

**ANALISIS PROSES DEHIDRASI GAS MENGGUNAKAN
METODE *MONOETHYLENE GLYCOL* PADA GERAGAI GAS
PLANT DAN *MOLSIEVE* PADA BETARA GAS *PLANT***

DI BLOK JBG

SKRIPSI

Diajukan guna penyusunan Skripsi Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

ARIE MINANDA PUTRA

183210991



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2022

**ANALISIS PROSES DEHIDRASI GAS MENGGUNAKAN
METODE *MONOETHYLENE GLYCOL* PADA GERAGAI GAS
PLANT DAN *MOLSIEVE* PADA BETARA GAS *PLANT***

DI BLOK JBG

SKRIPSI

Diajukan guna penyusunan Skripsi Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

ARIE MINANDA PUTRA

183210991



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2022

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini disusun oleh:

Nama : Arie Minanda Putra

NPM : 1832108991

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Skripsi : Analisis Proses Dehidrasi Gas Menggunakan Metode

Monoethylene Glycol Pada Geragai Gas Plant Dan

Molsieve Pada Betara Gas Plant Di Blok Jbg.

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau

DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Novrianti.,S.T.,M.T (.....)

Penguji I : Idham Khalid., S.T., M.T (.....)

Penguji II : Richa Melysa., S.T., M.T (.....)

Diterapkan : Pekanbaru

Tanggal : 23 Maret 2022

Disahkan Oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**


Novia Rita., S.T., M.T

Verifikasi
28 Maret 2022

PERNYATAAN KEASLIAN SKRIPSI

Dengan ini saya menyatakan bahwa Skripsi ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum didalam baik yang dikutip maupun tidak rujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.

Pekanbaru 23 Maret 2022



Arie Minanda Putra

NPM 183210991



KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Tuhan Yang Maha Esa atas Rahmat dan Karunianya serta Taufik dan limpahan ilmu dari -Nya saya dapat menyelesaikan Skripsi ini. Penulisan Skripsi ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan Skripsi ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan maupun di perusahaan. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada:

- 1.Orang tua saya Nurhadi dan Fetrawani serta adik saya Fadhil Aulia Rachman dan keluarga besar yang telah memberikan dukungan material maupun moral.
- 2.Ibu Novrianti., S.T., M.T selaku dosen pembimbing seminar proposal dan Skripsi yang telah menyediakan waktu, Tenaga, dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan Skripsi ini.
- 3.Bapak Fauzy Acmad Mayanullah selaku Pembimbing lapangan yang telah membimbing saya, memberikan kemudahan dan masukan dalam menyelesaikan Skripsi saya. Serta seluruh tim PetroChina International Jabung Ltd baik dari tim Geragai *Gas Plant* mas goldya,mas aris dan tim dari Betara *Gas Plant* mbak lusy,mas ade serta mbak indrianti selaku *facility engineering* yang membantu saya dalam mendapatkan data dan melakukan penelitian di perusahaan.
- 4.Ibu Fitrianti., ST., M.T selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasehat, penyemangat, dan masukan selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
- 5.Ketua serta sekretaris Prodi Teknik Perminyakan serta dosen-dosen yang sangat membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak saya sebutkan satu persatu.
- 6.Bakti armansyah, Muhammad fadly, Moch Adam Mubarak, Dara Ayu Puspitasari, Putri Nilam Sari, fouja serta seluruh jajaran Migas Center dan teman teman Akamigas Balongan dan teman teman Universitas Islam Riau yang sudah membantu saya dan mendukung saya secara moral.

Semoga Allah selalu melindungi dan membalas kebaikan semua pihak yang telah membantu saya. Semoga Skripsi ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru 23 Maret 2022

Arie Minanda Putra



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	iii
PERNYATAAN KEASLIAN SKRIPSI.....	iv
KATA PENGANTAR.....	v
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR.....	iii
DAFTAR TABEL	iii
DAFTAR SINGKATAN.....	iii
DAFTAR SIMBOL	iii
ABSTRAK	iii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	2
1.3 Manfaat Penelitian	2
1.4 Batasan Masalah	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	3
2.1 <i>State Of The Art</i>	3
2.2 Gas Alam	5
2.3 Kandungan Air Dalam Gas Alam	6
2.4 <i>Gas Dehydration</i>	6
2.5 Proses Dehidrasi Gas Absorpsi Menggunakan <i>Glycol</i>	7
2.6 Analisis Efisiensi <i>Contactor</i> Menggunakan <i>MEG</i> Pada Geragai <i>Gas Plant</i>	10
2.7 Proses Dehidrasi Gas Adsorpsi Menggunakan <i>Molsieve</i>	12
2.8 Analisis Efisiensi <i>contactor</i> Menggunakan <i>Molsieve</i> Pada Betara <i>Gas Plant</i>	13
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	14
3.1 Metodologi Penelitian	14
3.2 Diagram Alir (<i>Flow Chart</i>).....	16
3.3 Tempat Penelitian	17

3.4 Studi Lapangan	17
3.5 Jadwal Kegiatan Penelitian	18
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	19
4.1 Proses Aliran Gas Pada Geragai <i>Gas Plant</i>	19
4.2 Proses Aliran Gas Pada Betara <i>Gas Plant</i>	25
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	34
5.1 Kesimpulan.....	34
5.2 Saran	34
DAFTAR PUSTAKA	22



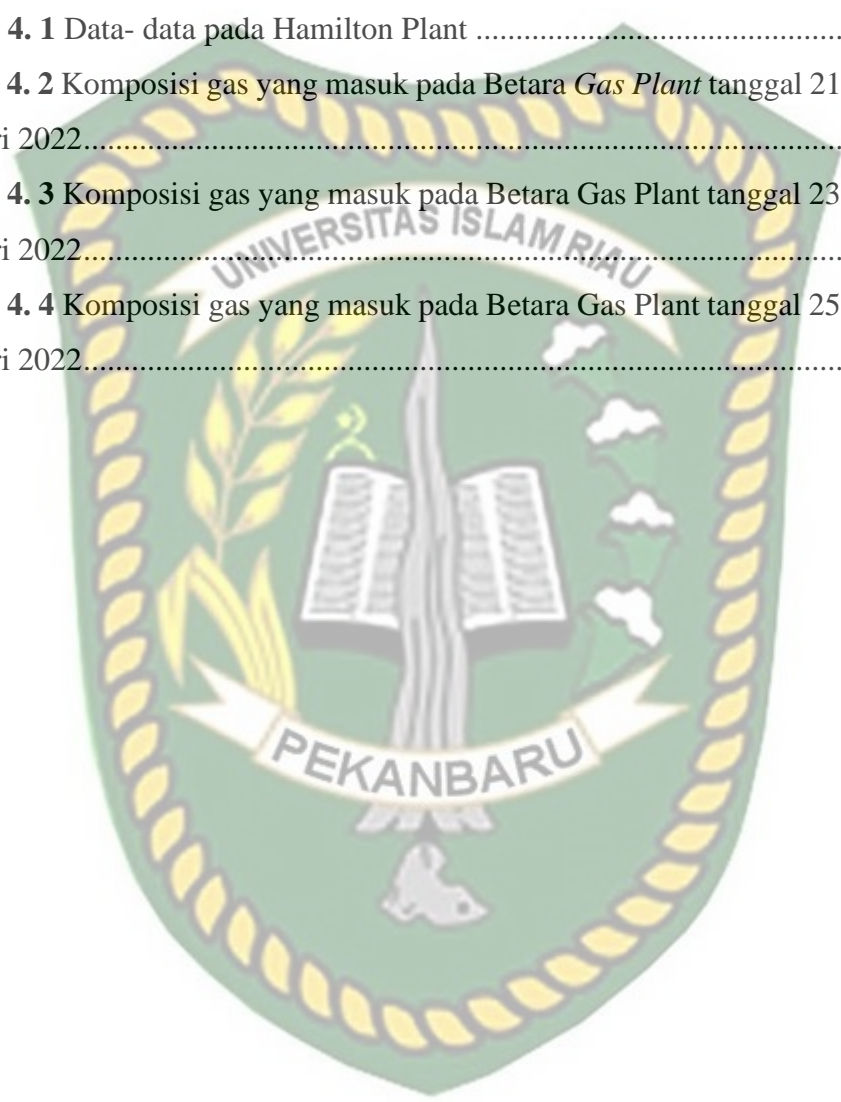
DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Diagram alir proses.....	7
Gambar 2. 3 Proses <i>dehydration adsorber</i>	12
Gambar 3. 1 Diagram Alir Penelitian.....	16
Gambar 3. 2 Jabung Block – Field Location.....	18
Gambar 4. 1 Proses alir gas pada Geragai <i>Gas Plant (Hamillton Plant)</i>	19
Gambar 4. 2 Proses aliran gas pada Betara <i>Gas Plant</i>	25
Gambar 4. 3 Proses <i>dehydration</i> menggunakan <i>molsieve</i> di Betara <i>Gas Plant</i>	27



DAFTAR TABEL

Tabel 3. 1 Data penelitian.....	15
Tabel 3. 2 Jadwal Penelitian.....	18
Tabel 4. 1 Data- data pada Hamilton Plant	21
Tabel 4. 2 Komposisi gas yang masuk pada Betara <i>Gas Plant</i> tanggal 21 januari 2022.....	28
Tabel 4. 3 Komposisi gas yang masuk pada Betara Gas Plant tanggal 23 januari 2022.....	29
Tabel 4. 4 Komposisi gas yang masuk pada Betara Gas Plant tanggal 25 januari 2022.....	30



DAFTAR SINGKATAN

<i>EG</i>	<i>Ethylene glycol</i>
<i>DEG</i>	<i>Diethylene glycol</i>
<i>TEG</i>	<i>Triethylene glycol</i>
<i>TREG</i>	<i>Tetraethylene glycol</i>
<i>Lbs</i>	<i>Pounds</i>
<i>MMSCFD</i>	<i>Million standard cubic feet per day</i>
<i>MCFD</i>	<i>Thousand Cubic feet per day</i>
<i>GSPL</i>	<i>Gas Singapore Power Ltd</i>
<i>GJE</i>	<i>Gemilang Jabung Energi</i>
<i>GDU</i>	<i>Gas dehydration unit</i>
<i>GFC</i>	<i>Gas Flow computer</i>
<i>LNG</i>	<i>Liquid Natural Gas</i>
<i>Gal</i>	<i>Gallon</i>
<i>SG</i>	<i>Specific gravity</i>
<i>GRG</i>	<i>Geragai</i>
<i>BTR</i>	<i>Betara</i>
<i>CPS</i>	<i>Central processing station</i>
<i>PPMV</i>	<i>Part per million volume</i>
<i>BBL</i>	<i>Barrel</i>
<i>PPG</i>	<i>Pound per gallon</i>
<i>MRU</i>	<i>Mercury removal unit</i>
<i>NGF</i>	<i>Natural gas fractionation</i>
<i>NGL</i>	<i>Natural gas liquid</i>
<i>GRF</i>	<i>Gas recovery facility</i>

Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SIMBOL

Wa	Air yang akan diserap oleh <i>dehydration unit</i>
Fa	Faktor penyerapan
°F	derajat Fahrenheit
%	Persentase
ρ	massa jenis
V actual	volume aktual



**ANALISIS PROSES DEHIDRASI GAS MENGGUNAKAN METODE
MONOETHYLENE GLYCOL PADA GERAGAI GAS PLANT DAN
MOLSIEVE PADA BETARA GAS PLANT DI BLOK JBG**

**ARIE MINANDA PUTRA
183210991**

ABSTRAK

Permasalahan yang timbul pada penjualan gas salah satunya adalah masih terdapatnya kandungan uap air yang berada pada gas, yang nantinya tidak memenuhi syarat penjualan gas, maka diperlukan proses pemisahan gas dengan kadar uap air. Dehidrasi gas (*gas dehydration*) adalah suatu proses pemisahan kadar uap air pada suatu gas, yang mana kadar uap air tersebut akan menjadi masalah pada aliran pipa gas yaitu hidrat yang nantinya menjadi korosif. Pengeringan gas pada Betara dan Geragai *Gas Plant* mempunyai 2 (dua) metode yaitu metode *absorpsi* dengan menggunakan *monoethylene glycol (MEG)* pada Geragai *Gas Plant*, sedangkan pada Betara *Gas Plant* menggunakan metode *adsorpsi* dengan menggunakan metode *Molsieve*. Penelitian ini mempunyai tujuan menganalisis efisiensi *contactor* dengan metode *monoethylene glycol* pada Geragai *Gas Plant*, berdasarkan perhitungan didapatkan efisiensi *contactor* menggunakan *MEG* sebesar 18,19%, pada tujuan selanjutnya menganalisis efisiensi *contactor* dengan metode *Molsieve* pada Betara *Gas Plant*, berdasarkan hasil perhitungan dengan mendapatkan data sample selama 3 hari didapatkan efisiensi *contactor* sebesar 32,16%, selanjutnya pada analisis kandungan uap air yang terserap oleh *contactor* pada Geragai *Gas Plant* sebesar 4,84 ppm wt atau 0,23 lbs/MMSCF, sedangkan penyerapan kadar uap air yang terserap oleh *contactor* pada Geragai *Gas Plant* rata-rata sebesar 0,027 lbs/MMSCF.

