E-ISSN : 2988-1986
https://ejournal.cahayailmubangsa.institute/index.php/kohesi

Kohesi: Jurnal Multidisiplin Saintek
Volume 11 No 2 Tahun 2026

PROSES PRODUKSI (DEHIDRATION UNIT, DEW POINT CONTROL UNIT DAN SALES METERING) DAN PERHITUNGAN INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP

Khairul Alfa Nugraha [1*], Markus Lumbaa [2],
[1,2] Program Studi Teknik Perminyakan, Sekolah Tinggi Teknologi Migas Balikpapan
E-mail: khaerulafanugraha@gmail.com*

ABSTRACT

Natural gas processing is an essential stage in producing gas that meets sales specifications while ensuring safe transportation through pipeline systems. This study aims to analyze the natural gas processing system at the Dehydration Unit (DHU), Dew Point Control Unit (DPCU), Sales Gas Metering, and to evaluate well productivity using the Inflow Performance Relationship (IPR) method at Donggi-Matindok Field. The study employed a descriptive field study approach through direct observation, operational data collection, company documentation, and literature review. The analysis focused on the gas dehydration process using Triethylene Glycol (TEG), hydrocarbon dew point control, sales gas quality measurement, and IPR calculations based on the Rawlins and Schellhardt method. The results indicate that the dehydration process successfully reduced the water content to 1.633 lb/MMSCF, while the hydrocarbon dew point reached 67.086°F at 700 psig, satisfying the required sales gas specifications. Sales gas metering recorded a gas flow rate of 39.851 MMSCFD with an H_2S concentration of 0.013 ppm, indicating compliance with the required gas quality standards. The IPR analysis yielded a flow exponent (n) of 0.7087, a well performance constant (C) of 0.00132024, and an Absolute Open Flow Potential (AOFP) of 82.2765 MMSCFD, demonstrating that the well remains highly productive. These findings indicate that the integrated operation of the DHU, DPCU, and Sales Gas Metering systems effectively produces sales-quality natural gas, while the IPR analysis confirms that the well has favorable productivity to support sustainable gas production operations.

***Keywords**: natural gas processing, dehydration unit, dew point control unit, sales gas metering, inflow performance relationship.*

ABSTRAK

Pengolahan gas alam merupakan tahapan penting untuk menghasilkan gas yang memenuhi spesifikasi penjualan serta menjamin keamanan proses transportasi melalui jaringan perpipaan. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis proses produksi gas pada *Dehydration Unit* (DHU), *Dew Point Control Unit* (DPCU), *Sales Gas Metering*, serta mengevaluasi produktivitas sumur menggunakan metode *Inflow Performance Relationship* (IPR) di Donggi-Matindok Field. Metode yang digunakan adalah deskriptif dengan pendekatan studi lapangan melalui observasi

Article History
Received: Juli 2026
Reviewed:Juli 2026
Published: Juli 2026

Plagiarism Checker No 237.u873247.fh8374

Copyright : Author
Publish by : Kohesi

This work is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License

langsung, pengumpulan data operasi, dokumentasi perusahaan, dan studi pustaka. Analisis dilakukan terhadap proses dehidrasi gas menggunakan *Triethylene Glycol* (TEG), pengendalian *hydrocarbon dew point*, hasil pengukuran kualitas *sales gas*, serta perhitungan kurva IPR menggunakan metode Rawlins dan Schellhardt. Hasil penelitian menunjukkan bahwa proses dehidrasi mampu menurunkan kadar air hingga 1,633 lb/MMSCF, sedangkan nilai *hydrocarbon dew point* sebesar 67,086°F pada tekanan 700 psig telah memenuhi spesifikasi penjualan. Hasil *sales gas metering* menunjukkan laju alir gas sebesar 39,851 MMSCFD dengan kandungan H_2S sebesar 0,013 ppm sehingga memenuhi standar kualitas gas. Analisis IPR menghasilkan nilai eksponen aliran (*n*) sebesar 0,7087, konstanta performa (*C*) sebesar 0,00132024, dan *Absolute Open Flow Potential* (AOFP) sebesar 82,2765 MMSCFD yang menunjukkan kemampuan produksi sumur masih berada pada kondisi baik. Dengan demikian, integrasi DHU, DPCU, dan sistem *sales gas metering* mampu menghasilkan gas sesuai spesifikasi, sedangkan analisis IPR menunjukkan sumur memiliki produktivitas yang masih optimal untuk mendukung keberlanjutan operasi produksi gas.

Kata kunci: dehidrasi gas, *Dew Point Control Unit*, *sales gas metering*, *Inflow Performance Relationship*, gas alam.

