

**ANALISIS PRODUKSI GAS STASIUN PENGOLAHAN GAS
DARI MODE OPERASI KOMPRESOR PARALEL MENJADI
SERI**

TESIS

**Sebagai salah satu syarat memperoleh gelar Magister Teknik
Pada Program Studi Teknik Kimia**



**Oleh:
Patria Suryatmaja
NIM: 7780200012**

**PROGRAM STUDI MAGISTER TEKNIK KIMIA
PASCASARJANA
UNIVERSITAS SULTAN AGENG TIRTAYASA
TAHUN 2022**

LEMBAR PERSETUJUAN TESIS

ANALISIS PRODUKSI GAS STASIUN PENGOLAHAN GAS DARI MODE
OPERASI KOMPRESOR PARALEL MENJADI SERI

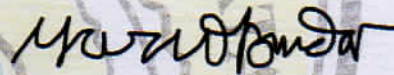
Tesis ini telah dipertahankan di hadapan penguji

Tanggal ..18... Agustus 2022
Pembimbing I,



Dr. Indar Kustiningsih ST, MT
NIP. 197607052002122002

Tanggal 8 Agustus 2022
Pembimbing II,



Prof. Yazid Bindar, M.Sc., Ph.D
NIP. 196108171987021001

Tanggal ..19.. Agustus 2022
Direktur,



Dr. H. Aan Asphianto, S.Si., S.H., M.H.
NIP. 196301052002121002

Tanggal ..18.. Agustus 2022
Ketua Program Studi


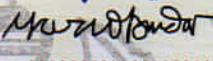





Dr. Indar Kustiningsih ST, MT
NIP. 197607052002122002

LEMBAR PERBAIKAN TESIS


ANALISIS PRODUKSI GAS STASIUN PENGOLAHAN GAS DARI MODE
OPERASI KOMPRESOR PARALEL MENJADI SERI

Telah diperbaiki sesuai dengan saran dan masukan tim dosen penguji

Komisi Penguji	Tanda Tangan	Tanggal
1. Dr. Indar Kustiningsih ST, MT.		Agustus 2022
2. Prof. Yazid Bindar, M.Sc., Ph.D.		8 Agustus 2022
3. Dr. Ing. Anton Irawan, ST., MT.		8 Agustus 2022
4. Dr. Endarto Yudo Wardhono, ST., MT.		28 Juli 2022
5. Teguh Kurniawan, ST., MT., Ph.D.		28 Juli 2022

Diketahui:

Tanggal 19 Agustus 2022
Direktur,


Dr. H. Aan Asphianto, S.Si., S.H., M.H.
NIP. 196301052002121002

Tanggal 18 Agustus 2022
Ketua Program Studi


Dr. Indar Kustiningsih, S.T., M.T.
NIP 197607052002122002

PERNYATAAN KEASLIAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini dengan;

Nama Lengkap : Patria Suryatmaja
NIM : 7780200012
Judul Tesis : Analisis produksi gas stasiun pengolahan gas dari mode operasi kompresor paralel menjadi seri

menyatakan bahwa

- (1) Tesis yang diajukan adalah asli dan belum pernah diajukan untuk mendapatkan gelar akademik (sarjana, magister, dan/doktor, baik di Universitas Sultan Ageng Tirtayasa maupun perguruan tinggi lainnya);
- (2) Tesis ini murni gagasan, rumusan, dan penelitian penulis sendiri tanpa bantuan pihak lain kecuali arahan tim pembimbing; dan
- (3) Dalam tesis ini tidak terdapat karya-karya atau pendapat yang telah ditulis atau dipublikasikan orang lain kecuali secara tertulis dengan jelas dicantumkan sebagai acuan dalam naskah dengan disebutkan nama pengarang atau dicantumkan dalam daftar pusaka.

Apabila pernyataan ini tidak sesuai, saya bersedia diberi sanksi sesuai dengan ketentuan, peraturan, dan norma yang berlaku.

Demikian surat pernyataan ini saya buat dengan penuh rasa tanggung jawab dan segala konsekuensinya.

