

HYDRATE GAS ALAM: PREDIKSI DAN PENCEGAHANNYA

oleh : M. Hasan Syukur *)

ABSTRAK

Setiap perusahaan yang memproduksi gas alam pasti sangat menginginkan agar dalam produksinya berjalan lancar tanpa menemui masalah dalam proses produksi yang mereka jalankan. Namun pada kenyataannya dalam proses produksi Gas alam masih ada beberapa masalah yang sering terjadi pada proses tersebut. Salah satunya ialah Gas Hydrate. Pembentukan Gas Hydrate sering kali ditemukan pada produksi gas alam dengan temperature yang rendah. Karena itu prosentase potensi terbentuknya hydrate pada lapangan produksi dengan temperature ataupun iklim yang dingin kemungkinan lebih besar jika dibandingkan dengan lapangan produksi yang berada pada iklim dengan temperature yang lebih tinggi. Perlu kita ketahui Gas Hydrate merupakan persoalan tersendiri dan perlu mendapatkan perhatian khusus dalam menangani gas alam. Banyak operasi terganggu bahkan harus berhenti hanya karena hydrate. Oleh karena itu di dalam pembahasan ini akan diketengahkan bagaimana pressure dan temperature sangat mempengaruhi proses terbentuknya hydrate dan metode-metode apa saja yang dapat dilakukan untuk mencegah proses pembentukan hydrate.

I. PENDAHULUAN

a. Tujuan Penulisan

1. Mengetahui kondisi pembentukan gas hydrate.
2. Metode yang dapat dilakukan dalam pencegahan maupun penanggulangan pembentukan gas hydrate.

b. Batasan Masalah

Penulisan kertas kerja ini akan dibatasi permasalahan mengenai faktor penting dalam pembentukan Gas hydrate pada **sweet gas** Seperti, tekanan, kandungan air bebas (*free water*) dan temperature yang memungkinkan Gas hydrate terbentuk dalam *flowline* yang dapat berdampak buruk pada jaringan *flowline* karena dapat menyebabkan terjadinya penyumbatan pada jaringan *flowline* dan dapat mengganggu proses

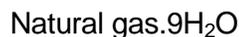
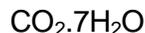
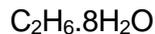
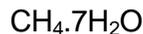
produksi yang sedang berlangsung. Untuk itu perlu kita ketahui metode apa saja yang dapat dilakukan untuk mencegah atau menanggulangi terbentuknya Gas Hydrate pada produksi gas.

II. DASAR TEORI

a. Definisi Hydrate

Di temukan pertama kali oleh Sir Humprey Davy pada tahun 1811. Hydrate adalah senyawaan kimia antara molekul tamu (gas alam, methane, ethane, CO₂, O₂, krypton, xenon, argon, N₂, H₂S dan lain sebagainya) dengan air. Secara teori, Gas hydrate merupakan reaksi dimana terbentuk ikatan antara senyawa *hydrocarbon* ringan dengan ikatan kovalen antara *hydrogen* dan oksigen (H₂O). Hydrate timbul karena reaksi antara gas alam dan air. Bentuk hydrate

adalah padat atau semi padat seperti kristal es. *Hydrate* mempunyai *specific gravity* antara 0,96 - 0,98 dan mengapung diatas permukaan air tetapi tidak di dalam cairan *hydrocarbon*. Menurut hasil penelitian Deaton dan Frost, komposisi *hydrate* di dalam beberapa senyawa yang ada di dalam gas alam adalah sebagai berikut:



1 CuFt *Hydrate* mengandung 180 SCF gas.



Gambar 2.1 *Hydrate methane*

b. Kondisi Operasi Pembentukan Gas Hydrate

Pada produksi gas digunakan jaringan pipa sebagai alat transportasi dalam menyalurkan gas-gas yang telah di produksi. Pada saat production stream meninggalkan *reservoir* dan mengalir melalui *wellhead* dan kemudian menuju ke separator atau peralatan lain, umumnya gas melepaskan panas dan berkurang jumlah uap air yang terkandung di dalamnya. Sebagian uap air mengembun

sebagaimana gas mengalami pendinginan, tetapi sebagian lainnya tetap tinggal di dalam gas. Karena sisa uap air yang masih ada di dalam gas, maka pembentukan *hydrate* dapat terjadi jika kondisi yang diperlukan untuk pembentukan *hydrate* dicapai. Salah satu bahaya yang dapat timbul karena pembentukan *hydrate* di dalam *gas stream* adalah kemungkinan terjadinya penyumbatan di dalam pipa, *valve* dan *fitting*, sehingga dapat menghalangi aliran dan tentu saja dapat menghambat proses produksi. Keberadaan *Gas Hydrate* dalam pipa dapat menimbulkan *pressure drop* hingga menyumbat pipa aliran gas. *Gas Hydrate* akan terbentuk bila dipenuhi 2 kondisi :

