

**EVALUASI KINERJA *DEHYDRATION UNIT* PADA STASIUN  
PENGUMPUL GAS LAPANGAN SUNGAI GELAM  
PT. PERTAMINA EP ASSET 1 FIELD JAMBI**

**EVALUATION OF *DEHYDRATION UNIT*'S PERFORMANCE AT  
CENTRAL PROCESSING GAS SUNGAI GELAM FIELD  
PT. PERTAMINA EP ASSET 1 FIELD JAMBI**

**Hafid Zul Hakim<sup>1</sup>, Maulana Yusuf<sup>2</sup>, M. Akib Abro<sup>3</sup>**

<sup>1,2,3</sup> Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Sriwijaya, Jalan Raya Prabumulih Km. 32,  
Ogan ilir, Sumatera Selatan  
Email: Hafid.zul.hakimm@gmail.com

***ABSTRAK***

Saat ini PT. Pertamina EP Asset 1 field jambi sedang dalam pengembangan produksi gas alam, hal ini dikarenakan potensi gas yang telah ditemukan 5 tahun lalu belum dapat diproduksi karena belum ada pihak yang ingin membeli gas tersebut. Namun saat ini PLN menyadari penggunaan gas sebagai sumber energi alternatif dalam pengadaan listrik untuk daerah jambi. Maka saat ini PT. Pertamina EP Asset 1 field jambi mulai memproduksi gas alam yang terdapat di sungai gelam untuk dijual kepada PLN. Gas yang didapat dari sumur gas di sungai gelam ternyata tidak dapat langsung dikirim ke PLN karena masih mengandung impurities, maka dari itu gas alam hasil sumur gas harus diolah terlebih dahulu agar bisa memenuhi persyaratan kontrak kerja oleh pihak PLN. Salah satu syarat tersebut kandungan uap air pada gas tidak boleh lebih dari 20 lbs/MMSC. Maka dari itu pada SP Gas lapangan Sungai Gelam terdapat alat yang berfungsi untuk menghilangkan uap air yaitu Dehydration Unit (DHU). Proses penghilangan air terdiri dari beberapa tahap mulai dari penyerapan air dengan menggunakan dessicant, drying dan regenerasi. Maka dari itulah diperlukan alat untuk dapat menyerap air yang terkandung di dalam gas alam. Dehydration Unit (DHU) yang digunakan di lapangan Sungai Gelam menggunakan desikan padat dengan jenis molecular sieve. Namun keberadaan alat ini akan dievaluasi apakah sesuai atau tidak untuk mengeringkan gas alam di Sungai Gelam sehingga kandungan air dapat memenuhi persyaratan dari PLN. Evaluasi dilakukan dengan perbandingan antara kandungan uap air pada gas sebelum masuk DHU (inlet) dan setelah masuk DHU (outlet) sehingga diketahui berapa besar kemampuan penyerapan dari DHU tersebut, serta kemampuan untuk memenuhi kontrak kerja dengan pihak PLN.

Keyword : Gas Alam, Kontrak Kerja, Pengeringan, Dehydration Unit

***ABSTRACT***

Currently, PT. Pertamina EP Asset 1 jambi fields is developing production of natural gas development, this is because the potential of the gas that has been discovered five years ago can not be produced because there is no side that wants to buy the gas. But now there PLN who aware of the use gas as an energy source can be used as alternative in the electricity supply to the area jambi. So now PT. Pertamina EP Asset 1 jambi field began producing natural gas contained in Sungai Gelam to be sold to PLN. Gas obtained from gas wells in Sungai Gelam can not be sent directly to PLN because it still contains impurities, then the results of the natural gas wells terlebih gas must first be processed in order to meet the requirements of the employment contract by the PLN. One of the conditions of the water vapor content of the gas should not be more than 20 lbs / MMSC. Thus in SP gas Sungai Gelam field there is a tool that serves to remove moisture, that is dehydration unit (DHU).. Water removal process consists of several stages ranging from the absorption of water by using Dessicant, drying and regeneration. That is why the necessary tools to be able to absorb the water contained in natural gas. Dehydration unit (DHU) is used in the Sungai Gelam field using solid desiccant molecular sieve type. But the existence of this tool will be evaluated whether it is appropriate or not to dry natural gas in Sungai Gelam field, so water content can meet the requirements of PLN. Evaluation is done by a comparison between the content of water vapor in the gas before entering the DHU (inlet) and after entering DHU (outlets) so it will be revealed how large DHU ability absorption of these, as well as the ability to fulfill the contract with PLN.