Serang, 7 Juni 2022
Pembuat Pernyataan,



Patria Suryatmaja
NIM. 7780200012

ABSTRACT

Parallel compressor gas operation mode is used when the natural gas pressure is still sufficient with one compression stage to achieve high pressure, if the gas feed pressure is below the compressor design pressure it is necessary to increase the pressure to two stages. The purpose of this study was to analyze the effect of changing the operating mode of the Gas Turbine Compressor from parallel to series due to a decrease in gas well pressure. The ability of a compressor to compress gases under its design pressure can be simulated with a simulator. Parallel compressor operation can be simulated into two-stage compression by means of being connected in series using the ASPEN HYSYS. The simulation results of the compressor suction pressure drop from 318 psig to 100 psig at the compressor unit at the natural gas processing station of PT. Z shows the compressor performance graph is still stable and far from the surge line when used in series operation mode. Recalculation on the surface facilities of the separator and scrubber units shows that the retention time of the fluid in theseparator and scrubber is still under 5 minutes, the velocity and momentum of the fluid in the vessels are still below the maximum capacity of the equipment and the required cooling load is still below the available duty coolers. In the piping system when operating under compressor design pressure, the fluid velocity value is still below the pipe erosion velocity (for two-phase flow) while for single-phase flow it is below 60 ft/s for the gas phase and 15 ft/s for the liquid phase. Based on the simulation carried out and recalculation of the feasibility of surface facilities, changing the compressor operating mode from parallel to series is feasible to be carried out safely.

Keywords: *Compression, compressor, parallel, series, simulation*

ABSTRAK

Mode operasi gas kompresor paralel digunakan ketika tekanan gas alam masih cukup dengan satu tahap kompresi untuk mencapai tekanan tinggi, jika tekanan umpan gas di bawah tekanan desain kompresor perlu untuk meningkatkan tekanan menjadi dua tahap. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk menganalisis pengaruh perubahan mode operasi Gas Turbine Compressor dari paralel menjadi seri akibat penurunan tekanan sumur gas. Kemampuan kompresor untuk mengompresi gas di bawah tekanan desainnya dapat disimulasikan dengan simulator. Operasi kompresor paralel dapat disimulasikan menjadi kompresi dua tahap melalui susunan seri menggunakan ASPEN HYSYS. Hasil simulasi penurunan tekanan hisap kompresor dari 318 psig menjadi 100 psig pada unit kompresor di stasiun pengolahan gas bumi PT. Z menunjukkan grafik kinerja kompresor masih stabil dan jauh dari *surge line* saat digunakan pada mode operasi seri. Perhitungan ulang pada fasilitas permukaan unit separator dan *scrubber* menunjukkan bahwa *retention time* fluida di dalam *separator* dan *scrubber* tersebut masih di bawah 5 menit, kecepatan dan momentum fluida di dalam vessel masih di bawah kapasitas maksimum peralatan. Beban pendinginan fluida yang dibutuhkan masih di bawah kemampuan cooler yang tersedia. Pada sistem perpipaan saat beroperasi di bawah tekanan desain kompresor, nilai *velocity* fluida masih dibawah *erosional velocity* pipa (untuk aliran dua fasa) sedangkan untuk aliran satu fasa adalah dibawah 60 ft/s untuk fasa gas dan 15 ft/s untuk fasa cair. Berdasarkan simulasi yang dilakukan dan perhitungan ulang kelayakan fasilitas permukaan, perubahan mode operasi kompresor dari paralel ke seri layak untuk operasikan dengan aman.

Kata Kunci: Kompresi, kompresor, paralel, seri, simulasi

KATA PENGANTAR

Penulis mengucapkan syukur alhamdulillah kepada Allah SWT atas segala karunia dan ridho-Nya, sehingga tesis dengan judul “Analisis produksi gas stasiun pengolahan gas dari mode operasi kompresor paralel menjadi seri” ini dapat diselesaikan.

Tesis ini disusun sebagai syarat kelulusan program pasca sarjana magister Teknik Kimia di Universitas Sultan Ageng Tirtayasa Serang. Tesis ini dapat diselesaikan atas bimbingan serta dukungan dari berbagai pihak, oleh karena penulis menyampaikan terimakasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Ibu Dr. Indar Kustiningsih, S.T., M.T. selaku pembimbing I usulan penelitian yang telah membimbing dan mengarahkan usulan penelitian ini.
2. Bapak Prof. Yazid Bindar, M.Sc., Ph. D. selaku Pembimbing II usulan penelitian.
3. Ibu Dr. Indar Kustiningsih, S.T., M.T. selaku Ketua Program Studi S2 Teknik Kimia
4. Ibu Prof. Dr. Ir. Hj. Kartina A.M., M.P. selaku wakil Direktur I Pasca Sarjana Universitas Sultan Ageng Tirtayasa.
5. Bapak Dr. Helmi Yazid, S.E., M.Si., Ak., C.A. selaku wakil Direktur II Pasca Sarjana Universitas Sultan Ageng Tirtayasa
6. Prof. Alfirano, Ph.D. selaku wakil Direktur III Pasca Sarjana Universitas Sultan Ageng Tirtayasa

7. Bapak Dr. H. Aan Asphianto, S.Si., S.H., M.H. selaku Direktur Pasca Sarjana Universitas Sultan Ageng Tirtayasa.

Akhir kata penulis berharap tesis ini dapat memberikan manfaat bagi kita semua dan permintaan maaf yang tulus jika terdapat kesalahan dan kekelirua, penulis juga menerima kritik dan saran yang membangun demi menyempurnakan penulisan tesis ini.

