

SIMULASI HYSYS V12: STUDI PENGARUH INJEKSI MEG TERHADAP HYDROCARBON DEW POINT, WATER DEW POINT DAN WATER CONTENT PADA GAS EXPORT

Olivia Julia Paramitha¹, Cucuk Evi Lusiani¹, Khalimatus Sa'diyah¹, Bonifasius K. Noviar², Eko Noersoesanto², Pandega I. Uzhah²

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

²Premier Oil Natuna Sea BV, Jl. TB Simatupang No. 2, Cilandak Timur, Pasar Minggu, Jakarta Selatan, 12560, Indonesia

via28juli@gmail.com ; [lusiani1891@polinema.ac.id]

ABSTRAK

Dew Point Control Unit (DPCU) merupakan salah satu unit utama yang penting dalam proses pemurnian gas alam. Terbentuknya metana hidrat di DPCU menjadi masalah utama yang dihadapi ketika suhu operasi diturunkan serendah mungkin pada tekanan tinggi. Untuk mencegah terjadinya pembentukan hidrat tersebut, diperlukan adanya injeksi *glycol*. Jenis *glycol* yang digunakan oleh Gajah Baru Central Process Platform (GBCPP) milik Premier Oil Natuna Sea Indonesia adalah *Mono-ethylene Glycol (MEG)*. Tujuan penelitian ini adalah untuk menentukan pengaruh injeksi MEG terhadap *hydrocarbon gas dew point*, *water dew point* dan *water content* pada *gas export* di Gajah Baru Central Processing Platform. Simulasi dilakukan menggunakan *software* Hysys V12 dengan model termodinamika yaitu Peng-Robinson. Variabel yang digunakan dalam penelitian ini adalah *flowrate* dari injeksi MEG ke dalam *gas/gas exchanger* mulai dari 0 hingga 13,5 USGPM dengan interval 0,5 USGPM, *molar flowrate* dari *gas process* sebesar 72,5 dan 235 MMSCFD, dan tekanan dari *Low Pressure Compressor* pada 500 dan 660 psig. Hasil simulasi menunjukkan bahwa injeksi MEG tidak memberikan pengaruh terhadap nilai *hydrocarbon dew point*. *Water dew point* bernilai semakin tinggi ketika tekanan yang digunakan semakin rendah (500 psig) dengan *molar flowrate* dari *gas process* bernilai tinggi (235 MMSCFD). Namun, hal sebaliknya terjadi ketika injeksi MEG semakin tinggi, nilai *water dew point* menjadi semakin rendah. Berbeda dengan *water dew point*, nilai dari *water content* cenderung rendah ketika tekanan tinggi (660 psig) dan *molar flowrate* rendah (72,5 MMSCFD).

Kata kunci: DPCU, Hydrocarbon Dew Point, MEG, Water Content, Water Dew Point

ABSTRACT

The Dew Point Control Unit (DPCU) is an important unit in the natural gas purification process. Methane hydrate formation in the DPCU is a major problem when the operating temperature is kept as low as possible at high pressures. Glycol injection is required to prevent the formation of these hydrates. Mono-ethylene Glycol (MEG) is the type of glycol used by Gajah Baru Central Process Platform (GBCPP), Premier Oil Natuna Sea Indonesia. The goal of this study is to determine the effect of MEG injection on the hydrocarbon gas dew point, water dew point, and water content of gas export at the Gajah Baru Central Processing Platform. This simulation was conducted using the Hysys V12 software with Peng-Robinson thermodynamic model. The variables used in this study were the flowrate of the MEG injection into the gas/gas exchanger from 0 to 13.5 USGPM with an interval of 0.5 USGPM, the molar flowrate of the gas process of 72.5 and 235 MMSCFD, and the pressure of the Low Pressure Compressor at 500 and 660 psig. The simulation results show that MEG injection has no effect on the hydrocarbon dew point value. The water dew point is higher when the pressure used is

lower (500 psig) with a high molar flowrate of the gas process (235 MMSCFD). When the MEG injection is increased, the water dew point value decreases. In contrast to the water dew point, the water content value is low when the pressure is high (660 psig) and the molar flowrate is low (72.5 MMSCFD).

Keywords: DPCU, Hydrocarbon Dew Point, MEG, Water Content, Water Dew Point

1. PENDAHULUAN

Gas alam merupakan bahan bakar fosil fase gas yang digunakan sebagai bahan bakar ataupun bahan baku industri. Pada umumnya, gas alam yang baru keluar dari perut bumi memiliki kandungan uap yang cukup tinggi dalam kondisi jenuh (*saturated*) [1]. Gas alam yang keluar dari sumur biasanya mengandung senyawa utama metana (CH₄) dengan pengotor berupa CO₂, uap air, senyawa hidrokarbon, COS (Karbonil Sulfida), BTX (*Benzene-Toluene-Xylene*), H₂S, merkaptan, senyawa sulfur, dan lain-lain [2]. Adanya senyawa pengotor pada gas alam membutuhkan proses pemurnian gas atau dapat disebut juga dengan *gas treatment* agar memenuhi spesifikasi gas yang akan dipasarkan.

Pemurnian gas alam dapat diproses dengan beberapa unit utama yaitu *Separation Unit* (SU), *Dew Point Control Unit* (DPCU), *Dehydration Unit* (DHU), *Compression Unit* (CU). Produk yang dihasilkan dari proses pengolahan gas alam dapat dibagi menjadi tiga produk yaitu: *gas export*, kondensat dan *produced water*. Dalam proses untuk memenuhi spesifikasi penjualan *gas export*, karakteristik *dew point* dari gas yang akan diekspor harus dipenuhi oleh setiap industri [3]. Hal ini dapat dilakukan di DPCU yang merupakan salah satu unit dengan fungsi untuk memisahkan senyawa pengotor dari gas alam.

