



PENANGANAN GAS ASAM (*SOUR GAS*) YANG TERKANDUNG DALAM GAS ALAM MENJADI *SWEETENING GAS*

Muhrinsyah Fatimura⁽¹⁾, Reno Fitriyanti⁽²⁾, Rully Masriatini⁽³⁾
^(1,2,3)Dosen Universitas PGRI Palembang
Fakultas Teknik Program Studi Teknik Kimia
email:muhrinsyah.f@gmail.com

ABSTRAK

Gas alam merupakan sumber energi dan bahan baku yang terdapat di alam baik itu terdapat sebagai *Associated gas* maupun *non Associated gas*. Keberadaannya di alam membuat gas alam tidak dalam keadaan murni, kandungan gas alam dari beberapa sumber berbeda-beda komposisinya tergantung dari sumber dan lokasi pengeksploasian demikian juga impurities yang terkandung di dalamnya. Gas asam (*sour gas*) merupakan salah satu kandungan impurities yang terdapat dalam gas alam seperti CO₂, H₂S, mercaptan. Keterikutan *sour gas* ke dalam gas alam dalam proses selanjutnya dapat menyebabkan korosif pada peralatan, mengurangi *heating value* pada gas alam, racun pada katalis serta pada proses pencairan gas alam dapat menjadi *icing* atau padat sehingga dapat menghambat transportasi gas alam. Kandungan *sour gas* dalam gas alam yang pernah di analisa berkisar antara range terendah >10 % dan tertinggi > 60 % sehingga memerlukan penanganan khusus untuk menghilangkannya. Untuk range > 10 % proses yang digunakan yaitu dengan cara Absorpsi Kimia, Absorpsi Fisik, Absorpsi Fisik-Kimia, Adsorpsi Fisik dengan menggunakan berbagai adsorben Mononethanolamine (MEA), Diglycolamine (DGA), Diethanolamine (DEA), Diisopropanolamine (DIPA), Methyl diethanolamine (MDEA), alternative adsorben Potasium Karbonat (K₂CO₃). Untuk *Sour gas* yang kandungan tinggi > 60 % penanganan Fraksinasi Cryogenic dan Permeation (membran). Sehingga *sour gas* bisa terbebas dari impurities yang mengikutinya menjadi *Sweetening Gas*.

Kata Kunci: Gas Alam, *Sour gas*, *Sweetening Gas*, Adsorben

PENDAHULUAN

Salah satu sumber energi yang terdapat di alam adalah gas alam pemanfaatannya banyak digunakan baik selain sebagai sumber energi atau sebagai bahan baku dalam pembuatan suatu proses produksi kimia misalnya sebagai bahan bakar boiler di furnace, Reformer. Gas alam juga digunakan sebagai bahan baku produksi amoniak, metanol dan lain-lain. Gas alam memiliki komponen utama yaitu metana (CH₄) disamping juga ada hidrokarbon ringan lainnya yang terbentuk secara alami. Di dalamnya tercampur juga beberapa senyawa non-hidrokarbon.

Karakter dari Gas alam murni yaitu tidak berwarna, tidak berbau, tidak korosif, tidak beracun, dan ramah lingkungan (Pradnya, 2013).

Sumber Gas alam banyak terkandung di dalam sumur minyak, sumur gas bumi dan tambang batubara. Dari sumber gas alam yang ada ada gas alam yang terdapat di dalam minyak bumi atau batubara yang disebut *Associated gas* dan ada juga gas alam yang hanya mengandung gas alam itu sendiri disebut *Non Associated gas*. Dari dua sumber asal gas alam yang lebih banyak yaitu di dalam golongan *non associated* dibandingkan *associated gas* (Sami matar, 2004).

Tabel 1. Kandungan Gas Alam

Gas Alam Terdiri Dari
CH ₄ (Metana)
C ₂ H ₆ (Etana)
C ₃ H ₈ (Propana)
i/n C ₄ H ₁₀ (iso/normal Butana)
i/n C ₅ H ₁₂ (Pentana)
C ₆ H ₁₄ (Heksana)
C ₇ H ₁₆ (Heptana)
C ₈ H ₁₈₊₊ (Oktana plus)
CO ₂ (Karbon Dioksida)
H ₂ O (Uap Air formasi)
N ₂ (Nitrogen)
Hg (Merkuri/Air Raksa)
Mercaptan
H ₂ S (Asam Belerang)
Solid Particle
Mercaptan

(Sumber : Gunung Sarjono,2012)

TINJAUAN PUSTAKA

Gas asam (*sour gas*) merupakan salah satu kandungan dari gas alam yang sifatnya sebagai kontaminan . Dimana gas alam mentah mengandung sejumlah karbon dioksida (CO₂) , serta sulfur yang komponennya meliputi antara lain Hidrogen Sulfida (H₂S) dan mercaptan (Angelika ,2016). Adanya kandungan sulfur yaitu gas hidrogen sulfida dan mercaptan dalam penggunaan skala rumah tangga merupakan zat sangat beracun dan bersifat korosif pada logam. Pada proses produksi Gas CO₂ juga tidak diinginkan karena menjadi racun pada katalis seperti pada sintesa amoniak dan metanol, serta dapat mengurangi nilai bakar dari gas alam .

Pada saat transportasi gas CO₂ akan menjadi padat (*icing*) seperti pada proses *cryogenic* pencairan gas alam . *Liquefied Natural Gas* (LNG) adalah gas alam yang dicairkan dengan cara didinginkan pada temperature sekitar -160°C dan pada tekanan atmosfer. Proses tersebut juga untuk menghilangkan ketidak murnian dan hidrokarbon berat pada gas alam tersebut (pradnya,2013). Seperti contoh pulau natuna merupakan salah satu penghasil gas alam terbesar di indonesia disini terdapat cadangan gas bumi sebesar 50,27 TSCF. Akibat kandungan gas asam (*sour gas*) yang sangat tinggi terutama CO₂ mencapai mencapai 71% (umumnya hanya 1-2% CO₂). Pada pengolahan gas bumi, CO₂ dipisahkan dari gas bumi sampai 4% untuk *sales* gas dan 50 ppm untuk LNG. Masalah utama dari tingginya kandungan CO₂ pada gas Natuna adalah diperlukan proses separasi CO₂ yang lebih kompleks serta penanganan limbah CO₂ yang dapat menyebabkan pemanasan global (Kameliya.2016).

