



Studi Penambahan Etilena Glikol dalam Menghambat Pembentukan Metana Hidrat pada Proses Pemurnian Gas Alam

Muslikhin Hidayat*, Danang Tri Hartanto, Muhammad Mufti Azis dan Sutijan
Departemen Teknik Kimia, Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada

*Alamat korespondensi: mhidayat@ugm.ac.id

(Submisi: 18 September 2020; Revisi: 14 November 2020; Penerimaan: 23 November 2020)

ABSTRACT

The gas processing facilities are designed to significantly reduce the impurities such as water vapor, heavy hydrocarbon, carbon dioxide, carbonyl sulfide (COS), benzene-toluene-xylene (BTX), mercaptane, and the sulfur compounds. A small amount of those compounds in natural gas is not preferable since they disturb the next processes. It was proposed to decrease natural gas's operating temperature to -20°F to remove the impurities from natural gas. The decrease of the natural gas's operating temperature has some consequences to the gas mixers such as hydrate formation at high pressure and low temperature, solidification of ethylene glycol (EG) solution, and the icing of the surface due to low temperature on the surface of chiller (three constraints). The Aspen Hysys 8.8 was used to obtain the suitable flowrate and concentration of the EG solution injected into the natural gas. Peng-Robinson's model was considered the most appropriate thermodynamic property model, and thus it has been applied for this research. The calculation results showed that the EG solution injection would reduce the hydrate formation due to water vapor absorption in the natural gas by EG. The EG solution's flowrate and concentration were varied from 20,000-2,000,000 lb/hr and 80-90 wt.%. When the separation was carried out at the operating temperature of -20°F , the EG solution's concentration fulfilling the requirement was of 80-84 wt.% with the flowrate of EG solution of 900,000 lb/hr and even more. This amount is not operable. More focused investigation was done for the variation of the operating temperature. Increasing operating temperature significantly reduced the flowrate of EG solution to about 200,000 lb/hr. An alternative process was proposed by focusing on two concentration cases of 80 and 85 % of weight at the low flow rate of EG solution, respectively. These simulations were intended to predict impurities' concentration in the effluent of Dew Point Control Unit (DPCU). The concentrations of BTX, heavy hydrocarbon, mercaptane, and COS flowing out of DPCU were 428.1 ppm, 378.4 ppm, 104 ppm, and 13.3 ppm, respectively. The concentrations of BTX and heavy hydrocarbon are greater than the minimum standard required. It is needed to install an absorber to absorb BTX and heavy hydrocarbon. However, the absorber capacity will be much smaller than if the temperature of natural gas is not decreased and not injected by the EG solution.

Keywords: DPCU gas treatment; ethylene glycol solution; hydrate formation; simulation

DOI: [10.22146/jrekpros.59871](https://doi.org/10.22146/jrekpros.59871)

Copyright © 2020 THE AUTHOR(S). This article is distributed under a Creative Commons Distribution-ShareAlike 4.0 International license.

Published online : 31 Desember 2020
e-ISSN 2549-1490 p-ISSN 1978-287X

ABSTRAK

Unit pengolahan gas dirancang untuk mengurangi sebagian besar senyawa pengotor seperti uap air, hidrokarbon berat, karbon dioksida, karbonil sulfida (COS), benzena-toluena-xilena (BTX), merkaptan, dan senyawa sulfur lainnya. Keberadaan senyawa tersebut dalam gas alam berbahaya karena mengganggu proses selanjutnya walaupun dalam jumlah sedikit. Untuk membersihkan gas alam dari senyawa pengotor, maka suhu operasi gas diturunkan menjadi $-20\text{ }^{\circ}\text{F}$. Penurunan suhu operasi gas dapat menyebabkan pembentukan hidrat pada tekanan tinggi dan suhu rendah, pembekuan larutan etilena glikol (EG), dan pembentukan lapisan es pada permukaan *chiller*. Aspen Hysys 8.8 digunakan untuk memperkirakan berapa kecepatan alir dan konsentrasi larutan EG yang diinjeksikan ke gas alam. Model Peng-Robinson adalah model termodinamika yang diterapkan untuk penelitian ini. Hasil simulasi menunjukkan bahwa injeksi larutan EG dapat mengurangi pembentukan hidrat karena larutan EG menyerap uap air dalam gas alam. Kecepatan alir dan konsentrasi larutan EG divariasikan dari 20.000-2.000.000 lb/jam dan 80-90 % (%b/b). Saat pemisahan dilakukan pada suhu operasi $-20\text{ }^{\circ}\text{F}$, konsentrasi larutan EG yang memenuhi syarat adalah 80-84 % (%b/b) dengan kecepatan alir larutan EG 900.000 lb/jam atau lebih. Jumlah ini sangat banyak dan kurang layak untuk dioperasikan. Penelitian difokuskan pada variasi suhu operasi. Peningkatan suhu operasi diikuti dengan pengurangan kecepatan aliran larutan EG secara signifikan yaitu menjadi sekitar 200.000 lb/jam. Alternatif proses diusulkan dengan berfokus pada penggunaan kecepatan alir larutan EG yang rendah dengan konsentrasi larutan EG sebesar 80 dan 85 % (%b/b). Simulasi dapat memprediksi konsentrasi pengotor yang keluar dari *Dew Point Control Unit* (DPCU). Konsentrasi BTX, hidrokarbon berat, merkaptan, dan COS yang mengalir keluar dari DPCU berturut-turut adalah 428,1 ppm, 378,4 ppm, 104 ppm, dan 13,3 ppm. Konsentrasi BTX dan hidrokarbon berat tersebut lebih besar dari standar minimum yang disyaratkan. Oleh karena itu, diperlukan pemasangan absorber untuk menyerap BTX dan hidrokarbon berat. Namun, kapasitas absorber akan jauh lebih kecil apabila dibandingkan dengan kondisi tanpa menurunkan suhu dan menginjeksikan oleh larutan EG.

Kata kunci: DPCU; larutan etilena glikol; pembentukan hidrat; simulasi

1. Pendahuluan

Gas alam merupakan salah satu sumber daya alam tak terbarukan yang sangat penting, baik sebagai bahan bakar ataupun bahan baku industri. Sloan (2003) menyatakan bahwa gas alam akan masih tetap menjadi bahan bakar andalan selama teknologi murah yang memproduksi gas hidrogen untuk *fuel cell* belum ditemukan. Dua alasan dari pernyataan tersebut adalah gas alam dapat terbakar bersih menyebabkan masalah polusi udara yang paling kecil dibandingkan dengan minyak bumi dan

batubara; dan minyak bumi lebih baik dimanfaatkan sebagai bahan baku untuk industri petrokimia.