Keyword : Natural Gas, Contract, Drying, Dehydration Unit

## 1. PENDAHULUAN

Indonesia merupakan salah satu negara yang berpotensi menghasilkan minyak dan gas bumi. Salah satu provinsi penghasil minyak dan gas bumi adalah jambi. Di provinsi jambi terdapat PT. Pertamina EP Asset 1 selaku pihak yang mengelola hampir seluruh produksi minyak dan gas bumi di jambi. PT. Pertamina EP Asset 1 ini memiliki 5 distrik utama yaitu; Kenali Asam, Tempino, Setiti, Ketaling, dan Sungai Gelam. Lapangan Sungai Gelam adalah satu-satunya lapangan di PT. Pertamina EP Asset 1 Field Jambi yang memproduksi Gas Alam pada saat ini . Sungai Gelam memiliki 13 sumur di antaranya 8 sumur minyak bumi dan 3 sumur gas alam, serta 2 sumur yang tidak beroperasi lagi.

Gas yang telah dialirkan dari sumur akan dialirkan melalui *flowline* ke Stasiun Pengumpul (SP) yang terdapat di Sungai Gelam, kemudian setelah diproduksi akan diproses lagi karena masih mengandung pengotor-pengotor. Setelah diproses menjadi gas kering lalu dijual ke PLN sebagai pihak pembeli. Artinya , gas kering yang diproduksi PT. Pertamina EP Asset 1 Field Jambi harus bebas dari uap air yang dapat menghambat pembakaran sebagai sumber energi, Karena Pihak PLN sebagai pembeli menggunakan gas tersebut sebagai sumber energi untuk pembangkit listrik di daerah jambi.

Hasil pengolahan di SP Gas pun harus memenuhi syarat pada kontrak kerja yang telah disepakati bersama oleh PLN dan PT. Pertamina EP Asset 1 Field Jambi. Berdasarkan persyaratan tersebut terdapat beberapa kandungan yang harus dikurangi agar gas bisa digunakan oleh PLN seperti ; *metana* tidak boleh kurang dari 74% mol, *etana* tidak boleh lebih dari 8% mol, *propane* tidak boleh lebih dari 6% mol, *karbondioksida* tidak boleh lebih dari 5% mol, uap air tidak boleh lebih dari 20 lbs/MMSC, dll. Berdasarkan kontrak tersebut. Maka pada SP Gas di lapangan Sungai Gelam digunakan *Dehydration Unit* (DHU).

DHU ini sendiri berfungsi untuk mengeringkan uap air yang terdapat di dalam gas yang diproduksi oleh sumur-sumur gas yang terdapat di lapangan Sungai Gelam. Proses pengeringan juga ini diperlukan untuk mencegah pembentukan hidrat pada suhu rendah atau masalah korosi akibat adanya karbon dioksida atau hidrogen sulfide serta untuk mencapai kualitas gas yang sesuai dengan kontrak kerja. Maka dilakukan perbandingan kandungan *inlet* gas dan *outlet* gas. Dan juga menghitung penyerapan air oleh DHU tersebut untuk mengetahui keefektifan DHU tersebut. Penggunaan DHU di SP Gas Sungai Gelam merupakan hal yang baru di PT. Pertamina Asset 1 Field Jambi, hal inilah yang akan diteliti dan dievaluasi oleh penulis.