1. PENDAHULUAN

Perkembangan kemajuan ilmu pengetahuan dan teknologi merupakan kesempatan sekaligus tantangan yang harus dihadapi oleh seorang mahasiswa sebagai Sumber Daya Manusia (SDM) Indonesia. Maka untuk menghadapi tantangan tersebut sebagai mahasiswa harus membekali diri dengan kompetensi dan kualitas untuk siap bersaing di era perdagangan bebas saat ini. Peningkatan kompetensi dan kualitas untuk siap bersaing didalam dunia kerja dapat dilakukan melalui jalur pendidikan dan/atau pelatihan. Pendidikan akademis yang ditunjang dengan kerja praktek di dunia industri merupakan salah satu upaya memberikan mahasiswa kesempatan untuk melihat langsung dan memahami bagaimana suatu ilmu diterapkan untuk menyelesaikan suatu masalah *engineering*.

Maka untuk itu kerja praktek ini merupakan salah satu wujud perluasan pemikiran mahasiswa mengenal ruang lingkup yang telah diketahui dan yang belum diketahui. Hal tersebut dapat memicu keingintahuan dengan wawasan pendukungnya. Secara umum kerja praktek adalah mata kuliah yang mengacu pada penerapan teori yang telah didapat mahasiswa di kuliah terhadap praktek lapangan, yang berkenaan dengan partisipasi aktif mahasiswa dalam meneliti.mengolah dan menganalisa. Dengan keterbatasan saat ini kita melakukan kerja

praktek secara offline ini sangat membantu mengetahui permasalahan-permasalahan yang terjadi dilapangan.

Penulis mencoba meninjau aktifitas kegiatan kerja praktek yang dilakukan di Donggi Matindok Field memulai kegiatan kerja praktek offline yang dilakukan selama 1 bulan. Kerja praktek ini juga sangat membantu penulis bisa melihat langsung penerapan ilmu yang kami dapat di perkuliahan. Dan secara tidak langsung akan sangat memotivasi penulis untuk belajar lebih semangat lagi dalam mempelajari hal- hal yang diperlukan dilapangan. Setelah dilaksanakannya kerja praktik tersebut, mahasiswa diharapkan dapat melihat dan memahami secara langsung pengaplikasian atau penerapan ilmu Teknik Perminyakan khususnya mengenai proses dalam hal yang berkaitan dengan aktivitas produksi, *well intervention* dan teknologi terapan suatu lapangan minyak. Dengan demikian, pengetahuan dan wawasan materi terhadap pengetahuan disiplin ilmu akan lebih terarah serta lebih memahami pengoperasian ataupun mampu mengembangkan teknologi dalam penerapan bidang ilmu Teknik Perminyakan guna menghadapi era globalisasi yang makin kompetitif. Disamping itu juga dengan keadaan saat ini kita harus tetap mencari ilmu dan pengetahuan yang baru.

Penggunaan minyak dan gas bumi semakin hari terus meningkat baik utuk kebutuhan industri, bahan bakar atau bahan baku, dan juga untuk bahan bakar keperluan rumah tangga. Cadangan minyak dan gas bumi yang telah ada di Indonesia cukup banyak. Terkhususnya yang ada di daerah Sulawesi Tengah, memiliki beberapa sumur produksi maupun sumur yang sedang tahap pemboran eksploitasi sampai dengan laporan ini ditulis.

Teori-teori dan ilmu yang penulis dapatkan pada bangku perkuliahan ternyata perlu adanya aplikasi tentang sejauh mana korelasi teori dengan operasional kerja yang dilaksanakan dilapangan kerja sesungguhnya. Oleh karena itu, maka penulis melakukan studi lapangan yang menjadi latar belakang dari penyusunan lapangan kerja praktek ini khusunya di Donggi Matindok Field.

2. METODE PENELITIAN

Penelitian ini menggunakan metode deskriptif dengan pendekatan studi lapangan (*field study*). Data diperoleh melalui observasi langsung terhadap proses pengolahan gas di Donggi-Matindok Field selama pelaksanaan kerja praktik. Selain observasi, data juga dikumpulkan melalui dokumentasi perusahaan, studi pustaka, serta pengambilan data operasi yang meliputi parameter proses pada *Dehydration Unit* (DHU), *Dew Point Control Unit* (DPCU), *Sales Gas Metering*, dan data uji produktivitas sumur.