1. Ada air bebas (*free water*)
2. kondisi operasi gas berada dalam daerah pembentukan *Gas Hydrate*.

Secara umum, pembentukan *hydrate* terjadi karena perubahan *pressure* yang ikut menyebabkan penurunan suhu pada jaringan operasi yang di dilalui oleh fluida.

Umumnya, *pressure* berpengaruh pada *temperature* operasi produksi. Semakin tinggi *Pressure* operasi produksi maka *temperature* akan semakin tinggi pula dan juga sebaliknya. Pada *temperature* yang relatif rendah, molekul air cenderung berkumpul membentuk suatu rongga yang di ikat oleh ikatan *hydrogen* antar molekul air. Rongga tersebut terbentuk dan luruh karena tidak stabil. Via ikatan *Van der waals*, molekul tamu masuk kedalam rongga tersebut dan terbentuklah *hydrate*. Bentuk *Hydrate* itu sendiri agak keruh. Setelah *hydrate* terbentuk, dia (*hydrate*) tersebut dapat dihilangkan

kembali dengan cara diturunkan tekanannya atau dipanaskan.

Menurut hukum alam, kecuali *hydrogen sulfida* dan karbon dioksida, kelarutan para molekul tamu di dalam air, yang sebagian besar gas-gas tersebut tidaklah besar. Untuk menaikkan kelarutan gas-gas tersebut dibutuhkan tekanan yang lebih tinggi. Tidaklah heran, umumnya *hydrate* terjadi pada *pressure* tinggi (untuk menaikkan kelarutan molekul tamu) dan pada *temperature* rendah agar molekul-molekul air terangsang untuk membuat rongga-rongga air). Jika ingin *hydrate* terbentuk pada *temperature* yang lebih tinggi, maka dibutuhkan *pressure* yang lebih tinggi pula.

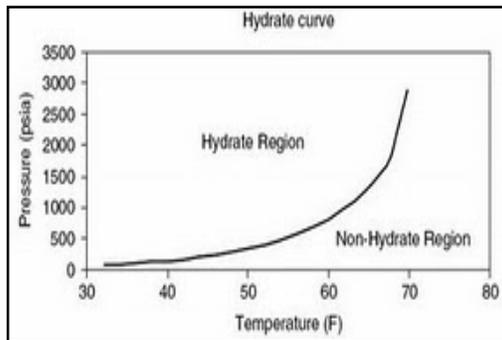
Gas hydrate umumnya ditemukan pada jaringan pipa, valve maupun fitting. Kemungkinan *hydrate* terbentuk pada peralatan instrumentasi sangat kecil. *Hydrate* membentuk seperti kristal didalam jaringan produksi dan akan menyumbat fluida produksi yang akan melewatinya, akibatnya akan terjadi apa yang disebut dengan *pressure drop*. *Pressure* dalam jaringan pipa berkurang drastis sehingga kemampuan fluida untuk mengalir juga ikut berkurang. Tidak hanya itu, akibat dari *hydrate* itu sendiri akan mempengaruhi nilai jual fluida yang akan diperjual belikan. Untuk mengatasi masalah pembentukan *Gas Hydrate* ini dibutuhkan metode-metode tertentu dalam mencegah maupun menanggulangi pembentukan *Hydrate* tersebut.

c. Prediksi Kondisi Pembentukan Hydrate

Hydrate akan terbentuk jika ada air bebas dan kondisi operasi yang memungkinkan *hydrate* itu terbentuk. *Gas hydrate* akan terbentuk pada *temperature* dan *pressure* tertentu. Jika hidrat terbentuk pada *interface* gas-air, pertumbuhan *hydrate* berlangsung dengan cepat pada saat molekul air dan gas tersedia dalam jumlah melimpah. Hal inilah yang menyebabkan penyumbatan pipa oleh *hydrate* terjadi ketika *re-start-up* di mana turbulensi dan pengadukan aliran mempertinggi fluks molekul gas dan air. *Hydrate* dapat terbentuk dengan mudah di aliran *downstream* dari *choke* ketika *temperature* fluida menurun hingga mencapai daerah pembentukan *hydrate*.