Pemisahan senyawa pengotor yang dilakukan di DPCU bertujuan agar gas alam memiliki nilai *dew point* yang rendah sehingga gas alam tersebut tidak terkondensasi. Ketika gas alam terkondensasi dapat menyebabkan terbentuknya hidrat. DPCU mendapatkan umpan dari CU dengan gas alam yang masih mengandung pengotor seperti CO₂, uap air, senyawa hidrokarbon, COS, BTX, H₂S, merkaptan, senyawa sulfur, dan lain-lain [2]. DPCU mampu untuk menghilangkan cairan dengan komponen yang lebih berat dari gas yang dipisahkan selama berada di *separator* [4]. Sebagian besar pengotor di DPCU dipisahkan dengan cara mendinginkan gas alam pada suhu rendah untuk mengembunkan senyawa pengotor tersebut dalam jumlah yang banyak sehingga dapat dipisahkan dari gas metana.

Pengoperasian DPCU pada suhu rendah dapat dipengaruhi oleh tiga faktor utama yaitu: 1) peristiwa pembentukan metana hidrat pada gas bertekanan tinggi dengan suhu rendah; 2) pembentukan es di permukaan *chiller* (*skin temperature*); 3) *freezing temperature* dari larutan penyerap uap air [5]. Pembentukan hidrat dan pembekuan larutan penyerap dapat menimbulkan masalah serius terhadap fasilitas produksi *oil and gas* karena dapat membentuk endapan padat yang menyebabkan penyumbatan saluran pipa (menghentikan proses). Hal ini dapat menyebabkan terjadinya kecelakaan kerja yang membahayakan keselamatan para pekerja dan lingkungan [5]. Pencegahan pembentukan hidrat dapat dilakukan dengan cara mengurangi kandungan uap air di dalam gas alam yang dapat mempengaruhi kualitas dan kuantitas dari gas alam tersebut. Pengurangan kandungan uap air dapat dilakukan dengan cara melakukan injeksi cairan penyerap uap air pada unit DPCU. Pada umumnya, pengurangan kandungan uap air menggunakan senyawa berbasis *glycol* seperti *Mono-ethylene Glycol* (MEG), *Diethylene Glycol* (DEG), *Triethylene Glycol* (TEG), *Tetraethylene Glycol* (TREG) [6].

Studi yang dilakukan oleh Hidayat, dkk (2020) melaporkan bahwa simulasi menggunakan Hysys V8.8 pada injeksi MEG ke dalam gas alam dapat mengurangi pembentukan hidrat di DPCU dikarenakan MEG dapat menyerap uap air yang terdapat dalam gas alam. Penelitian tersebut dilakukan pada suhu operasi -20°F dengan konsentrasi MEG 80-84% (%b/b) dan *flowrate* MEG sebesar 900.000 lb/jam [2]. Adapun penelitian lain yang dilakukan oleh Darmawan dan Ariani (2020), membahas tentang simulasi dari pengaruh suhu *lean glycol* terhadap proses penyerapan uap air pada proses *gas dehydration unit* di industri gas alam dengan jenis *glycol* yang digunakan yaitu TEG. Simulasi tersebut melaporkan bahwa semakin tinggi suhu TEG dari $45-55^{\circ}\text{C}$ menyebabkan kandungan air yang ada dalam *dry gas* juga semakin meningkat namun berbanding terbalik dengan fraksi mol metana di *dry gas*. Semakin tinggi suhu TEG yang digunakan menyebabkan fraksi mol metana di *dry gas* semakin rendah [7]. Selain kedua penelitian di atas, terdapat penelitian lain yang dilakukan oleh Nurisman dan Alip (2011). Penelitian tersebut menunjukkan bahwa semakin tinggi suhu gas alam menyebabkan semakin tinggi nilai *water content* yang ada dalam gas alam sehingga diperlukan laju alir TEG yang semakin besar. Penelitian tersebut juga melaporkan bahwa gas alam yang berkualitas baik adalah gas alam yang memiliki kandungan air rendah yaitu sekitar 7 lb/MMSCFD [8].

Saat ini, penelitian di Gajah Baru Central Process Platform (GBCPP) milik Premier Oil Natuna Sea Indonesia difokuskan dengan menggunakan jenis glikol berupa *Mono-ethylene Glycol* (MEG). MEG merupakan cairan yang tidak berwarna, tidak berbau, memiliki volatilitas dan viskositas yang rendah, serta bersifat higroskopis yang dapat digunakan sebagai *antifreeze* karena mampu menurunkan titik beku fluida ketika dicampur dengan air. MEG dapat diinjeksikan ke dalam *gas/gas exchanger* ketika gas alam tepat di bawah suhu pembentukan hidrat. Injeksi dari larutan MEG dilakukan secara terus menerus dikarenakan ketika suhu gas diturunkan dapat menyebabkan terbentuknya embun dari air yang ada di dalam *gas process*. Dengan menginjeksikan MEG yang cukup pada titik ini akan memberikan dampak penghambatan hidrat di bagian aliran unit pendingin (*chiller*) [9].

Salah satu masalah yang sering ditemukan di lapangan untuk proses pengolahan gas alam adalah ketika suhu operasi pada *chiller* diturunkan dengan tekanan operasi yang tinggi menyebabkan terbentuknya metana hidrat sehingga diperlukan adanya injeksi *glycol* untuk mencegah terjadinya pembentukan hidrat tersebut. Dengan demikian, tujuan dari penelitian ini adalah untuk menentukan pengaruh injeksi MEG terhadap *hydrocarbon gas dew point*, *water dew point* dan *water content* pada *gas export* di Gajah Baru Central Processing Platform.

2. METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan melalui proses simulasi menggunakan *software* Aspen Hysys V12 (*licensed*) dengan *fluid package* yang digunakan yaitu Peng-Robinson berdasarkan data yang diperoleh dari Gajah Baru Central Process Platform milik Premier Oil Natuna Sea BV, Jakarta Selatan. Unit yang ditinjau dalam penelitian ini adalah DPCU yang merupakan unit yang terdiri dari *gas/gas exchanger*, *chiller*, dan *Low Temperature Separator* (LTS). Penelitian ini dilakukan untuk menentukan pengaruh injeksi MEG terhadap *hydrocarbon dew point*, *water dew point* dan *water content* pada *gas export*. Variabel yang digunakan dalam penelitian ini yaitu *flowrate* injeksi MEG ke dalam *gas/gas exchanger* mulai dari 0 hingga

13,5 USGPM dengan interval 0,5 USGPM, *molar flowrate* dari *gas process* sebesar 72,5 dan 235 MMSCFD dan tekanan dari *Low Pressure (LP) Compressor* pada 500 dan 660 psig. Simulasi dalam penelitian ini dilakukan dengan tahapan sebagai berikut :

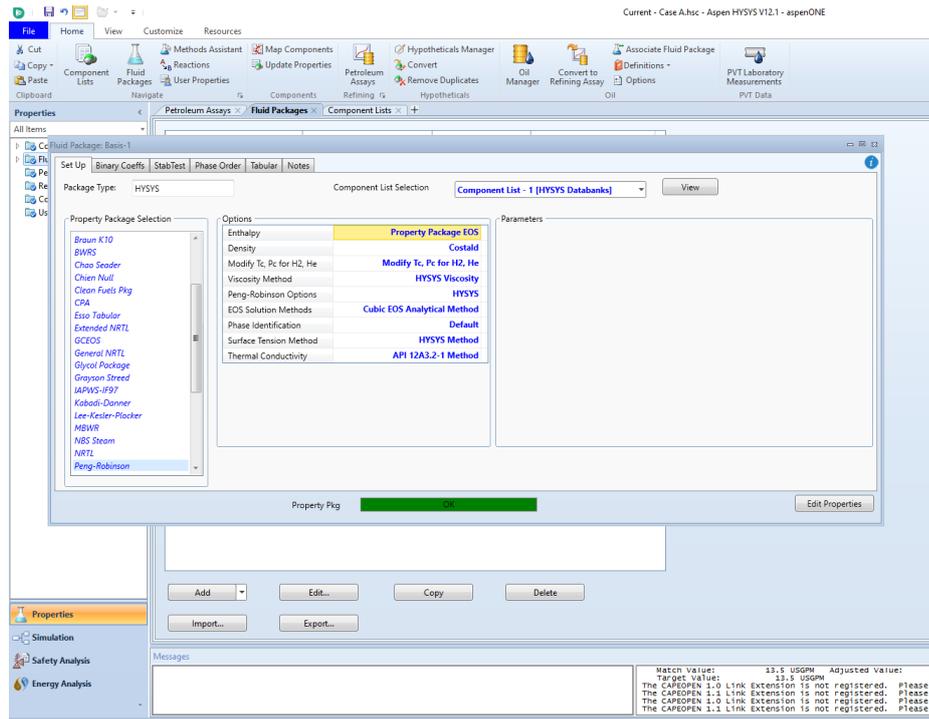
2.1. Pengumpulan Data

Hal pertama yang dilakukan dalam simulasi menggunakan *software* Hysys V12 yaitu memasukkan komposisi gas alam serta kondisi awal MEG seperti yang dapat dilihat dilihat pada Tabel 1 berdasarkan data yang diperoleh dari Gajah Baru Central Process Platform. Kondisi operasi yang digunakan pada LTS yaitu suhu 40°F dengan komposisi gas dari *slug catcher* yang didapatkan pada 250 psig dan suhu 110°F.

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

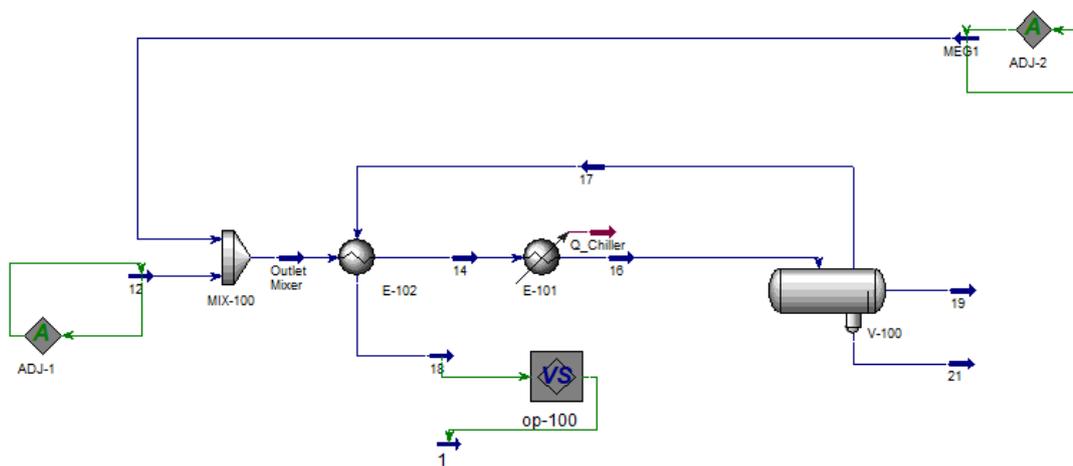
Komposisi	Fraksi mol
<i>Carbon dioxide</i>	0,0109
<i>Nitrogen</i>	0,0030
<i>Methane</i>	0,9746
<i>Ethane</i>	0,0035
<i>Propane</i>	0,0011
<i>i-Butane</i>	0,0008
<i>n-Butane</i>	0,0001
<i>i-Pentane</i>	0,0002
<i>n-Pentane</i>	0,0000
<i>n-Hexane</i>	0,0001
<i>n-Heptane</i>	0,0001
<i>n-Octane</i>	0,0000
<i>n-Nonane</i>	0,0000
<i>Water</i>	0,0056
<i>Mono-ethylene Glycol (MEG)</i>	0,0000

Langkah berikutnya yang dilakukan adalah memilih *fluid package* yaitu Peng-Robinson seperti yang ditunjukkan pada Gambar 1. Peng-Robinson merupakan model perhitungan untuk *Vapor-Liquid Equilibrium (VLE)* pada sistem *hydrocarbon* yang telah dimodifikasi dari model Van deer Waals. Model ini dapat digunakan pada sistem campuran non-polar ataupun semi-polar. Model Peng-Robinson cocok digunakan karena senyawa yang terlibat untuk proses pengolahan gas pada unit DPCU menggunakan senyawa non-polar dengan fase berupa padat, cair, dan gas [10].