Analisis dilakukan secara deskriptif dengan membandingkan parameter operasi terhadap spesifikasi *sales gas* yang berlaku, meliputi kandungan air, *hydrocarbon dew point*, kandungan H_2S, dan laju alir gas. Selanjutnya, produktivitas sumur dianalisis menggunakan metode *Inflow Performance Relationship* (IPR) berdasarkan persamaan Rawlins dan Schellhardt. Tahapan analisis meliputi perhitungan nilai eksponen aliran (*n*), konstanta performa sumur (*C*), *Absolute Open Flow Potential* (AOFP), serta penyusunan kurva IPR untuk menggambarkan hubungan antara tekanan alir dasar sumur (*flowing bottom-hole pressure*, Pwf) dan laju produksi gas (*Qg*). Hasil analisis digunakan untuk mengevaluasi kinerja sistem pengolahan gas serta kemampuan produksi sumur dalam mendukung operasi penjualan gas sesuai spesifikasi yang ditetapkan.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Spesifikasi Gas Sales

Tabel 1. Spesifikasi Sales Gas

H2S	< 3,5 ppm
CO2	< 75 ppm
Sulfur	< 17,5 ppm
H2O	< 7,0 Lb/ MMSCF
Dew point	<70 deg F @ 700 psig

Tabel: Spesifikasi Sales gas

3.2 Proses Dehidrasi Dan Regenerasi Glycol

Sebelum gas dikirim ke pembeli, gas harus dipastikan sudah sesuai dengan standar penjualan yang sudah ditetapkan. Salah satu yang menjadi spesifikasi atau syarat penjualan adalah kandungan yang ada pada gas. untuk menghilangkan atau mengurangi kandungan pada gas yaitu dengan melalui proses dehidrasi. Unit dehidrasi gas adalah proses pembuangan air jenuh untuk mendapatkan kadar air maksimal 7 lb/mmscf. Proses ini diperlukan untuk memastikan bahwa kondensasi air bebas tidak akan terjadi dalam produksi gas atau sistem distribusi. Pembuangan uap air juga bertujuan untuk mencegah terjadinya *hydrate* dan korosi.

Proses menghilangkan uap air disebut proses dehidrasi. Terdapat dua macam proses yang dapat digunakan pada dehidrasi gas yaitu proses secara adsorbsi dan secara absorbsi. Donggi Matindok Field sendiri menggunakan proses absorbsi. *TriEthylene Glycol* (TEG) digunakan sebagai media untuk menyerap kandungan air pada gas basah. Gas kering kemudian meninggalkan *Glycol*

Contactor dan dipindahkan ke bagian selanjutnya

3.2.1 Proses Dehidrasi Glycol

Bagian Dehidrasi Gas terdiri dari peralatan Glycol Contactor, Glycol Heat Exchanger dan Sweet Gas Coalescer. Gas basah memasuki bagian bawah Glycol Contactor dan mengalir ke atas melalui distributor berjenis cerobong dan isian kolom yang terstruktur secara berlawanan arah dengan glikol berkadar rendah (kering) yang berasal dari dari atas Glycol Contactor , sehingga air terpisahkan melalui penyerapan ke glikol. Gas kering melewati alat pelepas embun berjenis jala saat meninggalkan Glycol Contactor dan dipindahkan ke bagian selanjutnya.

Gas/*Glycol Heat Exchanger* memanfaatkan gas kering untuk mendinginkan glikol panas berkadar rendah ke suhu operasi *Glycol Contactor*. Cairan glycol berkadar tinggi (basah), setelah menyerap air dari gas basah, dikeluarkan dari bagian bawah *Glycol Contactor* Cairan *glycol* berkadar tinggi (basah), setelah menyerap air dari gas basah, dikeluarkan dari bagian bawah *Glycol Contactor* dengan pengendali ketinggian otomatis untuk selanjutnya menuju bagian Regenerasi *Glycol*.

3.2.2 Proses Regenerasi Glycol

Bagian regenerasi *glycol* terdiri dari peralatan :

1. *Glycol Flash Drum*
2. *Hot Lean/Rich Glycol Heat Exchanger*
3. *Cold Lean/Rich Glycol Heat Exchanger*
4. *Glycol Reboiler with Stripping Column*
5. *Glycol Still Column*
6. *Glycol Reflux Condenser*
7. *Glycol Accumulator*
8. *Glycol Re-Circulation Pumps*
9. *TEG Cartridge Type Fine Filter*
10. *Activated Carbon Filter*

Glycol berkadar tinggi dari *Glycol Contactor* melewati *Glycol Reflux Condenser* sebagai pendingin pada *Glycol Still Column*, masuk ke *Cold Lean/Rich Glycol Heat Exchanger* untuk mendinginkan *glycol* berkadar rendah dan menuju *Glycol Flash Drum* di mana gas hidrokarbon dan kondensat dipisahkan dari *glycol*. Semburan gas dilepaskan ke *flare header*. Hidrokarbon kondensat, di sisi lain, disalurkan ke *Closed Drain Header*.

Glycol berkadar tinggi, kemudian mengalir melalui *TEG Cartridge Type Fine Filter* untuk melepaskan kontaminan padat yang terlarut dalam larutan *glycol*. Aliran berlanjut melalui *Activated Carbon Filter* untuk membuang kotoran senyawa kimia yang terlarut dalam *glycol*. *TEG Cartridge Type Fine Filter* memiliki peralatan *stand-by* 100% kapasitas.