Serang, 15 Juli 2022

Patria Suryatmaja

DAFTAR ISI

COVER.....	i
LEMBAR PERSETUJUAN TESIS.....	ii
LEMBAR PERBAIKAN TESIS.....	iii
PERNYATAAN KEASLIAN	iv
<i>ABSTRACT</i>	v
ABSTRAK.....	vi
KATA PENGANTAR	vii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR TABEL.....	xii
DAFTAR GAMBAR	xiv
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Masalah	3
1.3. Tujuan Penelitian.....	6
1.4. Ruang Lingkup.....	6
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA	8
2.1. Landasan Teori.....	8
2.1.1. Gas Alam	8
2.1.2 Sifat Gas Alam.....	9
2.1.3 Persamaan Tingkat Keadaan.....	11
2.1.4 Air Formasi	12
2.1.5 Sumur Gas.....	14
2.1.6 Separator	16
2.1.7 <i>Air Cooled Heat Exchanger (ACHE)</i>	19
2.1.8 <i>Glycol Dehydration</i>	20
2.1.9 Kompresor.....	23
2.1.10 Fasilitas Produksi	26
2.1.11 Proses Pemodelan dan Simulasi.....	31

2.2. Hipotesis.....	33
BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN	35
3.1. Tahapan Penelitian	35
3.1.1. Perangkat Pemodelan dan Simulasi	38
3.1.2. Proses pemodelan dan simulasi.	40
3.2. Pengolahan dan Analisis Data.....	42
BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN	44
4.1. Pemodelan proses operasi kondisi saat ini	44
4.2. Pemodelan proses operasi dengan tekanan dibawah desain operasi kompresor.....	48
4.3. Simulasi kompresor paralel untuk menentukan batas operasi	51
4.4. Simulasi kompresor pada tekanan isap kompresor 200 psig.....	54
4.4.1. Simulasi kompresor untuk menentukan laju alir maksimum dan minimum kompresor pada tekanan isap 200 psig.....	54
4.4.2. Simulasi kompresor untuk menentukan batas mode paralel-seri dan mode seri pada kompresor dengan tekanan isap 200 psig.....	57
4.4.3. Perhitungan kapasitas peralatan permukaan pada tekanan 200 psig ...	57
4.4.4. Simulasi penentuan awal dan akhir laju alir kompresor pada tekanan isap 200 psig	59
4.5. Pemodelan dan simul asi pada tekanan isap kompresor 165 psig.....	61
4.5.1. Simulasi kompresor untuk menentukan laju alir maksimum dan minimum kompresor pada tekanan isap 165 psig.....	65
4.5.2. Perhitungan kapasitas peralatan permukaan pada tekanan 165 psig ...	66
4.5.3. Simulasi penentuan awal dan akhir laju alir kompresor pada tekanan isap 165 psig	68
4.6 Pemodelan dan simulasi pada tekanan isap kompresor 100 psig.....	70
4.6.1. Simulasi kompresor untuk menentukan laju alir maksimum dan minimum kompresor pada tekanan isap 100 psig.....	70
4.6.2. Perhitungan kapasitas peralatan permukaan pada tekanan 100 psig ...	73
4.6.3. Simulasi penentuan awal dan akhir laju alir kompresor pada tekanan isap 100 psig	75
4.7. Penentuan titik perhitungan kelayakan pipa proses	77
4.8. Pemeriksaan Peralatan permukaan yang lain	78

4.8.1. Pemeriksaan kapasitas <i>Glycol Contactor</i> dan <i>Glycol Regeneration System</i>	78
4.8.2. Pemeriksaan kapasitas <i>Produced Water System</i>	79
4.9. Biaya investasi.....	80
4.9.1. Biaya investasi <i>Re-staging compressor</i>	80
4.9.2. Biaya pengeboran sumur baru	81
4.9.3. Biaya investasi modifikasi kompresor paralel menjadi seri	82
BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN	83
DAFTAR PUSTAKA	85
LAMPIRAN.....	90