Tabel 2. Analisis gas Natuna

Komponen	Komposisi
CO ₂	71%
CH ₄ dan hidrokarbon	28 %
H ₂ S	0,6%
N ₂	0,4%

Sumber (Suhartono,2000)

Korosi pada pipa



Kerusakan *crack* pipa(*tube*)

Icing

(sumber : muhrinsyah F, 2013)

Gambar 1. Dampak yang ditimbulkan apabila ada kandungan sour gas dalam gas alam Pada Proses Produksi.

Tabel 3. Kandungan gas asam pada beberapa negara penghasil gas alam

Parameter	Russia	Hungary	Czech	Kazakh
Dew Point	10°C	5°C	15°C	25°C
Tekanan	2.7 bar	25 bar	3bar	25 bar
H ₂ S	0.5%	0	2.2%	26.5%
NH ₃	0	0	0.89%	0
MeSH	0	0	0	0.1
H ₂	0	0	81	0
N ₂	16 %	5.61%	0	1.2%
CH ₄	38%	69%	7.5%	35%
C ₂ H ₆	18.2%	2.64%	3%	17%
C ₃ H ₈	16.5%	1.17%	2.7%	12%
i-C ₄ H ₁₀	4.8%	0.26%	1%	2.3%
n-C ₄ H ₁₀	2.3%	0.43%	1%	2.3%
i-C ₅ H ₁₂	1%	0.15%	0	0.5%
n-C ₅ H ₁₂	1%	0.14%	0	0.35%
n-C ₆ H ₁₄	0.5%	0.14%	0	0.15%
n-C ₇ H ₁₆	0	0.09%	0.5%	0
n-C ₈ H ₁₈	0	0	0.2%	0
n-C ₉ H ₂₀	0	0	0.01	0

Sumber (luke Addington,2014).

PROSES PENGOLAHAN SOUR GAS

Adanya kandungan gas CO₂ dan H₂S yang tinggi didalam gas alam perlu dilakukan *treatment* khusus dalam menghilangkan kandungan gas asam (*sour gas*) tersebut dari gas alam dimana proses penghilangan gas asam dari gas alam disebut proses *Sweetening* gas. Dimana perbedaan proses *sweetening* gas itu berdasarkan kandungan gas asam (*sour gas*) yang terdapat didalam gas alam baik secara kualitas maupun kuantitas dimana gas asam yang akan dihilangkan yaitu : hanya mengandung gas CO₂, saja, hanya mengandung gas H₂S saja, Mengandung kedua-duanya yaitu H₂S dan CO₂, yang hanya selektif menghilangkan gas H₂S walaupun keduanya yaitu H₂S dan CO₂ terdapat dalam gas

alam (Total finaelp,2002). Proses Penanganan Gas Asam (Sour Gas) Yang Terkandung Dalam Gas Alam Menjadi Sweetening Gas dapat dilakukan dalam beberapa proses sebagai berikut (Total finelp,2002) :

1. Absorpsi Kimia
2. Absorpsi Fisik
3. Absorpsi Fisik-Kimia
4. Adsorpsi Fisik
5. Fraksinasi Cryogenic
6. Permeation (membran)
7. Konversi sulfur dengan metode direct proses

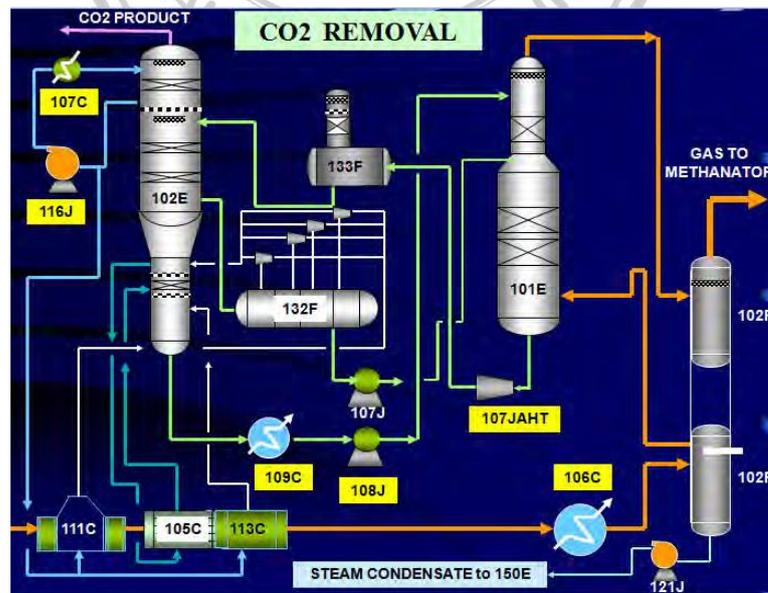
1. Absorpsi Kimia

Absorpsi gas merupakan proses kontak antara campuran gas dan cairan yang bertujuan menghilangkan salah satu komponen gas dengan cara melarutkannya menggunakan cairan yang sesuai. Proses absorpsi ini melibatkan difusi partikel-partikel gas ke dalam cairan. Secara umum, faktor-faktor yang mempengaruhi absorpsi adalah kelarutan (*solubility*) gas dalam pelarut dalam kesetimbangan, tekanan operasi, serta temperature (Sutrasno,2007).

Beberapa pelarut kimia tersedia untuk proses sweetening gas dalam absorpsi kimia ini , hampir semuanya merupakan produk golongan alkanolamin. Semua digunakan dalam bentuk larutan cairan. Produk alkanolamine utama yang digunakan dalam industri proses sweetening gas adalah sebagai berikut (Total fina Elf,2002) :

- Mononethanolamine (MEA)
- Diglycolamine (DGA)
- Diethanolamine (DEA)
- Diisopropanolamine (DIPA)
- Methyl-diethanolamine (MDEA)

Atau ada golongan alkalin sebagai alternative absorben Potasium Karbonat (K_2CO_3)

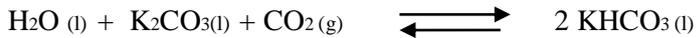


(Sumber :petrokimia gresik,Revi 2014)

Gambar 2. Penanganan *sour gas* menggunakan absorpsi kimia menggunakan potassium karbonat (K_2CO_3).