Glycol yang tersaring mengalir melalui *Hot Lean/Rich Glycol Heat Exchanger* untuk mendapatkan panas dan memasuki *Glycol Reboiler* melalui *Glycol Still Column*. Dalam *Glycol Reboiler with Stripping Column*, air yang terserap akan dibuang dan *glycol* diregenerasi. *Glycol Still Column* mengembalikan *glycol* dari air buangan, pada bagian atas, untuk meminimalkan hilangnya *glycol*.

Glycol Reboiler dilengkapi dengan pemanas jenis tabung api dan kolom pemisahan. Pembakar dengan tipe tarikan alami meningkatkan suhu glikol hingga sekitar 410 °F. Bahan bakar gas digunakan sebagai gas pemisah untuk membuang air dalam glikol lebih jauh sehingga mencapai kadar *glycol* yang diperlukan. Melalui kolom pemisahan, *glycol* berkadar rendah yang panas mengalir turun ke *Hot Lean/Rich Glycol Heat Exchangers* dan *Cold Lean/Rich Glycol Heat Exchangers* dan memasuki *Glycol Accumulator*. *Glycol* berkadar rendah dipompa melalui *Glycol Recirculation Pump* jenis *plunger* ke bagian atas *Glycol Contactor* melalui *Gas/Glycol Heat Exchanger* tipe selongsong dan tabung. Satu peralatan yang siaga disediakan untuk *Glycol Recirculation Pump*. Keluaran gas dari atas kolom pemisahan disalurkan ke tempat pembakaran sebagai sistem pembuangan yang aman. Apabila tempat pembakaran sedang dalam perbaikan, gas pemisah ini dialihkan ke *acid Gas Flare*.

3.2.3 Dew Point Control Unit

Tujuan dari unit ini adalah untuk mendinginkan gas yang akan dijual sehingga akan memiliki titik embun yang rendah (65 °F @700 psig). Diharapkan tidak ada hidrokarbon cair yang akan mengembun di saluran transmisi gas selama pengoperasian normal. Unit Pengontrol Dew Point terdiri dari peralatan berikut:

1. *Gas/Gas Exchanger*
2. *Low Temperature Separator*
3. *Dew Point Control Package* consist of:
    a. *Dehydrated Gas Chiller*
    b. *Thermosyphon Tank*
    c. *Liquid Reciver*
    d. *Dehydration Chiller*

e. *Compressor*
f. *Oil Cooler*
g. *Oil Separator*
h. *Suction Drum*
i. *Refrigerant Condenser*

Gas yang akan dijual bertukar panas dengan gas dingin dari Low Temperature Separator pada Gas/Gas Exchanger sebelum didinginkan di Dehydrated Gas Chiller. Propana akan digunakan sebagai pendingin dalam unit ini. Gas yang didinginkan dari alat pendingin kemudian disalurkan ke saluran transmisi gas setelah bertukar panas dalam Gas/gas Heat Exchanger. Unit ini juga dirancang untuk memasok pendingin propana ke Feed Gas Propane Chillers di AGRU Proses pemulihan refrigeran dalam Dew Point Control Unit (DPCU) adalah bagian penting dari siklus refrigerasi yang memastikan refrigeran, seperti propana, dapat digunakan kembali secara efisien setelah digunakan untuk mendinginkan gas alam. Berikut adalah tahapan utama dalam proses pemulihan refrigeran di DPCU :

1. Evaporasi Refrigeran
   a) Tujuan: Menyerap panas dari gas alam sehingga refrigeran (propana) menguap.
   b) Proses: Propana cair bertekanan rendah disirkulasikan melalui evaporator (biasanya berupa heat exchanger) di mana ia menyerap panas dari gas alam yang sedang didinginkan. Akibat penyerapan panas, propana menguap dan berubah menjadi gas bertekanan rendah.
2. Kompresi Refrigeran
   a) Tujuan: Meningkatkan tekanan dan suhu refrigeran gas sehingga dapat didinginkan dan dikondensasikan kembali ke fase cair.
   b) Proses: Refrigeran gas yang telah menguap dari evaporator dialirkan ke kompresor. Kompresor meningkatkan tekanan dan suhu propana gas sehingga siap untuk dikondensasikan kembali dalam tahap berikutnya.
3. Kondensasi Refrigeran
   a) Tujuan: Mengubah refrigeran dari fase gas kembali ke fase cair sehingga dapat digunakan kembali dalam siklus refrigerasi.
   b) Proses: Gas propana bertekanan tinggi dan bertemperatur tinggi kemudian dialirkan ke kondensor. Di kondensor, refrigeran dilewatkan melalui pipa yang didinginkan, biasanya oleh udara atau air, sehingga panas yang terkandung dalam *refrigeran* dilepaskan ke

lingkungan. Saat refrigeran melepaskan panasnya, ia mengalami kondensasi, berubah dari fase gas menjadi fase cair.