Kata kunci: *gas dehydration, absorpsi, adsorpsi, monoethylene glycol (MEG), molsieve, Betara Gas Plant, Geragai Gas Plant.*

**ANALYSIS OF GAS DEHYDRATION PROCESS USING
MONOETHYLENE GLYCOL METHOD ON GERAGAI GAS PLANT
AND MOLSIEVE ON BETARA GAS PLANT IN JBG BLOCK**

ARIE MINANDA PUTRA
183210991

ABSTRACT

One of the problems that arise in gas sales is that there is still water vapor in the gas, which later does not meet the gas sales requirements, so a gas separation process with water vapor content is needed. Gas dehydration is a process of separating the water vapor content in the gas. a gas, where the moisture content will be a problem in the gas pipeline flow, namely the hydrate which will become corrosive. Gas drying at the Betara and Geragai Gas Plants has 2 (two) methods, namely the absorption method using monoethylene glycol (MEG) at the Geragai Gas Plant, while the Betara Gas Plant uses the adsorption method using the Molsieve method. This study has the aim of analyzing the efficiency of the contactor using the Monoethylene Glycol method at the Geragai Gas Plant, based on the calculation, the efficiency of the contactor using MEG is 18.19%, the next goal is to analyze the efficiency of the contactor using the Molsieve method at the Betara Gas Plant, based on the calculation results by obtaining sample data. for 3 days the contactor efficiency was 32.16%, then in the analysis of the water vapor content absorbed by the contactor at the Geragai Gas Plant it was 4.84 ppm wt or 0.23 lbs/MMSCF, while the absorbent water vapor content absorbed by the contactor was at The Geragai Gas Plant averages 0.027 lbs/MMSCF.

Key words: *gas dehydration, absorption, adsorption, monoethylene glycol (MEG), molsieve, Betara Gas Plant, Geragai Gas Plant.*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Indonesia merupakan negara penghasil minyak dan gas bumi, masih memiliki banyak prospek dan potensi yang belum dilakukan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi, Provinsi penghasil minyak dan gas bumi salah satunya Provinsi Jambi, tepatnya di kabupaten Tanjung Jabung Barat dan Tanjung Jabung Timur yang dikelola oleh Petrochina International Jabung Ltd, pada blok Jabung memproduksi minyak dan gas bumi yang mana mempunyai total 13 lapangan diantaranya terbagi menjadi beberapa area yang berada pada *north area* seperti sumur NEB, GEM, NB, NBE, MAR, RPH dan pada *south area* sumur NG & MK dan terakhir pada *west area* yaitu WB, SB, SBR, SWB dan PNN.

Konsumsi minyak dan gas di Indonesia terbilang cukup banyak terutama konsumsi gas. Pada Petrochina International Jabung Ltd setiap harinya memproduksi gas sebanyak 269,964 MCFD, dan didistribusikan ke PLN Batam sebanyak 15-17 MMSCFD pada GSPL (*Gas Singapore power Ltd*) dan sebanyak 120-125 MMSCFD pada GJE (Gemilang Jabung Energi)(lokal Jambi) 1-2 MMSCFD. Syarat pada penjualan gas salah satunya adalah CO₂ maksimal 5% dan kadar uap air yang tidak lebih dari 15 lbs/MMSCF.

Permasalahan yang timbul pada penjualan gas ini adalah masih terdapat kandungan uap air yang nantinya tidak memenuhi syarat penjualan gas tersebut, maka dari itu proses untuk menghilangkan atau mengurangi kadar uap air dalam gas adalah gas *dehydration unit (GDU)*. *Gas dehydration unit* berfungsi untuk mengurangi kandungan uap air yang ada pada gas. Proses *dehydration* adalah sebuah proses mengurangi kadar uap air yang terkandung pada gas yang mana akan menjadi suatu masalah pada aliran pipa gas, terbentuknya hidrat pada aliran pipa menjadi permasalahan yang cukup serius yaitu korosif (Kimia et al., 2020).

Gas Plant Jabung memiliki dua metode *dehydration* pada 2 plant yang berbeda yaitu menggunakan metode *adsorpsi Molsieve* dan *absorpsi monethylene glycol*, pada penelitian ini peneliti menganalisis keefektifan antara kedua metode tersebut untuk mengetahui seberapa efektif kedua metode ini untuk menghilangkan kadar uap air yang berada pada gas. Harapannya hasil analisis ini dapat memberikan

informasi mengenai metode yang paling efektif untuk menghilangkan kadar uap air pada gas.

1.2 Tujuan Penelitian

- 1) Analisis efisiensi *contactor* dengan metode *monoethylene glycol* pada Geragai *Gas Plant*.
- 2) Analisis efisiensi *contactor* dengan metode *molsieve* pada Betara *Gas Plant*.
- 3) Analisis kandungan uap air yang terserap oleh *contactor* menggunakan metode *monoethylene glycol* pada Geragai *Gas Plant*.
- 4) Analisis kandungan uap air yang terserap oleh *contactor* menggunakan metode *molsieve* pada Betara *Gas Plant*.

1.3 Manfaat Penelitian

Dilakukannya penelitian Skripsi untuk pengkayaan materi mata kuliah Teknik Gas Bumi dan dapat dijadikan sebagai karya ilmiah yang dapat dipublikasikan pada tingkat nasional maupun internasional, hasil analisis ini dapat memberikan informasi mengenai metode yang paling efektif untuk menghilangkan kadar uap air pada gas.

1.4 Batasan Masalah

Dalam penyelesaian Skripsi ini peneliti hanya menganalisis proses *dehydration* gas pada Betara *Gas Plant* dan Geragai *Gas plant* dengan menggunakan metode yang berbeda yaitu metode *absorpsi (monoethylene glycol)* dan *adsorpsi (molsieve)* dan mengetahui seberapa efektif kedua metode ini untuk menghilangkan kadar uap air tanpa membahas keekonomian

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Adapun kajian keislaman yang digunakan pada penelitian ini adalah (QS. Al-Jasiyah Ayat 29) yang artinya adalah : (Allah berfirman), “Inilah Kitab (catatan) Kami yang menuturkan kepadamu dengan sebenar-benarnya. Sesungguhnya Kami telah menyuruh mencatat apa yang telah kamu kerjakan.

2.1 *State Of The Art*

Pada penelitian membahas atau mengevaluasi kinerja *dehydration unit* pada stasiun pengumpul gas lapangan sungai Gelam PT Pertamina EP asset 1 Field Jambi pada penelitian ini menggunakan metode studi lapangan dengan menggunakan adsorpsi *molsieve* dan mengamati data-data sekunder dan primer diantaranya kadar air yang keluar dari *GDU* (*gas dehydration unit*) *outlet*, pengoperasian *GDU* dan kandungan gas yang masuk, setelah itu pengolahan data dari hasil data yang diambil dari paper tersebut membandingkan gas yang masuk pada *GDU* dan gas yang keluar dari *GDU* dan kita akan mengetahui pada alat tersebut efektif atau tidak dan hasilnya pada paper ini adalah daya serap pada *GDU* Sungai Gelam ini sebesar 99% (Hakim et al., 2014).

Pada penelitian (Apriyanti, 2013) meneliti proses adsorpsi CO₂ menggunakan zeolit dengan menggunakan metode eksperimental yang dilakukan pada laboratorium dengan tiga tahap, pertama dengan perancangan kolom *adsorpsi* gas lalu tahap kedua dengan uji daya *adsorpsi* zeolit dengan laju alir dan konsentrasi CO₂ yang berbeda dan tahap terakhir dengan aplikasi pemurnian biogas, dan hasil yang didapat adalah kolom *adsorpsi* yang dipakai adalah 100gram, 200gram, 300 gram zeolit dan dapat disimpulkan zeolit 300 gram adalah zeolit yang terbaik pada proses adsorpsi CO₂ dan konsentrasi paling baik pada penelitian ini adalah 2L/menit dengan konsentrasi 19,71%, dan pada pemurnian biogas menunjukkan bahwa zeolit *zeochem* 4A baik digunakan untuk menurunkan kadar CO₂ sebanyak 18,70% sehingga kemurnian CH₄ meningkat sebanyak 30,4%.

Pada penelitian (Eskaros, 2003) membahas tentang proses *GDU* (*Gas dehydration unit*) dengan menggunakan *TEG* (*triethylene glycol*) dengan metode yang dilakukan adalah mengkaji secara teknis dengan alat *dehydration* dan mengontrol laju sirkulasi *glycol* tersebut dan menghitung laju sirkulasi, hasil yang didapatkan adalah kehilangan *glycol* pada saat proses sirkulasi laju sirkulasi yang masuk tidak sama dengan yang keluar, dari hasil tersebut diketahui terdapat kesalahan dari laju sirkulasi lapangan yang mengakibatkan banyak *glycol* berubah menjadi *foam* di *contactor*.

Pada penelitian (Kimia et al., 2020) menggunakan *absorben TEG* dengan menggunakan metode uji coba dengan simulasi sensitivitas studi dengan berbasis perangkat lunak data yang dimasukan didapatkan dari data harian gas *flow computer GFC di industry*. Berdasarkan hasil simulasi kondisi terbaik didapatkan pada suhu 45°C dengan kandungan air *dry gas* sebesar 1,0328 kg/jam dan fraksi mol *Methane* sebesar 0,8967%.

Pada paper (Mesin & Industri, 2017) melakukan penelitian dengan produksi gas atau pada P.T Pertamina asset 4 Field Cepu, unit ini berfungsi untuk mengurangi kadar air pada gas *Stripping* dengan media *TEG* (*triethylene glycol*) dengan beberapa komponen penunjang salah satunya *glycol, reboiler, TEG* dan *gas stripping* yang berasal dari *caustic treater* unit dikontakan dengan sebuah *contactor column* hal ini dimaksudkan agar kadar air yang terdapat gas *stripping* diikat oleh *TEG* dan setelah itu *TEG* yang mengandung banyak kadar air di regenerasi agar bisa digunakan kembali untuk mengetahui kerja *glycol reboiler* ini digunakan dua metode yaitu metode langsung dan tidak langsung hasil yang didapatkan untuk kerja *reboiler glycol* ini pada saat *commissioning* sebesar 77,3% dan untuk kerja berdasarkan waktu operasi tertentu lainnya. Kemudian dapat diketahui juga bahwa kinerja dari *glycol reboiler* sangat bergantung dari *fuel* dan *fuel gas analysis* dari tiap operasi. Kehilangan panas terbesar yang terjadi pada *glycol reboiler* berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan adalah disebabkan karena kehilangan panas gas buang kering dan kehilangan panas akibat *moisture* dalam bahan bakar dimana masing masing mencapai 10-15 %.

Paper ini melakukan penelitian dengan menentukan kadar uap air dan titik embun dari gas yang di *dehydration* dengan menggunakan *triethylene glycol*, hasil yang didapat adalah konsentrasi yang sangat rendah pada uap *TEG* dalam gas yang mengalami *dehydration* pada suhu dan tekanan atmosfer berkisar 50 sampai 2500 Psia, disimpulkan bahwa keakuratan pengukuran titik embun tidak terganggu oleh adanya uap *TEG* (Politziner et al., 1951).