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Komposisi gas Alam	8
Tabel 2.2 Persaman keadaan dan pemodelannya	12
Tabel 2.3 Komposisi gas dalam sumur yang dikelola oleh PT. Z	15
Tabel 2.4 Kapasitas inlet separator	28
Tabel 2.5 Spesifikasi kompresor di unit pengolahan gas PT. Z	29
Tabel 2.6 Model sifat fisika termodinamika yang tersedia pada simulator	33
Tabel 3.1 Simulasi dan konfigurasi kompresor yang digunakan	37
Tabel 3.2 Rekomendasi <i>property method</i> dalam simulator HYSYS	40
Tabel 3.3 Komposisi sumur pada pengolahan gas PT. Z	41
Tabel 3.4 Batasan yang diijinkan dalam perhitungan peralatan	43
Tabel 4.1. Tabel parameter kondisi operasi saat ini.....	44
Tabel 4.2. Hasil Validasi Paket Fluida PR dan SRK pada peralatan	45
Tabel 4.3. Tabel hasil simulasi kompresor paralel untuk menentukan batas operasi.....	51
Tabel 4.4. Hasil simulasi kapasitas maksimum operasi kompresor pada tekanan operasi 200 psig.....	54
Tabel 4.5. Hasil pengecekan <i>velocity</i> dan <i>retention time</i> separator dan scrubber pada tekanan 200 psig.....	57
Tabel 4.6. Hasil pengecekan momentum separator dan scrubber pada tekanan 200 psig.....	58
Tabel 4.7. Hasil pengecekan kelayakan cooler pada tekanan 200 psig.....	58

Tabel 4.8. Parameter operasi kompresor tekanan isap 200 psig yang direkomendasikan berdasarkan simulasi HYSYS.....	60
Tabel 4.9. Hasil simulasi kapasitas maksimum operasi kompresor pada tekanan operasi 165 psig.....	65
Tabel 4.10. Hasil pengecekan <i>velocity</i> dan <i>retention time</i> separator dan scrubber pada tekanan 165 psig.....	67
Tabel 4.11. Hasil pengecekan momentum separator dan scrubber pada tekanan 165 psig.....	67
Tabel 4.12. Hasil pengecekan kelayakan cooler pada tekanan 165 psig.....	68
Tabel 4.13. Parameter operasi kompresor tekanan isap 165 psig yang direkomendasikan berdasarkan simulasi HYSYS.....	70
Tabel 4.14. Hasil simulasi kapasitas maksimum operasi kompresor pada tekanan operasi 100 psig.....	71
Tabel 4.15. Hasil pengecekan <i>velocity</i> dan <i>retention time</i> separator dan scrubber pada tekanan 100 psig.....	73
Tabel 4.16. Hasil pengecekan momentum separator dan scrubber pada tekanan 165 psig.....	74
Tabel 4.17. Hasil pengecekan kelayakan cooler pada tekanan 100 psig.....	74
Tabel 4.18. Parameter operasi kompresor tekanan isap 100 psig yang direkomendasikan berdasarkan simulasi HYSYS.....	76
Tabel 4.19. Hasil uji kapasitas sistem glikol di PT. Z.....	78
Tabel 4.20. Perbandingan prakiraan laju alir produced water menggunakan simulator dan dari data subsurface.....	80
Tabel 4.21. Perkiraan biaya investasi re-staging compressor.....	81
Tabel 4.22. Perkiraan biaya modifikasi GTC paralel menjadi GTC seri	82

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Grafik Penurunan produksi sumur gas di PT Z	2
Gambar 2.1 Gas-Cair Separator	17
Gambar 2.2 Mekanisme penukar panas ACHE	19
Gambar 2.3 Skema proses dehidrasi gas alam menggunakan TEG	22
Gambar 2.4 Grafik range <i>couverage</i> beberapa jenis kompresor	23
Gambar 2.5 Perkiraan nilai horsepower pada kompresi gas	24
Gambar 2.6 Kurva performance kompresor dan garis kontrol anti-surge	25
Gambar 2.7 Karakteristik kurva kompresor sentrifugal	26
Gambar 2.8 Skema ekspor gas PT. Z	27
Gambar 2.9 Diagram alir Pengolahan gas bumi di PT.Z	30
Gambar 2.10 Skema pemilihan sifat fisika komponen dalam simulator	32
Gambar 3.1 Diagram alir pemodelan proses kondisi sekarang dan simulasi	35
Gambar 3.2 Skema pemodelan pertama kompresor paralel	36
Gambar 3.3 Diagram alir tahapan proses simulasi dan perhitungan	38
Gambar 3.4 Diagram alir pemilihan persamaan keadaan	39
Gambar 4.1. Mode operasi pabrik saat ini bagian sumur, pendinginan dan pemisahan awal.....	46
Gambar 4.2. Model operasi pabrik saat ini pada bagian kompresi, dehidrasi dan keluaran gas.....	47
Gambar 4.3 Model sistem kompresi 2LP-1HP pada tekanan 200 psig.....	49
Gambar 4.4 Model sistem kompresi 1LP-1HP pada tekanan 200 psig dan dibawah tekanan 200 psig.....	50