1. Kurva Pembentukan Gas Hydrate

Gambar di bawah menunjukkan kurva *hydrate gas*. Sebelah kiri kurva merupakan daerah pembentukan *hydrate*. Ketika *pressure* dan *temperature* berada di daerah ini, air dan gas mulai membentuk *hydrate*. Sebelah kanan kurva bukan merupakan daerah pembentukan *Gas hydrate*. Ketika *pressure* dan *temperature* berada di daerah ini, air dan gas tidak akan membentuk *hydrate*. Komposisi fluida, komposisi air, dan salinitas air mempengaruhi kurva *hydrate*.



Gambar 2.2 kurva gas hydrate

Dari gambar tersebut dapat diketahui, jika mula-mula sistem berada pada daerah non-hidrat, kemudian *pressure* sistem ditingkatkan dengan menjaga *temperature* sistem konstan, *hydrate* akan terbentuk. Kurva *hydrate* sangat berguna untuk desain dan operasi pipa bawah laut dengan memberi informasi kondisi dan *temperature* yang perlu dijaga agar tidak terbentuk *hydrate*. Kurva *hydrate* dapat dikalkulasi menggunakan *software* PVT. Tetapi kunci untuk memperoleh penghitungan kurva *hydrate* yang akurat adalah adanya data komposisi fluida dan air yang akurat. Prediksi lain dapat dilakukan dengan membaca grafik prediksi pembentukan *hydrate*.

Sebagai contoh penghitungan, untuk mencari *pressure* saat terbentuk *hydrate* dari gas dengan komposisi tersebut diatas engan *temperature* ($T = 50^{\circ}\text{F}$).

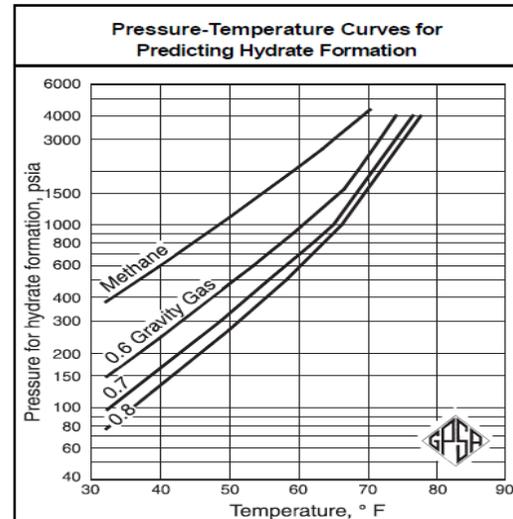
$$Y = \text{BM Gas/BM udara}$$

$$Y = \text{BM Gas/BM udara} = 20.08/28.964 \\ = 0.693$$

Tabel 2.4 Untuk suatu campuran *gas stream* yang tidak mengandung N_2 maupun CO_2 , tabel diatas dapat digunakan untuk membantu prediksi dalam pembentukan *hydrate*.

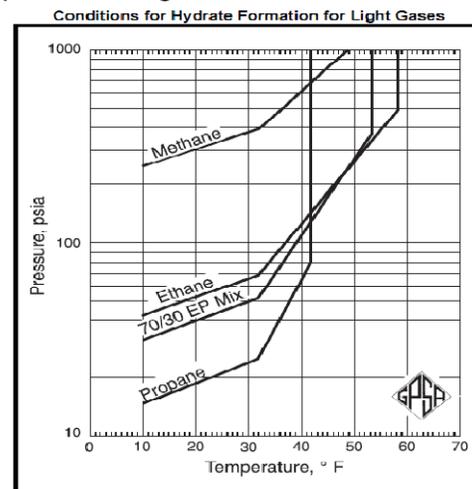
Tabel 2.4 Komposisi Fraksimol gas

Mole Fraction			
C_1	0.9267	0.8605	0.7350
C_2	0.0529	0.0606	0.1340
C_3	0.0138	0.0339	0.0690
iC ₄	0.0018	0.0084	0.0080
nC ₄	0.0034	0.0136	0.0240
nC ₅	0.0014	0.0230	0.0300
Sp. Gr.	0.603	0.692	0.796