4. Pengontrolan dan Penurunan Tekanan *Refrigeran (Expansion)*
   a) Tujuan: Mengurangi tekanan refrigeran cair sebelum memasuki evaporator untuk kembali mengulangi siklus refrigerasi lagi.
5. Sirkulasi Ulang *Refrigeran*
   a) Tujuan: Mengulang siklus refrigerasi dengan menggunakan refrigeran cair yang telah didinginkan dan ditekan kembali.
   b) Proses: Refrigeran cair bertekanan rendah dialirkan kembali ke evaporator, dan siklus dimulai lagi.

3.2.4 Metering Dan Sales Gas Pipe Line

Gas yang sudah melewati beberpa proses termasuk Unit Dehidrasi, Unit Dew Point Control (DCPU) akan di metering agar diketahui apakah gas sudah sesuai spesifikasi yang sales inginkan sebelum dikirimkan melalui saluran pipa 12 Inci ke Tie- In Point 2 (TIP-2) yang terletak di 30 inci saluran utama gas gabungan dari CPP Donggi dan CPP Senoro kepada pembeli gas. Diharapkan tekanan gas penjualan pada TIP-2 sebesar minimal 815 psig.

Data hasil metering pada pukul 11.00 tanggal 14 agustus 2024

Tabel 2. Hasil Matering

NAMA	NILAI
Flow rate	39.851 mmscfd
Temperatur	83.795
C1	93.826
C2	3.158
C3	1.294
iC4	0.325
nC4	0.419
iC5	0.184
nC5	0.148
C6	0.286
N2	0.361
CO2	0000
Dew Point @700 psig	67.086 deg F

H2S	0.013 ppm
H2O	1.633

Sumber : Donggi-Matindok Field

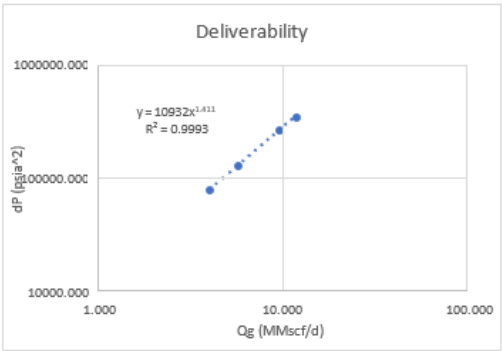
3.2.5 Perhitungan Kurva IPR

Tabel 3. Data Sumur

Choke	PWH	PWF	PS	PWF^2	PS^2	DP^2	Gas Rate
Inch	psig	psia	psia	$psia^2$	$psia^2$	$psia^2$	MMscfd
20/64	2100	2397.007	2412.828	5745642.558	5821738.96	76096.400	3.982
24/64	2080	2385.515	2412.182	5690681.815	5818622	127940.186	5.684
32/64	2010	2357.047	2413.262	5555670.560	5823833.48	268162.920	9.519
36/64	1950	2340.503	2412.579	5477954.293	5820537.43	342583.138	11.647
EXT 32/64	2000	2355.109	2413.273	5546538.402	5823886.57	277348.171	9.511

Sumber : Donggi-Matindok Field

Gambar 4.1 Grafik *Deliverability*



Sumber : Donggi-Matindok Field

Sebelum gas dikirim ke pembeli, gas harus dipastikan sudah sesuai dengan standar penjualan yang sudah ditetapkan. Salah satu yang menjadi spesifikasi atau syarat penjualan adalah kandungan yang ada pada gas. untuk menghilangkan atau mengurangi kandungan pada

gas yaitu dengan melalui proses dehidrasi. Unit dehidrasi gas adalah proses pembuangan air jenuh untuk mendapatkan kadar air maksimal 7 lb/mmscf. Proses ini diperlukan untuk memastikan bahwa kondensasi air bebas tidak akan terjadi dalam produksi gas atau sistem distribusi. Pembuangan uap air juga bertujuan untuk mencegah terjadinya *hydrate* dan korosi.

3.2.5.1 Menentukan Nilai Exponen (n)

Untuk menentukan nilai n harus dilakukan penyesuaian antara garis *trendline* dengan garis *deliverability*, selanjutnya menghitung nilai y menggunakan persamaan dan titik - titik yang didapatkan dari *power trendline*.

$$y = 10932X^{1,411}$$

Sumbu X = Qg dan sumbu $y = \Delta P^2$

- Titik 1 (3,982) (y1)

y1 $= 10932(3,982)^{1,411}$

$= 76802,5835$

- Titik 2 (11,647) (y2)

y2 $= 10932(11,647)^{1,411}$

$= 349235,4026$

Tentukan nilai n dengan menggunakan persamaan (2) seperti berikut :

$$n = \frac{Log(11,64) - Log(3,98)}{\log(349335,4026) - log(76802,5835)} = 0,7087$$