Reaksi yang terjadi dalam absorpsi kimia :

Penggunaan Potasium karbonat sebagai absorbent reaksi yang terjadi sebagai berikut :

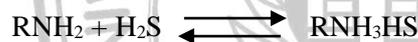


Terbentuknya $2\text{KHCO}_3\text{(l)}$ pada proses absorpsi kimia ini mudah untuk diregenerasi menggunakan stripper. Reaksi absorpsi eksotermik: Panas reaksi K_2CO_3 dengan CO_2 adalah 32 BTU / SCF . CO_2 (1191 kJ / Sm³ CO_2). Karbonat diubah menjadi bikarbonat selama siklus penyerapan. Selama regenerasi siklus, bikarbonat sekali lagi diubah menjadi karbonat setelah CO_2 dihilangkan (pada kenyataannya, semua bikarbonat tidak dikonversi menjadi karbonat). Pada golongan alkanolamine seperti larutan MEA digunakan untuk menghilangkan CO_2 secara mendalam (ketika gas umpan bebas dari H_2S), H_2S (ketika gas umpan bebas dari CO_2) atau H_2S dan CO_2 ketika kedua komponen ada dalam Gas alam umpan. Oleh karena itu ini bukan proses yang cocok untuk penghilangan selektif H_2S ketika keduanya H_2S dan CO_2 ada dalam gas alam.

MEA akan dengan mudah mengurangi konsentrasi H_2S menjadi kurang dari 4 ppm dalam alam . Namun, amina ini bereaksi dengan produk sulfur turunan seperti karbonil sulfida (COS) dan karbon disulfida (CS_2), karena itu diperlukan peralatan khusus untuk membersihkan larutannya . Jika merkaptan ada dalam gas umpan, larutan MEA hanya akan menghilangkan sebagian saja kontaminan ini dengan prioritas diberikan pada mercaptans ringan (metil-merkaptan).

H_2S bereaksi lebih cepat daripada CO_2 .

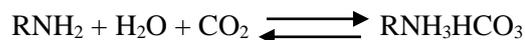
Reaksi dengan H_2S dilanjutkan untuk membentuk bisulfida etanolamin.



Penyerapan kimiawi CO_2 lebih kompleks. Karbon dioksida bereaksi dengan MEA untuk terbentuk garam karbamat (sulit atau regenerasi dan yang dapat menyebabkan masalah korosi):



Dalam larutan air, asam organik ($\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$) bereaksi dengan MEA untuk membentuk garam bikarbonat (lebih mudah untuk regenerasi):

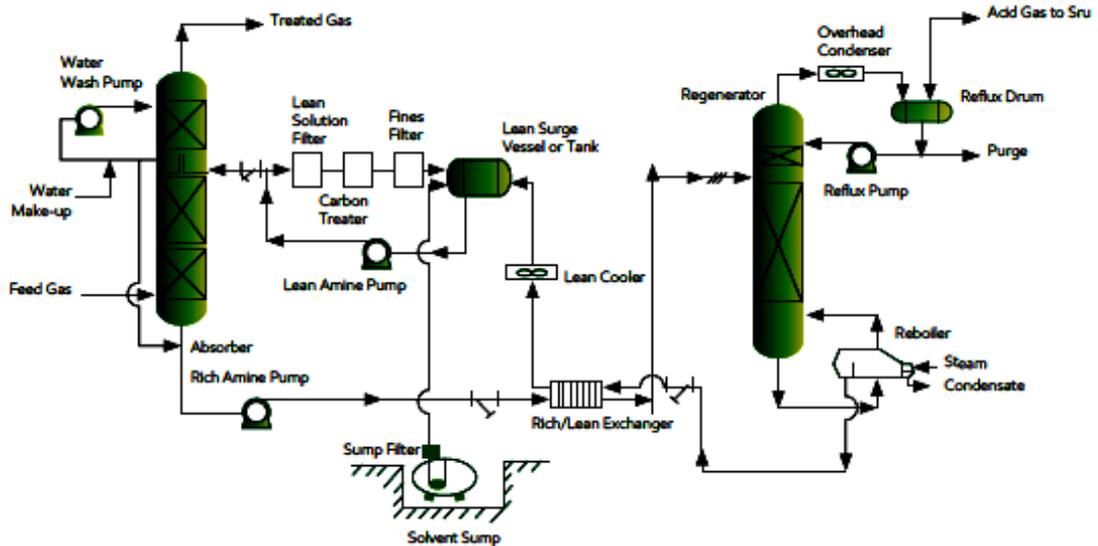


di mana $\text{R} = \text{C}_2\text{H}_4\text{OH}$

Reaksi di atas bersifat reversibel. Kiri ke arah kanan reaksi mewakili fase penyerapan (lebih baik pada suhu rendah dan tekanan tinggi). Ini adalah reaksi eksotermis terjadi pada alat absorber .

Kanan ke arah kiri reaksi mewakili fase regenerasi (lebih baik pada tinggi suhu dan tekanan rendah). Ini adalah reaksi endotermik terjadi pada alat stripper.

Pada Gambar 3. diagram proses absorpsi sour gas yang dikembangkan oleh Exxon mobil menggunakan solvent yang selective menghilangkan gas CO_2 dan H_2S yang telah diaplikasikan pada pengolahan gas alam di *onshore* dan *offshore* . Ada dua jenis solvent yang Exxon mobil yaitu FLEXSORB SE Selective menghilangkan gas H_2S dan FLEXSORB SE Plus Selective removal of H_2S to less than 10 ppm.



Gambar 3 .Proses absorpsi sour gas menggunakan pelarut amine FLEXSORB® SE Tail Gas Treating Unit (Exxon Mobil,2015)