Gambar 2.5 Prediksi Pembentukan Hydrate Berdasarkan gravity gases

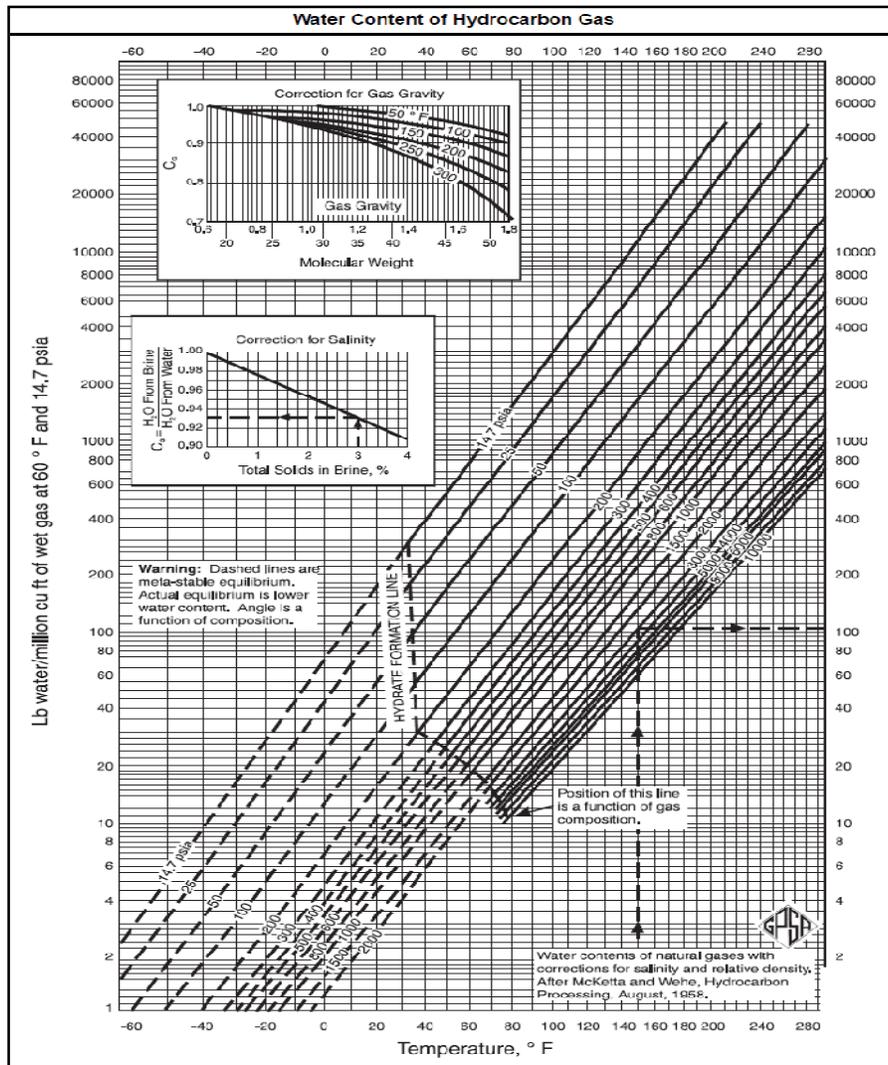
Sementara untuk kurva prediksi pembentukan *hydrate light gases*, kita dapat melihat gambar 2.6



Gambar 2.6 Kondisi Pembentukan hydrate pada light gas

Jika pembentukan *gas hydrate* yang ingin kita prediksi termasuk pada kelompok *light gases* (gas ringan). Tabel diatas dapat digunakan dalam memprediksi kondisi pembentukan *hydrate* tersebut. Kandungan uap air

juga merupakan variabel yang mempunyai peran dalam pembentukan *Hydrate*. Untuk mengetahui kandungan uap air dalam suatu *hydrocarbon* dapat digunakan grafik dibawah ini.



Gambar 2.7 Kandungan air dalam hydrocarbon Gas

III. PENANGGULANGAN GAS HYDRATE

a. Pencegahan dan Penanggulangan Gas Hydrate

Ada beberapa cara yang bisa dilakukan untuk mencegah atau

menanggulangi pembentukan *hydrate*. Pada dasarnya, ada tiga cara untuk mencegah dari pembentukan *hydrate*:

1. *Mengadjust choke pada wellhead* agar *pressure* didalam *flowline* tetap terjaga sehingga *temperature* pun akan

terjaga diatas *temperature* pembentukan *hydrate* .