3.2.5.2 Menentukan Nilai Exponen (n)

Untuk menentukan nilai C perlu menggunakan persamaan (3) sebagai berikut:

$$C = \frac{9,511}{(5823886.57 - 5546538.402)^{0,7087}}$$

$$C = 0,00132024 \text{ MMSCFD/psia}^2$$

3.2.5.3 Menentukan AOFP

Untuk menentukan nilai AOFP perlu menggunakan persamaan (4) sebagai berikut:

$AOFP = C(Pr^2)^n$

$AOFP = 0,00132024(2413,273^2)^{0,708717222}$

$AOFP = 82.27650085$ MMSCFD

$AOFP$ (25%) = 38,93170547 MMSCFD

3.2.5.4 Menentukan grafik IPR

Buat tabel dengan kolom Pwf dan Q, lalu isi kolom Pwf dengan rentang Pr sampai dengan 0. Menentukan nilai Q pada masing-masing Pwf menggunakan persamaan (1) berikut:

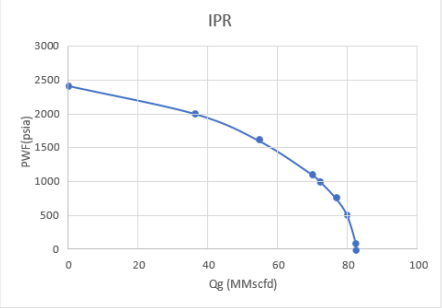
$$Qg = C(Pr^2avg - Pwf^2)^n$$

Tabel 4. Pwf vs Qg

PWF psia	Qg MMSCFD
0	82.2765009
100	82.1763523
500	79.7574686
750	76.5618442
1000	71.993209
1100	69.7576602
1600	54.5819604
2000	36.1351533
2413.273	0

Sumber : Donggi-Matindok Field

Gambar 4.2 *Kurva IPR*



Sumber : *Donggi-Matindok Field*

3.3 Pembahasan

Berdasarkan hasil pengamatan lapangan, data operasi, serta hasil pengolahan data yang diperoleh selama pelaksanaan Kerja Praktik di Donggi-Matindok, diketahui bahwa sistem pengolahan gas yang terdiri atas Dehydration Unit (DHU), Dew Point Control Unit (DPCU), Sales Gas Metering, dan analisis produktivitas sumur melalui kurva Inflow Performance Relationship (IPR) bekerja secara terintegrasi untuk menghasilkan gas yang memenuhi spesifikasi penjualan. Tahapan pertama yang sangat menentukan kualitas gas adalah proses dehidrasi menggunakan Triethylene Glycol (TEG). Unit ini berfungsi menyerap kandungan uap air dari gas basah sehingga kadar air dapat diturunkan hingga memenuhi spesifikasi maksimum sebesar 7 lb/MMSCF. Dari hasil metering diperoleh kandungan air sebesar 1,633 lb/MMSCF, yang menunjukkan bahwa proses absorpsi menggunakan TEG berlangsung dengan sangat baik. Nilai

tersebut berada jauh di bawah batas spesifikasi sehingga risiko terbentuknya hidrat maupun korosi pada jaringan perpipaan dapat diminimalkan. Kondisi ini menunjukkan bahwa sistem regenerasi TEG mampu menghasilkan lean glycol dengan konsentrasi yang cukup tinggi sehingga efisiensi penyerapan air tetap terjaga selama operasi.

Keberhasilan proses dehidrasi juga dipengaruhi oleh sistem regenerasi glycol. Pada proses ini rich glycol dipanaskan di Glycol Reboiler hingga sekitar 410°F sehingga air yang telah diserap dapat dipisahkan kembali dan menghasilkan lean glycol yang siap digunakan kembali pada Glycol Contactor. Adanya Glycol Flash Drum, filter karbon aktif, cartridge filter, heat exchanger, serta reboiler menjadikan kualitas TEG tetap terjaga dari kontaminasi hidrokarbon maupun padatan. Regenerasi yang berlangsung secara kontinu menjamin efisiensi operasi sekaligus mengurangi konsumsi TEG baru sehingga biaya operasi dapat ditekan.

Tahap berikutnya adalah Dew Point Control Unit (DPCU). Unit ini bertujuan menurunkan hydrocarbon dew point dengan menggunakan sistem refrigerasi propana sehingga hidrokarbon berat dapat dipisahkan sebelum gas dialirkan ke pipa transmisi. Berdasarkan data operasi diperoleh nilai dew point sebesar 67,086°F pada tekanan 700 psig, sedangkan batas maksimum spesifikasi adalah 70°F pada 700 psig. Hasil tersebut menunjukkan bahwa proses pendinginan berlangsung sesuai desain sehingga tidak terjadi pengembunan hidrokarbon cair selama proses transportasi gas. Pengendalian dew point yang baik sangat penting karena terbentuknya cairan di dalam pipa dapat meningkatkan pressure drop, menyebabkan slugging, mengganggu akurasi metering, bahkan merusak peralatan transmisi. Keberhasilan operasi DPCU tidak terlepas dari siklus refrigerasi propana yang terdiri atas evaporasi, kompresi, kondensasi, dan ekspansi. Siklus tersebut memungkinkan refrigeran digunakan kembali secara terus-menerus sehingga proses pendinginan berlangsung secara efisien. Selain itu, penggunaan Gas/Gas Heat Exchanger sebelum gas memasuki chiller juga meningkatkan efisiensi energi karena sebagian panas gas dimanfaatkan kembali melalui proses pertukaran panas.