Permasalahan yang akan dibahas adalah perbandingan kandungan uap air pada gas *inlet* dan *outlet* serta perhitungan kadar penyerapan air dari DHU di SP Gas lapangan Sungai Gelam, dan DHU di SP Gas lapangan Sungai Gelam mampu menghilangkan kadar uap air sesuai dengan syarat dari kontrak kerja dengan pihak PLN.

Adapun tujuan penelitian mengenai evaluasi DHU yang ada pada SP Gas sungai gelam PT. Pertamina EP Asset 1 Field Jambi adalah Menentukan perbandingan kandungan uap air pada gas *inlet* dan *outlet* dan menentukan kadar penyerapan dari DHU di SP Gas lapangan Sungai Gelam serta menentukan kemampuan DHU di SP Gas lapangan Sungai Gelam dalam menghilangkan kadar uap air untuk pemenuhan kontrak kerja dengan pihak PLN.

## 2. METODE PENELITIAN

Penelitian dilakukan pada tanggal hingga di PT Pertamina EP Asset 1 Field Jambi. Metode penelitian yang digunakan ialah sebagai berikut:

1. Pengamatan di lapangan dengan pengambilan data-data berupa data primer dan sekunder:  
Data primer merupakan data yang diperoleh dari pengamatan langsung di lapangan, stasiun pengumpul, serta metering. Data yang didapat berupa ; kadar air setelah keluar dari DHU (*outlet*), data ini didapat dari metering yang berada di PLN sungai gelam yang berupa alat *gas metering code* dan juga terdapat layar digital untuk melihat semua kandungan dan jumlah gas yang masuk ke metering tersebut, kemudian alat-alat pemrosesan gas di stasiun pengumpul gas, serta pengoperasian DHU.

Data sekunder merupakan data yang sudah ada dan disediakan oleh PT. Pertamina Asset 1 field Jambi. Data sekunder yang didapat berupa ; spesifikasi alat, hasil lab untuk kandungan gas *inlet* sebelum masuk DHU, untuk inlet ini diteliti dari sampel gas yang telah diambil kemudian dibawa ke laboratorium milik PT. Pertamina, lalu gas diuji dengan menggunakan alat *Gas Chromatograph*, alat ini berfungsi untuk mengetahui kandungan gas seperti Metana, Etana, Propana, dll. Dan untuk kandungan air dapat diketahui dari berat sebelum masuk *Gas Chromatograph* dan setelah keluar dari alat tersebut.

## 2. Pengolahan Data

Berdasarkan data-data yang telah didapat maka dilakukan pengolahan secara manual berdasarkan hasil laboratorium dan data metering menggunakan kajian studi literatur yang berhubungan dengan dehidrasi atau pengeringan gas alam serta dehydration unit yang digunakan.

Dari hasil data akan diperoleh kemampuan kerja dehydration unit yang ada di sungai gelam. Dengan cara membandingkan secara manual kadar air gas *inlet* (umpan) sebelum masuk ke dehydration unit dengan kadar air gas *outlet* sehingga akan terlihat. Dari situ akan di evaluasi dan dibandingkan dengan alat pengering uap air lain atau apakah alat tersebut diperlukan di SP Gas Sungai Gelam atau tidak.

## 3. PEMBAHASAN

### 3.1 Perbandingan kandungan gas inlet dan outlet serta menentukan kadar penyerapan dari DHU.

Dalam penelitian ini, kandungan gas inlet dan outlet sangat berperan penting untuk dibandingkan. Lalu kemudian akan dievaluasi efektifitas alat tersebut. Cara untuk mengetahui kandungan gas inlet adalah dengan cara analisa laboratorium, pertama-tama sampel gas diambil kemudian dibawa ke laboratorium. Sampel diambil langsung dari SP Gas Sungai Gelam dengan Metode *Purge Controller Rate* dan *Purge Fill & Empty*. Setelah diambil, sampel dibawa dengan tabung sampel menuju ke laboratorium PT. Pertamina Asset 1 Field Jambi. Laboratorium tersebut terletak di kantor pusat distrik Kenali Asam. Setelah sampai sampel segera diletakkan pada *Gas Chromatograph* atau alat untuk mengukur kandungan dalam gas dan juga diteliti berapa besar tekanan dan temperatur dari gas tersebut. Hasil dari analisis laboratorium terhadap kandungan gas dapat dilihat pada Tabel 1.