Gas alam yang keluar dari sumur biasanya disebut *sour gas* umumnya mengandung senyawa utama metana (CH_4) dengan pengotor CO_2 , uap air, senyawa hidrokarbon, COS, BTX, H_2S , merkaptan, senyawa sulfur, dll. Senyawa-senyawa pengotor tersebut harus dipisahkan dari gas utama untuk mendapatkan *sweet gas* dengan kandungan pengotor yang minimum. *Sour gas* bersifat sangat korosif sehingga pemurnian gas alam dari pengotornya adalah proses krusial yang

harus dilakukan di awal proses yang disebut dengan *gas treatment/ purification*. Secara umum proses pemurnian gas alam membutuhkan fasilitas-fasilitas utama yaitu *Separation Unit (SU)*, *Dew Point Control Unit (DPCU)*, *Acid Gas Removal Unit (AGRU)*, *Dehydration Unit (DHU)*, *Compression Unit (CU)*, *Condensate Stabilization Unit (CSU)*, *Acid Gas Enrichment Unit (AGEU)*, *Sulfur Recovery Unit (SRU)*, *Tail Gas Unit (TGU)*, *Thermal Oxidizer (TOx)* dan utilitas. Setiap unit mempunyai fungsi masing-masing dan saling terkait. Salah satu unit awal yang penting untuk memastikan proses selanjutnya berhasil atau tidak adalah DPCU. *Dew Point Control Unit* mendapatkan umpan dari SU dengan gas alam sudah terbebas dari campuran air dan cairan hidrokarbon. Sebagian besar pengotor di DPCU akan dipisahkan sebelum masuk ke AGRU. Secara ideal, proses pemisahan di DPCU adalah dengan mendinginkan gas alam dengan suhu yang rendah agar dapat mengembunkan senyawa pengotor tersebut dalam jumlah yang banyak, kemudian dipisahkan dari gas metana. Gas metana mempunyai titik embun yang relatif jauh lebih rendah dibanding senyawa-senyawa lainnya.

Namun demikian, pengoperasian DPCU pada suhu rendah dibatasi oleh tiga pembatas utama yaitu peristiwa pembentukan metana hidrat pada gas tekanan tinggi dan suhu rendah (Koh, 2002; Sloan dan Koh, 2008; Moshfeghian, 2012; Guo dkk., 2013, Mutiara dkk., 2016; Nandari dkk., 2016; Bhattacharjeea dkk., 2019); pembentukan es di permukaan *chiller (skin temperature)*; dan *freezing temperature* dari larutan penyerap uap air. Pembentukan hidrat dan pembekuan larutan penyerap menyebabkan masalah serius dalam fasilitas

produksi minyak dan gas karena dapat membentuk endapan padat yang menyebabkan penyumbatan saluran pipa (menghentikan produksi) dan juga dapat menyebabkan terjadinya kecelakaan kerja, sehingga membahayakan keselamatan dan lingkungan (Koh, 2002; Farhadian dkk., 2019; Kim dkk., 2020). Meskipun efek pembentukan hidrat merugikan pada pemrosesan gas alam, namun pembentukan hidrat juga memiliki manfaat dan dapat diaplikasikan untuk teknologi penyimpanan energi yang baik, misal penyimpanan metana (Koh, 2002; Sloan, 2003; Sun dkk, 2011; Filarsky dkk, 2019; Tian dan Wu, 2020) dan penyimpanan hidrogen (Lee dkk., 2005; Zenga dkk., 2020).

Pencegahan pembentukan hidrat atau penurunan suhu pembentukan hidrat dapat dilakukan dengan cara mengurangi kandungan uap air di gas alam. Pengurangan kandungan uap air dapat dilakukan dengan menginjeksikan cairan penyerap yang umumnya dengan senyawa berbasis glikol (Kelland, 2006; Hemmingsen dkk., 2011; Sun dkk., 2019; Long dkk., 2018; Nasir dkk., 2020), misalnya etilen glikol (EG). Bila suhu pembentukan hidrat turun maka suhu operasi dapat diturunkan. Penurunan suhu operasi akan menyebabkan peningkatan jumlah senyawa pengotor yang mengembun. Kondisi tersebut diinginkan, sehingga gas keluar dari DPCU mengandung pengotor yang rendah dan siap diumpankan ke AGRU.

Permasalahan yang dihadapi di lapangan adalah penentuan jumlah (kecepatan aliran) dan konsentrasi bahan penyerap uap air (dipakai EG) yang harus diinjeksikan ke dalam DPCU. Pada penelitian ini, dilakukan studi pengaruh jumlah dan konsentrasi senyawa penyerap EG terhadap perubahan suhu pembentukan hidrat dan kelayakan operasi di

lapangan. Untuk memprediksi suhu pembentukan hidrat digunakan simulasi perhitungan dengan perangkat lunak Aspen Hysys 8.8. Perangkat lunak ini sudah banyak diaplikasikan pada proses di bidang industri minyak bumi dan gas alam.

2. Metode Penelitian

Secara umum ada dua cara atau metode untuk menghambat pembentukan hidrat yaitu pertama dengan menginjeksikan inhibitor atau penghambat "termodinamika" dan kedua dengan penambahan *Low Dosage Hydrate Inhibitor* (LDHI) (Sun dkk., 2011; Nasir dkk., 2020). Metode penghambatan secara "termodinamika" umumnya dilakukan dengan penginjeksian EG ke dalam untuk menyerap uap air dan menekan atau menurunkan suhu pembentukan hidrat. Penggunaan konsentrasi tinggi EG juga telah dilaporkan oleh Hemmingsen dkk. (2011). Metode LDHI dapat dibagi menjadi inhibitor kinetik dan anti-aglomeran. Inhibitor kinetik mengganggu nukleasi dan pertumbuhan kristal hidrat, sebagian besar inhibitor kinetik berbasis polimer atau kopolimer. Sebaliknya, anti-aglomerat tidak menghambat pembentukan partikel hidrat, tetapi anti-aglomeran berperan untuk mencegah partikel hidrat menggumpal dan terakumulasi menjadi massa besar. Penggunaan berbagai jenis aditif telah diteliti secara luas dalam literatur seperti yang dilaporkan (Kelland, 2006; Koh, 2002; Sun dkk., 2011; Menezes dkk., 2020; Tian dan Wu, 2020). Penelitian ini memfokuskan pada penggunaan inhibitor "termodinamika" untuk menganalisis pembentukan hidrat di fasilitas DPCU pada *gas treatment*.

2.1 Bahan Penelitian

Proses pemisahan senyawa-senyawa yang ada dalam gas alam dapat dimodelkan dengan aplikasi perangkat lunak proses di bidang minyak dan gas alam adalah perangkat lunak Aspen Hysys 8.8. Aspen Hysys 8.8 menggunakan model termodinamika untuk memprediksi sifat fisik dan sifat transpor (Aspen Hysys Documentations, 2006). Model termodinamika juga memberikan informasi tentang perilaku kesetimbangan fasa; tingkat energi senyawa murni dan sistem campuran. Pemilihan model termodinamika yang sesuai merupakan salah satu aspek penting dalam melakukan simulasi proses.

2.2 Cara Penelitian

Pemilihan model termodinamika berperan penting dalam simulasi proses. Perilaku campuran hasil perhitungan akan ditentukan oleh model termodinamika yang dipilih. Tidak ada model yang dapat menangani semua jenis campuran dan kondisi pengoperasian. Model tertentu biasanya cocok hanya untuk jenis campuran dan kondisi pengoperasian tertentu. Ada dua kelompok model termodinamika yang banyak digunakan untuk memprediksi sifat campuran yaitu model persamaan keadaan (*equation of state*, EOS) dan model koefisien aktivitas. Kelompok lain seperti model tekanan uap, model semi-empiris dan model-model khusus tidak begitu sering diterapkan untuk simulasi proses. Model-model persamaan keadaan, model koefisien aktivitas, model-model khusus diujikan untuk mendapatkan hasil perhitungan yang dapat mendeteksi dan menganalisis pembentukan hidrat. Berdasarkan hasil pengujian, model Peng-Robinson dapat menganalisis pembentukan

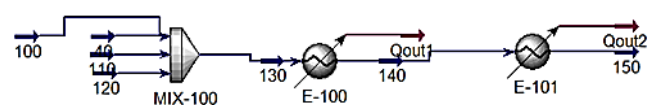
hidrat pada *Stream* 150 pada Gambar 1. Beberapa model tidak cocok atau tidak kompatibel dengan analisis pembentukan hidrat, salah satu contohnya ialah model *non random two-liquid* (NRTL). Model ini tidak dapat diaplikasikan karena menganalisis kesetimbangan pada cair-cair dan uap-cair (Hartanto dan Triwibowo, 2014), padahal dalam proses pembentukan metan hidrat melibatkan fasa padat-cair-gas.