Gambar 4.5a Grafik performa kompresor satu tahap pada tekanan 318 psig laju alir 198 mmscf.	52
Gambar 4.5b Grafik performa kompresor satu tahap pada tekanan 300 psig laju alir 184 mmscf.	53
Gambar 4.5c Grafik performa kompresor satu tahap pada tekanan 270 psig laju alir 166 mmscf.	53
Gambar 4.6a. Grafik performa LP kompresor pada laju alir minimum tekanan isap 200 psig.	56
Gambar 4.6b. Grafik performa HP kompresor pada laju alir minimum tekanan isap 200 psig.	56
Gambar 4.7a. Grafik performa kompresor pada titik awal operasi kompresor pada saat tekanan isap 200 psig.	59
Gambar 4.7b. Grafik performa kompresor pada titik akhir operasi kompresor pada saat tekanan isap 200 psig.	60
Gambar 4.8a. Model operasi pabrik 165 psig 1LP-1HP bagian pendinginan dan pemisahan awal.	62
Gambar 4.8b. Model operasi pabrik 165 psig 1LP-1HP bagian kompresi.	63
Gambar 4.8c. Model operasi pabrik 165 psig 1LP-1P bagian dehidrasi.	64
Gambar 4.9. Performa LP dan HP kompresor pada laju alir minimum kompresor pada tekanan isap 165 psig.	66
Gambar 4.10a. Grafik performa kompresor pada titik awal operasi kompresor pada saat tekanan isap 165 psig.	69
Gambar 4.10b. Grafik performa kompresor pada titik akhir operasi kompresor pada saat tekanan isap 165 psig.	69
Gambar 4.11a. Grafik performa LP kompresor pada laju alir minimum pada tekanan isap 100 psig.	72
Gambar 4.11b. Grafik performa HP kompresor pada laju alir minimum pada tekanan isap 100 psig.	72
Gambar 4.12a. Grafik performa kompresor pada titik awal operasi pada saat tekanan isap 100 psig.	75

Gambar 4.12b. Grafik performa kompresor pada titik akhir operasi pada saat tekanan isap 100 psig.....	76
Gambar 4.13. Titik perhitungan pipa yang akan dihitung kelayakannya.....	77
Gambar 4.14. Grafik hubungan laju alir produced water yang dihasilkan dan kapasitas pengolahannya (data subsurface).....	79