Tabel 1. Hasil Absorpsi Kimia sour gas Menggunakan Proses Flexsorb SE

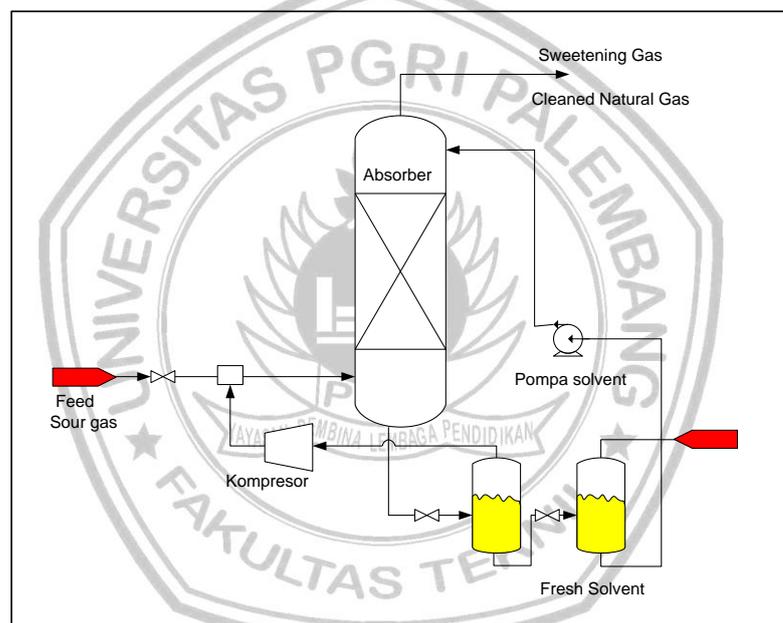
	Conventional Hybrid	Flexsorb SE
Sour Gas Rate, MSCFD	400	510
Pressure, psig	935	935
Temperature °F	90	90
Feed Composition, vol %		
H2S	0.06	0.06
CO2	1	1
Solvent Rate, gpm	460	300
Reboiler Duty, MBTU/HR	19	14.8
Treated Gas		
H2S vppm	4	2
CO2 mole %	0.7	0.85

(sumber: Exxon Mobil,2015)

2. Absorpsi Fisik

Penghilangan gas asam dengan absorpsi fisik juga dimungkinkan dan ada sejumlah proses kompetitif secara komersial berdasarkan pada prinsip ini. Absorpsi fisik terjadi karena kontak fisik antara gas yang akan diolah dan pelarut. Pelarut digunakan sebagai produk murni. Akibatnya, air tidak perlu ditambahkan secara fisik proses penyerapan. Penyerapan fisik sangat tergantung pada tekanan gas umpan atau tekanan parsial gas asam hadir dalam gas umpan. Pelarut yang digunakan untuk sweetening gas umumnya memiliki afinitas yang kuat dengan air pelarut secara bersamaan akan membersihkan dan mengeringkan gas. Namun, penumpukan air pelarut akan terjadi membutuhkan stripper untuk menghilangkan air yang diserap dari pelarut. Penyerapan fisik bisa juga berhasil digunakan; keuntungan utama dari proses semacam itu adalah (tidak seperti penyerapan bahan kimia) pelarut fisik tidak memiliki batasan penyerapan. Jumlah CO₂ yang diserap oleh pelarut adalah ditentukan oleh kesetimbangan uap-cair dari campuran, yang diatur oleh tekanan dan suhu. Pada tekanan parsial CO₂ yang tinggi, kapasitas pemuatan CO₂ dari pelarut lebih tinggi untuk pelarut fisik daripada pelarut kimia. Karenanya proses penyerapan fisik khususnya sesuai untuk pengolahan aliran gas kaya CO₂. Pelarut untuk penyerapan fisik Banyak pelarut

telah digunakan untuk penyerapan CO₂ dan H₂S termasuk, formulasi tributyl fosfat, polikarbonat, metiltias asetat, dan n-formil morfolin. Ada yang utama kelemahan dengan pelarut seperti itu: mereka tidak mudah sekali pakai untuk operasi lepas pantai (*offshore*) dan bisa terlibat dalam reaksi samping dengan konstituen gas alam lainnya. Pelarut hidrokarbon seperti n-butana adalah lebih cocok karena tidak bereaksi dan dapat dengan mudah ditangani di lingkungan minyak dan gas; n-butane telah digunakan dalam proses pemisahan cryogenic Ryan-Holmes. Prosesnya sudah memuaskan Faktor pemisahan CO₂ / CH₄, tetapi operasi pada suhu rendah sangat menuntut energi. Seperti nbutane, alkana lain seperti n-decane diketahui menyerap CO₂ secara istimewa untuk CH₄: eksperimental Temuan menunjukkan nilai-K [faktor pemisahan, $K = (\text{CO}_2: \text{CH}_4)_{\text{cair}} / (\text{CO}_2: \text{CH}_4)_{\text{gas}}$] mulai dari 1,2 hingga 1,8 .Penggunaan alkana yang lebih tinggi atau campuran alkana dapat memberikan rute yang menjanjikan untuk beradaptasi Proses Ryan-Holmes dengan suhu dan tekanan khas ladang gas. Selain itu, alkana pelarut memberikan keuntungan karena harganya murah, mudah didapat, dan bisa digemari (campuran alkana). (Emmanuel Keskes.2011)



Gambar 4. Proses Absorpsi Fisika *sour* gas menjadi *sweetening* gas

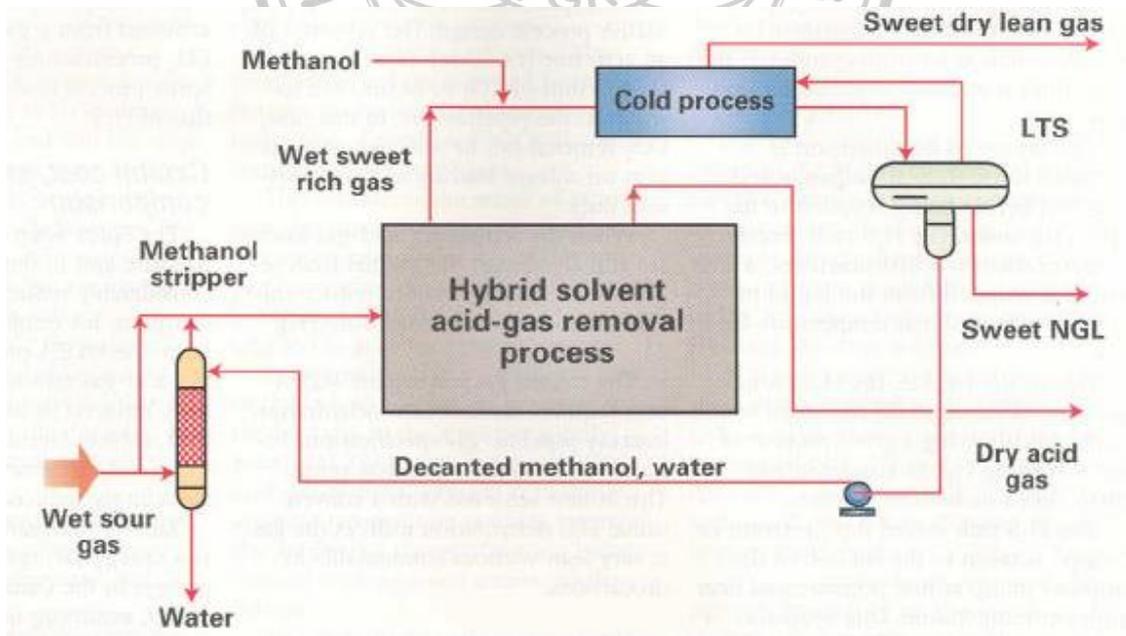
Pada gambar 4. *Flow sheet* Absorpsi fisika untuk menangkap CO₂ dari gas alam Metodologi untuk menemukan kondisi proses yang optimal dan pelarut telah dikembangkan menggunakan persamaan keadaan tingkat lanjut (SAFT-VR), perangkat lunak optimisasi pemodelan proses (gPROMS), dan estimasi biaya proses terperinci.