Model Peng-Robinson adalah model perhitungan *Vapor-Liquid Equilibrium* (VLE) pada sistem hidrokarbon yang sudah dimodifikasi dari model Van der Waals. Model ini dapat digunakan pada sistem campuran non-polar ataupun semi-polar, sehingga pada kasus ini penggunaan model Peng-Robinson tepat karena senyawa-senyawa yang terlibat dalam kasus ini adalah senyawa non-polar. Secara umum, kasus ini melibatkan fasa padat, cair, dan gas, sehingga sistem Peng-Robinson dipilih karena mampu menyelesaikan perhitungan dengan melibatkan berbagai fasa. Model Peng-Robinson dapat menyelesaikan perhitungan dengan fasa tunggal, biner, maupun ternier dengan kehandalan dan keakuratan yang cukup tinggi (Costa dkk., 2014; Alvarez dkk., 2012). Rentang suhu dan tekanan model ini besar, dengan batas bawah suhu sebesar -456°F dan maksimum tekanan hingga 100 MPa (Costa dkk., 2014). Selain itu, model Peng-Robinson berisi bank data parameter yang mengakomodasi interaksi biner antara senyawa hidrokarbon. Namun, apabila terdapat hipokomponen hidrokarbon (tidak tersedia di bank data) maka secara otomatis HYSYS membuat parameter interaksi melalui prediksi VLE.

Alat-alat yang digunakan pada proses ini adalah MIX-100 yang merupakan *mixer*

untuk masuk ke alat E-100. E-100 merupakan *dew point gas/ gas exchanger* dan E-101 merupakan *dew point chiller*. Aliran massa yang ditunjukkan tanda panah pada Gambar 1 ialah *stream* 40 yaitu aliran *raw* gas yang telah dipisahkan dari uap air dan cairan hidrokarbon pada unit separasi; *stream* 100 merupakan gas dari *Vapor Recovery Unit* (VRU); *stream* 110 adalah gas yang berasal dari daur ulang proses (*recycle gas*); *stream* 120 merupakan larutan yang berisi EG; *stream* 130 merupakan input E-100; *stream* 140 merupakan *output* dari E-100 sekaligus input ke alat E-101; dan *stream* 150 merupakan *output* dari unit DPCU.

Proses pada DPCU ialah gas dari unit separasi, *recycle*, dan dari VRU diinjeksikan secara langsung supaya masuk ke E-100 sebagai pendinginan awal (*precooling*) untuk mencapai suhu $10,38^{\circ}\text{F}$. Hasil keluaran E-100 (*stream* 140) didinginkan lagi dengan E-101 hingga mencapai -20°F dengan *refrigerant*. Jumlah dan jenis metana hidrat yang terbentuk dapat dilihat pada *stream* 150. Selain itu, juga terdapat informasi komposisi gas pada *stream* 150.



Gambar 1. Diagram aliran proses dalam simulasi Aspen Hysis

2.2.1 Studi Kasus

Pada *inlet* unit separasi gas, dirancang untuk memurnikan gas alam pada kapasitas, tekanan operasi dan suhu masing-masing 340 MMSCFD, 605 psig dan 190°F ($87,8^{\circ}\text{C}$). Jumlah pengotor H_2S , CO_2 , merkaptan, COS, hidrokarbon, dan BTX yang masuk ke dalam unit separasi inlet adalah masing-masing sebesar 4.860 ppm, 32,14%, 130 ppm, 40

ppm, 5.200 ppm, dan 3.500 ppm. Dipersyaratkan pengurangan kadar masing-masing senyawa sampai 4 ppm, 5%, 136 ppm, 89 ppm, 132 ppm, dan 85 ppm. Untuk memenuhi persyaratan tersebut, diusulkan untuk menurunkan suhu operasi menjadi -20 °F (-28,9 °C). Untuk mencegah terbentuknya hidrat, diinjeksikan larutan EG pada laju alir 17.000 lb / jam dan konsentrasi 80% berat.

2.2.2 Beberapa Batasan dan Pertimbangan

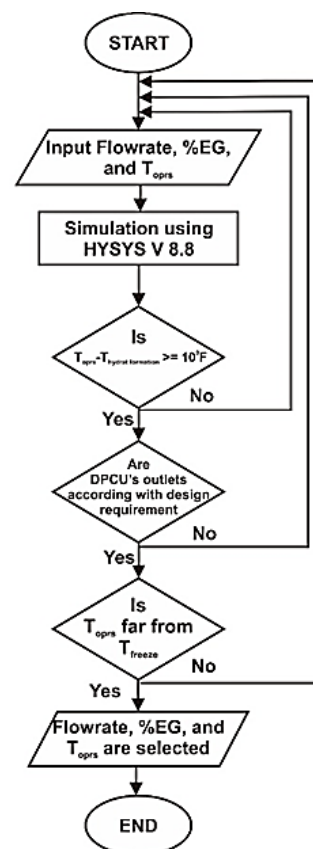
Batasan biasanya ditemukan dalam simulasi. Batasan dapat terjadi karena sifat, desain, keamanan, lingkungan, dll. Suhu rendah dan tekanan tinggi pada proses gas alam dengan adanya uap air dan kotoran lainnya menyebabkan kendala utama yaitu pembentukan hidrat yang akan menghalangi proses karena hidrat berfase padat; lapisan es pada permukaan *chiller*, dan bahkan pembekuan larutan EG. Kendala tersebut dapat mempengaruhi bagaimana kondisi operasi ditentukan. Pertimbangan tentang bagaimana menghindari proses pembentukan hidrat, jenis bahan kimia, kecepatan aliran, dan konsentrasi yang diterapkan, sangat penting untuk dipelajari secara intensif guna mencapai desain yang lebih sederhana, aman, dan ekonomis.

2.2.3 Algoritma Perhitungan

Algoritma perhitungan merupakan jantung dari simulasi. Dengan mengikuti algoritma perhitungan yang diterapkan, seseorang akan lebih mudah mengikuti logika pemrograman atau simulasi. Dalam penelitian ini, variabel yang dimanipulasi adalah jumlah dan konsentrasi larutan EG di arus 120 dan suhu operasi (*outlet*) di arus 150 (Gambar 1). Variabel yang dimanipulasi tersebut

ditetapkan sebagai input awal untuk simulasi. Variabel yang dimanipulasi harus memenuhi tiga batasan/kendala di Subbab 2.2.2. Gambar 2 menjelaskan bagaimana cara pemenuhan kriteria tersebut.