BAB 1 PENDAHULUAN

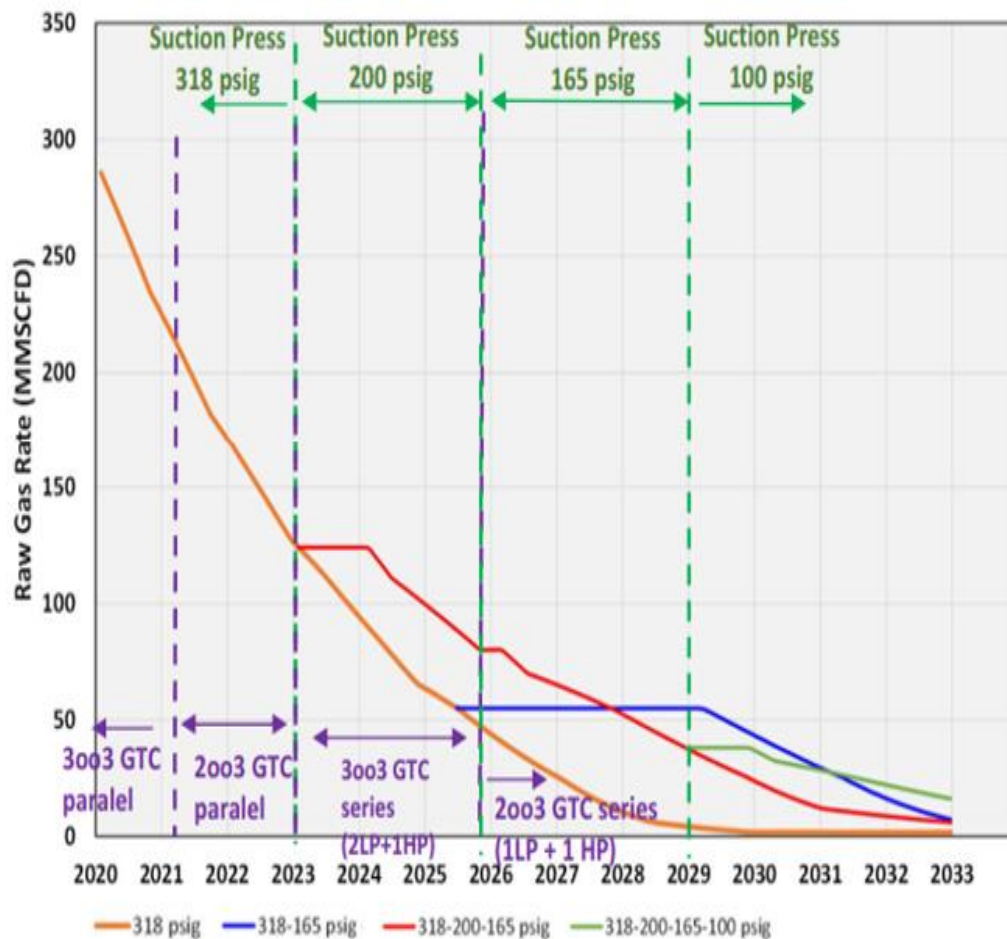
1.1. Latar Belakang

PT. Z adalah salah satu stasiun pengumpul dan merupakan bagian Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) dibawah SKK migas yang mengelola block koridor PSC (*Production Sharing Contract*) di Sumatera yang beroperasi sejak tahun 2010. PT Z mengolah gas alam dari sumur-sumur gas di kawasan Sumatera selatan dengan cara pengurangi kadar air gas alam sebelum di proses lebih lanjut di pusat pengolahan gas (*Central Gas Plant*). Stasiun pengolahan gas PT. Z di desain untuk menghasilkan gas dengan kapasitas 310 mmscfd dengan kadar air kurang dari 15 lb/mmscfd melalui proses dehidrasi.

Penurunan tekanan sumur karena proses eksplorasi alami menyebabkan turunnya tekanan di kompresor isap dan produksi gas. Penurunan tekanan sumur menyebabkan tidak optimalnya daya yang digunakan sebagai penggerak GTC (*Gas Turbine Compressor*) untuk menghasilkan tekanan dan laju alir yang diharapkan.

Sumur-sumur lapangan saat ini mengalami penurunan tekanan dan laju produksi gas. Gas keluar sumur diolah pada fasilitas permukaan. Gas hasil olahan ditingkatkan tekanannya dengan GTC untuk di transportasikan ke *Central Gas Plant* yang berjarak 40 km. Untuk ini, tekanan hisap GTC dipersyaratkan tidak lebih kecil dari 325 psig. Kompresor GTC juga berfungsi untuk membantu pengaliran gas dari sumur dalam hal tekanan permukaan berperilaku menurun.

Saat ini PT. Z beroperasi dengan tekanan hisap GTC sebesar 318 psig. Laju produksi yang diperoleh sebesar 171 mmscfd pada tekanan keluaran GTC sebesar 1200 psig. Tekanan permukaan sumur saat ini adalah 328 psig. Tekanan sumur ini diperkirakan akan menurun terus. Tekanan permukaan sumur ini di tahun-tahun ke depan pasti akan mengalami penurunan. Penurunan tekanan ini dapat diperkirakan secara akurat. Dengan perkiraan penurunan tekanan, laju produksi gas dapat diperkirakan juga sampai tahun 2033 seperti yang ditunjukkan pada Gambar 1.1. Perkiraan ini memberikan informasi bahwa sumur ini akan berhenti mengalir pada tahun 2030 jika tanpa ada perlakuan apapun.



Gambar 1.1. Grafik penurunan produksi sumur gas di PT Z.