proses pemodelan-optimisasi perangkat lunak (gPROMS), dan estimasi biaya proses rinci. Pakan gas alam yang mengandung hingga 70% mol / mol CO₂ dapat diolah secara ekonomis menggunakan proses ini (Emmanuel Keskes,2011).

Berikut ini beberapa proses absorpsi fisik yang dikembangkan beberapa perusahaan gas yang memiliki referensi industri dalam *Sweetening* gas alam, sebagai berikut. *Fluor Solven* (Polypropylene Carbonate) Dari Fluor, *Selexol* (Dimethyl Ether Of Polyethylene Glycol) Dari Uop, *Purisol* (N-Methyl-Pyrrolidone) Dari Lurgi, *Rectisol* (Methanol) Dari Lurgi. Semua proses didasarkan pada Absorpsi fisika (kecuali air yang dapat dianggap sebagai pelarut fisik untuk pemindahan bulk H₂S dan CO₂ tetapi dengan tingkat korosi yang tinggi) berasal dari pemberi lisensi.

3. Proses Absorpsi Kimia – Fisika

Prinsip dari proses ini bertujuan untuk menggabungkan potensi absorpsi yang tinggi dari alkanolamine (Absorpsi kimia) dan kebutuhan energi regenerasi rendah dari pelarut fisika (absorpsi fisika). Penelitian tentang sour gas menjadi sweetening Gas dari gas Alam dengan absorpsi campuran terhadap kelarutan Etana, Karbon Dioksida, dan Hidrogen Sulfida dalam Campuran dengan absorpsi pelarut secara Fisik dan Kimia Kelarutan etana, karbon dioksida, dan hidrogen sulfida telah terjadi diukur dalam propilena karbonat, N-metil-2-pirolidon dan tetrametilen sulfon (sulfolana); dan dalam campuran pelarut fisik ini dengan monoethanolamine dan diglycolamine, dalam kisaran -10 hingga 100°C. Termodinamika persamaan yang konsisten diberikan untuk penyerapan gas dengan bahan kimia reaksi pada kesetimbangan. Hukum Henry menggambarkan keseimbangan fisik antara gas asam dalam fase uap dan asam terlarut dalam fase cair. Konstanta kesetimbangan menggambarkan keseimbangan kimia untuk gas yang diserap dan pelarut kimia. Perhitungan desain awal untuk memaniskan gas alam dengan penyerapan dengan pelarut campuran menunjukkan bahwa, dalam beberapa keadaan, campuran solven penyerapan mungkin lebih ekonomis daripada menggunakan air konvensional alkanolamin (O.rivas, 1979). Proses Hybrisol seperti yang ditunjukkan pada gambar 4 di bawah ini adalah untuk menggabungkan unit penghilangan gas asam berdasarkan MDEA di solusi metanol dan proses dingin untuk pemulihan LPG atau titik embun. Dalam penghilangan gas asam, gas jenuh dalam metanol yang membantu untuk menghambat hidrida dalam proses dingin dan proses dingin memulihkan metanol dengan kondensasi. Dalam stripper metanol, gas jenuh dalam metanol dengan stripping campuran methanol dan air yang dikeluarkan dari LTS. Proses ini sangat mirip dengan IFPEX 1. Penghilangan gas asam ditunjukkan pada gambar 4. Dimana beroperasi dengan campuran metanol, air dan MDEA dan skema prosesnya serupa dengan proses regenerasi amina apa pun kecuali cold drum yang ada pada bagian atas kolom regenerasi untuk recovery metanol.



Gambar 4. Proses absorpsi Kimia –Fisika menggunakan proses Hybrisol

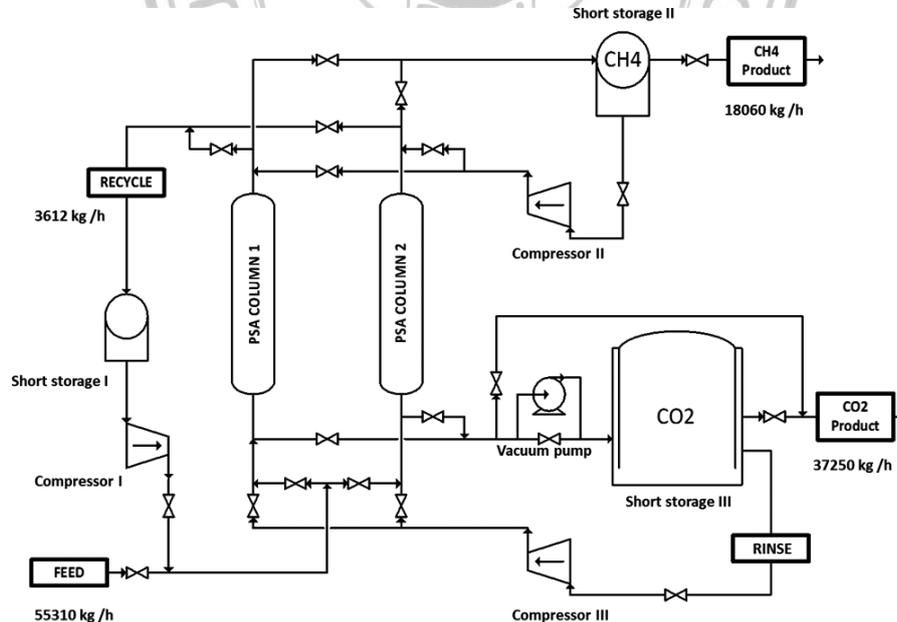
4. Adsorption Fisik

Peristiwa adsorpsi dapat terjadi pada adsorben yang pada umumnya beberapa zat padat. Adsorpsi adalah salah satu proses penyerapan dimana suatu cairan atau gas akan terikat pada suatu padatan atau cairan (absorben) dan membentuk lapisan film (adsorbat) pada permukaannya. Adsorpsi fisik

berkaitan dengan penggunaan bagaimana menghilangkan gas asam dengan menyaringan molekuler gas tersebut. Proses ini tidak cocok untuk menghilangkan sejumlah besar gas asam yang ada di dalam gas alam. Itu hanya dapat untuk menghilangkan hanya dalam batas ppm dari H₂S atau CO₂. Proses ini bisa menghilangkan gas sulfur yang masih ada pada pada penghilangan gas sulfur pada umpan gas (mercaptan) pada proses sebelumnya.