Aspen Hysys V8.8 menyediakan menu untuk menganalisis terbentuknya hidrat. Hanya 2 model yang dapat melakukan perhitungan hidrat yaitu Peng-Robinson dan Glycol Package. Namun, pada model Glycol Package direkomendasikan hanya untuk proses dehidrasi gas alam menggunakan inhibitor berupa trietilena glikol (TEG). Kasus ini menggunakan EG, sehingga model yang sesuai ialah Peng-Robinson. Hasil dari proses simulasi adalah kondisi hidrat yang terbentuk yaitu jenis hidrat dan mode perhitungan fasa. Selain itu juga ditampilkan hasil perhitungan jumlah EG yang diinjeksikan dalam sistem.



Gambar 2. Diagram alir algoritma perhitungan

Simulasi dimulai dengan memasukkan variabel yang dimanipulasi, semua kondisi operasi, dan informasi lain yang diperlukan untuk simulasi Aspen Hysys 8.8. Setelah semua siap, Aspen Hysys 8.8 dijalankan. Jika perhitungan konvergen maka suhu pembentukan hidrat pada aliran 150 dievaluasi. Suhu pembentukan hidrat yang diperoleh harus paling sedikit 10 °F di bawah suhu operasi. Jika variasi ini memberikan hasil yang memuaskan maka perhitungan dilanjutkan ke langkah berikutnya, sedangkan jika tidak, perhitungan harus kembali memasukkan nilai baru dari variabel yang dimanipulasi.

Tahap selanjutnya adalah pengecekan komposisi pengotor yang keluar dari aliran 150. Jika komposisi masing-masing pengotor di bawah komposisi yang diinginkan, maka penghitungan dilanjutkan ke tahap berikutnya, sedangkan jika tidak, penghitungan harus diulang dengan mengubah nilai tebakan. Langkah terakhir adalah memeriksa titik beku larutan EG. Jika titik beku larutan EG yang diterapkan lebih besar dari atau sama dengan 10 °F dari suhu operasi, maka perhitungan dilanjutkan ke langkah berikutnya. Sedangkan jika tidak, perhitungan harus diulang kembali.

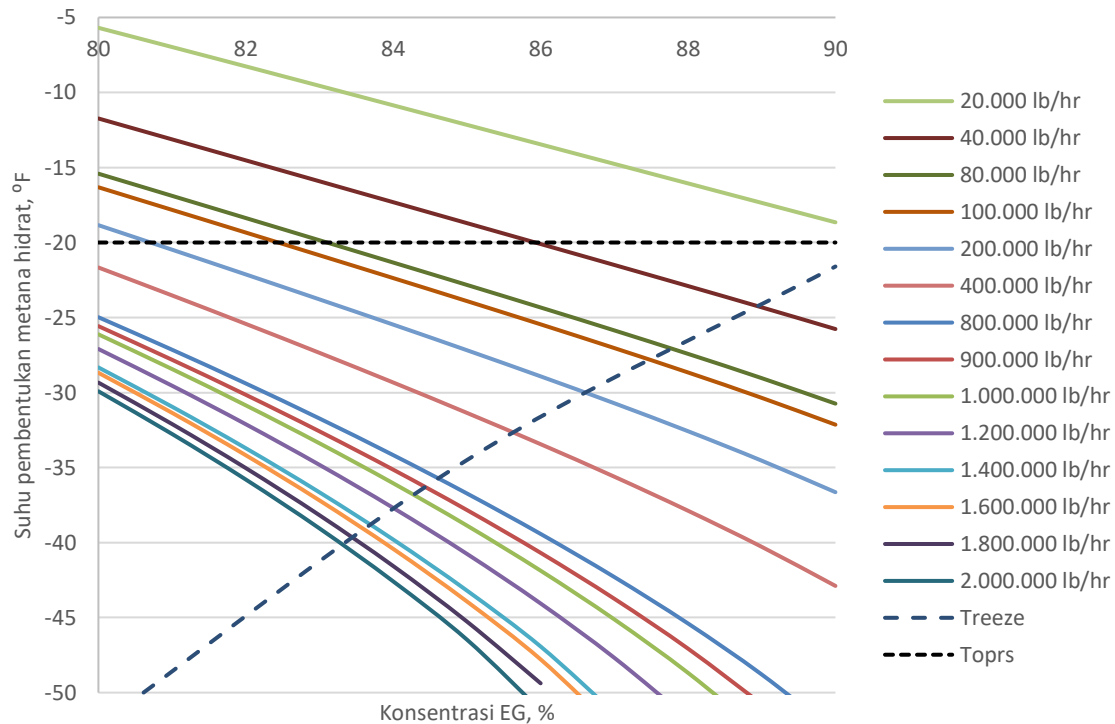
3. Hasil dan Pembahasan

Simulasi dilakukan dengan menggunakan Aspen Hysys 8.8 untuk memprediksi suhu pembentukan hidrat. Pembentukan hidrat biasanya terbentuk karena adanya uap air dalam gas hidrokarbon pada tekanan tinggi dan suhu rendah seperti yang dijelaskan di bagian Pendahuluan. Model termodinamika

dan pertimbangan lain yang diterapkan untuk simulasi ini dijelaskan di bagian Metode Penelitian.

Studi tentang injeksi larutan EG ke dalam gas alam untuk menurunkan suhu pembentukan hidrat diawali dengan menggunakan data kasus dasar. Injeksi larutan EG 80 wt% dengan laju alir 17.000 lb/jam ke dalam saluran gas alam berkapasitas 340 MMSCFD menyebabkan penurunan suhu pembentukan hidrat hingga -5 °F. Suhu ini tentunya agak jauh dari suhu pembentukan hidrat yang diinginkan (-37 °F) ketika suhu operasi diatur pada -20 °F. Untuk mendapatkan suhu pembentukan hidrat yang lebih rendah, uap air harus dihilangkan atau dikondensasikan sebanyak mungkin. Penghilangan uap air dapat dilakukan dengan meningkatkan laju alir dan konsentrasi larutan EG.

Hasil analisis sensitivitas pengaruh jumlah dan konsentrasi larutan EG masing-masing pada kisaran 20.000-2.000.000 lb/jam dan 80-90% berat terhadap suhu pembentukan hidrat ditunjukkan di Gambar 3. Gambar 3 menunjukkan bahwa semakin tinggi laju alir larutan EG, semakin rendah suhu pembentukan hidrat yang dihasilkan. Hal yang sama terjadi pada konsentrasi EG, semakin tinggi konsentrasi larutan EG maka semakin rendah pula suhu pembentukan hidrat. Namun, penerapan larutan EG dengan konsentrasi tinggi akan menimbulkan masalah lain. Semakin tinggi konsentrasi larutan EG, semakin tinggi suhu pembekuan larutan EG dan hal ini menjadi pembatas yang harus diperhitungkan.



Gambar 3. Pengaruh laju aliran dan konsentrasi larutan EG pada suhu pembentukan metana hidrat

3.1 Pengaruh Kecepatan Alir, Konsentrasi Larutan EG dan Suhu Operasi

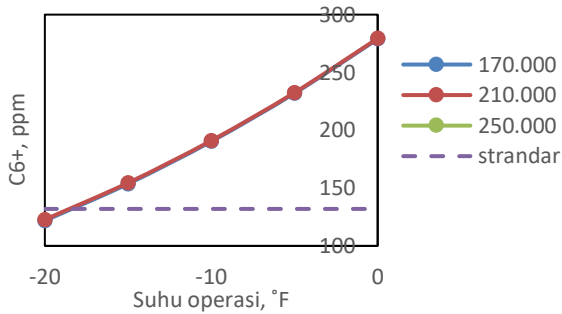
Injeksi larutan EG pada kecepatan alir dan konsentrasi 17.000 lb/jam dan 80 % (berat) tidak mampu/cukup untuk menyerap uap air dalam gas alam, maka kecepatan alir dan konsentrasi larutan EG dinaikkan. Gambar 3 di atas menunjukkan bahwa untuk beroperasi dengan aman pada -20 °F, kemungkinan konsentrasi larutan EG yang digunakan berada dalam kisaran 80-84 % (berat). Sebagai ilustrasi, dengan menggunakan 84 % berat larutan EG, kecepatan aliran yang dibutuhkan adalah sekitar 900.000 lb/jam. Pengaruh tiga variabel operasi yaitu suhu operasi, kecepatan alir dan konsentrasi larutan EG dipelajari.

