ReferenceID=2447070> (diakses Feb 28, 2022).
- [5] R. Chebbi, M. Qasim, dan N. Abdel Jabbar, "Optimization of triethylene glycol

- dehydration of natural gas,” *Energy Reports*, vol. 5, hal. 723–732, 2019, doi: 10.1016/j.egyr.2019.06.014.
- [6] M. D. Darmawan dan Ariani, “Simulasi Pengaruh Suhu Lean Glycol Pada Proses Gas Dehydration Unit Di Industri Gas Alam,” *Distilat J. Teknol. Separasi*, vol. 6, no. 9, hal. 158–163, 2020.
- [7] C. I. C. Anyadiegwu, A. Kerunwa, dan P. Oviawele, “Natural gas dehydration using Triethylene Glycol (TEG),” *Pet. Coal*, vol. 56, no. 4, hal. 407–417, 2014.
- [8] A. J. Kidnay, A. J. Kidnay, W. R. Parrish, dan D. G. McCartney, “Fundamentals of Natural Gas Processing,” *Fundam. Nat. Gas Process.*, 2011, doi: 10.1201/b14397.
- [9] S.H Sutrisno dan A. Chalim, “Studi Literatur Koefisien Perpindahan Panas Total Shell And Tube Tipe 1-1 Sistem Fluida Larutan Etilen Glikol Dan Larutan Glikol,” *Distilat J. Teknol. Separasi*, vol. 6, no. 2, hal. 499–503, 2020, doi: 10.33795/distilat.v6i2.142.
- [10] G. M. N. Costa, S. G. Cardoso, R. O. Soares, G. L. Santana, dan S. A. B. Vieira De Melo, “Modeling high pressure vapor-liquid equilibrium of ternary systems containing supercritical CO<sub>2</sub> and mixed organic solvents using Peng-Robinson equation of state,” *J. Supercrit. Fluids*, vol. 93, hal. 82–90, 2014, doi: 10.1016/j.supflu.2014.04.016.
- [11] K. Haryani, A.A Adiwijaya, W.W Darmanto, dan Suryanto, “Analisa Sensitivitas TEG Dehdration Systemplant Pulau Gading Job Pertamina - Talisman Jambimerang,” *J. Rekayasa Mesin*, no. Vol 12, No 2 (2017): Volume 12, Nomor 2, Agustus 2017, hal. 41–50, 2017, [Daring]. Tersedia pada: <https://jurnal.polines.ac.id/index.php/rekayasa/article/view/1050>.