Penelitian yang dilakukan oleh (Carlos,2017) Gas alam (NG) adalah bahan bakar fosil dengan emisi CO₂ terendah per kilowatt energi yang dihasilkan. Dalam hal pengangkutan gas alam melalui pipa, spesifikasi CO₂ tergantung pada masing-masing negara tetapi sekitar 2-4%, jadi dalam kasus itu alami gas mengandung lebih dari persentase ini, CO₂ harus dikeluarkan untuk memenuhi spesifikasi. Dalam studi ini, kami telah mengevaluasi kelayakan menggunakan proses *Pressure Swing Adsorption* (PSA) untuk menghilangkan karbon dioksida dari gas alam. Proses ini belum tersedia secara komersial dan karenanya menghadapi beberapa tantangan terkait pemanfaatan bahan yang tepat dan skema regenerasi yang efisien. Studi kami telah mempertimbangkan efek dari proses PSA yang berbeda mode operasi.

Unit PSA dirancang untuk meningkatkan gas alam dengan komposisi 83% CH₄, 10% CO₂ dan 7% C₂H₆ tersedia pada 70 bar pada suhu 313 K dan dengan debit masuk 500.000 Sm³ / jam. Analisis juga mempertimbangkan beberapa hal variabel proses. Perbandingan ekonomi dari harga Adsorpsi juga telah dilakukan. Analisis kami menunjukkan bahwa biaya adsorpsi CO₂ menggunakan PSA sekitar 40% lebih tinggi daripada menggunakan amina yang didominasi oleh kinerja yang buruk dalam proses pemulihan (kehilangan gas alam dengan CO₂). Karena ini adalah studi pertama dari jenisnya, ada banyak ruang untuk meningkatkan kinerja proses dan adsorpsi itu proses untuk aplikasi ini tidak hanya terbatas pada konsentrasi yang sangat rendah. (Carlos,2017)



Gambar 5. Proses adsorption fisik dengan proses *Pressure Swing Adsorption* (PSA)

Pada gambar 5. merupakan proses adsorpsi menggunakan proses *Pressure Swing Adsorption* (PSA) menggunakan sebagai adsorben logam-organik NH₂-MIL-53 (Al) untuk mengadsorpsi CO₂ dari Gas CH₄ yang terdapat dalam gas alam. Di antara alternatif yang dipertimbangkan, *Pressure Swing Adsorption* dengan kondisi operasi vakum dipilih dalam fase desain ini. Dengan mengkondisikan kombinasi desain dengan kolom secara paralel dan kemungkinan sirkulasi ulang

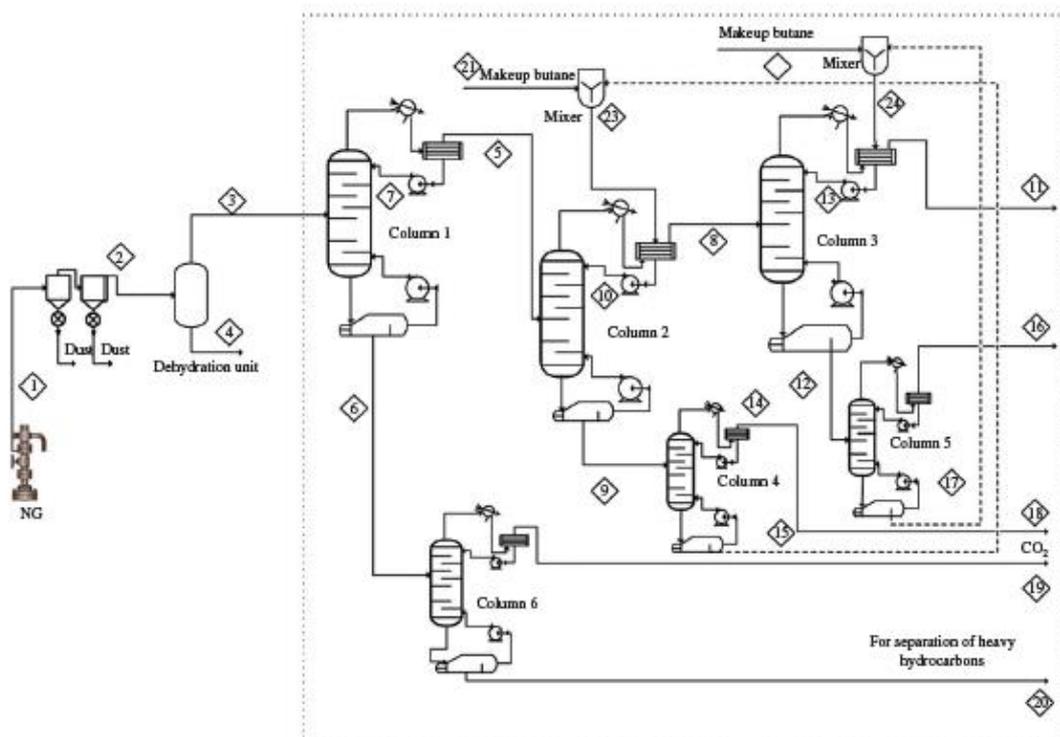
beberapa aliran memastikan tingkat pemisahan CO₂ dari gas metan yang tinggi dan produk akhir dengan kualitas tinggi tanpa mengurangi biaya operasi. (Pablo Serra-Crespo,2015).

5. Fraksinasi Cryogenic

Secara konvensional, *Sour gas* aliran gas alam diserap menggunakan absorben golongan amina atau larutan kimia lain yang sesuai, teradsorpsi atau dipisahkan dengan menggunakan permeasi membran. Namun, jika kandungan *sour gas* dalam gas alam tinggi, berarti keekonomis proses yang ada perlu dikembangkan menjadikannya lebih hemat biaya dan pengembangan proses baru menjadi keharusan.