Dari tabel dapat dilihat bahwa pengotor-pengotor gas kering yang terdapat pada inlet masih diatas dari persyaratan kontrak kerja yang telah disepakati dengan PLN, dan untuk kandungan air sendiri yaitu sebesar 240 Lbs / MMSC. Angka yang ditunjukkan oleh hasil analisa laboratorium cukup tinggi mengingat bahwa gas ini akan dimanfaatkan sebagai sumber energi. Jadi gas hasil dari sumur gas PT. Pertamina Asset 1 Field Jambi harus diproses terlebih dahulu agar dapat menjadi gas kering yang sesuai persyaratan. Proses inilah yang terjadi pada SP Gas Sungai Gelam. Di tempat itu terdapat beberapa alat yang memiliki fungsi masing-masing. Terdapat separator, DHU, scrubber, regulator dan KO Drum. Pertama-tama gas masuk melalui manifold menuju ke separator, disini gas akan dipisahkan dari minyak yang mungkin masih terbawa didalam gas, kemudian menuju ke scrubber, lalu menuju ke Dehydration unit untuk dikeringkan, setelah itu gas masuk ke dalam regulator dan terakhir menuju KO Drum untuk memastikan gas benar-benar telah kering. Kemudian setelah diproses, akan dilalirkan menggunakan pipeline menuju PLN yang berjarak 11 km dari lokasi Sungai Gelam. Disinilah gas produksi tersebut akan dikonversi menjadi energi listrik. Pihak PLN sendiri

**Tabel 1. Kandungan Gas Pada Inlet DHU**

Komposisi	satuan	Minimum	Maksimum	Kandungan inlet
Metana	% mol	74	Maksimum	86
etana	% mol	-	8	5.7
Propana	% mol	-	6	3.618
Butana	% mol	-	3	1.072
Pentana	% mol	-	2	0.464
Karbon dioksida	% mol	-	5	2.8
Hydrogen sulfida	PpmV	-	5	0.336
Kandungan Air	Lbs / MMSC	-	20	240
Temperature	°F	60	120	100
GHV	BTU / SFC	1000	1250	1273
Tekanan	PSIG	100	200	116.86

**Tabel 2. Kandungan Gas Pada Outlet (Data Metering PLN)**

Komposisi	satuan	Minimum	Maksimum	Kandungan outlet
Metana	% mol	74	Maksimum	85.3823
etana	% mol	-	8	5.6355
Propana	% mol	-	6	3.5712
Butana	% mol	-	3	1.045
Pentana	% mol	-	2	0.385
Karbon dioksida	% mol	-	5	2.7794
Kandungan Air	Lbs / MMSC	-	20	0.0043
Temperature	°F	60	120	90
GHV	BTU / SFC	1000	1250	1148
Tekanan	PSIG	100	200	116.86

memilik sistem metering yang berfungsi untuk mencatat unsur-unsur yang masih terdapat di dalam gas dari Sungai Gelam. Di lokasi metering terdapat sebuah kantor JOB Pertamina yang berfungsi untuk mengawasi kualitas kiriman dari gas Sungai Gelam. Tentunya pihak PLN pun mengirim perwakilan untuk melihat metering tersebut. Untuk data kandungan gas outlet yang didapat dari metering dapat dilihat pada Tabel 2.