2.2 Gas Alam

Indonesia merupakan salah satu negara yang bisa disebut sebagai negara yang kaya akan sumber daya alam salah satunya adalah gas alam, secara umum gas alam dapat dijabarkan beberapa aspek seperti, gas alam sebagai bahan bakar rumah tangga hotel dan sebagainya, sebagai bahan baku seperti bahan baku plastik bahan baku pupuk dan sebagainya, dan sebagai bahan untuk ekspor seperti gas alam cair atau *LNG (liquid natural gas)* (Rahmatika et al., 2019)

Gas bumi atau gas alam merupakan sumber daya alam dengan cadangan terbesar ketiga di dunia setelah batu bara dan minyak bumi, gas alam biasanya tidak dikonsumsi sebagai sumber energi karena mendapati kesulitan dalam proses dan transportasinya yang pada akhirnya selalu dibakar ketika terproduksi bersamaan dengan minyak bumi, gas juga merupakan energi yang saat ini banyak dikembangkan, dan mendapatkan energi ini perlu dilakukannya kegiatan eksplorasi yaitu tahap dimana pencarian energi bumi tersebut dengan melakukan interpretasi geologi sehingga dari data tersebut dapat dilakukan perkiraan cadangan. (Syukur, 2015)(Rycha Melysa, 2018)

Gas alam sering disebut sebagai gas bumi atau gas rawa, gas alam adalah bahan bakar fosil yang berbentuk gas kandungan utamanya adalah (CH_4), gas bumi ini didapatkan pada reservoir minyak, reservoir gas dan pada tambang batu bara (Nurisman & Sriwijaya, 2020).

Gas didefinisikan sebagai fluida akan tetapi kerapatan dan kekentalan yang sangat rendah dan gas tidak memiliki volume tertentu, dan sifat gas ini mengisi penuh suatu ruang atau wadah apa saja. Gas bumi adalah sebuah *hydrocarbon* yang berada pada perut bumi (dari sumur gas dan sumur minyak) atau dari alam dan disebut dengan *natural gas*, gas bumi yang diperoleh dari alam disebut gas alam apabila gas bumi didapatkan dari *reservoir* yang didalamnya terdapat gas dan air

saja disebut *non associated gas* *non associated gas* ini biasanya keluar dari sumur produksi gas bersama uap air. Sedangkan gas bumi yang didapatkan dari *reservoir* yang didalamnya terdapat air, minyak dan gas pada disebut *associated gas*, sebagian besar *reservoir* gas kering yang ditemukan terdiri dari *reservoir* tenaga pendorongnya adalah air dan *reservoir* ini akan berkumpul dengan batuan *reservoir* yang berisi air juga. (Novrianti, 2014) (M. I. Stewart, 2014).

2.3 Kandungan Air Dalam Gas Alam

Hampir semua pada kepala sumur (*Well Head*) mengandung kadar air atau H₂O kecuali pada sumur –sumur yang dangkal, gas alam diproduksi dengan jenuh bersama air (H₂O). (Manning & Thompson, n.d.).

Pada suatu gas kadar uap air bergantung pada tekanan, suhu dan komposisi pada kandungan zat tersebut, pengaruh komposisi tersebut akan meningkat dengan tekanan dan yang terpenting jika suatu gas tersebut mengandung CO₂ atau H₂S (Dooley et al., 2011). Untuk menentukan kadar uap air pada gas, kadar uap air akan selalu berhubungan dengan temperatur, tekanan dan komposisi dari gas tersebut karena gas adalah zat yang tidak berwujud, jika temperatur nya bertambah ia akan menjadi embun atau menjadi air (Arquitectura et al., 2015).

Secara umum jika temperatur *reservoir* berada di atas *temperatur* kritis pada sebuah sistem *hydrocarbon*, maka *reservoir* tersebut dapat dikategorikan sebagai *reservoir* gas alam berdasarkan diagram fasa dan kondisi *reservoir* yang berlaku gas alam dapat di dapat dikategorikan menjadi beberapa kategori yaitu diantaranya (Ahmed, 2001):

- i. *Retrograde gas- condensate*
- ii. *Wet gas*
- iii. *Dry gas*

2.4 Gas Dehydration

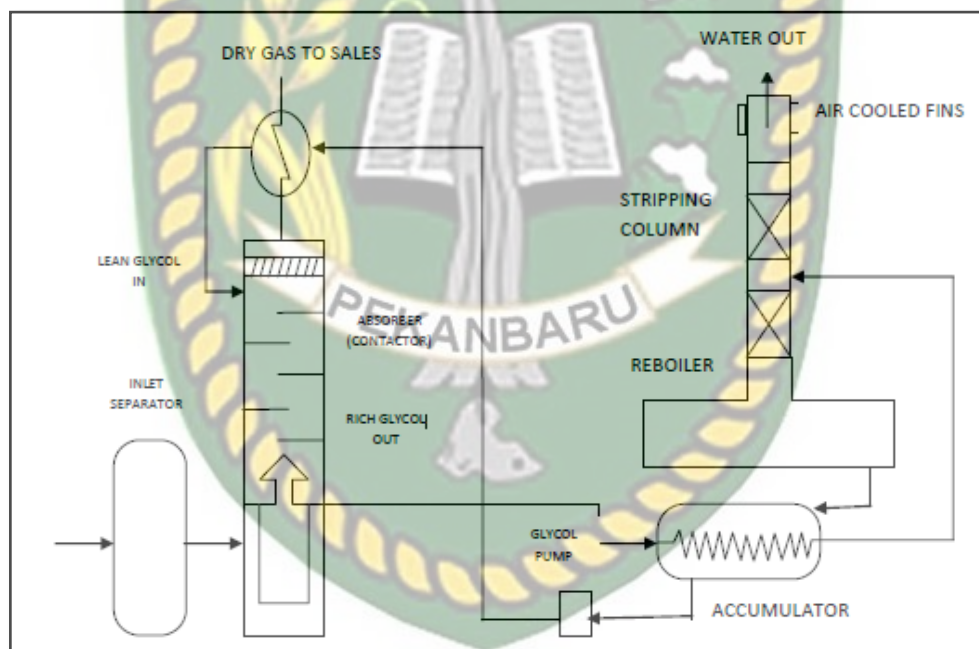
Gas dehydration adalah suatu proses pemisahan uap air pada suatu gas, salah satunya dengan menggunakan metode gas *dehydration*, metode ini paling sering digunakan karena memiliki keuntungan dari pada metode lainnya (Nurisman & Sriwijaya, 2020).

Dehydration gas adalah proses untuk memisahkan uap air yang terkandung dalam gas alam dengan menggunakan metode absorpsi dengan menggunakan cairan *glycol* (Sugawara & Nikaido, 2014).

Uap air adalah kontaminan yang tidak diinginkan, yang umumnya dijumpai didalam natural gas, alasan yang utama untuk menghilangkan uap air dalam gas adalah mencegah terbentuknya gas hidrat. Terbentuknya hidrat didalam sistem natural gas dapat menyumbat pipa dan alat pemrosesan natural gas yang menyebabkan masalah operasi. Alasan lain untuk menghilangkan uap air dari natural gas adalah:

1. Air menimbulkan korosi, terutama jika mengandung H_2S dan CO_2 .
2. Mengakibatkan aliran *slug* jika terkondensasi di dalam aliran pipa.

2.5 Proses Dehidrasi Gas Absorpsi Menggunakan *Glycol*



Gambar 2. 1 Diagram alir proses
(Nurisman & Sriwijaya, 2020)

Dehydration unit (DHU) adalah alat untuk menghilangkan kadar uap air yang berada pada gas, pada *reservoir* tertentu terdapat kandungan uap air yang tinggi yang nantinya akan terdapat banyak masalah akibat adanya kandungan uap air, terutama pada saat dijual oleh karena itu perlunya *dehydration unit* pada proses pemurnian gas. (Iqbal & Romadhan, 2019)

Pada proses *dehydration* gas pada dapat dilihat dari gambar di atas pada aliran *wet gas* mengalir masuk ke dalam *absorber* atau *contactor* pada proses ini gas berkontak dengan *glycol* untuk dikeringkan, pada proses ini gas basah ini diserap kadar uap air oleh *glycol* tersebut, setelah itu gas yang sudah diserap oleh *glycol* diteruskan menuju jalur gas kering untuk proses selanjutnya. (Hendro et al., 2017)

Lean glycol atau yang biasa disebut *glycol* yang belum terkontaminasi kandungan uap air masuk pada bagian atas *contactor* dan *glycol* tersebut akan mengalir dari atas ke bawah melewati penampang-penampang yang ada pada *contactor*, kemudian *glycol* ini menyerap uap air dari gas alam yang masuk dalam *contactor* menuju ke atas, lalu *glycol* yang sudah menyerap kandungan uap air tersebut biasa disebut *rich glycol* atau *glycol* yang kaya akan uap air, *rich glycol* ini mengalir menuju *surge tank*, pada *surge tank* *rich glycol* melakukan tahap pemanasan awal dengan *lean glycol* yang panas, setelah terjadi pertukaran *glycol*, *rich glycol* masuk ke dalam *stripping* dan akan mengalir kedalam *reboiler*. Panas yang dibuat oleh *reboiler* akan melepaskan atau memisahkan antara *glycol* dengan air dan akan naik ke atas, kemudian uap air akan lepas dari natural gas dan dibuang keluar dari bagian *stripper*. (Hendro et al., 2017)

Glycol panas ini akan mengalir keluar dari *reboiler* menuju *surge tank* dimana *glycol* ini akan dingin dan saling bertukar panas dengan *rich glycol*, kemudian *lean glycol* ini dipompakan kembali menuju bagian atas *contactor* (Nurisman & Sriwijaya, 2020).

2.5.1. Jenis-Jenis *Glycol*

Absorber yang digunakan pada proses pengeringan gas, harus mempunyai daya larut terhadap air yang tinggi, tidak korosif, tidak mudah membentuk busa (*foaming*), mudah diregenerasi dan harganya murah. Dari berbagai *absorber* yang ada ternyata *glycol* memenuhi kriteria tersebut.

Empat buah *glycol* telah berhasil digunakan untuk gas alam, yaitu *ethylene glycol* (EG), *diethylene glycol* (DEG), *triethylene glycol* (TEG), dan *tetraethylene glycol* (TREG). (Maurice Stewart Ken Arnold, 2016)

A. *Ethylene Glycol (EG)*

Disebabkan karena memiliki tekanan uap yang tinggi cenderung menimbulkan *vapor loss* yang tinggi, sehingga jarang dipakai. *EG* hanya dipakai sebagai *Hydrate Inhibitor* dengan cara menginjeksikan pada gas *transmission line*, yang kemudian dipulihkan dengan cara pendinginan pada temperatur 500°F di outlet separator gas *transmission line*.(Arquitectura et al., 2015)

B. *Diethylene Glycol (DEG)*

Baik digunakan karena tidak melarutkan komponen *hydrocarbon*, akan tetapi memiliki tekanan uap yang relatif tinggi. Memiliki temperatur dekomposisi yang rendah sehingga hanya dapat diregenerasi pada temperatur yang rendah yaitu 315°F sampai 340°F. Regenerasi pada temperatur yang rendah mengakibatkan hasil regenerasi *DEG* tidak akan menghasilkan konsentrasi yang tinggi. Oleh karena itu *DEG* jarang dipakai.(Arquitectura et al., 2015)

C. *Triethylene Glycol (TEG)*

Paling umum digunakan pada proses *dehydration* gas yaitu Paling umum digunakan pada proses *dehydration* gas yaitu hampir 99%. Dapat diregenerasi pada suhu 340°F sampai 400°F, sehingga dapat diperoleh konsentrasi yang tinggi. temperatur dekomposisinya 404°F kelebihan *TEG*:(Arquitectura et al., 2015)

- a. *TEG* lebih mudah mengalami pendinginan untuk konsentrasi 98-99%
- b. Dalam kondisi *atmosfer* karena sifat pengembunannya dan *temperature* komposisinya.
- c. *TEG* memiliki *temperature* dekomposisi awal sebesar 404°F dimana *diethylene Glycol* hanya 328°F.
- d. Kehilangan *vapour* lebih rendah dari *ethylene glycol* atau *diethylene glycol*
- e. Biaya modal dan operasi lebih rendah.
- f. *Triethylene* tidak larut diatas 70°F

D. *Tetraethylene Glycol (TREG)*

Dapat diregenerasi pada temperatur sampai dengan 430°F, sehingga akan menghasilkan kemurnian yang sangat tinggi. Akan tetapi harganya sangat mahal sehingga jarang dipakai.(Arquitectura et al., 2015)