Pengaruh kecepatan alir larutan EG dan suhu operasi pada konsentrasi pengotor yang keluar dari DPCU dievaluasi. Konsentrasi larutan EG dibuat tetap yaitu 88 % (berat).

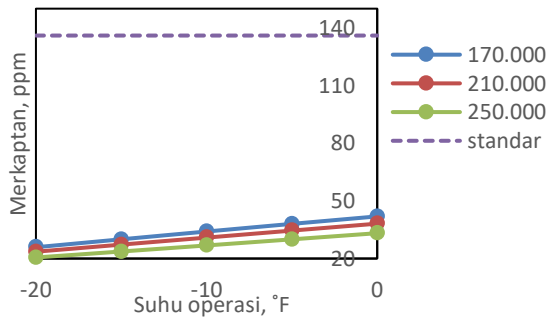
Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4 terlihat bahwa suhu operasi mempengaruhi secara signifikan pada konsentrasi pengotor yang keluar dari DPCU terutama pada C6+ dan BTX sedang pada merkaptan dan COS pengaruh suhu operasi relatif kecil. Sebaliknya, kecepatan alir larutan EG tidak banyak mengubah konsentrasi pengotor yang keluar dari DPCU terutama pada konsentrasi C6+, COS dan BTX keluar dari DPCU. Gambar 4 juga menunjukkan bahwa suhu operasi -20 °F hampir semua persyaratan konsentrasi maksimum 4 pengotor keluar dari DPCU sudah terpenuhi.

Gambar 5 menunjukkan pengaruh suhu operasi dan konsentrasi larutan EG terhadap konsentrasi pengotor yang keluar dari DPCU. Kecepatan alir larutan EG dibuat tetap yaitu 200.000 lb/jam. Seperti yang ditunjukkan pada Gambar 5 bahwa pengaruh perubahan konsentrasi larutan EG relatif kecil terhadap

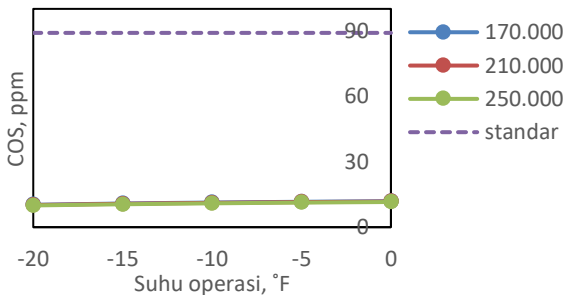
konsentrasi pengotor yang keluar dari DPCU. Sedangkan pengaruh suhu operasi sama seperti di atas yaitu relatif besar khususnya pada C6+ dan BTX.



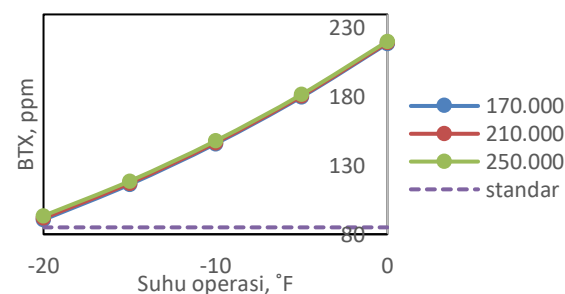
(a)



(b)

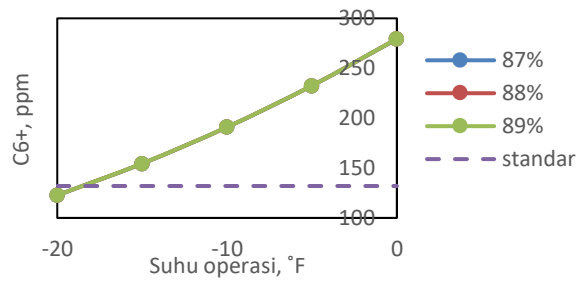


(c)

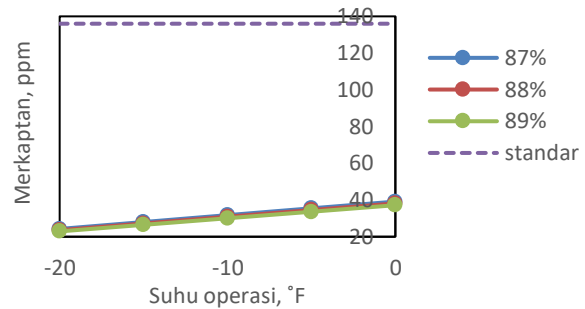


(d)

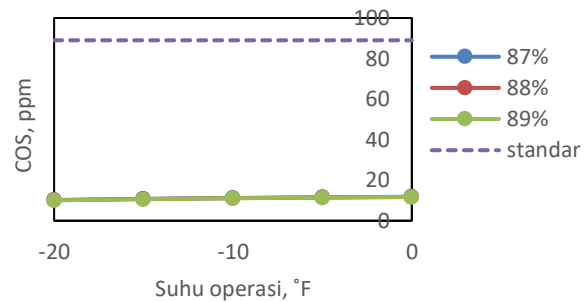
Gambar 4. Profil konsentrasi (a) C6+, (b) Merkaptan, (c) COS, dan (d) BTX keluar dari DPCU pada berbagai suhu operasi dan kecepatan alir larutan EG; konsentrasi larutan EG tetap



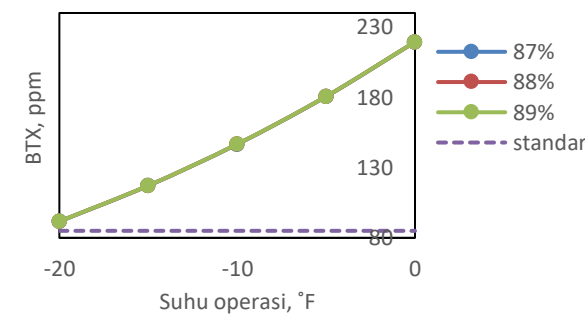
(a)



(b)