2. Menginjeksikan inhibitor ke dalam gas dengan maksud untuk menurunkan *freezing point* air.
3. Menghilangkan uap air dari *gas stream* dengan *dehydration unit*.

b. Metode Pencegahan dan Penanggulangan Pembentukan Hydrate

1. Heater

Pada lokasi tertentu, untuk mengendalikan pembentukan *hydrate* akan lebih murah jika dapat dilakukan dengan cara pemanasan hingga *temperature*nya tetap berada diatas *temperature* pembentukan *hydrate*.

Cara ini dipandang lebih murah karena alasan bahwa investasi awal untuk *heating equipment* lebih kecil dibanding dengan *dehydration unit*, tersedianya bahan bakar, relatif lebih sederhana dan biaya perawatannya cukup rendah.

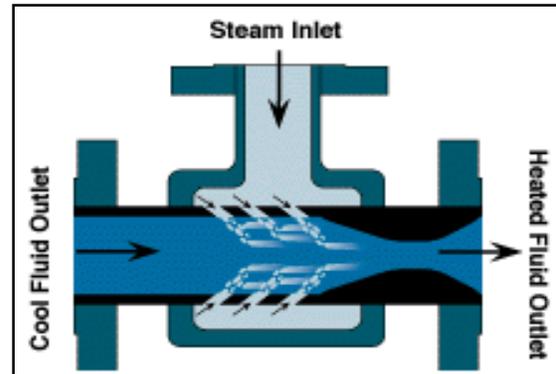
Sedangkan kekurangannya adalah bahwa uap air tetap ada di dalam gas dan kemungkinan terbentuknya *hydrate* masih ada, oleh karena itu untuk mempertahankan suhu sampai ke tempat tujuan kadang-kadang perlu pemanasan ulang dilokasi tertentu jika diketahui penurunan *temperature*nya sudah cukup besar.

Ada dua macam *heater* yang dapat digunakan untuk keperluan ini adalah:

- *Flow line heater*
- *Indirect heater*

Flowline heater beroperasi dengan cara pemanasan pipa langsung dengan nyala api di dalam sebuah ruangan tertutup.

Indirect heater beroperasi dengan cara melewati fluida melalui bejana alir yang dipanaskan dengan *fire heater*.



Gambar 3.1 *Indirect heater* pada *Flowline*

Fluida yang dipanaskan akan disirkulasikan kedalam *flowline* dalam bentuk steam sebagai media pemanas di dalam *flowline* sehingga dengan cara seperti ini diharapkan operasi gas berada diatas *temperature* pembentukan *hydrate*.

2. Electric Heater

Pemanasan dengan listrik dibagi menjadi dua kategori, yaitu langsung dan tidak langsung. Pada pemanasan langsung, listrik mengalir secara aksial melalui dinding pipa dan memanaskan aliran fluida secara langsung. Pada pemanasan tidak langsung, listrik mengalir melalui elemen pemanas pada permukaan pipa, dan aliran fluida dipanaskan dengan konduksi termal. Pemanasan dengan listrik dapat digunakan sebagai metode *mitigasi hydrate*.

Setelah *shutdown*, pemanasan dengan listrik digunakan untuk menjaga *temperature* fluida di dalam pipa agar berada di atas *temperature* pembentukan *hydrate* sehingga *hydrate* tidak terbentuk.

Pemanasan dengan listrik juga dapat digunakan untuk *remediasi*. *Hydrate* yang terbentuk dapat dilelehkan dengan pemanasan dari listrik.

3. Hot Oil Circulation

Sirkulasi *hot oil* merupakan cara yang populer untuk *mitigasi hydrate* selama *re-startup* sistem. Pada suatu *gas plant*, setelah *shutdown* dalam waktu yang cukup lama, fluida dalam pipa menjadi dingin. Jika dilakukan *re-startup* dengan fluida dingin di dalamnya, risiko *hydrate* sangat tinggi. Untuk mengurangi risiko *hydrate*, *hot oil* disirkulasikan melalui pipa untuk mengganti fluida dingin dan juga untuk menghangatkan pipa.