2.6 Analisis Efisiensi *Contactor* Menggunakan *MEG* Pada Geragai *Gas Plant*

Pada saat akan menganalisis efisiensi *contactor* menggunakan *glycol* pertama yang harus dilakukan adalah mengetahui kandungan berat air yang terserap oleh *contactor* menggunakan *monoethylene glycol*, lalu didapatkan perhitungan efisiensi *contactor* tersebut (Mokhtab Saeid, Poe.A William, 2006)(M. Stewart, 2014):

Menghitung berat H₂O yang masuk:

$$= \text{gas rate (MMSCFD)} \times \text{Water removed (MMSCFD)} \times \frac{1}{24} \dots \dots \dots (1)$$

Untuk mencari efisiensi *contactor* dibutuhkan nilai sirkulasi *glycol*, pada sirkulasi *glycol* banyaknya *glycol* yang ditambahkan setiap harinya sebanyak 8,0 gal *MEG*/Lb H₂O, maka untuk mengatasinya dapat menghitung dengan persamaan berikut:

$$\text{MEG disirkulasikan} = 8,0 \frac{\text{gal MEG}}{\text{H}_2\text{O yang masuk}} \times \text{lb H}_2\text{O yang masuk} \dots \dots \dots (2)$$

$$\rho \text{ glycol} = SG \text{ glycol} \times \rho \text{H}_2\text{O (ppg)} \dots \dots \dots (3)$$

Lalu setelah mengetahui ρ *glycol* ini maka lean *glycol* tersebut dapat dicari dengan persamaan sebagai berikut:

$$\text{lb MEG 99\%/jam} = \text{MEG sirkulasi} \left(\frac{\text{gal}}{\text{jam}} \right) \times \rho \text{ MEG (ppg)} \dots \dots \dots (4)$$

lean *glycol* mempunyai kemurnian 99% yang nantinya akan digunakan untuk mengikat kandungan uap air yang ada pada *wet gas* pada basis satu jam mengandung:

$$\text{lb lean glycol} = \text{lb MEG} \left(\frac{\text{lb}}{\text{jam}} \right) \times \text{kemurnian glycol (99\%)} \dots \dots \dots (5)$$

$$\text{lb H}_2\text{O} = \text{lb MEG} \left(\frac{\text{lb}}{\text{jam}} \right) \times \text{kemurnian H}_2\text{O (1\%)} \dots \dots \dots (6)$$

Setelah mendapatkan berat air yang masuk kedalam *contactor* maka selanjutnya kita mencari V_{actual} volume *glycol* yang disirkulasikan seperti berikut:

$$V_{actual} = \frac{lb\ MEG}{\rho\ glycol} \dots\dots\dots (7)$$

Keterangan:

V_{actual} = volume, m^3

Lb *MEG* = massa, Kg

$\rho\ Glycol$ = *density*, kg/m^3

Setelah mendapatkan V_{actual} maka dapat menganalisis efisiensi *contactor* menggunakan *monoethylene glycol* menggunakan persamaan berikut:

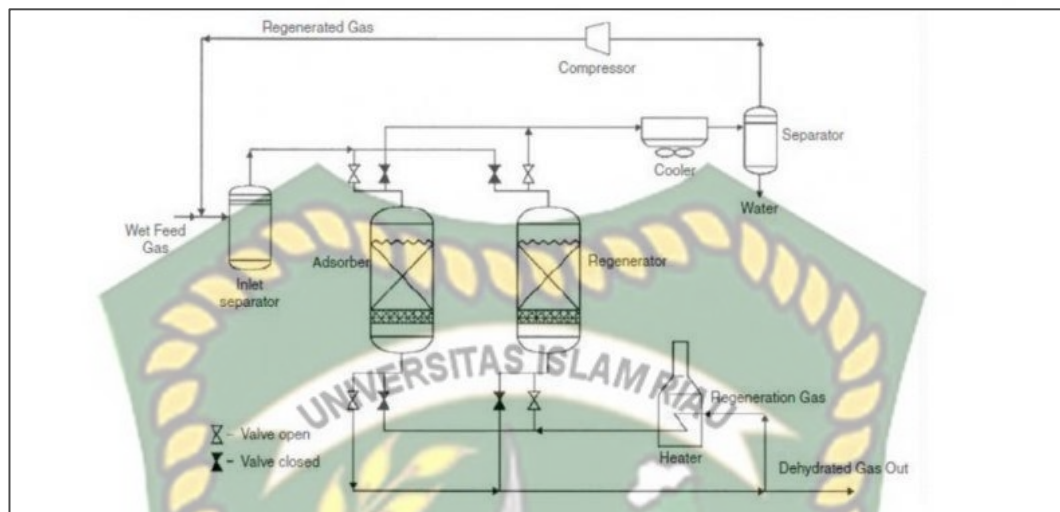
$$efisiensi\ contactor = \frac{V_{actual}(v\ glycol\ sirkulasikan)}{make\ up\ glycol\ (normal)} \times 100\% \dots\dots\dots (8)$$

Ket:

V_{actual} = volume *actual* (volume nyata) gal/jam

Make up *glycol* = Banyaknya pengisian *glycol* (Drum) gal/jam

2.7 Proses Dehidrasi Gas Adsorpsi Menggunakan *Molsieve*



Gambar 2. 2 Proses *dehydration adsorber*
(Mokhatab Saeid, Poe.A William, 2006)

Pada proses *dehydration* gas menggunakan metode *adsorpsi*, sistem *adsorpsi* ini biasanya terdiri dari beberapa tower seperti di gambar, dan beberapa tower tersebut mempunyai beberapa fungsi yang yaitu satu tower berguna untuk proses *dehydration* dan tower lainnya berfungsi sebagai regenerasi, dengan prosesnya natural gas ini dialirkan kedalam tower yang berisi *solid desiccant*, dan natural gas yang masuk kedalam tower tersebut diserap oleh *solid desiccant* pada permukaan dari *solid desiccant* tersebut dan setelah itu mengalir kembali ke bagian bawah tower. *Adsorpsi* uap air yang biasanya dilakukan yaitu dengan menggunakan *molsieve*, atau *molecular sieve* sebagai *adsorben*, secara garis besar proses *adsorpsi* menyerap fluida yang berada pada *wet gas* dengan proses gas yang mengandung fluida atau uap air di masukan ke dalam *fixed bed*, pada saat melalui *adsorben* tersebut uap air yang ada pada gas tersebut akan terserap oleh *molsieve* ini sedangkan gas bumi yang tidak mengandung uap air ini terus mengalir dan keluar pada kolom tersebut, dan pada proses regenerasi *molsieve* ini dilakukan menurunkan tekanannya. (Sriyono et al., 2019), (Ahmadan et al., 2018)

Adsorpsi adalah suatu pemisahan bahan campuran gas atau cairan, bahan yang digunakan untuk menarik tersebut adalah padatan yang diikat oleh gaya yang bekerja pada permukaan tersebut. (Nugroho et al., 2009)

2.8 Analisis Efisiensi *contactor* Menggunakan *Molsieve* Pada Betara *Gas Plant*

2.8.1. Analisis Penyerapan Air oleh DHU

Penentuan penyerapan air ini agar mengetahui untuk seberapa banyak air yang terserap oleh *molsieve* (Hakim et al., 2014):

$$\begin{aligned} \text{Penyerapan air} &= \text{WA} \times \text{FA} \dots\dots\dots (9) \\ &= \text{Lbs/MMSC} \times 1 \end{aligned}$$

Keterangan

WA = Air yang akan diserap oleh *DHU*

FA = faktor penyerapan (desaign *DHU* 100%)

2.8.2. Analisis Jumlah Air Terserap Dan Persentase Penyerapan

Banyak nya air yang terserap = Penyerapan air – Output *Adsorber*

Persentase penyerapan=

$$= \frac{\text{Banyaknya air yang terserap}}{\text{penyerapan air}} \times 100\% \dots\dots\dots (10)$$

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian ini merupakan *field research* dimana data yang digunakan data primer yang diperoleh dari studi literatur dan lapangan di Jabung.

Skripsi dilaksanakan dengan harapan agar mahasiswa mampu melakukan studi kasus, yaitu mengangkat suatu kasus yang dijumpai ditempat Skripsi menjadi suatu kajian sesuai dengan bidang keahlian yang ada, atau melakukan pengamatan, evaluasi pada proses kerja untuk dikaji sesuai dengan bidang keahlian yang dimiliki. Untuk mendukung Skripsi dan evaluasi yang dilakukan beberapa metode pelaksanaan antara lain:

3.1 Metodologi Penelitian

Menelaah dari literatur yang berhubungan dan bersesuaian, baik penelitian sebelumnya dan dari perusahaan maupun dari luar perusahaan, dengan menggunakan metode wawancara, dan orientasi lapangan. Metode ini dilakukan dengan cara mengolah data-data aktual yang didapatkan dari perusahaan seperti data produksi gas, data kandungan air pada gas, data *glycol*, data *molsieve*, sehingga dapat menentukan keefektifan kedua metode tersebut.

Orientasi data yang dibutuhkan adalah tentang proses gas *dehydration* yang dilakukan pada kedua *plant* yang berada pada lapangan, dan diantaranya:

1. Pengambilan data pada peralatan *dehydration* gas berupa *flow rate* gas dan air sehingga dapat merencanakan perhitungan berat H₂O yang masuk pada proses *absorpsi* dengan menggunakan persamaan (1).
2. Melakukan perancangan perhitungan volume *glycol* yang disirkulasikan menggunakan persamaan (2).
3. Melakukan perancangan perhitungan nilai efisiensi *contactor* dalam melakukan penyerapan kadar uap air pada proses *absorpsi* dengan menggunakan persamaan (8).
4. Melakukan perancangan perhitungan kadar uap air yang akan diserap pada proses *adsorpsi* dengan menggunakan persamaan (9).

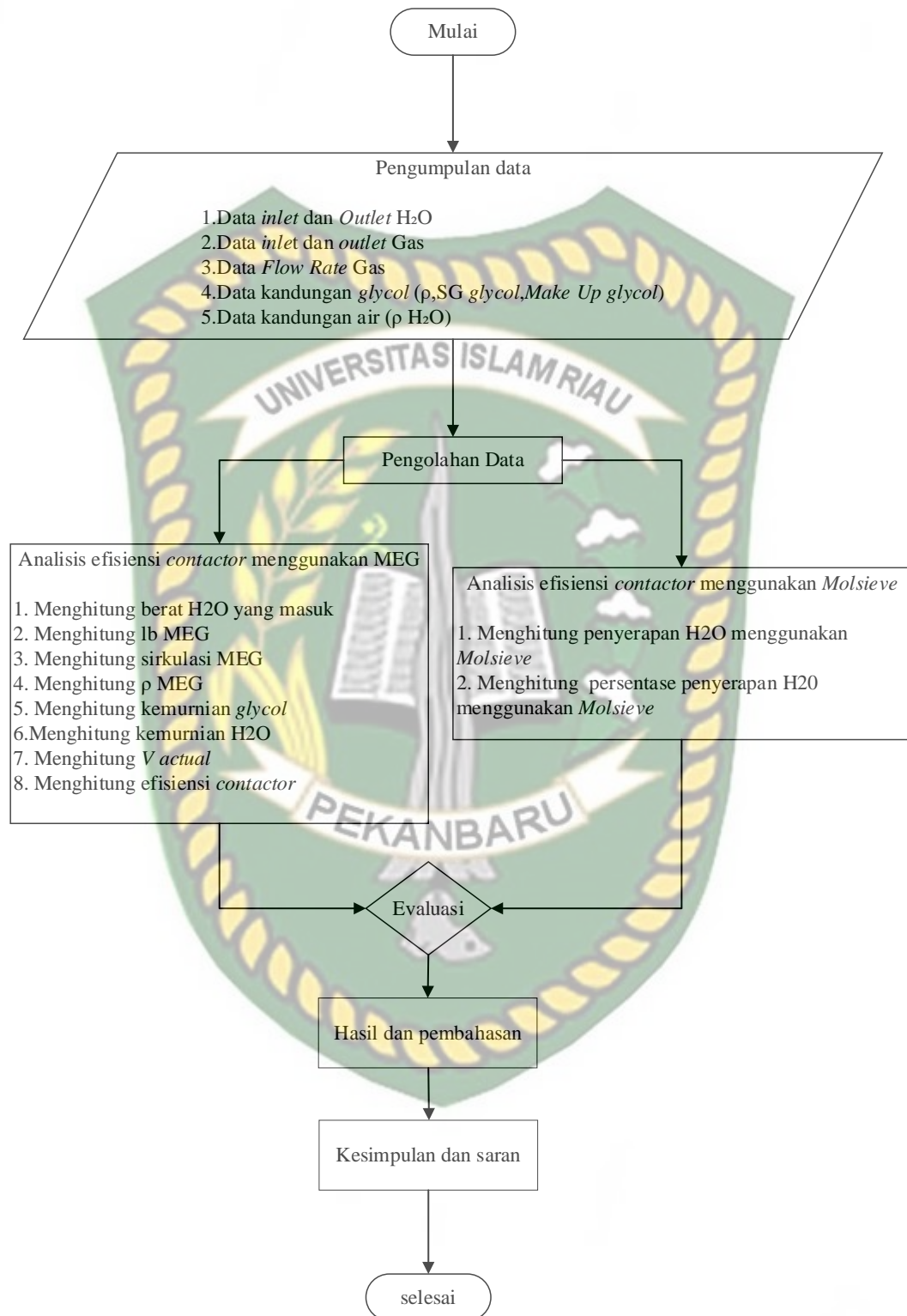
5. Melakukan perancangan perhitungan efisiensi *contactor* dalam melakukan penyerapan kadar uap air pada proses adsorpsi dengan menggunakan persamaan (10).