Pada outlet, terlihat pengotor-pengotor tidak hilang semuanya, Masih tersisa beberapa. Namun telah memenuhi syarat kontrak kerja dengan pihak pembeli gas tersebut. Sehingga gas tersebut telah layak jual. Seperti yang terlihat pada tabel, kandungan air masih terdapat 0.0043 Lbs/ MMSC , dengan kata lain DHU di sungai gelam belum mampu untuk menghilangkan kandungan air 100%, namun hasil dari pengeringan pada DHU sudah cukup untuk memenuhi kontrak kerja. Hal ini tentu saja tidak seperti harapan saat desain DHU tersebut dilakukan. Pada pengeringan gas dengan DHU, diharapkan air yang terkandung di dalam gas dapat berkurang 100%.

Faktor-faktor yang mempengaruhi penyerapan tersebut dapat berasal dari desikan di dalam alat tersebut yang sudah jenuh atau memang umur dan kemampuan alat yang telah berkurang akibat dipakai terlalu lama[1]. Di lihat dari umur alat yang sudah memasuki tahun kedua dan jenis desikan yang digunakan terlihat bahwa kondisi alat DHU di sungai gelam masih cukup memadai dan efektif untuk menyerap air yang terdapat pada gas. Walaupun tidak mencapai 100 % namun sudah masuk ke dalam kelas excellent pada efektifitas kinerja alat. Dalam pengoperasiannya pun operator haruslah berhati-hati karena jika saat regenerasi atau pengeringan dilakukan terlalu lama gas dan alat akan mengalami overheating sehingga dapat merusak alat bahkan berbahaya dapat mengakibatkan ledakan.

Di dalam proses pengeringan oleh DHU, terdapat desikan yang berperan penting dalam penyerapan air pada gas tersebut. Pada DHU SP Gas Sungai Gelam desikan yang digunakan adalah *molecular sieve*[2]. *molecular sieve* ditandai dengan sifat sebagai berikut[1]:

- 1) Adsorpsi selektif karena ukuran pori seragam struktur *alumina*. Kapasitas adsorpsi yang tinggi untuk zat polar pada konsentrasi rendah
- 2) *Molecular sieve* adalah kristal, bahan yang sangat berpori, yang termasuk ke dalam kelas *aluminosilikat*. Kristal ini ditandai oleh sistem pori tiga dimensi, dengan pori-pori diameter tepat didefinisikan. Struktur kristalografi yang sesuai dibentuk oleh tetrahedras dari (AlO<sub>4</sub>) dan (SiO<sub>4</sub>). Tetrahedras ini adalah blok bangunan dasar untuk berbagai struktur , seperti A dan X, yang merupakan adsorben komersial yang paling umum.
- 3) Kemampuan untuk menyesuaikan pori-pori untuk ditentukan dengan tepat bukaan seragam memungkinkan untuk molekul yang lebih kecil dari diameter pori untuk teradsorpsi sementara tidak termasuk molekul yang lebih besar, maka nama "saringan molekuler". Ukuran pori yang berbeda membuka berbagai kemungkinan dalam hal "pengayakan" molekul berbeda ukuran atau bentuk dari gas dan cairan. Seperti pada gambar 1.

Dari gambar Terlihat karakteristik dan penyerapan dari masing-masing jenis desikan atau adsorber. Untuk DHU yang ada di lapangan Sungai Gelam sendiri dengan jenis *molecular sieve* 4A dengan penyerapan (dehidrasi) sebesar 0.22-0.26. Karakteristik dari *Molecular Sieve* ini juga berperan penting dalam menghitung penyerapan air oleh DHU tersebut[3]. Karakteristik tersebut adalah:

Bentuk : granular

Porosity : 32 %

Bulk density : 0.81 – 0.87 Kg/ L

Dari yang direncanakan pada desain DHU, H<sub>2</sub>O yang ada pada gas akan terserap 100 % dalam *Molecular Sieve*. Maka faktor penyerapan (FA) dari DHU tersebut adalah: 1.  
Air yang ingin diserap ( WA) : 240 Lbs/MMSC

$$\begin{aligned} \text{Penyerapan air} &= \text{WA} \times \text{FA} \\ &= 240 \text{ Lbs/MMSC} \times 1 \\ &= 240 \text{ Lbs/ MMSC} \end{aligned} \tag{1}$$