Proses fraksinasi kriogenik merupakan alternative proses untuk pemisahan *sour gas* yang kandungannya tinggi dalam gas alam yang beroperasi pada suhu rendah dan tekanan tinggi untuk memisahkan *sour gas* Teknologi pemisahan kriogenik bisa diklasifikasikan menjadi :

1. Metode kriogenik konvensional atau distilasi berbasis uap-cair dan distilasi ekstraktif teknologi.
2. Metode non-konvensional, yang termasuk teknologi baru seperti desublimasi uap padat-berdasarkan pemisahan, sentrifugal kontaminan terkondensasi pemisahan, kompresi ulang, dan *cryocooler* seperti pengaduk pendingin.
3. Teknologi *hybrid*
Teknologi yang menggabungkan dengan memaksimalkan proses dari teknologi konvensional dan non-konvensional.

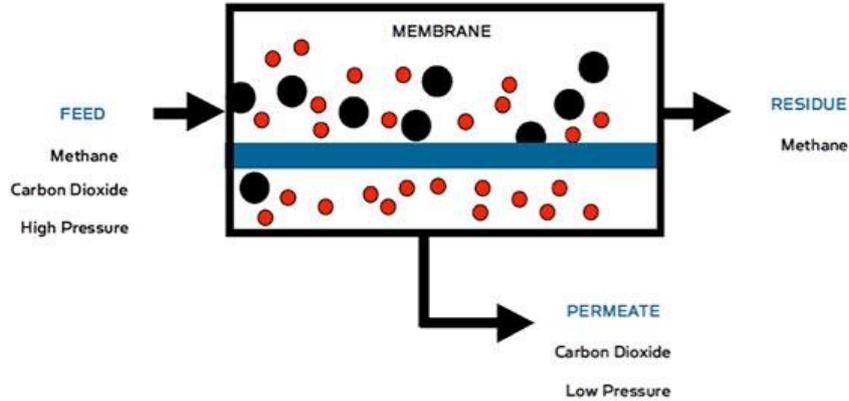


Gambar 7. Proses *Cryogenic* Karbon Dioksida dari gas alam

6. Permeation (membran)

Membran polimer (yang tidak mengandung lubang atau pori) bukanlah teknologi baru untuk pemisahan gas. Pemisahan ini didasarkan pada prinsip bahwa senyawa gas tertentu larut dan berdifusi bahan polimer pada tingkat yang lebih cepat daripada yang lain. Karbon dioksida, hidrogen, helium, hidrogen sulfida dan uap air sangat permeabel (gas cepat). Sebaliknya, nitrogen, metana dan Senyawa parafin yang lebih berat kurang permeabel (gas lambat). Aplikasi terbaik untuk pemisahan membran

adalah untuk memisahkan gas dalam kategori pemisahan cepat atau (Permeate) dari gas di pemisahan menjadi lambat (Residue Gas). Misalnya, CO₂ akan melewati membran polimer 15 sampai 40 kali lebih cepat dari metana (Total,2002)



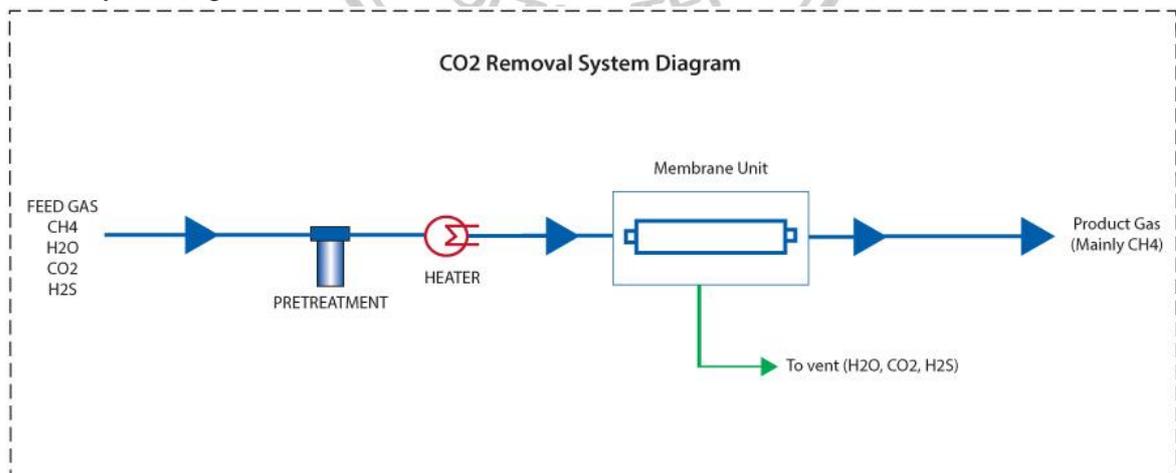
Gambar.8. Pemisahan gas alam dengan membrane

Banyak keuntungan yang diperoleh dari penggunaan teknologi membran seperti (Kevin,2016) :

- Biaya investasi modal yang rendah
- Praktis
- Mudah dalam proses instalasi dan pengoperasian
- Biaya perawatan yang murah
- Tidak boros tempat
- Fleksibilitas proses yang tinggi

Meski demikian, teknologi membran juga memiliki sedikit kekurangan seperti:

- Fluks permeasi yang rendah,
- Permselectivitas yang kurang memadai
- Adanya fouling membran.



Gambar 9. Pemisahan gas alam dari sour gas dengan membrane (generon,2017)

Pada gambar 8. pemisahan dengan membrane proses dimana kandungan CO₂ yang tinggi dalam gas alam dalam feed > 60 vol% CO₂, feed gas dengan tekanan 1,000 psig (69 bar) dengan laju alir 0.01 - 500 MMscfd, dimana hasil pemisahan setelah dikontakan dengan membrane didapat CO₂ yang masih tersisa dalam kandungan gas alam < 2% CO₂ jadi untuk > 95% recovery gas methane dan > 95% CO₂ dapat dihilangkan dalam gas alam.(Generon,2017).