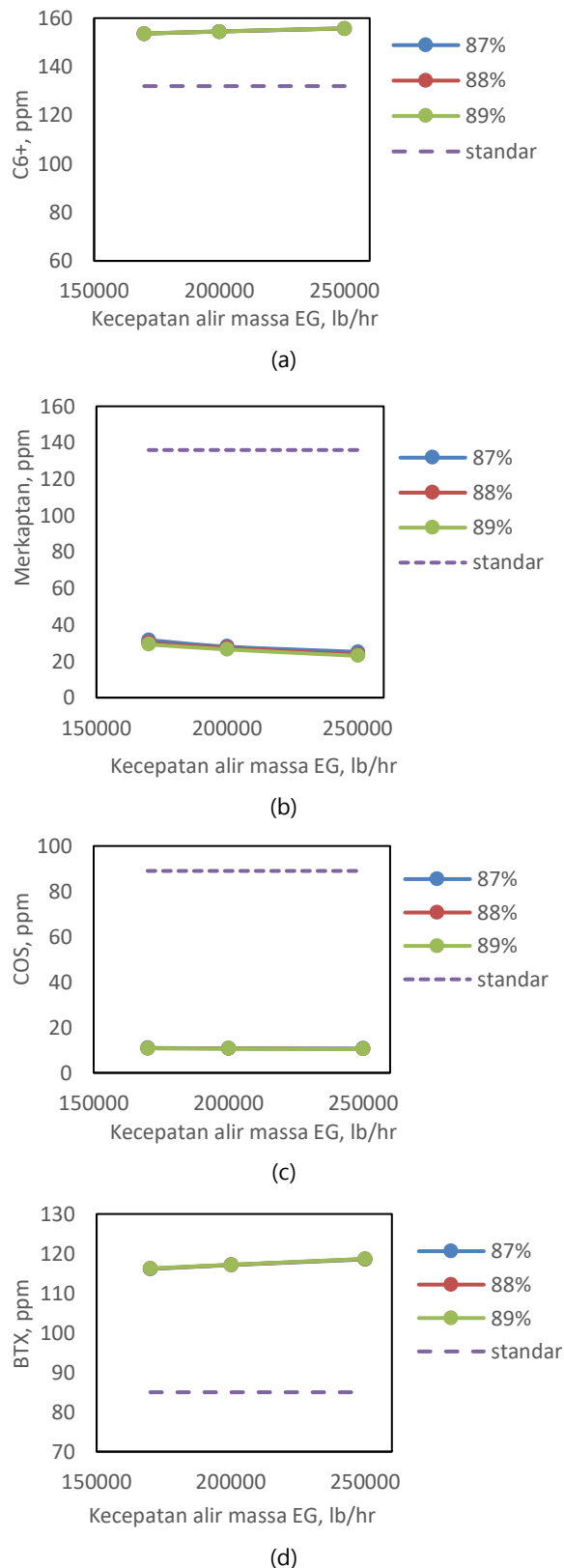
(c)



(d)

Gambar 5. Profil konsentrasi (a) C6+, (b) Merkaptan, (c) COS, dan (d) BTX keluar dari DPCU pada berbagai konsentrasi larutan EG dan suhu operasi; kecepatan alir larutan EG tetap

Gambar 6 menunjukkan pengaruh kecepatan alir dan konsentrasi larutan EG terhadap konsentrasi pengotor keluar dari DPCU pada suhu operasi tetap yaitu -15 °F.



Gambar 6. Profil konsentrasi (a) C6+, (b) Merkaptan, (c) COS, dan (d) BTX keluar dari DPCU pada berbagai kecepatan alir dan konsentrasi larutan EG dengan suhu operasi tetap

Sama dengan hasil perhitungan sebelumnya, variasi konsentrasi larutan EG sangat kecil pengaruhnya terhadap konsentrasi pengotor keluar dari DPCU, sedangkan variasi kecepatan alir larutan EG sedikit berpengaruh. Semakin banyak jumlah larutan EG yang diinjeksikan konsentrasi C6+ dan BTX sedikit meningkat, namun pada merkaptan sedikit menurun. Di lain pihak, pada COS cenderung tidak terpengaruh.

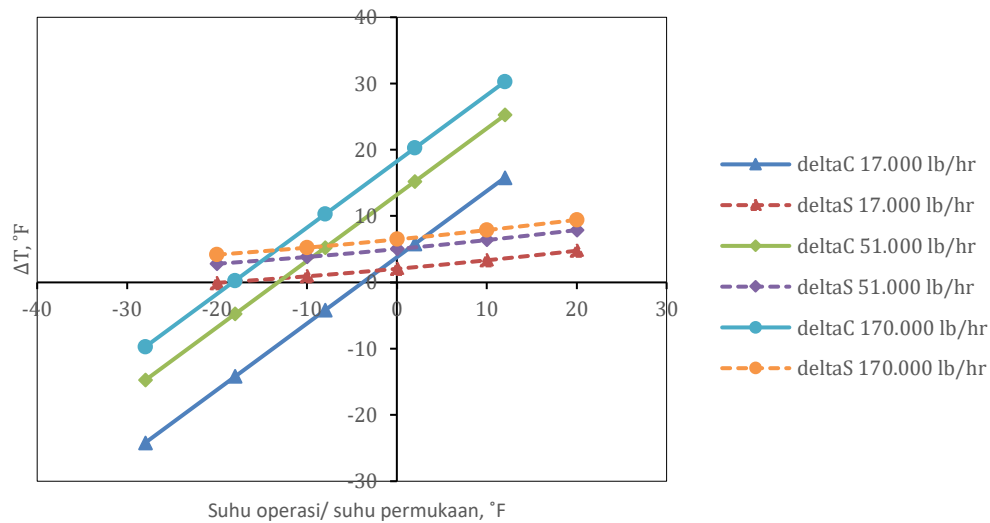
Viskositas EG akan meningkat seiring dengan penambahan konsentrasi EG. Berdasarkan simulasi, viskositas konsentrasi EG 87%, 88%, dan 89% secara berturut-turut adalah 149,89 cP; 157,79 cP; dan 166,08 cP pada suhu -20 °F. Namun, perubahan konsentrasi ini tidak menunjukkan perubahan yang signifikan dalam menyerap uap air atau gas-gas lainnya. Gambar 5 dan 6 menunjukkan bahwa pada berbagai konsentrasi EG, nilai konsentrasi pengotor keluar DPCU tidak berubah secara signifikan. Selain itu dari gambar 5 dan 6 menunjukkan bahwa yang mempengaruhi penyerapan uap air dan gas pengotor adalah suhu operasi dan laju alir EG yang diinjeksikan. Oleh karena itu, pada kasus ini transfer massa dipengaruhi oleh suhu operasi dan laju alir EG.

3.2 Alternatif Proses dengan Mengecilkan Kecepatan Alir Larutan EG Solution pada Konsentrasi EG 80 dan 85% (Berat)

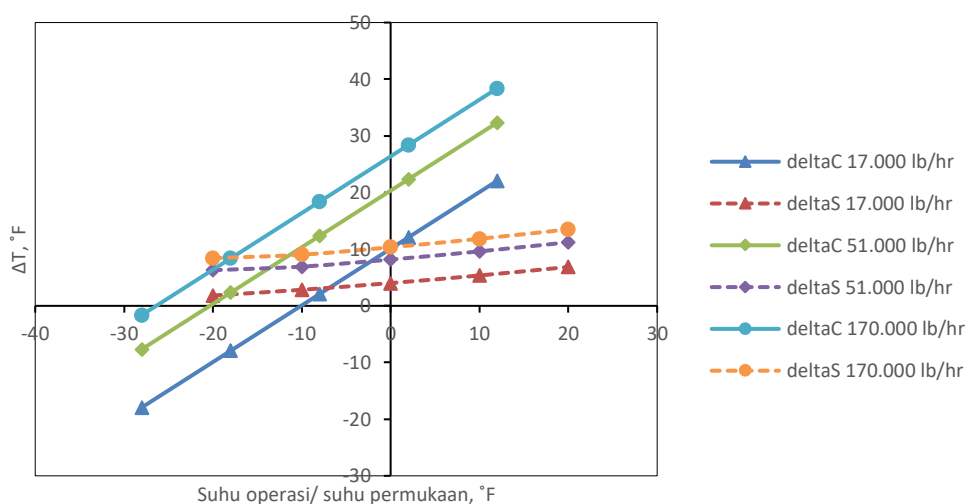
Berdasarkan hasil simulasi di atas, untuk dapat memenuhi standard konsentrasi pengotor keluar DPCU dibutuhkan suhu operasi sekitar -20 °F dan kebutuhan larutan EG yang diinjeksikan sangatlah besar. Untuk itu dicoba alternatif berikutnya yaitu mengecilkan jumlah larutan EG dan menghitung konsentrasi pengotor keluar DPCU.