Adapun data yang diperlukan sebagai berikut:

Tabel 3. 1 Data penelitian

no	Parameter	Satuan
1.	<i>Flow Rate Gas</i>	MMSCFD
2.	Data <i>inlet</i> dan <i>outlet</i> H ₂ O	lb/MMSCFD
3.	Data <i>inlet</i> dan <i>outlet</i> Gas	lb/MMSCFD
4.	<i>Make up glycol</i>	gal/jam
5.	ρ <i>Glycol</i>	kg/m ³
6.	ρ H ₂ O	kg/m ³
7.	<i>V actual</i>	m ³
8.	Lb <i>glycol</i>	massa/kg

3.2 Diagram Alir (Flow Chart)



Gambar 3. 1 Diagram Alir Penelitian

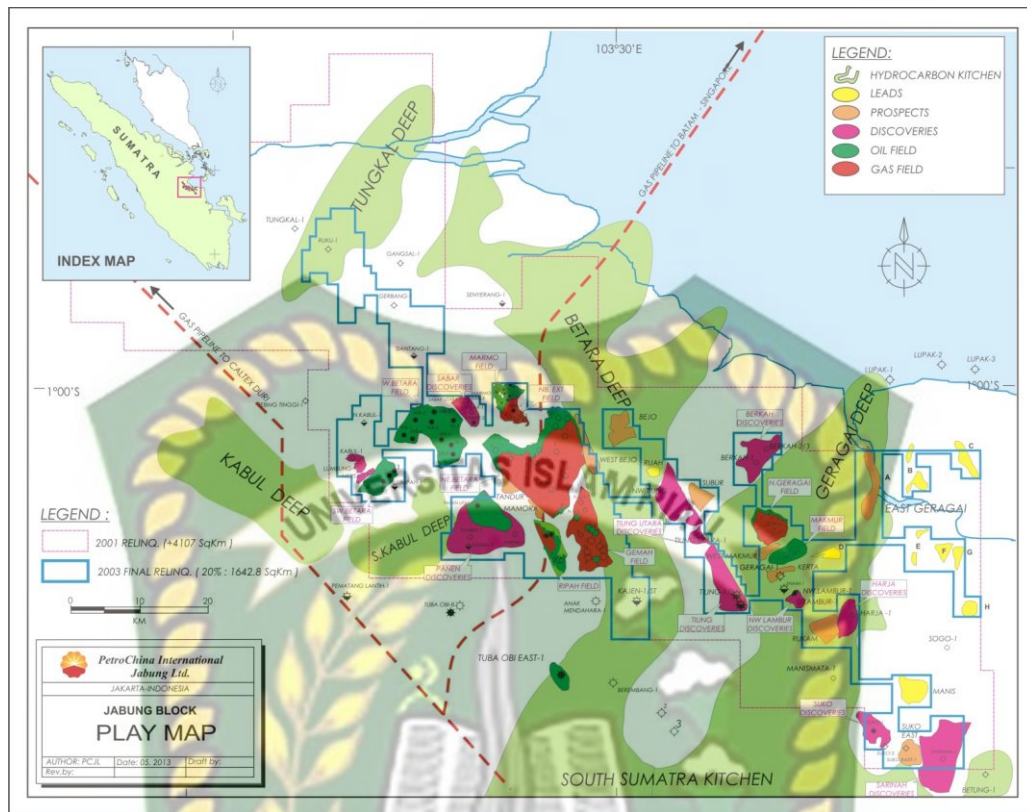
3.3 Tempat Penelitian

Lokasi penelitian yang nantinya akan dilaksanakan yaitu di Petrochina International Jabung Ltd yang merupakan perusahaan dari China yang mengelola blok Jabung yang berada di Jambi.

3.4 Studi Lapangan

Petrochina International Jabung Ltd mengelola 13 lapangan minyak dan gas yang terletak pada blok Jabung Sumatera Selatan, pada penelitian ini membahas proses pengolahan gas yang ada pada blok Jabung, ada 2 tipe pengolahan gas pada blok Jabung yang berada di BTR (Betara) dan GRG (Geragai), kedua *gas processing plant* ini menggunakan *dehydration* yaitu proses pemisahan kadar uap air pada gas dengan menggunakan metode *molsieve* di BTR dan *MEG* di GRG, untuk BTR *gas processing plant* adalah untuk *high content* dengan kandungan CO₂ 15-65 % kandungan maksimum campuran 30-34%, Sedangkan pada GRG *gas processing plant* adalah untuk *low content* dengan kandungan maksimum campuran 10%.

Sumber produksi gas ini berupa gabungan jenis *non associated gas* dan *associated gas* yang berasal dari beberapa lapangan di blok Jabung dan telah terhubung dengan sistem pemipaan, Untuk BTR GPP berasal dari lapangan-lapangan dari *North Area* seperti NEB, GEM, NB, NBE, MAR, untuk GRG GPP berasal dari lapangan-lapangan dari *South Area* seperti NG & MK dan juga dari *West Area* seperti WB, SB, SBR, SWB dan PNN, berikut lokasi Blok jabung P.T Petrochina Ltd



Gambar 3. 2
 Jabung Block – Field Location

3.5 Jadwal Kegiatan Penelitian

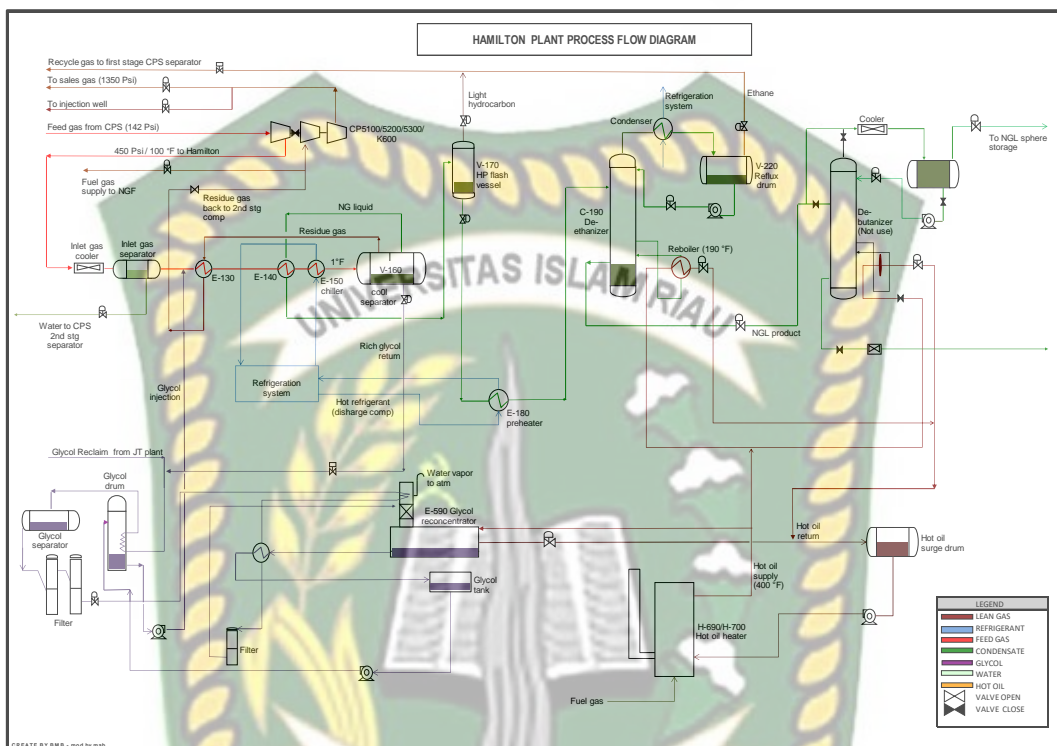
Adapun jadwal kegiatan penelitian adalah sebagai berikut:

Tabel 3. 2 Jadwal Penelitian

Uraian Kegiatan	2022											
	Januari				Februari				Maret			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Study Literature												
Pengumpulan Data												
Pengolahan Data												
Analisis Data dan Pembahasan												
Sidang Skripsi												

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Proses Aliran Gas Pada Geragai Gas Plant



Gambar 4. 1
Proses alir gas pada Geragai Gas Plant (*Hamillton Plant*)

Pada proses aliran gas pada *Hamillton Plant* mengolah fraksi ringan dari *hydrocarbon* yaitu gas dengan hasilnya adalah dalam bentuk *sales gas* dengan produk C_{3+} secara garis besarnya, jadi *feed gas* ini masuk dari *CPS (Central Processing System)* lalu dialirkan menggunakan kompresor melalui *first stage* kompresor, sebelum memasuki *inlet gas separator* tersebut didinginkan terlebih dahulu oleh *inlet gas cooler*, lalu setelah masuk pada *inlet gas separator* dipisahkan antara *hydrocarbon* dan airnya, selanjutnya dialirkan menuju *heat exchanger 130* untuk didinginkan kembali dengan media pendingin *sales gas* yaitu C_1 dan C_2 tepat saat sebelum masuk *heat exchanger 130* diinjeksikan cairan *glycol*, setelah masuk gas bersama *glycol* pada *heat exchanger 130* selanjutnya didinginkan kembali dengan *heat exchanger 140* dengan media pendingin C_{3+} selanjutnya pada *heat exchanger 150* dilakukan pendinginan kembali menggunakan media pendingin

propane, lalu proses selanjutnya dimasukan kedalam *cold separator* untuk dipisahkan antara C_1 dan C_2 (*sales gas*), C_{3+} dan *rich glycol* (*glycol* yang masih banyak mengandung kadar uap air) yang diserap oleh *glycol* tersebut, untuk kandungan C_1 dan C_2 dialirkan menuju *heat exchanger* 130 sebagai media pendingin lalu dikirim menjadi *sales gas* tetapi sebelumnya dikirim ke *second stage* kompresor untuk dinaikan tekanannya, lalu kandungan C_{3+} atau *NGL* nya dialirkan menuju *heat exchanger* 140 sebagai media pendingin dan dialirkan pada *vessel* 170 (*hp flash separator*) untuk memisahkan kandungan C_2 jika masih ada, jika kandungan C_2 masih ada maka dialirkan kembali pada *first stage CPS separator*, lalu fraksi beratnya yaitu C_{3+} dialirkan pada *heat exchanger* 180 untuk dipanaskan sebelum masuk kedalam *deethanizer tower*, pada *deethanizer tower* ini adalah pemurnian produk jika masih ada kandungan C_2 dengan cara dipanaskan menggunakan *reboiler* jika masih terdapat C_2 maka kembalikan menuju *first stage CPS separator*, lalu *reflux drum* yang berfungsi sebagai pendingin C_2 didinginkan terlebih dahulu dengan *condenser*, setelah dari *deethanizer tower* kandungan C_{3+} dialirkan menuju *debutanizer tower*, lalu C_{3+} ini dikirim menuju *NGL spare* untuk dilakukan proses selanjutnya.