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

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



Gambar 2. Alur Proses *gas treatment* di DPCU yang digambarkan pada lembar kerja *software* HYSYS V12

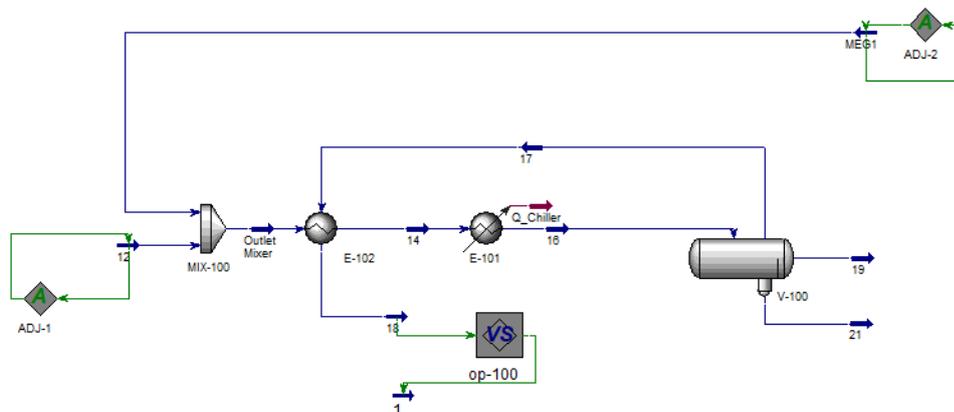
Proses simulasi dilakukan dengan empat variabel yaitu: *Case A*, *Case B*, *Case C*, dan *Case D* seperti yang ditentukan pada Tabel 2. Perubahan yang digunakan pada semua *case* yaitu: 1) perubahan injeksi MEG ke dalam *gas/gas exchanger* mulai dari 0 hingga 13,5 USGPM dengan interval 0,5 USGPM; 2) *molar flowrate* dari *gas process* sebesar 72,5 dan 235 MMSCFD; 3) tekanan dari *LP Compressor* pada 500 dan 660 psig.

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

Conditions	Unit	Case			
		A	B	C	D
Operating Temperature at LTS	°F	40	40	40	40
Operating Pressure at LTS	psig	660	660	500	500
Molar Flow of Gas Process	MMSCFD	235	72,5	72,5	235
Composition	Komposisi gas dari <i>Slug Catcher</i> pada 110 °F, 250 psig				

2.2. Deskripsi Proses

Berikut merupakan hasil simulasi aliran proses di DPCU menggunakan *software* HYSYS V12:



Keterangan :

- MIX-100 : Mixer
- E-102 : Gas/gas exchanger
- E-101 : Chiller
- V-100 : Low Temperature Separator
- ADJ-1 : Adjust 1
- ADJ-2 : Adjust 2
- Op- 100 : Virtual Stream

Gambar 3. Aliran proses dew point control unit pada Gajah Baru *Central Processing Platform*

Aliran proses pada DPCU diawali dengan aliran gas alam yang berasal dari *slug catcher* menuju *mixer* (MIX-100) agar terjadi proses pencampuran antara *wet gas* dengan injeksi berupa MEG. Selanjutnya aliran gas alam akan menuju *gas/gas exchanger* (E-102) kemudian gas alam akan dialirkan melewati *chiller* (E-101) untuk didinginkan hingga suhu 40°F. Penurunan suhu di *chiller* terjadi proses kondensasi air dan kondensat akan dipisahkan dari gas di LTS (V-100). Keluaran gas dari LTS pada suhu 40°F tersebut digunakan kembali sebagai umpan untuk proses pendinginan pada *gas/gas exchanger*. Untuk menghindari pembentukan hidrat pada alat yang beroperasi pada tekanan tinggi dengan suhu rendah, dilakukan injeksi MEG dengan variasi *flowrate* 0 hingga 13,5 USGPM.

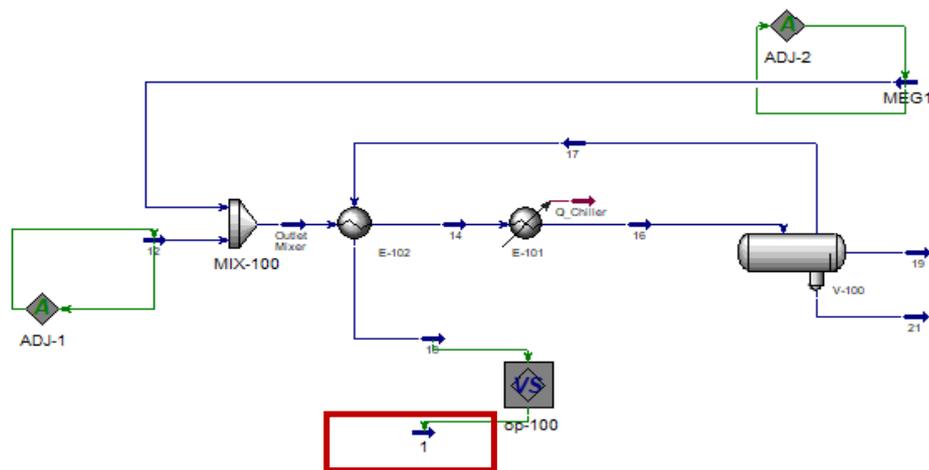
Proses simulasi ini dibuat dua kali *adjust* yaitu *adjust-1* (ADJ-1) dan *adjust-2* (ADJ-2). ADJ-1 digunakan untuk melakukan pengamatan terhadap perubahan *molar flowrate* pada *gas process* sedangkan ADJ-2 digunakan untuk melakukan pengamatan terhadap perubahan injeksi MEG pada *gas/gas exchanger*. Setelah ditambahkan *adjust*, hal yang selanjutnya dilakukan adalah dilakukan penambahan *virtual stream* yang digunakan untuk mempermudah penelitian dalam meninjau aliran gas dengan salah satu kondisi operasi yang diinginkan berbeda.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Berdasarkan hasil simulasi yang telah dilakukan untuk menganalisis pengaruh injeksi MEG terhadap *hydrocarbon dew point*, *water dew point* dan *water content*, dapat dilakukan pembahasan sebagai berikut:

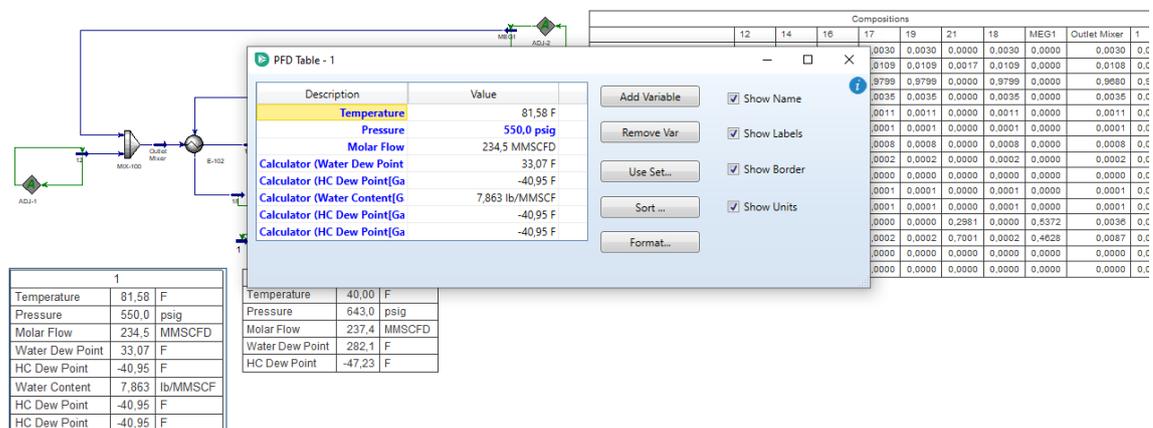
3.1. Pengaruh Injeksi MEG terhadap *Hydrocarbon Dew Point*

Dalam menganalisis pengaruh injeksi MEG terhadap *hydrocarbon dew point* pada *gas export*, dapat dilihat pada aliran 1 yang ditunjukkan pada Gambar 4.

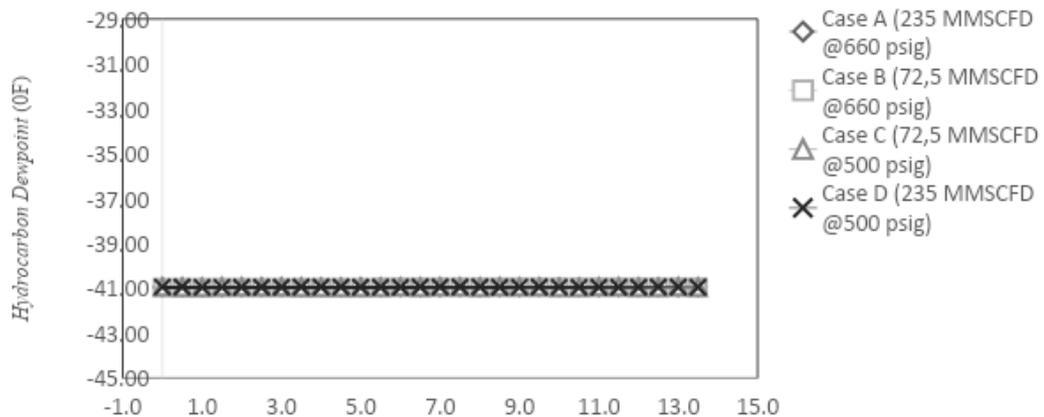


Gambar 4. Gambar sistem untuk meninjau *hydrocarbon dew point* pada *gas export* pada aliran 1

Berikut ini adalah hasil simulasi dan grafik dari pengaruh injeksi MEG terhadap *hydrocarbon dew point* yang dapat ditunjukkan pada Gambar 5 dan Gambar 6.



Gambar 5. Hasil tinjauan aliran 1 untuk *hydrocarbon dew point*

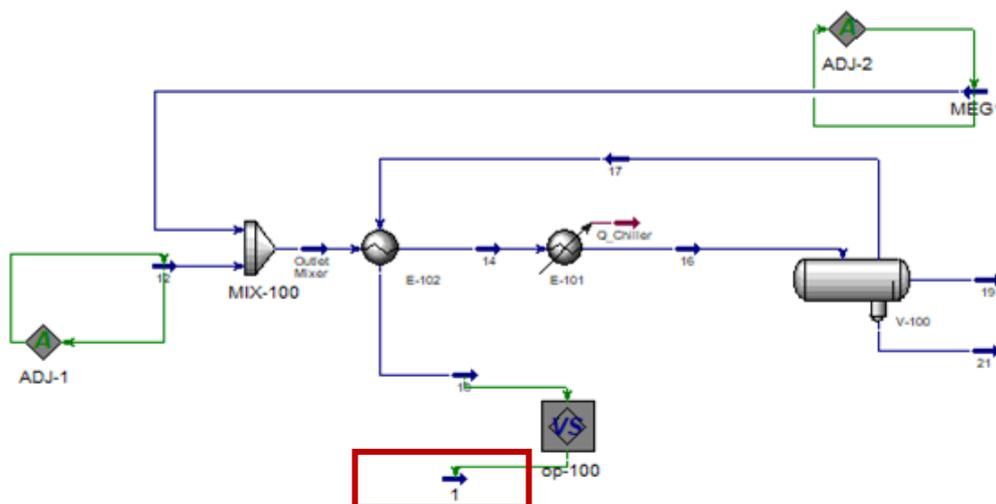


Gambar 6. Grafik hubungan pengaruh injeksi MEG terhadap *hydrocarbon dew point* untuk tiap *case*