Dalam beberapa literatur penelitian tentang optimasi kompresor pada stasiun kompresor pengolahan gas bumi lebih fokus terhadap optimasi kompresor tunggal dimana kontrol kompresor dilakukan dengan menerapkan turunan model matematika dalam bentuk program kontrol (Abbaspour et al., 2005) yang kemudian disempurnakan pada tahun 2007 dengan pemodelan terbaru MILP (mixed Integer Linear Programming) dengan tujuan untuk penghematan fuel (Moritz, 2007). Dengan menggunakan *performance tracking* dan *load sharing control program* dapat mengendalikan pembagian beban kepada beberapa kompresor paralel sehingga lebih efisien (Cortinovis et al., 2016), namun penggunaan kontrol program untuk kompresor tunggal dan kompresor paralel belum dapat mengatasi persoalan dalam industri ketika tekanan isap kompresor rendah dibawah tekanan desain minimum kompresornya. Dalam percobaan yang dilakukan dilapangan *offshore* ujicoba menurunkan tekanan permukaan sumur sudah terbukti dapat meningkatkan produksi sumur (Maryani & Suseno, 2017). Penelitian berupa simulasi tentang daya dan efisiensi pemakaian kompresor pada indutri migas juga sudah dilakukan dalam rangka rencana pemeliharaan dan meningkatkan efisiensi(Fernando & Waluyo, 2020).

1.2. Rumusan Masalah

Kegiatan produksi yang dilakukan selama bertahun-tahun menyebabkan penurunan produksi pada sumur gas karena eksploitasi. Hal ini bisa dilihat dari adanya penurunan produksi gas dari tahun ke tahun.

PT. Z selama 11 tahun beroperasi telah melakukan beberapa usaha optimasi untuk mempertahankan produksi gas akibat penurunan volume gas dari reservoir. Aktifitas yang sudah dilakukan adalah perbesaran diameter pipa produksi dalam sumur (sumur-1), penambahan sumur baru (sumur-4), pengeboran samping (sumur-4), pemasangan kompresor secara paralel pada tahun 2016.

Saat ini PT. Z memiliki tiga unit GTC (*Gas Turbine Compresor*). Kompresor ini beroperasi secara paralel dengan mode operasi 2 dari 3 kompresor yang tersedia. Satu kompresor lagi digunakan sebagai cadangan.

Desain laju produksi 310 mmscfd tekanan minimum isap kompresor ditetapkan sebesar 325 psig. Dengan penurunan tekanan yang terus berlanjut maka laju produksi akan sulit dipertahankan pada kondisi dua kompresor yang beroperasi seperti saat ini. Permasalahan ini yang dialami PT. Z pada saat ini.

Permasalahan diatas dapat diartikan terkait dengan ketidakefektifan pemakaian kedua kompresor GTC secara paralel. Ketidakefektifan ini dikaitkan dengan adanya potensi kompresor mengalami peristiwa isap kosong (*surging*). Penyelesaian masalah ini harus di lakukan dengan metoda yang efektif.

Pengeboran sumur baru bisa menjadi solusi alternatif untuk mengatasi permasalahan diatas. Keberadaan sumur baru diharapkan akan menutupi kekurangan volume dan tekanan pada masukan kompresor. Biaya eksplorasi sumur minyak dan gas bumi di indonesia rata-rata US\$ 15 juta – US\$30 juta per sumur tergantung pada lokasi, teknologi yang digunakan dan kedalaman sumur. Biaya yang cukup mahal ini menjadi pertimbangan untuk dilakukan optimasi.

Re-staging kompresor dengan cara menambah tingkatan kompresi pada kompresor juga bisa digunakan untuk mempertahankan produksi gas. Penambahan tingkatan kompresi dalam satu unit kompresor di harapkan akan meningkatkan rasio kompresi menjadi lebih tinggi. Biaya yang dikeluarkan untuk *re-staging* kompresor atau membeli unit baru diperkirakan US\$ 1.5 juta – US\$ 7 juta.

Mengubah konfigurasi kompresor dari paralel menjadi seri dapat meningkatkan produksi gas. Dengan memanfaatkan unit GTC yang ada dan melakukan modifikasi jalur perpipaan yang tersedia saat ini, perubahan konfigurasi dari paralel menjadi seri menjadi solusi alternatif yang efektif dibandingkan dengan penambahan sumur dan *re-staging* kompresor karena memerlukan biaya lebih sedikit dan waktu perubahan yang lebih singkat.