Lalu pada kandungan *glycol* yang telah menyerap kadar uap air dari *heat exchanger* 130 hingga melalui *vessel* 160 di alirkan ke *glycol drum*, pada *glycol drum* ini mengalami proses pertukaran panas antara *rich glycol* dan *lean glycol*, lalu *rich glycol* masuk kedalam *glycol separator* untuk penampungan sementara, setelah itu dialirkan pada *partikuler filter* dan *charcoal filter*, dimana *partikuler filter* memisahkan partikel-partikel dan padatan-padatan sedangkan *charcoal filter* ini memfilter *hydrocarbon* yang terikut, selanjutnya masuk pada *reconcentrator* dipisahkan antara kandungan uap air dan cairan *glycol* tersebut dengan cara menaikkan temperatur nya oleh *reboiler*, karena kandungan air titik didih nya lebih rendah dari *glycol* maka kandungan uap air menguap sedangkan *glycol* tidak, setelah dilakukan pemanasan *glycol* ditampung pada *glycol tank*, lalu di *booster* kembali menuju *glycol drum* untuk di turunkan temperatur agar menjadi lebih dingin dengan media pendinginnya adalah *rich glycol*, proses selanjutnya dimasukan ke pompa dan kembali dialirkan ke *heat exchanger* 130.

4.1.1 Analisis Efisiensi *Contactor* Menggunakan *MEG* Pada Geragai Gas *Plant*

Penelitian ini fokus pada *dehydration* unit dimana menganalisis efisiensi *contactor* dalam menyerap kandungan uap airnya dengan perhitungan sebagai berikut:

Tabel 4. 1 Data- data pada Hamilton Plant

No	Nama	Nilai	Satuan
1.	Gas rate inlet	43,2	MMSCFD
2.	Gas rate outlet	32,2	MMSCFD
3.	SG <i>MEG</i>	1,1150	
4.	Oil	3000	Bbl
5.	Sirkulasi 1 cycle	8,0	gpm
6.	Make up <i>Glycol</i>	200	Liter/2 hari
7.	Water content inlet	6,48	Ppmv
8.	Water content outlet	1,64	Ppmv

A. Menghitung berat H₂O yang masuk:

Data *water content* yang masuk dan outlet dari *Hamilton Plant* sebagai berikut:

- Water content inlet* 6,48 ppmv
- Water content outlet* 1,64 ppmv
- Water removed* $(6,48 - 1,64) = 4,84$ ppmv

Sebelum menghitung berat H₂O, kita harus mengetahui kandungan air yang terserap oleh *contactor*, maka nilai dari tabel harus dikonversi terlebih dahulu karena pada persamaan satuan yang dipakai adalah lb/MMSCF, maka dilakukan konversi sebagai berikut:

Pada 4,84 ppmv kandungan uap air kebanyakan adalah CH₄ (metana) jadi 4,48 H₂O/1000000 mol CH₄, diasumsikan berat H₂O pada kondisi temperatur normal 59 °F dengan tekanan 14 psi didapatkan 18,02 g/mol dan konversi 1 g adalah 0,0022 lbs, maka:

$$\begin{aligned}\text{Berat H}_2\text{O} &= 18,02 \frac{\text{g}}{\text{mol}} \times 0,0022 \text{ lbs} \\ &= 0,03964 \text{ lbs/mol}\end{aligned}$$

Dari data yang didapat pada $PV=nRT$ ideal menempati 22,711 liter/mol dikonversi dengan 1 liter= 0,03531467 ft³, maka

$$\begin{aligned}\text{Gas ideal} &= 0,03531467 \text{ ft kubik} \times 22,71 \text{ liter/mol} \\ &= 0,80203 \text{ SCF/mol}\end{aligned}$$

Maka,

$$\begin{aligned}&= 4,84 \text{ mol H}_2\text{O} / 1000000 \text{ mol CH}_4 \times 0,03964 \text{ lbs H}_2\text{O} / \text{mol} \\ &= 0,19 \text{ lbs H}_2\text{O} / 1000000 \text{ mol CH}_4 \\ &= 0,19 \text{ lbs H}_2\text{O} / (1000000 \text{ mol CH}_4 \times 0,80203 \text{ SCF} / \text{mol}) \\ &= (0,19 \text{ lbs H}_2\text{O} / 0,80203 \text{ SCF} / \text{mol CH}_4) / 1000000 \text{ mol CH}_4 \\ &= 0,23 \text{ lbs H}_2\text{O} / 1000000 \text{ SCF} \\ &= 0,23 \text{ lbs h}_2\text{o} / \text{MMSCF}\end{aligned}$$

Atau 0,04954 kali PPMV adalah lbs H₂O/ MMSCF

- $$\begin{aligned}\text{Lb H}_2\text{O} &= \text{gas rate}(\text{MMSCFD}) \times \text{Water removed}(\text{MMSCFD}) \times \frac{1}{24} \\ &= 43,2 \text{ MMSCFD} \times 0,23 \text{ lb/MMSCFD} \times \frac{1}{24} \\ &= 0,414 \text{ lbs/jam}\end{aligned}$$

B. Menghitung volume *glycol* yang disirkulasikan:

Perhitungan volume *glycol* yang di sirkulasikan pada 1 cycle adalah sebagai berikut:

- $$\begin{aligned}\text{MEG disirkulasikan} &= 8,0 \frac{\text{gal MEG}}{\text{H}_2\text{O yang masuk}} \times \text{lb H}_2\text{O yang masuk} \\ &= 8,0 \frac{\text{gal MEG}}{\text{H}_2\text{O yang masuk}} \times 0,414 \\ &= 3,312 \text{ gal/jam}\end{aligned}$$

C. Menghitung berat ρ glycol:

- $\rho_{MEG} = SG_{glycol} \times \rho_{H2O} (ppg)$
 $= 1,1150 \times 8,33 \text{ ppg}$
 $= 9,29 \text{ ppg}$

D. Menghitung berat lean glycol:

- $lb_{MEG} 99\%/jam = MEG_{sirkulasi} \left(\frac{gal}{jam}\right) \times \rho_{MEG} (ppg)$
 $= 3,312 \left(\frac{gal}{jam}\right) \times 9,29 (ppg)$
 $= 30,768 \text{ lbs/jam}$

E. Menghitung kemurnian glycol

Kemurnian glycol berada pada 80% dikarenakan untuk kemurnian glycol dengan angka tersebut sudah efisien dalam melakukan penyerapan dan dapat menanggulangi hidrat di sistem *Hamilton Plant*.

- $lb_{lean glycol} = lb_{MEG} \left(\frac{lb}{jam}\right) \times \text{kemurnian glycol} (80\%)$
 $= 30,768 \left(\frac{lb}{jam}\right) \times \text{kemurnian glycol} (80\%)$
 $= 24,614 \text{ lbs/jam di lapangan}$
- $lb_{H2O} = lb_{MEG} \left(\frac{lb}{jam}\right) \times \text{kemurnian H2O} (20\%)$
 $= 29,43 \left(\frac{lb}{jam}\right) \times \text{kemurnian H2O} (20\%)$
 $= 6,153 \text{ lbs/jam}$

F. Menghitung V_{actual} :

- $Lb_{lean MEG} = 24,614 \text{ lbs}$
 $= 11,164 \text{ kg}$
- $P_{glycol} = 9,29 \text{ ppg}$
 $= 1113,19 \text{ kg/m}^3$
- $V_{actual} = \frac{lb_{MEG}}{\rho_{glycol}}$
 $= \frac{11,164 \text{ kg}}{1113,19 \text{ kg/m}^3}$
 $= 0,01 \text{ m}^3$

$$= 10 \text{ liter/jam} = 2,6 \text{ gal/jam}$$

G. Menghitung efisiensi *contactor*

Untuk penambahan *glycol* atau (*make up glycol*) pada *Hamillton Plant* sebanyak 200 liter atau 52,84 gal setiap 2 harinya jika dihitung berapa setiap jam nya sebagai berikut:

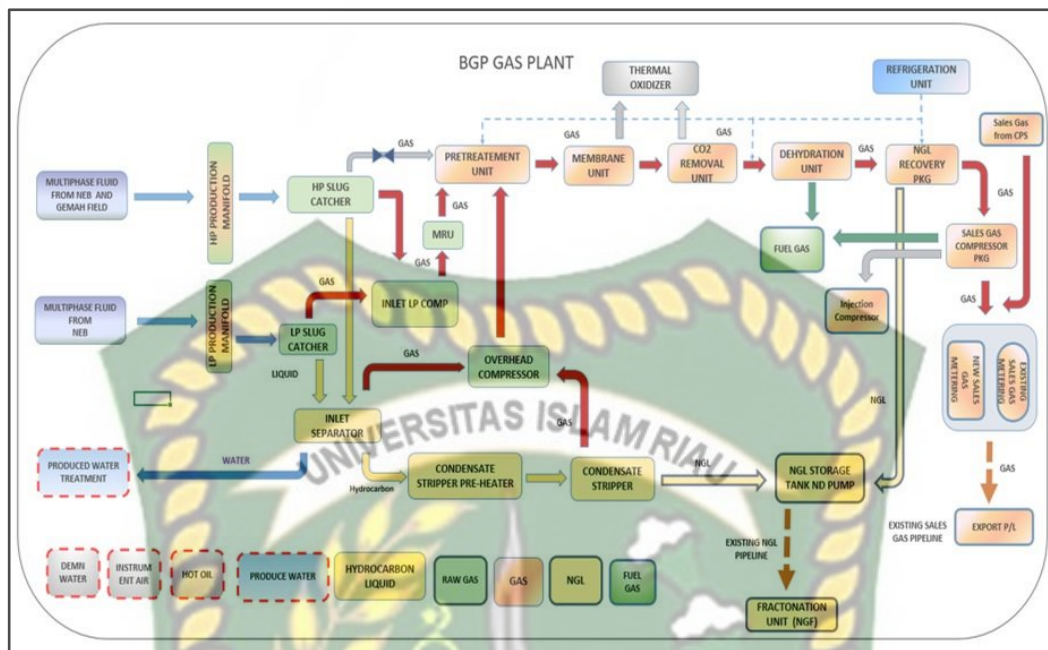
- 1 gal = 3,785 liter
- 2 hari = 48 jam

Maka, $200 \text{ liter} / 3,785 = 52,84 \text{ gal} / 48 \text{ jam} = 1,1 \text{ gal/jam}$.

$$\begin{aligned} \bullet \text{ efisiensi } \textit{contactor} &= \frac{V \text{ actual}(v \text{ glycol} \text{ sirkulasikan})}{\textit{make up glycol (normal)}} \times 100\% \\ &= \frac{2,6 \text{ gal/jam}}{1,1 \text{ gal/jam}} \times 100\% \\ &= 42,31 \% \end{aligned}$$

Mengenai semua perhitungan diatas dengan $\rho \text{ glycol}$ 9,29 ppg dan konsentrasi *MEG* sebesar 80% dan air 20%, serta penambahan *glycol* setiap jam nya sebanyak 1,1 gal/jam, didapatkan hasil penyerapan kadar uap air oleh vessel V-160 sebesar 42,31%, dari hasil tersebut dikatakan efisien atau sudah optimal dikarenakan tidak terbentuknya hidrat pada *hamilton Plant*, jika dioptimalkan kembali perusahaan menimbang biaya dan belum tentu jika dioptimalkan kembali dapat menaikkan penyerapan kadar uap air pada *hamilton Plant*. Menurut kesimpulan(Eskaros, 2003) dikatakan bahwa efisiennya gas *dehydration* tergantung pada laju alir *glycol* karena jika aliran gas nya sedikit maka harus disesuaikan laju alir *glycol* pada penelitian ini sudah sesuai atau efisien karena tidak adanya masalah seperti hidrat yang terbentuk pada *Hamilton Plant*.