Gambar 5 dan Gambar 6 menunjukkan hasil simulasi mengenai pengaruh injeksi MEG pada setiap *case* terhadap *hydrocarbon dew point*. Berdasarkan Gambar 6 dapat dilihat bahwa pada semua *case* (*Case A*, *Case B*, *Case C*, dan *Case D*) menghasilkan nilai *hydrocarbon dew point* antara $-40,95^{\circ}\text{F}$ hingga $-40,94^{\circ}\text{F}$. Ini membuktikan bahwa injeksi MEG ke dalam *gas process* tidak berpengaruh terhadap nilai *hydrocarbon dew point* pada *gas export*. Hal ini dikarenakan larutan MEG dapat berfungsi sebagai penyerap air yang ada di dalam *gas process*. Menurut Elhady (2005), nilai *hydrocarbon dew point* dapat berubah jika *hydrocarbon* dipisahkan dari aliran gas dengan cara dilakukan proses ekstraksi melalui refrigerasi mekanik dan ekspansi secara *isenthalpic* maupun *isentropic* [11].

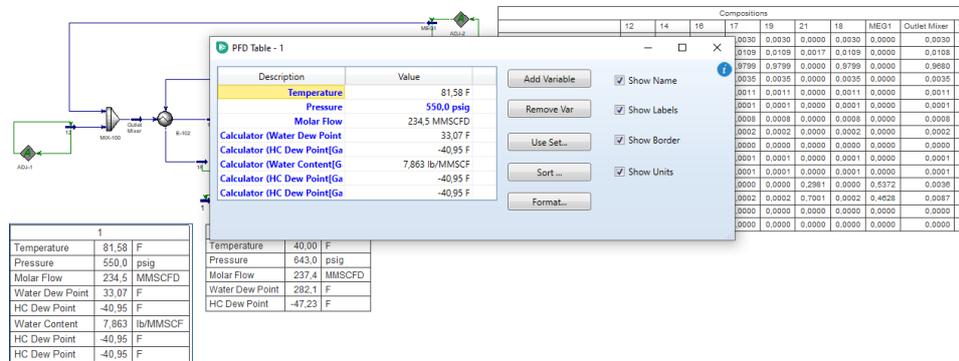
3.2. Pengaruh Injeksi MEG terhadap *Water Dew Point*

Untuk mengetahui pengaruh injeksi MEG terhadap *water dew point* pada *gas export*, aliran yang akan ditinjau dapat dilihat pada Gambar 7.

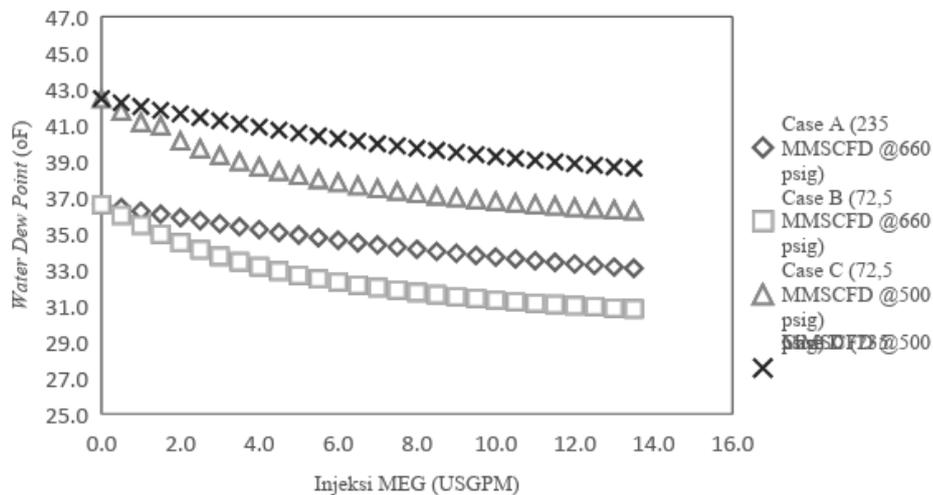


Gambar 7. Gambar sistem untuk meninjau *water dew point* pada *gas export* di aliran 1

Berikut hasil simulasi dan grafik dari pengaruh injeksi MEG terhadap *water dew point* yang ditunjukkan pada Gambar 8 dan Gambar 9.



Gambar 8. Hasil tinjauan aliran 1 untuk *water dew point*

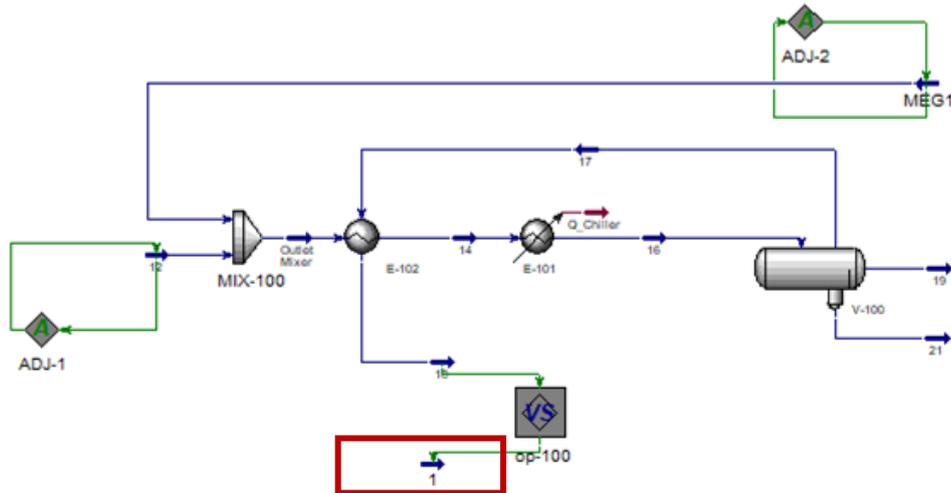


Gambar 9. Grafik hubungan pengaruh injeksi MEG terhadap *water dew point* untuk tiap case