4. Hydrate Inhibition

Dengan menginjeksikan inhibitor ke dalam gas akan membantu pencegahan pembentukan *hydrate* dengan menurunkan *freezing point* air. Beberapa inhibitor yang dapat digunakan untuk keperluan ini adalah glycol, methanol, ammonia dan air garam (brine).

Jika tidak ada penginjeksian inhibitor ke dalam *gas stream* dan pembentukan *hydrate* mulai terjadi, maka methanol dapat digunakan untuk mengatasi secara efektif. Methanol tidak hanya mencegah terjadinya *hydrate*, tetapi juga dapat melarutkan *hydrate* yang telah terbentuk. Glycol biasanya digunakan sebagai inhibitor di dalam *gathering line* dari beberapa *gas well*. Jika *gathering line* berakhir di *gas processing plant* di mana gas didinginkan sampai *temperature* 0 °F atau lebih rendah lagi, maka glycol tetap cocok digunakan di dalam *plant process*.

5. Scrubber

Biasanya *production stream* dari sumur minyak meninggalkan *wellhead* langsung memasuki sebuah separator dimana gas, minyak, dan air dipisahkan. Kebanyakan peralatan yang ada ialah separator, karena fungsi utama separator adalah untuk memisahkan fluida.



Gambar 3.2 Unit Scrubber

Lain halnya *production stream* dari *gas well* yang kebanyakan terdiri dari gas dan *impurities*. Kebanyakan peralatan yang terpasang di daerah sumur adalah *scrubber* yang fungsi utamanya untuk memisahkan *free water*, *hydrocarbon condensate*, atau kotoran yang ada dalam gas. *Scrubber* biasanya berupa bejana yang terpasang *vertical* yang dilengkapi dengan *baffle* dan *screen* di dalamnya dan *collection area* untuk *impurities*.

Keberhasilan operasi *dehydration* sangat tergantung pada tingkat kebersihan gas alam. Kebanyakan gas alam mengandung air yang sebagian dalam bentuk cair yang disebut *free water*. Umumnya *production stream* dilewatkan separator atau *scrubber* untuk memisahkan *free water* sebanyak mungkin. Setelah meninggalkan separator atau *scrubber*, diharapkan gas hanya mengandung uap air saja. Dan gas ini

disebut gas basah (*wet gas*) yang kemudian memasuki dehydrator. Setelah gas meninggalkan dehydrator diharapkan sudah bebas uap air dan disebut sebagai gas kering (*dry gas*) yang siap untuk didistribusikan ke konsumen.

Wet Gas yang keluar dari *scrubber* umumnya masih mengandung uap air dengan konsentrasi antara 25 - 100 lb/MMscf gas, dan ini tergantung pada *pressure* dan *temperature* gas. Gas yang temperaturnya tinggi akan lebih banyak mengandung uap air dibandingkan dengan uap yang temperaturnya lebih rendah. Dengan demikian dehydrator harus mampu memisahkan uap air sekitar 20 - 95 lb/MMscf gas. Atau dengan kata lain, *dry gas* yang di hasilkan oleh dehydrator mempunyai kandungan uap air sekitar 5-7 lb/MMscfd gas.

6. Liquid-Dessicant Dehydration

Bahan untuk absorpsi (absorbent) yang digunakan di dalam liquid dessicant dehydration biasanya adalah larutan DEG (diethylene glycol) atau TEG (triethylene glycol). TEG lebih banyak digunakan karena dapat diregenerasi dengan mudah untuk mengembalikan kemurniannya hingga pada konsentrasi 99 %, dan *temperature* dekomposisinya cukup tinggi yaitu sekitar 400 °F serta jumlah yang hilang karena penguapannya kecil.

Wet gas memasuki contactor inlet yang dipasang di salah satu ujung *contactor*. Di dalam *contactor* dilengkapi mesh dan baffle untuk mendapatkan luas permukaan kontak yang besar sehingga kontak antara absorbent dan *wet gas* menjadi lebih baik. Uap air yang terdapat di dalam gas akan bergabung dengan glycol dalam bentuk droplet yang kemudian di tampung di dalam

accumulator. Gas meninggalkan contactor memasuki separator melalui bagian puncak separator. *Dry gas* keluar dari separator melalui bagian samping yang ada di puncak separator dan siap untuk didistribusikan.