4.2 Proses Aliran Gas Pada Betara Gas Plant

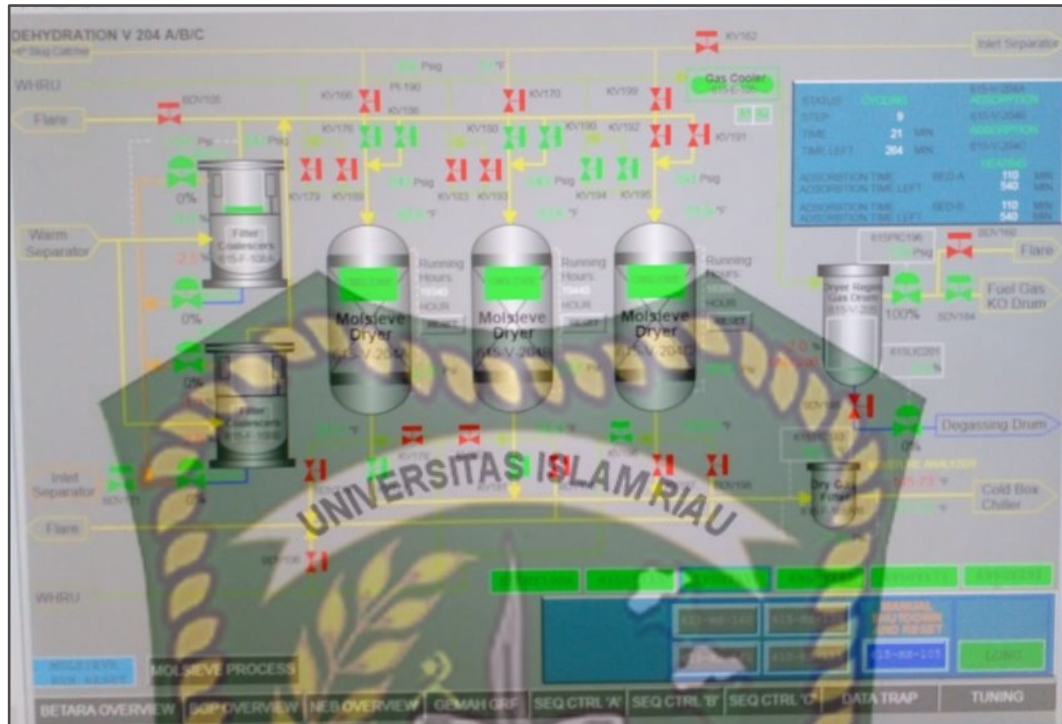


Gambar 4.2

Proses aliran gas pada Betara Gas Plant

Pada proses aliran gas pada Betara Gas Plant, aliran gas berasal dari lapangan-lapangan NEB, Gemah yang mana memproduksi gas *associated* dan *non associated* gas yang masuk pada Betara Gas Plant, pada prosesnya gas masuk pada *plant* rata-rata tekanan sekitar 450 psi dan *multiphase*, proses pertama yaitu gas masuk kedalam *slugcatcher*, peralatan ini dipisahkan antara fasa cair dan fasa gas nya, untuk gas yang mengandung C₁-C₄ masuk pada proses selanjutnya yaitu *inlet* kompresor untuk dinaikkan tekanannya lalu masuk ke *MRU* (*mercury removal unit*) untuk menghilangkan kadar *mercury*, selanjutnya dialirkan menuju *pretreatment* unit, sedangkan fasa C₅₊ dialirkan pada *separator*, *separator* dipisahkan antara C₅₊ (*condensate*) dan sedikit kandungan gas C₁-C₄ yang masih ada, untuk gas masih mengandung C₁-C₄ dialirkan kembali ke proses pertama yaitu *pretreatment* unit menggunakan *overhead* kompresor, kandungan C₅₊ diproses kembali pada *condensate stripper preheater* dimana pada alat ini dinaikkan temperaturnya C₅₊, setelah itu kembali dialirkan *condensate stripper* untuk memisahkan C₅₊ dengan gas C₁-C₄, lalu gas yang mengandung C₁-C₄ yang telah diproses oleh *condensate stripper* dialirkan ke *overhead* kompresor untuk dialirkan ke proses pengolahan gas yaitu *pretreatment* unit, kemudian kandungan C₅₊ ini di alirkan ke *NGL storage*

tank dan dialirkan pada *NGF* untuk proses selanjutnya. Pada *pretreatment* ini dilakukan proses pemisahan antara *heavy hydrocarbon*, *water* dan *wet gas*. Setelah melalui proses *pretreatment* selanjutnya yaitu menghilangkan kadar CO_2 karena syarat penjualan gas dengan kadar CO_2 kurang dari 5% sedangkan kadar CO_2 yang masuk sebesar 33% sehingga perlu mengurangi kadar CO_2 dengan beberapa proses yaitu melalui *membrane* unit dengan media filtrasi dan *CO₂ removal* pada *CO₂ removal* ini media nya dengan *amine* sistem, pada *membrane* unit ini mengurangi CO_2 sebanyak 18-17% dari 33% sehingga menjadi 15-16% kadar CO_2 , selanjutnya pada proses *amine* sistem mengurangi CO_2 dari 15-16 % menjadi 3,6% sehingga dapat memenuhi syarat penjualan gas dengan kadar CO_2 kurang dari 5%. Pada Betara Gas *Plant* hanya menerima pressure 450 psi ke atas, di bawah 450 psi ini biasanya adalah *associated* gas dimana rata-rata tekanannya rendah maka gas di *recovery* pada *GRF* (*Gas Recovery Facility*) dimana *GRF* ini menangkap gas gas yang terproduksi dari sumur sumur minyak (*non associated* gas) lalu diproses menggunakan *separator* dan setelah melakukan proses pemisahan di *GRF* gas *associated* yang telah diproses tersebut dialirkan kembali pada *slugcatcher*.



Gambar 4. 3

Proses *dehydration* menggunakan *molsieve* di Betara Gas Plant



Pada *dehydration* unit menyerap kadar uap air menggunakan *molsieve* dapat mengurangi kadar uap air yang berada pada gas, proses *dehydration* ini ada 3 (tiga) unit proses *dehydration* dengan 2 (dua) media *adsorben* dan 1 (satu) media *regeneration*, gas masuk ke *molsieve drayer* lalu mengalami proses *adsorpsi*, setelah itu diharapkan kadar uap airnya berkurang, saat jenuh dengan waktu 650 menit *adsorben* tersebut akan berpindah ke unit *regeneration*, yang mana fungsinya adalah melepaskan kadar uap air yang telah terserap oleh *molsieve* tersebut, tahap selanjutnya adalah *depressurizing* dimana tahap pengurangan tekanan pada *vessel* dari nilai tekanan *feed* gas menjadi tekanan regenerasi, selanjutnya proses *heating* dimana media pemanas didapatkan dari *sales gas compressor interstage* yang berguna sebagai menghilangkan air yang diserap oleh *molsieve*, tahap selanjutnya *cooling* pada tahap ini semua gas regenerasi akan di-*bypass* sehingga dapat mendinginkan *molsieve* pada temperatur 120°F tahap ini dilakukan setelah tahap pemanasan selesai, selanjutnya tahap terakhir melakukan proses *pressurizing* pada tahap ini tekanan *vessel* harus dinaikan kembali dari tekanan gas regenerasi menjadi tekanan kondisi *feed* gas yaitu 783 psig dan 85°F.

4.2.1 Analisis Efisiensi *contactor* Menggunakan *Molsieve* Pada Betara Gas Plant

A. Penyerapan Air oleh *Dehydration Unit (DHU)*

Tabel 4. 2

Komposisi gas yang masuk pada Betara Gas Plant tanggal 21 januari 2022

 PetroChina International Jabung, Ltd Field Production Engineering - Laboratory ANALYSIS RESULT COMPOSITION OF GAS HYDROCARBON 			
Requested by	: BGP Operation		
Sampling and Analyzed by	: Firdaus / Edwar Firdaus		
No. Report	: 116/BGP-Lab/02/Jan/2022		
FL No. Adm	: 29z/Rev.2/Jan2012		
Sample Name	Inlet Molsieve	Outlet Molsieve	
Sampling Date	January 21, 2022		
Sampling Time (Hrs)	07:05	07:10	
Press. Sampling point (Psig)	843.0	842.0	
Temp. Sampling point (°F)	80.7	79.2	
Cyl. No.	BGPLab - 04	BGPLab - 05	
Composition (%-mol)	Nitrogen	3.38	3.29
	Carbondioxide	4.55	4.54
	Methane	68.82	68.68
	Ethane	10.45	10.51
	Propane	9.58	9.70
	i-Butane	1.23	1.25
	n-Butane	1.51	1.55
	i-Pentane	0.25	0.26
	n-Pentane	0.18	0.17
	Hexanes (C6+)	0.05	0.05
Total (% mol)	100.00	100.00	
Gross Heating Value (Btu/scf)	1229.6	1234.8	
Average Mol weight of mixture (g/mol)	23.2987	23.3579	
Relative density of gas	0.8044	0.8065	
Wobbe index (Btu/scf)	1371.00	1374.90	
Water Content (ppm wt)	1.840	1.258	

Untuk mengetahui efisiensi penyerapan oleh *DHU*, dapat menghitung penyerapan dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:



Kandungan air yang ada pada tanggal 21 Januari 2022:

I. Inlet water = 1,840 ppmv

Outlet water = 1,258 ppmv

Tabel 4. 3

Komposisi gas yang masuk pada Betara Gas Plant tanggal 23 januari 2022

 PetroChina International Jabung, Ltd Field Production Engineering - Laboratory			
ANALYSIS RESULT COMPOSITION OF GAS HYDROCARBON			
Requested by		: BGP Operation	
Sampling and Analyzed by		: Firdaus / Edwar Firdaus	
No. Report		: 130/BGP-Lab/02/Jan/2022	
FL No. Adm		: 29z/Rev.2/Jan2012	
Sample Name	Inlet Molsieve	Outlet Molsieve	
Sampling Date	January 23, 2022		
Sampling Time (Hrs)	07:05	07:10	
Press. Sampling point (Psig)	840.0	839.0	
Temp. Sampling point (°F)	80.4	79.7	
Cyl. No.	BGPLab - 04	BGPLab - 05	
Composition (%-mol)	Nitrogen	3.39	3.42
	Carbondioxide	4.41	4.44
	Methane	68.92	68.60
	Ethane	10.43	10.50
	Propane	9.55	9.70
	i-Butane	1.24	1.27
	n-Butane	1.54	1.56
	i-Pentane	0.27	0.27
	n-Pentane	0.19	0.19
	Hexanes (C6+)	0.06	0.05
Total (% mol)		100.00	100.00
Gross Heating Value (Btu/scf)		1232.9	1235.9
Average Mol weight of mixture (g/mol)		23.2969	23.3729
Relative density of gas		0.8044	0.8070
Wobbe index (Btu/scf)		1374.60	1375.70
Water Content (ppm wt)		1.624	1.108



Kandungan air yang masuk pada tanggal 23 Januari 2022:

II. Inlet water = 1,624 ppmv

Outlet water = 1,108 ppmv

Tabel 4. 4

Komposisi gas yang masuk pada Betara Gas Plant tanggal 25 januari 2022

 PetroChina International Jabung, Ltd Field Production Engineering - Laboratory ANALYSIS RESULT COMPOSITION OF GAS HYDROCARBON 			
Requested by : BGP Operation			
Sampling and Analyzed by : Firdaus / Edwar Firdaus			
No. Report : 147/BGP-Lab/02/Jan/2022			
FL No. Adm : 29z/Rev.2/Jan2012			
Sample Name	Inlet Molsieve	Outlet Molsieve	
Sampling Date	January 25, 2022		
Sampling Time (Hrs)	07:05	07:10	
Press. Sampling point (Psig)	840.0	839.0	
Temp. Sampling point (°F)	80.6	79.7	
Cyl. No.	BGPLab - 04	BGPLab - 05	
Composition (%-mol)	Nitrogen	3.31	3.34
	Carbondioxide	4.58	4.19
	Methane	69.16	69.48
	Ethane	10.43	10.51
	Propane	9.40	9.44
	i-Butane	1.19	1.18
	n-Butane	1.46	1.44
	i-Pentane	0.25	0.23
	n-Pentane	0.17	0.15
	Hexanes (C6+)	0.05	0.04
Total (% mol)		100.00	100.00
Gross Heating Value (Btu/scf)	1225.1	1227.9	
Average Mol weight of mixture (g/mol)	23.2089	23.0819	
Relative density of gas	0.8013	0.7970	
Wobbe index (Btu/scf)	1368.60	1375.40	
Water Content (ppm wt)	1.708	1.157	

Kandungan air yang masuk pada tanggal 25 Januari 2022:

III. Inlet water = 1,708 ppmv

Outlet water = 1,157 ppmv

Dikarenakan satuan perhitungan lbs/mmscf maka di konversi dari ppmv ke Lbs/MMSCF menjadi:

a. Pada tanggal 21 Januari 2022:

Pada pembahasan konversi di Geragai *Gas Plant* bahwa 0,04954 kali ppmv adalah lbs/MMSCF, maka:

$$\begin{aligned} \text{Inlet water} &= 1,840 \text{ ppmv} \times 0,04954 \\ &= 0,091 \text{ lbs/MMSCF} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Outlet water} &= 1,258 \text{ ppmv} \times 0,04954 \\ &= 0,062 \text{ lbs/MMSCF} \end{aligned}$$