Dari rumus diatas diketahui bahwa penyerapan air didapat dari berapa banyak air yang ingin diserap (WA) dikalikan dengan faktor penyerapan (FA) yang didapat pada saat mendesign DHU tersebut[4]. Kemudian digunakan untuk mencari jumlah air terserap dan persentase penyerapan.

$$\begin{aligned} \text{Output adsorber} &= 0.0043 \text{ Lbs/ MMSC} \\ \text{Banyaknya air terserap} &= 240 \text{ Lbs/ MMSC} - 0.0043 \text{ Lbs/ MMSC} \\ &= 239.9957 \text{ Lbs/MMSC} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \% \text{ Penyerapan} &= \frac{\text{Banyaknya air terserap}}{\text{Penyerapan air}} \times 100 \% \\ &= \frac{239.9957}{240} \times 100 \% \\ &= 99.99 \% \end{aligned} \tag{2}$$

Hasil dari penyerapan oleh *molecular sieve* adalah 239.9957 Lbs/ MMSC mendekati penyerapan air yang diinginkan yaitu 240 Lbs/MMSC. Itu artinya adsorber yang digunakan masih dalam kondisi baik, namun dengan persyaratan perbandingan *alumina* dan air = 0.4 : 1. Namun terdapat beberapa faktor yang mempengaruhi penyerapan dari DHU tersebut sehingga tidak dapat menyerap uap air sesuai dengan persyaratan, yaitu waktu kontak adsorber dengan adsorben, luas permukaan pori dari adsorber, kemampuan penyerapan adsorber berdasarkan karakteristik, regenerasi adsorber. Dengan perhitungan tersebut dapat dilihat bahwa desikan yang digunakan oleh DHU ini belum memasuki kondisi jenuh permanen (rusak) sehingga masih dapat beroperasi dengan baik[5]. Kondisi jenuh desikan ini harus diperhatikan jika PT. Pertamina Asset 1 Field Jambi ingin kualitas gas nya tidak menurun.

### 3.2 Evaluasi DHU berdasarkan hasil perbandingan dan perhitungan penyerapan

Pada perbandingan inlet dan outlet dari DHU di SP Gas sungai gelam dapat dilihat bahwa DHU tersebut sudah bekerja dengan baik, karena dapat menyerap kandungan air pada gas hampir 100 %. Dari kandungan sebesar 240 Lbs/MMSC lalu setelah melalui proses penyerapan pada DHU kandungan air berkurang hingga 0.0043 Lbs/MMSC. Itu menunjukkan bahwa keefektifan kerja DHU ini tinggi. Seperti yang terlihat pada tabel evaluasi (Tabel .3). Setelah dilakukan perbandingan kandungan inlet dan outlet terlihat secara umum seluruh pengotor yang terdapat pada gas hasil produksi sungai gelam dapat dikurangi mencapai batas persyaratan. Pemilihan alat ini dikarenakan kandungan uap air yang ada pada gas yang terproduksi di sungai gelam maksimal hanya diperbolehkan 20 Lbs/ MMSCF sehingga diperlukan rangkaian *Dehydration Unit* yang memiliki kemampuan untuk mengurangi kadar air sampai kurang dari persyaratan tersebut. Hal ini dikarenakan gas alam terproduksi dari sungai gelam akan diolah lagi secara cryogenic, sehingga apabila kadar air masih tinggi akan mengganggu pengolahan[6]. DHU ini sebenarnya pengadaannya ditangani oleh PPS.