Tahapan akhir sebelum gas dipasarkan adalah Sales Gas Metering. Sistem metering tidak hanya berfungsi mengukur laju alir gas, tetapi juga memastikan bahwa seluruh parameter kualitas gas telah memenuhi spesifikasi kontrak penjualan. Berdasarkan data operasi diperoleh laju alir sebesar 39,851 MMSCFD, kandungan H_2S sebesar 0,013 ppm, kandungan air 1,633 lb/MMSCF, serta hydrocarbon dew point 67,086°F. Seluruh parameter tersebut berada di bawah batas maksimum spesifikasi sales gas. Dengan demikian dapat disimpulkan bahwa proses pengolahan gas di CPP Donggi-Matindok telah menghasilkan gas yang layak untuk disalurkan kepada konsumen melalui sistem transmisi.

Selain mengevaluasi kualitas gas hasil pengolahan, pada tugas khusus ini juga dilakukan analisis produktivitas sumur menggunakan metode Inflow Performance Relationship (IPR) berdasarkan persamaan Rawlins dan Schellhardt. Metode ini dipilih karena sesuai untuk reservoir gas dan mampu menggambarkan hubungan antara tekanan alir dasar sumur (Pwf) dengan laju produksi gas. Hasil perhitungan menunjukkan nilai eksponen aliran (n) sebesar 0,7087. Nilai tersebut berada pada rentang normal untuk reservoir gas, yaitu antara 0,5 hingga 1,0. Hal ini mengindikasikan bahwa mekanisme aliran gas masih didominasi oleh aliran laminar dengan pengaruh turbulensi yang relatif kecil. Semakin mendekati nilai 1 menunjukkan aliran semakin ideal, sedangkan semakin kecil dari 0,5 menunjukkan pengaruh turbulensi semakin besar. Oleh karena itu, nilai n yang diperoleh memperlihatkan bahwa kondisi sumur masih memiliki karakteristik aliran yang baik.

Nilai konstanta performa sumur (C) yang diperoleh sebesar 0,00132024 merupakan parameter yang menunjukkan kemampuan sumur menghasilkan gas pada kondisi reservoir tertentu. Besarnya nilai C dipengaruhi oleh satuan yang digunakan dalam persamaan, tekanan reservoir, serta pendekatan perhitungan Rawlins dan Schellhardt. Oleh karena itu nilai C yang relatif kecil tidak selalu menunjukkan produktivitas sumur yang rendah, melainkan merupakan konsekuensi matematis dari penggunaan satuan tekanan kuadrat ($psia^2$).

Perhitungan Absolute Open Flow Potential (AOFP) menghasilkan nilai sebesar 82,2765 MMSCFD. Nilai AOFP menggambarkan kapasitas maksimum teoritis sumur apabila tekanan dasar sumur diasumsikan sama dengan nol. Kondisi tersebut tidak mungkin dicapai pada operasi sebenarnya, namun AOFP menjadi parameter penting dalam mengevaluasi kemampuan produksi sumur. Pada praktik operasi lapangan, laju produksi biasanya dibatasi sekitar 20–30% dari AOFP untuk menjaga kestabilan reservoir, mengurangi kemungkinan terjadinya liquid loading, serta memperpanjang umur produksi sumur. Dengan menggunakan batas operasi sekitar 25% AOFP diperoleh laju produksi sekitar 38,93 MMSCFD, yang mendekati kondisi aktual operasi lapangan. Kurva IPR yang diperoleh menunjukkan hubungan yang konsisten antara penurunan tekanan dasar sumur dengan peningkatan laju produksi gas. Ketika tekanan alir dasar sumur semakin kecil, selisih tekanan antara reservoir dan dasar sumur meningkat sehingga energi pendorong aliran gas menjadi lebih besar. Sebaliknya, apabila tekanan dasar sumur meningkat mendekati tekanan reservoir maka kemampuan sumur untuk mengalirkan gas akan semakin menurun hingga akhirnya laju produksi menjadi nol. Hubungan tersebut sesuai dengan teori aliran gas pada reservoir dan membuktikan bahwa metode Rawlins dan Schellhardt masih memberikan hasil yang representatif untuk mengevaluasi performa sumur gas di Lapangan K-1.