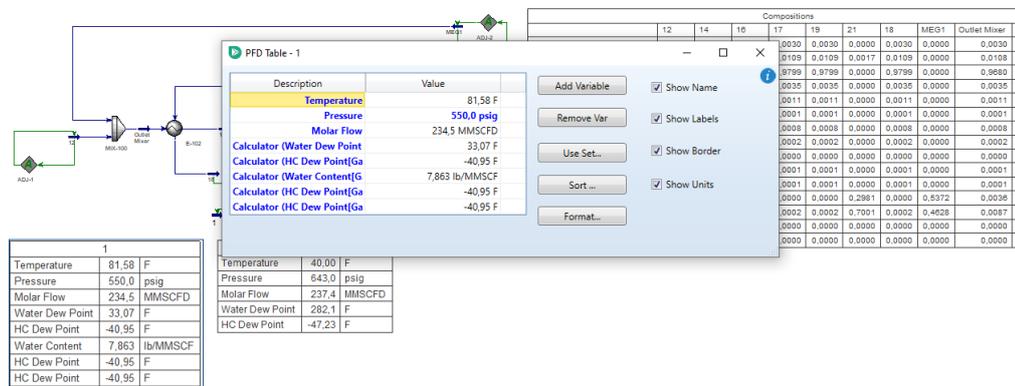
Gambar 8 dan Gambar 9 menunjukkan hasil simulasi *water dew point* pada *gas export* untuk tiap case yang ditinjau di aliran 1 (Gambar 7). Gambar 9 menunjukkan hasil perbandingan *water dew point* pada *gas export* mulai dari Case A hingga Case D. Berdasarkan Gambar 9 dapat dilihat bahwa nilai dari *water dew point* menjadi semakin tinggi ketika tekanan yang digunakan semakin rendah (500 psig) dengan *molar flowrate* dari *gas process* yang semakin tinggi (235 MMSCFD). Namun, hal sebaliknya terjadi yaitu ketika injeksi MEG semakin tinggi, nilai *water dew point* menjadi semakin rendah. Case A dan B yang dioperasikan pada tekanan yang lebih tinggi daripada Case C dan D menyebabkan air dapat terpisah dari gas alam. Hal ini dikarenakan terdapat perbedaan tekanan uap antara gas *hydrocarbon* dengan air sehingga uap air di dalam *gas export* menjadi semakin berkurang [12]. Selain itu, *water dew point* juga dipengaruhi oleh *molar flowrate* yaitu ketika *molar flowrate* dan tekanan dari *gas process* yang digunakan semakin tinggi menyebabkan tekanan uap air menjadi lebih tinggi. Hal ini menyebabkan air menjadi lebih mudah menguap sehingga dapat terserap ke dalam MEG [13].

3.3. Pengaruh Injeksi MEG terhadap *Water Content*

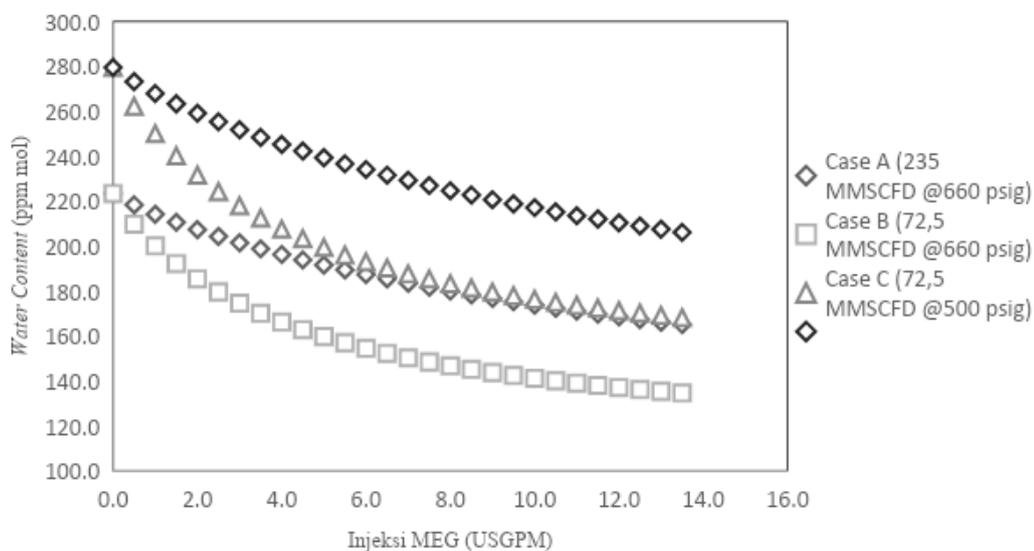
Dalam meninjau pengaruh injeksi MEG terhadap *water content* pada *gas export* yang ditunjukkan pada aliran 1 (Gambar 10), hasil simulasi dan grafik dari pengaruh injeksi MEG terhadap *water content* dapat dilihat pada Gambar 11 dan Gambar 12.