Nama mesin ini adalah GdT10 -120 / 2.5G. Alat ini memiliki 4 *dryer tower* dengan ukuran Diameter 0.6 m dan Tinggi tabung 1.65 m dan dengan tekanan 4 mPa, dan temperatur maksimal 250 °C. Keberadaan 4 *dryer tower* ini dikarenakan dalam memproduksi gas PT. Pertamina EP Asset 1 field jambi harus memenuhi permintaan dari PLN sesuai yang tertera pada kontrak pembelian gas. Sehingga dalam sehari produksi gas harus mencapai 2.0 MMSCFD minimal dan 2.2 MMSCFD maksimal. Keempat *dryer tower* ini bekerja bergantian, dalam sekali pengeringan yang beroperasi adalah 2 (dua) tabung, dan 2 (dua) tabung lainnya tidak beroperasi. Operasi dua tabung ini sering disebut dengan *Lead* dan *Guard*. *Lead* adalah kondisi dimana *desiccant* bed dalam tower berperan sebagai pengadsorp utama[7].

Dalam kasus DHU ini kandungan air berkurang sangat banyak, sehingga kemungkinan untuk terjadi pembentukan hidrat sangat kecil, dan gas hasil produksi tersebut akan menjadi sumber energi yang potensial karena kandungan air yang kecil[8]. Sehingga penempatan DHU itu memang diperlukan di SP Gas sungai gelam dalam pemenuhan spesifikasi kandungan air pada gas yang tercantum dalam kontrak kerja yaitu maksimum sebesar 20 Lbs/MMSC. Dalam sehari dilakukan sekali regenerasi untuk tower yang sedang beroperasi. Maksimal waktu untuk sekali regenerasi adalah

**Tabel 3. Tabel Evaluasi DHU**

<b>Parameter</b>	<b>Hasil</b>	<b>Keterangan</b>
<b>Kandungan Air</b>		
<b>Hasil Lab dan Data Metering</b>	<b>Inlet diperoleh sebesar 240 Lbs/MMSC Outlet diperoleh sebesar 0.0043 Lbs/MMSC</b>	<b>Hasil dari outlet telah memenuhi syarat yaitu maksimum 20 Lbs/MMSC</b>
<b>Kondisi Adsorber</b>		
<b>Faktor penyerapan</b>	<b>Banyaknya air terserap = 239.9957 Lbs/MMSC</b>	<b>Mendekati 100% dalam jangka waktu pemakaian hampir 2 tahun</b>

8 jam . Prosedur waktu regenerasi maksimal 8 jam ini dikarenakan jika lebih dari 8 jam maka *desiccant* yang diregenerasi tadi akan mengalami overheat dan malah menjadi rusak. Jadi selama beroperasi dalam satu hari, gas terus mengalir melalui *dryer tower* yang ada pada DHU, jika tower A yang berada pada posisi lead sudah jenuh maka gas akan mengalir ke tower A yang berada pada posisi guard dan kemudian gas akan dikeringkan pada tower tersebut dan tower A yang tadinya posisi lead akan di regenerasi hingga *desiccant* kembali pada posisi tidak jenuh dan siap untuk mengeringkan gas kembali. Jika hari ini telah beroperasi tower A maka besoknya akan dioperasikan tower B. hal ini dilakukan agar menjaga *desiccant* tidak cepat rusak dan tidak bisa mengeringkan gas lagi[9].

Gas yang telah dikeringkan oleh DHU selanjutnya akan dialirkan menuju regulator dan KO Drum[10] setelah itu baru dialirkan menuju metering yang ada di PLN. Metering ini akan menghitung dan juga mencatat berapa banyak gas yang diterima dan kandungan apa saja yang ada di dalamnya. Kelebihan dari volume gas yang dikirim akan menjadi bayaran lebih bagi Pertamina. SP Minyak dan SP Gas di Sungai Gelam sangat berkordinasi untuk saling memenuhi target, apabila saat pengolahan di SP Gas masih terdapat fluida (minyak) maka akan dilalirkan lagi ke SP Minyak. Begitu juga jika saat pengolahan minyak maka akan disalurkan ke SP Gas untuk diolah dengan peralatan yang ada di SP Gas sungai gelam.