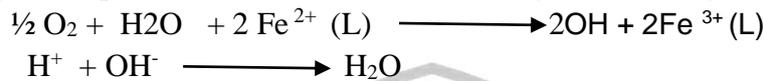
7. Konversi Sulfur Dengan Metode Direct Proses

Proses ini umumnya digunakan untuk menghilangkan sejumlah kecil H₂S dari aliran gas alam (Dimana Konsentrasi dinyatakan sebagai ppm) dan melibatkan konversi langsung H₂S menjadi sulfur. jumlah CO₂ dihilangkan. didasarkan pada konversi langsung H₂S menjadi belerang oleh katalis berbasis besi. Larutan ferric bersentuhan dengan gas di absorber dan H₂S langsung direduksi menjadi belerang (total fina ELF, 2002):



L = chelaton

Solusinya diregenerasi pada tekanan rendah oleh aliran oksigen sesuai dengan reaksi:



Reaksi keseluruhan konversi sulfur: $\text{H}_2\text{S} + \frac{1}{2} \text{O}_2 \longrightarrow \text{H}_2\text{O} + \text{S}^0$

Sehingga sulfur berdiri sendiri menjadi unsur.

KESIMPULAN

- Penangan *sour gas* menjadi Yang Terkandung Dalam Gas Alam Menjadi *Sweetening Gas* sangat penting dilakukan dikarenakan gas asam dapat menimbulkan permasalahan pada proses pengolahan gas alam selanjutnya sifat *sour gas* yang korosif dan merupakan racun pada katalis, menurunkan *heating value* serta apabila gas alam dilakukan pencairan dapat menyebabkan *icing* pada pipa proses sehingga menghambat laju proses pencairan gas alam.
- Pemilihan proses yang tepat dalam penanganan *sour gas* menjadi *Sweetening Gas* tergantung pada kandungan besar kecil kandungan *sour gas* yang ada dalam gas alam itu sendiri . Kandungan *sour gas* > 10 % penanganan menggunakan proses Absorpsi Kimia Absorpsi Fisik, Adsorpsi Fisik-Kimia, Adsorpsi Fisik, konversi sulfur secara langsung .sedangkan untuk penanganan *sour gas* yang memiliki > 60 % menggunakan proses Fraksinasi *Cryogenic* ,*Permeation* (membrane).

DAFTAR PUSTAKA

- Angelika Permatasari, Faisal Harris, Utik Dwi Pratiwi. Teknologi Pengolahan Gas Alam. Gas Alternatif Energi Ramah Lingkungan .engineer weekly.No.03 April 2016.
- Carlos A. Grande, Simon Roussanaly, Rahul Anantharaman, Karl Lindqvist , Prachi Singh , Jasmin Kemper. CO₂ Capture in Natural Gas Production by Adsorption Processes Energy Procedia 114 (2017).
- Emmanuel Keskes, Claire S. Adjiman*, Amparo Galindo, and George Jackson. 2011. A Physical Absorption Process For The Capture Of CO₂ From CO₂-Rich Natural Gas Streams. Chemical Engineering Department, Imperial College London, London SW7 2AZ, United Kingdom
- ExxonMobil.2015. Solutions for sour gas treating problems. Flexsorb™ Technology.
- Generon . 2017. Carbon Dioxide, CO₂ Separation *Tomball Parkway Houston, TX 77086, USA*

- Gunung Sardjono Hadi. Pengembangan LPG Plant PT Pertamina Gas: Proses Bisnis, Peluang & Tantangan diMasa Depan. Presented on One-Day Course: Petroleum Industry Down stream Society Of Petroleum Engineers, Gadjah Mada University Student Chapter Yogyakarta, November 10th, 2012.
- Kameliya Hani Millati, Widodo Wahyu Purwanto.2016. Pengembangan Gas Bumi Natuna CO₂ Tinggi Dengan Teknologi Lng-Eor-Ccs. Perbandingan Membran Dan Cfd Untuk Separasi CO₂ .Jakarta Universitas Indonesia.
- Kevin Sutanto. Teknologi Membran dalam Pengolahan Gas Alam. 27 June 2016.
- Luke Addington and Chris Ness .2014.An Evaluation of General “Rules of Thumb” in Amine Sweetening Unit Design and Operation Bryan Research and Engineering, Inc Bryan, Texas, USA.
- Muhriyah Fatimura.2013.Absorpsi CO₂ Dalam Gas Alam Menggunakan Larutan Kalium Karbonat (K₂CO₃) Dengan Promotor Metil Dietanol Amin (MDEA). Vol 4, No 3 (2013): Kinetika .Jurnal Teknik Kimia Polsri .
- Pablo Serra-Crespo^{1,2},Tim A. Wezendonk¹,Carlos Bach-Samario,Nishanth Sundar,Karlijn Verouden,Matthijs Zweemer,Jorge Gascon,Henk van den Berg,Freek Kapteijn. Preliminary Design of a Vacuum Pressure Swing Adsorption Process for Natural Gas Upgrading Based on Amino-Functionalized MIL-53. Chem. Eng. Technol. 2015,38, No. 7
- Pradnya A. Putri, Shinta S. Hajar, Gede Wibawa dan Winarsih . Plant Design of *Cluster* LNG (*Liquefied Natural Gas*) in Bukit Tua Well, Gresik Jurusan Teknik Kimia, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS). Juurnal Teknik Pomits Vol. 2, No. 1. 2013 ISSN: 2337-3539 (2301-9271 Print).
- O. Rivas. Rivas and J. M. PRAUSNITZ Sweetening of Sour Natural Gases by Mixed-Solvent Absorption: Solubilities of Ethane, Carbon Dioxide, and Hydrogen Sulfide in Mixtures of Physical and Chemical Solvents. Chemical Engineering Department University of California Berkeley, California 94720. AIChE Journal (Vol. 25, No. 6) November, 1979.
- Revi Adikharisma.Analisis Kinerja Proses CO₂ Removal Pada Kolom Absorber Di Pabrik Amoniak Unit 1 PT. Petrokimia Gresik.Jurusan Teknik Fisika Fakultas Teknologi IndustriInstitut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya 2014.
- Sami Matar Lewis F. Hatch.Chemistry of petrochemical processes. Gulf Publishing Company Houston, Texas,2004.
- Sumartono.Pengolahan Gas Limbah Proyek Gas Natuna Jurnal Teknologi Lingkungan, Vol.1, No. 1, Januari 2000 : 10-16.
- Sutrasno Kartohardjono, Anggara, Subihi, dan Yuliusman.2007. Absorpsi CO₂ Dari Campurannya Dengan CH₄ Atau N₂ Melalui Kontaktor Membran Serat Berongga Menggunakan Pelarut Air. Makara, Teknologi, Vol. 11, No. 2, November 2007: 97-102
- Total Fina ELF. 2002.Oil And Gas Processing Plant Design And Operation Training Course Gas Sweetening Processes.