Gambar 7 menunjukkan bahwa semakin tinggi suhu operasi memberikan perbedaan suhu yang semakin tinggi antara suhu pembentukan hidrat dan suhu permukaan (ΔT) pada *chiller*. Hal yang sama juga berlaku untuk separator. Selanjutnya, dengan menggunakan suhu operasi atau suhu permukaan yang sama, perbedaan suhu akan meningkat seiring dengan peningkatan laju

alir EG pada aliran umpan arus 120. Dengan membandingkan suhu *chiller* dan separator, perbedaan suhu di *chiller* (suhu permukaan) lebih kecil daripada perbedaan suhu di separator (suhu operasi). Hal yang sama terjadi pada Gambar 8 untuk konsentrasi larutan EG 85 % (berat).



Gambar 7. Perbedaan antara suhu operasi/permukaan dengan suhu pembentukan hidrat di *chiller* (C) dan perbedaan antara suhu operasi/suhu permukaan dengan suhu pembentukan hidrat di *separator* (S) sebagai fungsi suhu operasi/permukaan dan berbagai variasi kecepatan alir larutan EG 80 % (berat)



Gambar 8. Perbedaan antara suhu operasi/permukaan dengan suhu pembentukan hidrat di *chiller* (C) dan perbedaan antara suhu operasi/suhu permukaan dengan suhu pembentukan hidrat di *separator* (S) sebagai fungsi suhu operasi/permukaan dan berbagai variasi kecepatan alir larutan EG 85 % (berat)

Table 1. Konsentrasi pengotor keluar dari DPCU pada berbagai suhu operasi dan kecepatan alir larutan EG; konsentrasi larutan EG tetap 80 % (berat)

| EG %wt | 80 | | | | | | | | |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Op temp, °F | 0 | | | 10 | | | 20 | | |
| Flowrate stream 120, 10 ³ lb/hr | 17 | 51 | 170 | 17 | 51 | 170 | 17 | 51 | 170 |
| C ₆ ⁺ (ppm) | 204,6 | 205,1 | 206,7 | 284,2 | 284,7 | 286,0 | 378,4 | 378,8 | 380,1 |
| BTX (ppm) | 214,6 | 215,6 | 218,4 | 309,4 | 310,2 | 312,5 | 428,1 | 428,7 | 430,7 |
| COS (ppm) | 12,7 | 12,6 | 12,3 | 13,0 | 12,9 | 12,6 | 13,3 | 13,2 | 12,9 |
| Merkaptan (ppm) | 88,7 | 75,9 | 50,4 | 97,6 | 85,0 | 58,5 | 104,0 | 92,1 | 65,7 |

Table 2. Konsentrasi pengotor keluar dari DPCU pada berbagai suhu operasi dan kecepatan alir larutan EG; konsentrasi larutan EG tetap 85 % (berat)

| EG %wt | 85 | | | | | | | | |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Op temp, °F | 0 | | | 10 | | | 20 | | |
| Flowrate stream 120, 10 ³ lb/hr | 17 | 51 | 170 | 17 | 51 | 170 | 17 | 51 | 170 |
| C ₆ ⁺ (ppm) | 204,6 | 205,2 | 206,9 | 284,2 | 284,7 | 286,1 | 378,4 | 378,9 | 380,2 |
| BTX (ppm) | 214,7 | 215,7 | 218,7 | 309,5 | 310,3 | 312,7 | 428,1 | 428,8 | 430,9 |
| COS (ppm) | 12,7 | 12,5 | 12,1 | 13,0 | 12,9 | 12,4 | 13,2 | 13,1 | 12,7 |
| Merkaptan (ppm) | 87,3 | 72,3 | 45,0 | 96,3 | 81,5 | 52,8 | 102,8 | 88,8 | 59,9 |

Gambar 7 dan 8 menunjukkan bahwa semakin meningkat suhu operasi maka semakin aman proses tersebut dari tiga pembatas yang ada yaitu pembentukan hidrat, pembekuan EG dan pembentukan lapisan es di permukaan *chiller*. Namun demikian konsentrasi pengotor keluar dari DPCU meningkat. Konsentrasi pengotor keluar dari DPCU secara rinci ditampilkan di Tabel 1 dan 2.

4. Kesimpulan

Fasilitas DPCU berfungsi untuk menurunkan konsentrasi pengotor dalam gas alam seperti uap air, hidrokarbon berat, karbon dioksida, COS, BTX, merkaptan, dan senyawa sulfur lainnya. Kehadiran sejumlah kecil senyawa tersebut dalam gas alam sangat tidak diinginkan karena dapat mengganggu proses selanjutnya. Untuk memisahkan gas

alam dari pengotor sampai pada ambang batas yang diharapkan, dapat dicapai dengan mengoperasikan suhu sangat rendah yaitu -20 °F (-28,9 °C). Penurunan suhu operasi yang rendah dan tekanan tinggi menimbulkan masalah yaitu pembentukan hidrat, pembentukan lapisan es pada permukaan *chiller* serta kemungkinan pembekuan larutan EG. Untuk tujuan keamanan, bila suhu operasi dijalankan pada suhu -20 °F maka suhu pembentukan hidrat diharapkan terbentuk pada -37 °F (10 °F di bawah suhu minimum pembekuan gas alam di permukaan *chiller* yaitu di suhu -27 °F). Pengaruh suhu operasi, kecepatan alir dan konsentrasi larutan EG disimulasikan dengan menggunakan Aspen Hysys 8.8. Berdasarkan hasil simulasi diperoleh beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Sebagai kasus dasar digunakan kecepatan alir dan konsentrasi larutan EG sebesar 17.000 lb/jam dan 80 % (berat). Pada kondisi tersebut hidrat terbentuk pada suhu $-4,10^{\circ}\text{F}$. Suhu tersebut tidak aman dan belum cocok untuk proses, kecepatan alir dan konsentrasi larutan EG perlu dinaikkan.
2. Peningkatan kecepatan alir larutan EG pada konsentrasi larutan EG yang tetap (80%) akan menurunkan suhu pembentukan hidrat. Untuk dapat mencapai suhu pembentukan hidrat pada suhu -37°F , kecepatan alir larutan EG yang diinjeksikan ke gas alam setidaknya 2.000.000 lb/jam, yang merupakan jumlah sangat besar.
3. Peningkatan konsentrasi larutan EG akan menurunkan jumlah kecepatan alir larutan EG, akan tetapi hal ini akan meningkatkan suhu beku dari larutan EG. Konsentrasi maksimum yang masih memenuhi kaidah keamanan pada kondisi suhu operasi -20°F adalah konsentrasi is 87% (berat). Pada konsentrasi ini, kecepatan alir larutan EG yang diinjeksikan ke gas alam adalah sekitar 200.000 lb/jam
4. Poin kedua dan ketiga mensyaratkan menggunakan larutan EG yang diinjeksikan ke gas alam dalam jumlah yang sangat besar. Konsekuensinya menggunakan larutan EG dalam jumlah besar akan terkendala dua faktor yaitu aspek ekonomi dan aspek teknik. Dalam aspek ekonomi, modal dan biaya operasi akan menjadi mahal. Sementara dari sisi teknik, akan menjadi tantangan tersendiri menginjeksikan larutan EG dalam jumlah besar ke sistem pemipaan yang ada dan bisa tersebar merata.
5. Berdasarkan hasil simulasi menggunakan Aspen Hysys 8.8, senyawa BTX menunjukkan paling sulit dipisahkan dan memenuhi ambang batas yg diharapkan, dan secara berurutan diikuti oleh senyawa hidrokarbon (C6+), merkaptan dan COS.
6. Sebagai alternatif penggunaan jumlah larutan EG yang sedikit difokuskan untuk konsentrasi larutan EG 80 dan 85 % (berat). Simulasi dilakukan untuk memprediksi jumlah pengotor tersebut keluar dari DPCU pada berbagai kecepatan alir larutan EG dan suhu operasi. Dihasilkan bahwa merkaptan dan COS masih tetap memenuhi ambang batas sedangkan BTX dan C6+ di atas ambang batas sehingga perlu ditambahkan menara penyerap untuk menangkap BTX dan C6+.