Glycol yang telah jenuh dengan air dari *accumulator* di kirim ke *flash tank* dan selanjutnya dipompakan ke *heat exchanger*. Di dalam *heat exchanger* glycol jenuh mendapatkan pemanasan awal yang selanjutnya dipanaskan di dalam reboiler untuk dipisahkan airnya melalui penguapan.

Air akan mendidih pada suhu 212 °F sedangkan glycol pada suhu 400 °F, dengan perbedaan *temperature* yang cukup besar ini maka glycol sangat mudah untuk dimurnikan kembali dengan cara pemanasan. Glycol yang telah dimurnikan dari reboiler masih membawa panas yang cukup, oleh karena itu dapat dimanfaatkan untuk pemanasan awal di dalam *heat exchanger*. Dari sini jelas bahwa prinsip proses dehidrasi dengan cara ini adalah absorpsi untuk menyerap uap air dengan menggunakan glycol sebagai absorbentnya dan distilasi untuk memisahkan air dari glycol yang dilakukan di dalam reboiler.

Jenis dehydrator lain adalah berupa sebuah *vertical contactor*, di dalam vertical contactor dilengkapi alat kontak yang berupa tray dengan weir yang tersusun sedemikian rupa sehingga memungkinkan gas dan absorbent saling melakukan kontak dengan arah aliran yang berlawanan.

Proses sehidrasi dengan glycol memberikan dew point depression antara 53 hingga 95 °F. Berikut ini diberikan properties dari glycol.

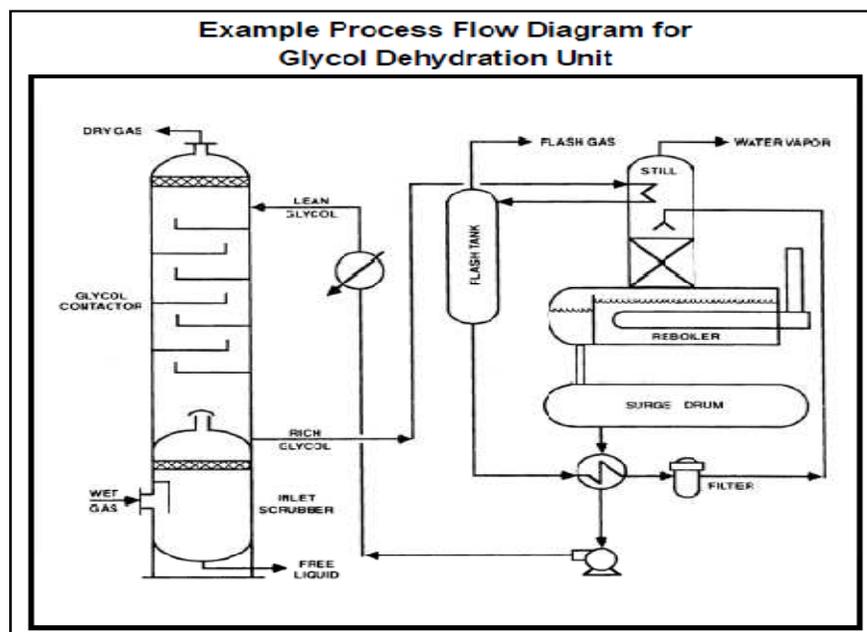
Tabel 3.3 Properties Glycol

Glycol	Max Dew Point Depression, °F	Boiling point @14.7 Psia	Freezing Point @14.7 Psia
Ethylene	53	197.3	8
Diethylene	60	244.8	17
Triethylene	85	285.5	19
Tetraethylene	95	314	22

Contoh Glycol



Gambar 3.4 Contoh TEG



Gambar 3.5 Process flow diagram TEG dehydration unit

7. Solid Dessicant Dehydration

Solid desiccant dehydration unit umumnya mempunyai coast yang tinggi dalam pengoperasiannya. Oleh karena itu penggunaannya biasanya terbatas pada aplikasi seperti kandungan H₂S yang tinggi dan juga lebih efektif dari pada glycol dehydration dan cocok untuk volume gas yang besar pada berbagai variasi tekanan. Dehydrator jenis ini biasanya dipasang di sistem transmisi dekat dengan *compressor station*, dan ia sangat sensitif terhadap *temperature* gas. Jika temperatur gas naik, maka laju alir gas harus di turunkan sebagai kompensasi naiknya temperatur.