Secara keseluruhan dapat disimpulkan bahwa rangkaian proses pengolahan gas mulai dari Dehydration Unit, Dew Point Control Unit, Sales Gas Metering hingga evaluasi produktivitas sumur telah menunjukkan kinerja yang baik. Kualitas gas memenuhi seluruh spesifikasi penjualan, sedangkan hasil analisis IPR menunjukkan bahwa sumur masih memiliki produktivitas yang baik dengan kapasitas teoritis sebesar 82,28 MMSCFD. Kondisi tersebut menunjukkan bahwa fasilitas pengolahan maupun sistem produksi di CPP Donggi-Matindok telah beroperasi secara efektif dalam menghasilkan gas yang memenuhi standar operasional dan spesifikasi Pelanggan.

4. KESIMPULAN

1. Dehydration Unit (DHU) juga memiliki 2 metode yaitu Absorber dan Regenerasi yang memiliki fungsi yaitu menghilangkan kadar air dalam gas untuk memenuhi spesifikasi sales LNG Yaitu < 7 lbs/mmscf
2. Dew Point Control Unit (DPCU) untuk mendinginkan gas yang akan dijual menggunan refrigeran propane sehingga akan memiliki titik embun yang rendah (< 70°F / 700 psig). Diharapkan tidak ada hidrokarbon cair yang akan mengembun dan saluran transmisi gas selama pengoprasian normal.
3. Dari data alat metering hasil H2O dan Dew Point gas yang melewati Unit Dehidrasi dan Dew point Control Unit adalah H2O (1.633 lbs/mmscf < 7.0 lbs/mmscf), Dew Point (67.084 deg F @ 700 psig < 70 deg F @ 700 psig).
4. Dari hasil perhitungan kurva IPR menggunakan persamaan didapatkan hasil perhitungan yaitu:
    a) Nilai exponent n = 0,708717222
    b) Nilai C = 0,00132024
    c) Nilai AOFP = 82.27650085 MMSCFD

DAFTAR PUSTAKA

[1] Bahadori and H. B. Vuthaluru, “Rapid Estimation of Equilibrium Water Dew Point of Natural Gas in TEG Dehydration Systems,” Journal of Natural Gas Science and Engineering, vol. 1, no. 3, pp. 68–71, 2009.

[2] A. O. Chikwe, S. D. Okoye, and C. F. Dike, “Design and Optimization of a Dehydration Unit for Enhanced Natural Gas Processing,” Brazilian Journal of Petroleum and Gas, vol. 19, 2025.

[3] B. Guo, W. C. Lyons, and A. Ghalambor, Petroleum Production Engineering. Oxford, U.K.: Elsevier, 2007.

[4] E. L. Rawlins and M. A. Schellhardt, "Back Pressure Data on Natural Gas Wells and Their Application to Production Practices," U.S. Bureau of Mines Monograph, 1936.

[5] F. Yusupandi, P. Widiatmoko, I. F. Sukmana, H. R. Fitri, M. Eviani, and H. Devianto, "Heavy Hydrocarbon Recovery with Integration of Turboexpander and JT Valve from Highly CO_2-Containing Natural Gas for Gas Transmission Pipeline," Jurnal Rekayasa Proses, vol. 17, no. 2, 2023.

[6] J. Lee, J. B. Rollins, and J. P. Spivey, Gas Well Testing Handbook, 3rd ed. Houston, TX, USA: Gulf Professional Publishing, 2003.

[7] M. Affandy, R. H. Hakim, and A. Altway, "Technical and Economic Evaluation of Triethylene Glycol Regeneration Process Using Flash Gas as Stripping Gas in a Domestic Natural Gas Dehydration Unit," Engineering Reports, vol. 2, no. 9, 2020.

[8] M. D. Darmawan and A. Ariani, "Simulasi Pengaruh Suhu Lean Glycol pada Proses Gas Dehydration Unit di Industri Gas Alam," DISTILAT: Jurnal Teknologi Separasi, vol. 6, no. 2, pp. 158–163, 2020.

[9] M. Ghiasi, M. Bahadori, and M. R. Rahimpour, "Prediction Performance of Natural Gas Dehydration Units for Water Removal Efficiency Using a Least-Square Support Vector Machine," International Journal of Ambient Energy, vol. 37, no. 5, pp. 475–482, 2016.

[10] M. Ghiasi, M. Bahadori, and M. R. Rahimpour, "Simulation, Optimization, and Sensitivity Analysis of a Natural Gas Dehydration Unit," Journal of Natural Gas Science and Engineering, vol. 21, pp. 159–169, 2014.

[11] M. R. Rahimpour, M. Saidi, and M. Seifi, "Improvement of Natural Gas Dehydration Performance by Optimization of Operating Conditions: A Case Study in Sarkhun Gas Processing Plant," Journal of Natural Gas Science and Engineering, vol. 15, pp. 118–126, 2013.