Ucapan Terima Kasih

Pada kesempatan ini penulis mengucapkan banyak terima kasih kepada:

1. Departemen Teknik Kimia yang telah memberi kesempatan kepada penulis untuk bekerjasama dengan PT Rekind, Jakarta.
2. PT Rekind, Jakarta yang telah menyediakan data-data desain dan data-data lapangan, serta membiayai pekerjaan desain *gas treatment* ini.

Daftar Pustaka

- Alvarez, V. H., and Saldaña, M. D. A., 2012., Thermodynamic prediction of vapor-liquid equilibrium of supercritical CO₂ or CHF₃+ ionic liquids, *J. of Supercritical Fluids*, 66, 29-35.
- Aspen Hysys Documentations, 2006, Aspen HYSYS property packages: overview and best practices for optimum simulation.

- Bhattacharjee, G., Choudarya, N., Barmechab, V., Kuswahaa, O. S., Panded, N. K., Chugd, P., Royc, S., and Kumara, R., 2019, Methane recovery from marine gas hydrates: a bench scale study in presence of low dosage benign additives, *Applied Energy*, 253, 113566.
- Costa, G. M. N., Cardoso, S. G., Soares, R. O., Santana, G. L., and de Melo, S. A. B. V., 2014, Modeling high pressure vapor-liquid equilibrium of ternary systems containing supercritical CO₂ and mixed organic solvents using Peng-Robinson equation of state, *J. of Supercritical Fluids*, 93, 82-90.
- Farhadian, A., Varfolomeev, M. A., Kudbanov, A., and Gallyamova, S. R., 2019, A new class of promising biodegradable kinetic/anti-agglomerant methane hydrate inhibitors based on castor oil, *Chem. Eng. Sci.*, 206, 507-517.
- Filarsky, F., Schmuck, C., and Schultz, H. J., 2019, Development of a gas hydrate absorption for energy storage and gas separation – proof of concept based on natural gas, *Energy Procedia*, 158, 5367-5373.
- Guo, P., Shen, X., Du, J., and Wang, Z., 2013, Hydrate formation conditions of natural gas with different content of carbon dioxide and inhibitors screening studies, *Advance Materials Research*, 781-784, 141-146
- Hartanto, D., dan Triwibowo, B., 2014, Review model dan parameter interaksi pada korelasi kesetimbangan uap-cair dan cair-cair sistem etanol (1) + air (2) + ionic liquids (3) dalam pemurnian bioetanol, *Jurnal Rekayasa Proses*, 8 (1), 1-11.
- Hemmingsen, P., V., Burgass, R., Pedersen, K., S., Kinnari, K., and Sørensen, H., 2011, Hydrate temperature depression of MEG solutions at concentrations up to 60 wt%, *Experimental data and simulation results, Fluid Phase Equilib.*, 307, 175-179
- Kelland, M., A., 2006, History of the development of low dosage hydrate inhibitors, *Energy Fuels* 20, 825-847.
- Kim, H., Kim, J., and Seo, Y., 2020, Economic benefit of methane hydrate reformation management in transport pipeline by reducing thermodynamic hydrate inhibitor injection, *J. Pet. Sci. Eng.*, 184, 106498.
- Koh, C., A., 2002, Towards a fundamental understanding of natural gas hydrates, *Chem. Soc. Rev.*, 31, 157-167
- Lee, H., Lee, J., W., Kim, D., Y., Park, J., Seo, Y., T., Zeng, H., Moudrakovski, I., L., Ratcliffe, C., I., and Ripmeester, J., A., 2005, Tuning clathrate hydrates for hydrogen storage, *Nature*, 434, 743-746.
- Long, S., Zhou, X., He, Y., Li, D., dan Liang, D., 2018, Performance of mixture of ethylene glycol and glycine in inhibiting methane hydrate formation, *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, 56, 1934-140.
- Menezes, D. E. S., Filho, P. A. P., and Fuentes, M. D. R., 2020, Use of 1-butyl-3-methylimidazolium-based ionic liquids as methane hydrate inhibitors at high pressure conditions, *Chem. Eng. Sci.*, 212, 115323.
- Moshfeghian, M., 2012, Sour Gas Hydrate Formation Phase Behavior, on <http://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2012/12/sour-gas-hydrate-formation-phase-behavior/> (retrieved on Nov 26th, 2016).
- Mutiara, T., Budhijanto, Bendiyasa, I M., dan Prasetya, I., 2016, A thermodynamic study of methane hydrates formation in glass beads, *ASEAN Journal of Chemical Engineering*, 16 (1), 15-20.

- Nandari, Wibiana W., Praseto, I., dan Fahrurrozi, M., 2016, Thermodynamic analysis on methane hydrate formation in porous carbon, *ASEAN Journal of Chemical Engineering*, 16 (2), 08-20.
- Nasir, Q., Suleman H., dan Elsheikh, Y. A., 2020, A review on the role and impact of various additives as promoters/ inhibitors for gas hydrate formation, *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, 76, 103211.
- Sloan, E., D., 2003, Fundamental principles and applications of natural gas hydrates, *Nature*, 426, 353-363.
- Sloan, E., D., and Koh, C., A., 2008, Clathrate hydrates of natural gases, 3rd edition, GRC Press, New York,
- Sun, C., Li, W., Yang, X., Li, F., Yuan, Q., Mu, L., Chen, J., Liu, B., and Chen, G., 2011, Progress in research of gas hydrate, *Chin. J. Chem. Eng.*, 19, 151-162.
- Sun, T., Zhong, J., Chen, G., dan Sun, C., 2019, Enhanced depressurization for methane recovery from hydrate-bearing sediments by ethylene glycol pre-injection, *Energy Procedia*, 158, 5207-5212.
- Tian, L., dan Wu, G., 2020, Cyclodextrins as promoter or inhibitor for methane hydrate formation, *Fuel*, 264, 116828.
- Zenga, Y., Chena, J., Yua, X., Wanga, T., Denga, B., Zenga, F., dan Lia, J., 2020, Suppression of methane hydrate dissociation from sds-dry solution hydrate formation system by a covering liquid method, *Fuel*, 277, 118222.
-