Solid-desiccant dehydration unit terdiri dari dua peralatan utama berupa adsorber tower, di dalam adsorber berisi adsorbent yang berupa butiran-butiran padat. Peralatan lain yang digunakan untuk menunjang operasi ini adalah sebuah *regeneration-gas separator* yang berfungsi untuk memisahkan air dari *regeneration gas stream* dan *regeneration gas cooler* untuk mengembunkan uap air yang terbawa oleh *hot regeneration gas*.

Proses yang terjadi di dalam *solid desiccant dehydration* adalah adsorpsi yang berlangsung di dalam *adsorber tower*. Wet gas memasuki *adsorber tower* melalui bagian puncak dan mengalir ke bawah melalui tumpukan *solid desiccant* (adsorbent). Selama gas basah kontak dengan solid desiccant uap air akan terserap ke dalam *solid desiccant* di

dalam pori-porinya. Komponen-komponen gas lain yang dapat terserap ke dalam solid desiccant diantaranya adalah propane, butane dan yang lebih berat lagi.

Kemampuan serap *solid desiccant* tergantung dari luas permukaan pori-pori yang dimiliki, semakin luas semakin besar kemampuannya. Jika seluruh pori-pori telah terpenuhi uap air dan komponen-komponen gas yang terserap, maka kemampuan serapnya akan berkurang dan bahkan hilang. Untuk memulihkan kembali harus diregenerasi. Siklus operasi *solid desiccant* biasanya dirancang selama 8 jam.

Regenerasi dilakukan dengan cara mengalirkan hot regeneration gas melalui solid desiccant. *Hot regeneration gas* adalah gas kering yang dipanasi hingga temperaturnya 450 °F. *Hot regeneration gas* dengan tekanan tinggi akan memanasi *solid desiccant* sehingga air yang terserap di dalam pori-pori desiccant akan teruapkan dan terdorong keluar oleh *hot regeneration gas*.

Gas hasil regenerasi meninggalkan adsorber menuju cooler untuk didinginkan dan selanjutnya dipisahkan airnya di dalam separator. Siklus regenerasi ini biasanya dirancang selama 8 jam termasuk waktu pendinginan.

Solid desiccant umumnya dibuat dari *activated alumina (bauxite)* atau silica-gel dalam bentuk butiran (*granular*).

Tabel 3.8 Properties Solid Dessicant

Dessicant	Shape	Bulk Density	Particle size	Approx. Miniimum moisture content of effluent gas (ppmw)
Alumina	Bauxite	52	1/4"	5-10
Silca Gel	Granular	52	1/4"-8	0.1
Mol Sieve	Sperical	42-45	4-8	0.1



Alumina (Bauxite)



Silica gel (Granular)



Mol Sieve (Sperical)

IV. KESIMPULAN

Dari materi yang telah dibahas pada bab-bab maupun sub bab sebelumnya dapat diambil simpulan :

- a. Ada beberapa kondisi dimana *hydrate* dapat terbentuk:
 - Ada air bebas (*free water*)
 - Kondisi operasi gas berada dalam daerah pembentukan *Gas Hydrate*.
 - Terjadi perubahan *pressure* yang menyebabkan penurunan *temperature* pada operasi produksi
- b. Sementara itu cara pencegahan ataupun penanggulangan yang bisa dilakukan yaitu:
 - Menjaga *temperature* gas tetap berada pada *temperature* diatas *temperature* pembentukan *hydrate*.
 - Menginjeksikan inhibitor ke dalam gas dengan maksud untuk menurunkan *freezing point* air.
 - Menghilangkan uap air dari *gas stream* dengan *dehydration unit*.

- c. Metode-metode yang dapat diaplikasikan dalam pencegahan dan penanggulangan *Gas hydrate* antara lain:

- Heater
- Electrical heater
- Hot oil circulation
- Hydrate inhibitor
- Scrubber
- Liquid dessicant Dehydration dan Solid dessicant Dehydration

DAFTAR PUSTAKA

- Fahim M. A, Aggour Mohamed and Abdel-Aal H. K, 2007, *Petroleum and Gas Processing*
- Dr. Younger A.H, P.Eng, 2004, *Natural Gas Processing Principles and Technology – Part I*
- Gas Processors Suppliers Association, 1991, Section 20 — *Dehydration*.

*) Penulis adalah Pejabat Fungsional Widyaiswara di Pusdiklat Migas