Gambar 10. Gambar sistem untuk meninjau *water content* pada *gas export* pada aliran 1



Gambar 11. Hasil tinjauan aliran 1 untuk *water content*



Gambar 12. Grafik hubungan pengaruh injeksi MEG terhadap *water content* untuk tiap case

Gambar 11 dan Gambar 12 menunjukkan hasil simulasi kandungan *water content* pada *gas export* untuk tiap case yang ditinjau di aliran 1 (Gambar 10). Berdasarkan Gambar 12, dapat diketahui bahwa Case A dan B yang dioperasikan pada tekanan lebih tinggi daripada Case C dan D dapat memisahkan air dengan senyawa hidrokarbon. Hal ini dikarenakan terdapat perbedaan tekanan uap antara *hydrocarbon* dengan air sehingga uap air di dalam *gas export* akan berkurang [12]. Selain itu, *gas process* juga dapat dipengaruhi oleh *molar flowrate* yaitu ketika *molar flowrate* pada tekanan yang semakin tinggi dapat menyebabkan tekanan uap air menjadi lebih tinggi sehingga air menjadi lebih mudah menguap dan terserap ke dalam MEG [13].

4. KESIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan hasil simulasi dan pembahasan yang telah dilakukan, dapat disimpulkan bahwa *flowrate* dari injeksi MEG tidak memberikan pengaruh terhadap *hydrocarbon dew point*. Berbeda dengan *hydrocarbon dew point*, nilai dari *water dew point* menjadi semakin tinggi ketika tekanan yang digunakan semakin rendah (500 psig) dengan *molar flowrate* dari *gas process* yang semakin tinggi (235 MMSCFD). Namun, hal sebaliknya terjadi ketika *flowrate* dari injeksi MEG yang digunakan semakin tinggi, nilai *water dew point* menjadi semakin rendah. Berbeda dengan *water dew point*, nilai dari *water content* cenderung rendah ketika tekanan tinggi (660 psig) dan *molar flowrate* rendah (72,5 MMSCFD).

Saran yang dapat diberikan untuk penelitian selanjutnya adalah senyawa *hydrocarbon* berat harus diekstraksi dengan menggunakan DPCU untuk mencapai nilai *hydrocarbon dew point* yang diinginkan. Ekstraksi dapat dilakukan dengan cara mendinginkan gas di *gas chiller* lalu memisahkan cairan yang terbentuk di LTS. *Gas chiller* berfungsi sebagai evaporator pada siklus refrigerasi DPCU. Refrigeran yang umum digunakan di DPCU adalah propana dan juga ammonia. Ammonia dapat menjadi refrigeran yang potensial untuk digunakan karena senyawa tersebut memiliki titik didih normal yang dekat dengan titik didih normal *hydrocarbon dew point* yang diinginkan.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan rasa syukur kepada Allah SWT atas berkah dan rahmat yang diberikan. Serta terima kasih kepada Premier Oil Natuna Sea BV, Jakarta Selatan, Indonesia yang telah membantu terlaksananya Praktik Kerja Industri dalam memberikan bimbingan dan ilmu yang bermanfaat kepada penulis serta mengizinkan untuk melakukan publikasi dengan data yang diberikan.

REFERENSI

- [1] S. Bahri dan A. Sato, "Optimalisasi Glycol Dehydration Unit untuk Spesifikasi Gas Moisture Content Lapangan Gas Lepas Pantai Kepodang Blok Muriah," *Al Qalam: Jurnal Ilmiah Keagamaan dan Kemasyarakatan*, vol. 16, no. 1, hal. 377, 2022.
- [2] 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," *Jurnal Rekayasa Proses*, vol. 14, no. 2, hal. 198, 2020.
- [3] T. A. Linarta, C. Sindhuwati, dan Hardjono, "Estimasi Temperatur Condensor Reflux (136 H09) Pada Regeneration Unit Untuk Penghematan Konsumsi Teg," *Distilat: Jurnal Teknologi Separasi*, vol. 7, no. 2, 2021.
- [4] Premier Oil Natuna Sea, "Gajah Baru *Ded For Seal Gas Booster Compressor Control and Operating Philosophy*," Jakarta: PT. Synergy Engineering, 2021.
- [5] C. A. Koh, "Towards a fundamental understanding of natural gas hydrates," *Chemical Society Reviews*, vol. 31, no. 3, hal. 157–167, 2002.
- [6] M. A. Kelland, "History of the Development of Low Dosage Hydrate Inhibitors," *Energy & Fuels*, vol. 20, no. 3, hal. 825–847, 2006.
- [7] M. D. Darmawan dan Ariani, "Simulasi Pengaruh Suhu Lean Glycol Pada Proses Gas Dehydration Unit Di Industri Gas Alam," *Distilat: Jurnal Teknologi Separasi*, vol. 6, no. 2, hal. 158–163, 2020.
- [8] E. Nurisman, "Studi Perhitungan Laju Alir Triethylene Glycol (TEG) yang Dibutuhkan dalam Proses Dehidrasi Gas Bumi," *Jurnal Teknik Patra Akademika*, vol. 3, hal.31-44, 2011.
- [9] A. J. Kidnay, W. R. Parrish, dan D. G. McCartney, "Fundamentals of Natural Gas Processing". CRC Press, 2019.
- [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 CO₂ and mixed organic solvents using Peng–Robinson equation of state," *The Journal of Supercritical Fluids*, vol. 93, hal. 82–90, 2014.
- [11] A. A. A. Elhady, "Operating experiences of DEG and MEG for hydrate and dewpoint control in gas production offshore mediterranean," *2005 Int. Pet. Technol. Conf. Proc.*, hal. 123–128, 2005.
- [12] A. Jati dan B. H. Susanto, "Simulasi Tekno-Ekonomi Untuk Modifikasi Rancangan Pada Proses Regenerasi Glikol Di Fasilitas Pengolahan Gas Alam," Depok: Universitas Indonesia, Fakultas Teknik Kimia, hal. 1–6, 2013.
- [13] K. Haryani, A. Atma Adiwijaya, W. W. Darmanto, dan Suryanto, "Analisa Sensitivitas Teg Dehydration Systemplant Pulau Gading Job Pertamina-Talisman Jambimerang," *Jurnal Rekayasa Mesin*, vol. 12, no. 2, hal. 41–50, 2017.