Kemudian dari perhitungan penyerapan juga menunjukkan bahwa adsorber yang terdapat di dalam DHU tersebut pun masih dalam keadaan yang sangat baik untuk menyerap air pada gas. Target awal dari penempatan DHU ini adalah penyerapan 100 % dan mampu menghilangkan seluruh kandungan air yang ada pada gas, karena nantinya gas ini akan digunakan sebagai sumber energi, kandungan air ini nantinya akan mengurangi energi yang dihasilkan oleh gas tersebut. Dengan persentase penyerapan yang mencapai 99.99 % DHU ini sudah dapat dikatakan beroperasi dengan sangat baik dan efektif.

#### **4. KESIMPULAN**

Berdasarkan hasil pengamatan dan pembahasan yang telah ditulis, maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Dari perbandingan kandungan air pada gas inlet dan outlet pada DHU SP Gas sungai gelam dapat diketahui bahwa DHU tersebut efektif untuk menyerap air yang ada pada gas hasil produksi sumur gas di area sungai gelam. Dan didapat juga kadar penyerapan sebesar 239.9957 Lbs/MMSC dengan persentase 99.99 %. Hal ini menunjukkan adsorber yang terdapat dalam DHU masih dalam kondisi baik untuk menyerap air.
2. Dengan kandungan air sebesar 0.0043 Lbs/MMSC pada outlet DHU SP Gas sungai gelam, maka dapat disimpulkan bahwa DHU SP Gas sungai gelam telah mampu menghilangkan kadar air sesuai dengan persyaratan kontrak kerja dengan PLN yaitu dengan batas maksimal kandungan air sebesar 20 Lbs/MMSC.

#### **UCAPAN TERIMA KASIH**

Tugas akhir ini berjalan dibawah bimbingan Ir. H. Maulana Yusuf, MS, MT. dan Ir. H. M. Akib Abro, MT. selaku dosen jurusan Teknik Pertambangan Universitas Sriwijaya. Oleh sebab itu penulis mengucapkan terimakasih atas segala bimbingan, saran dan kritik selama pengerjaan tugas akhir ini. Penulis juga mengucapkan terimakasih kepada PT. Pertamina EP Asset 1 Field Jambi yang telah mendukung pelaksanaan penelitian sehingga tugas akhir ini dapat diselesaikan dengan baik.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Abdel-Aal, H.K., Aggour M., and Fahim, M.A. (2003). *Petroleum and Gas Field Processing*. New York: Marcel Dekker, Inc.
- [2] Anonim. (2006). *Instalasi Dehydration Unit*. Jambi: Bimbingan Kerja operator SP Gas, PT Pertamina Asset 1 Field Jambi.
- [3] .Anonim. (2009). *Arsip PT. Pertamina Asset 1 Field Jambi*. Jambi : PT Pertamina Asset 1 Field Jambi.
- [4] Campbell, J.M. (1984). *Gas Conditioning and Processing*. USA :Cambell Petroleum Series.
- [5] Richardson, Coulson. (2003) *Chemical Engineering, vol 6 - Chemical engineering design*. Wales: RK Sinnott
- [6] Producers Technology Transfer Workshop , (2007), *Natural Gas Dehydration*. Texas: Anadarko Petroleum corp.
- [7] Kidnay, A. J., Parrish, W.R.. (2006). *Fundamentals of Natural Gas Processsing*. USA: Taylor & Francis Group, Boca Raton .
- [8] Atkins,P,W,. (1999). *Chemistry: Molecules, Matter and Change*. British: University of Oxford.
- [9] Sukardjo. (2002). *Kimia Fisika*. Bandung: Erlangga.
- [10] Segeler.G. C. (1995) . *Gas Engineer Hand Book*. New York: Industrial Press Inc.