- Penyerapan air = $WA \times FA$
 $= 0,091 \text{ lbs/MMSCF} \times 1$
 $= 0,091 \text{ lbs/MMSCF}$

Jadi air yang akan diserap oleh *molsieve drayer* pada tanggal 21 Januari 2022 sebanyak 0,091 lbs/MMSCF

b. Pada tanggal 23 Januari 2022:

Pada pembahasan konversi di Geragai *Gas Plant* bahwa 0,04954 kali ppmv adalah lbs/MMSCF, maka:

$$\begin{aligned} \text{Inlet water} &= 1,624 \text{ ppmv} \times 0,04954 \\ &= 0,80 \text{ lbs/MMSCF} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Outlet water} &= 1,108 \text{ ppmv} \times 0,04954 \\ &= 0,054 \text{ lbs/MMSCF} \end{aligned}$$

- Penyerapan air = $WA \times FA$
 $= 0,080 \text{ lbs/MMSCF} \times 1$

Jadi air yang akan diserap oleh *molsieve drayer* pada tanggal 23 Januari 2022 sebanyak 0.080 lbs/MMSCF

c. Pada tanggal 25 Januari 2022:

Pada pembahasan konversi di Geragai *Gas Plant* bahwa 0,04954 kali ppmv adalah lbs/MMSCF, maka:

$$\text{Inlet water} = 1,708 \text{ ppmv} \times 0,04954$$

$$= 0,084 \text{ lbs/MMSCF}$$

$$\begin{aligned} \text{Outlet water} &= 1,157 \text{ ppmv} \times 0,04954 \\ &= 0,057 \text{ lbs/MMSCF} \end{aligned}$$

- Penyerapan air = $WA \times FA$
= $0,084 \text{ lbs/MMSCF} \times 1$

Jadi air yang akan diserap oleh *molsieve drayer* pada tanggal 25 Januari 2022 sebanyak 0,084 lbs/MMSCF

B. Analisis Penyerapan Air Dan Persentase Penyerapan Oleh DHU

Dari hasil penyerapan air pada DHU maka dapat menghitung persentase penyerapan kadar uap air sekaligus menentukan efisiensi penyerapan kadar uap air oleh *molsieve drayer* dengan kalkulasi sebagai berikut:

➤ Pada Tanggal 21 Januari 2022

- Banyak nya air yang terserap = Penyerapan air – Output Adsorber
= $0,091 - 0,062$
= $0,029 \text{ lbs/MMSCF}$

- Persentase penyerapan oleh DHU:

- Persentase penyerapan = $\frac{\text{Banyaknya air yang terserap}}{\text{penyerapan air}} \times 100\%$
= $\frac{0,029}{0,091} \times 100\%$
= $31,86\%$

➤ Pada Tanggal 23 Januari 2022

- Banyak nya air yang terserap = Penyerapan air – Output Adsorber
= $0,080 - 0,054$
= $0,026 \text{ lbs/MMSCF}$

- Persentase penyerapan oleh DHU:

- Persentase penyerapan = $\frac{\text{Banyaknya air yang terserap}}{\text{penyerapan air}} \times 100\%$
= $\frac{0,026}{0,080} \times 100\%$
= $32,5\%$

➤ Pada Tanggal 25 Januari 2022

- Banyak nya air yang terserap = Penyerapan air – Output Adsorber
 $= 0,084 - 0,057$
 $= 0,027 \text{ lbs/MMSCF}$
- Persentase penyerapan oleh DHU:
- Persentase penyerapan = $\frac{\text{Banyaknya air yang terserap}}{\text{penyerapan air}} \times 100\%$
 $= \frac{0,027}{0,084} \times 100\%$
 $= 32,14\%$

Persentase penyerapan oleh *dehydration* unit menggunakan *molsieve* dan ini menjadi acuan persentase efisiensi *contactor* yang berada pada *Betara Gas Plant* dalam menyerap air dengan mengambil sampel sebanyak 3 hari dan dengan komposisi *molsieve* sebanyak 16050 kg pada 1 *vessel*, dari 3 *vessel* yang ada pada *Betara gas plant* dan mengambil rata rata penyerapan air sebanyak 32,16% atau 0,27 lbs/MMSCF. Dimana dari perusahaan ini dikatakan efektif dikarenakan tidak adanya kendala seperti hidrat yang terbentuk pada *Betara Gas Plant*. Menurut (Hakim et al., 2014) dikatakan efisien jika, pada kontrak kerja tidak melebihi batas kadar uap air yang telah di tentukan pada *Betara Gas Plant* kadar uap air tidak melebihi 15 lbs/MMSCF syarat penjualan gas pada *Betara Gas Plant*

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Setelah dilakukan analisis *Dehydration Gas* pada Geragai dan Betara *Gas Plant* maka didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

1. Efisiensi *contactor* pada Geragai *Gas Plant* dengan menggunakan metode *monoethylene glycol (MEG)* dengan konsentrasi 80% *glycol* dan 20% air didapatkan hasil sebesar 42,31%.
2. Efisiensi *contactor* pada Betara *Gas Plant* dengan menggunakan metode *molsieve* yang didapatkan dari hasil sampel dihitung selama 3 hari sebesar 32,16%.
3. Kandungan uap air yang terserap oleh *contactor* pada Geragai *Gas Plant* dengan metode *monoethylene glycol (MEG)* adalah sebanyak 0,23 lbs/MMSCF.
4. Kandungan uap air yang terserap oleh *contactor* pada Betara *Gas Plant* dengan metode *molsieve* adalah sebanyak 0,027 lbs/MMSCF.

5.2 Saran

Berdasarkan kesimpulan yang diperoleh maka peneliti menyarankan kepada peneliti selanjutnya yaitu:

1. Penentuan perhitungan *Glycol losses* pada Geragai *Gas Plant*.
2. Penelitian selanjutnya dapat dilakukan ke tingkat evaluasi dehidrasi gas pada Betara dan Geragai *Gas Plant*.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmadan, F., Trisnaliani, L., & Harianto, A. (2018). Produksi Gas Nitrogen Dengan Metode Pressure Swing Adsorption (PSA) Menggunakan Carbon Molecular Sieve (CMS) Sebagai Penyerap Oksigen. *Kinetika*, 9(01), 45–50. <https://jurnal.polsri.ac.id/index.php/kimia/article/view/2292>
- Ahmed, T. (2001). Reservoir Engineering Hand Book. In *Reservoir Engineering Handbook*.
- Apriyanti, E. (2013). Adsorpsi Co₂ Menggunakan Zeolit: Aplikasi Pada Pemurnian Biogas. *Dinamika Sains*. <http://jurnal.unpand.ac.id/index.php/dinsain/article/view/43>
- Arquitectura, E. Y., Introducci, T. I., Iv, T., Teatinas, L. A. S., Conclusiones, T. V. I. I., Contemporáneo, P. D. E. U. S. O., Evaluaci, T. V. Ai, F., Jakubiec, J. A., Weeks, D. P. C. C. L. E. Y. N. to K. in 20, Mu, A., Inan, T., Sierra Garriga, C., Library, P. Y., Hom, H., Kong, H., Castilla, N., Uzaimi, A., Febriand Abdel, J., ... Waldenström, L. (2015). Surface Production Operations. In *Acta Universitatis Agriculturae et Silviculturae Mendelianae Brunensis* (Vol. 53, Issue 9).
- Dooley, J. S., Lok, A. S. F., Burroughs, A. K., & Heathcote, E. J. (2011). Engineering Data Book. *Sherlock's Diseases of the Liver and Biliary System, 12th Edition*, 1–771. <https://doi.org/10.1002/9781444341294>
- Eskaros, M. (2003). Glycol dehydration. *Hydrocarbon Processing*, 82(7), 80–81. <https://doi.org/10.1201/b15469-9>
- Hakim, H., Yusuf, M., & Abro, M. (2014). Evaluasi Kinerja Dehydration Unit Pada Stasiun Pengumpul Gas Lapangan Sungai Gelam Pt. Pertamina Ep Asset 1 Field Jambi. *Jurnal Ilmu Teknik Sriwijaya*, 2(3), 101611.
- Hendro, A. A., Kurniawan, F., Handogo, R., & Sutikno, J. P. (2017). *Pengendalian Dehidrasi Natural Gas Dengan TEG Menggunakan PID Controller dan Model Predictive control*.
- Iqbal, F., & Romadhan, F. (2019). *Optimasi Kinerja Dehydration Unit – TEG (triethylene glycol) pada Stasiun Pengumpul X LAPORAN KERJA PRAKTIK PT . PERTAMINA EP ASSET 3 CIREBON PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA*.
- Kimia, J. T., Malang, P. N., Soekarno, J., & No, H. (2020). *Simulasi pengaruh suhu*. 6(9), 158–163.
- Manning, F., & Thompson, R. (n.d.). *Oilfield Processing: Natural Gas*.
- Maurice Stewart Ken Arnold. (2016). Gas Dehydration Field Manual. In *Laboratorium Penelitian dan Pengembangan FARMAKA TROPIS Fakultas Farmasi Universitas Muallawarman, Samarinda, Kalimantan Timur* (Issue April).
- Mesin, J. T., & Industri, F. T. (2017). *Analisis Termal Glycol Reboiler (5 Psig,550OF) Pada Dehydration Unit Cpp-Ppgj Gundih (5 Psig,550OF) In*

Dehydration Unit.

- Mokhatab Saeid, Poe.A William, S. . J. (2006). *Handbook Of Natural Gas Transmission And Processing*.
- Novrianti, N. (2014). Penentuan Absolute Open Flow Pada Akhir Periode Laju Alir Plateau Sumur Gas. *Journal of Earth Energy Engineering*, 3(1), 19–24. <https://doi.org/10.22549/jeee.v3i1.937>
- Nugroho, D. W., Kristiani, Hafidz, M. S., & Ningrum, T. F. (2009). *Pembuatan Alat Pengering Bioetanol Metode Adsorpsi dalam Kolom Unggun Tetap*. 1–38.
- Nurisman, E., & Sriwijaya, U. (2020). *Studi Perhitungan Laju Alir Triethylene Glycol (TEG) yang Dibutuhkan dalam Proses Dehidrasi Gas Bumi. February*.
- Politziner, I., Townsend, F. M., & Reid, L. S. (1951). Measuring the Water Vapor Content of Gases Dehydrated by Triethylene Glycol. *Journal of Petroleum Technology*, 3(11), 301–304. <https://doi.org/10.2118/951301-g>
- Rahmatika, F. A., Ariq, Y. N., Susianto, & Taufany, F. (2019). Pra-Desain Pabrik Lpg Dari Gas Alam. *Jurnal Teknik ITS*, 8(Vol 8, No 2 (2019)), B46–B50.
- Rycha Melysa, A. M. I. K. (2018). Analisa Dan Optimasi Recovery Perolehan Cadangan Gas Dengan Melihat Parameter Design Sumur Pada Struktur Musi Barat Di Lapangan Riyadh. *Journal of Earth Energy Engineering*, 7(2), 46–54. [https://doi.org/10.25299/jeee.2018.vol7\(2\).2269](https://doi.org/10.25299/jeee.2018.vol7(2).2269)
- Sriyono, S., Hilda, A. M., & Kamayani, M. (2019). Pemodelan dan Simulasi Proses Adsorpsi Gas Pengotor oleh Molecular Sieve pada Pendingin Rde dengan Software Chemcad. *Prosiding Seminar Nasional Teknoka*, 3(January), 69. <https://doi.org/10.22236/teknoka.v3i0.2918>
- Stewart, M. (2014). *Surface Production Operations_ Vol 2_ Design of Gas-Handling Systems and Facilities, Third Edition-Gulf Professional*.
- Stewart, M. I. (2014). Gas Processing. *Surface Production Operations*, 541–557. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-382207-9.00010-x>
- Sugawara, E., & Nikaido, H. (2014). Properties of AdeABC and AdeIJK efflux systems of *Acinetobacter baumannii* compared with those of the AcrAB-TolC system of *Escherichia coli*. *Antimicrobial Agents and Chemotherapy*, 58(12), 7250–7257. <https://doi.org/10.1128/AAC.03728-14>
- Syukur, H. M. (2015). Potensi gas alam di Indonesia. *Forum Teknologi*, 06(1), 64–73.