Dengan mempertimbangkan faktor kemudahan dan perkiraan pembiayaan dalam implementasinya, maka perubahan konfigurasi kompresor diperkirakan mampu meningkatkan laju produksi gas. Pembuktian perkiraan solusi ini sebagai solusi yang implementatif diperlukan. Pembuktian ini dapat dilakukan dengan metoda konstruksi skenario solusi yang dikuantifikasi dengan perhitungan menggunakan simulator proses yang sudah diakui secara komersial. Hasil simulasi proses akan memberikan gambaran kondisi proses dan peralatan yang beroperasi. Simulasi ini juga akan memberikan operasi kerja mesin unit GTC secara optimal yang teridentifikasi.

Kondisi optimal GTC yang teridentifikasi berhubungan langsung dengan kemampuan kompresor untuk meningkatkan laju produksi gas. Data simulasi GTC

seri akan menjadi referensi pada perhitungan kemampuan perpipaan dan alat permukaan lainnya.

1.3. Tujuan Penelitian

Penelitian ini dilakukan untuk menentukan kemampuan optimal GTC pada tekanan dibawah tekanan isap minimumnya jika di operasikan secara seri. Tekanan uji yang akan disimulasikan dengan simulator adalah dalam range 100 psig dan 200 psig.

Penelitian ini juga untuk mengetahui kemampuan perpipaan dan peralatan permukaan yaitu *inlet cooler*, *inlet separator*, *suction scrubber*, *discharge scrubber*, *after cooler* dan unit dehidrasi dalam menghadapi perubahan tekanan operasi yang menurun. Kemampuan peralatan permukaan diperoleh dari perhitungan yang berbasis pada hasil simulasi proses.

1.4. Ruang Lingkup

Penelitian ini dilakukan pada fasilitas pengolahan gas bumi di station pengumpul PT. Z dengan menggunakan sumber data yang berasal dari data harian yang di ambil dari *daily log sheet* operator produksi, hasil Analisis laboratorium yang berhubungan dengan komposisi hidrokarbon dan data pendukung dari *reservoir engineering*.

Penelitian ini dibatasi pada perhitungan dan pembahasan line sizing pada peralatan permukaan yaitu perpipaan, *cooler*, *separator*, *scrubber*, kompresor dan sistem dehidrasi.

Pemodelan dan simulasi proses menggunakan peranti lunak pada kondisi tunak pada kompresor satu tahap dengan konfigurasi paralel dan seri pada variasi tekanan dibawah desain kompresor yaitu 200 psig, 165 psig dan 100 psig.

Dasar pemilihan variasi tekanan 200 psig adalah tekanan 200 psig merupakan kompensasi tekanan isap kompresor dari tekanan sumur hasil prediksi dari departemen reservoir pada awal tahun 2023. Tekanan 200 psig adalah tekanan isap kompresor saat project selesai modifikasi peralatan kompresor menjadi seri. Penelitian dimulai sejak september 2021 sedangkan fase konstruksi hingga commissioning diperkirakan akan selesai pada bulan January 2023.

Penentuan tekanan simulasi 165 psig dan 100 psig pada kompresor adalah prediksi tekanan yang akan dibuktikan dengan simulator untuk mendapatkan irisan dengan tekanan diatasnya. Skenario simulasi yang digunakan adalah 1LP-1LP pada kedua variasi tekanan tersebut. Dengan mengetahui kemampuan minimal dan maksimal kompresor dalam operasi tekanan tertentu maka akan dapat diprediksi kapan bisa mulai diimplementasikan skenario tekanan 165 psig dan tekanan 100 psig.

DAFTAR PUSTAKA

- Abbaspour, M., Chapman, K. S., & Krishnaswami, P. (2005). Nonisothermal Compressor Station Optimization. *Journal of Energy Resources Technology*, 127(2), 131–141. <https://doi.org/10.1115/1.1871248>
- Abd. Hamid, Mohd. K. (2007). *HYSYS: An Introduction to Chemical Engineering Simulation*.
- Ahmad, N. M., & Said, L. (2015). *ANALISA AIR FORMASI DALAM MENENTUKAN KECENDERUNGAN PEMBENTUKAN SCALE PADA SUMUR X,Y DAN Z*. 9.
- Arnold, K., & Stewart, M. (1998). *Surface production operations* (2nd ed). Houston, Tex. Gulf Pub. Co.
- Atkins, P. W., & De Paula, J. (2006). *Physical chemistry*. Oxford. Oxford University Press.
- Bahadori, A. (2014). Natural Gas Dehydration. In *Natural Gas Processing* (pp. 441–481). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-099971-5.00009-X>
- Campbell, J.M. (1992). Gas Conditioning and Processing_ The Equipment Modules. In *Gas Conditioning and Processing_ The Equipment Modules* (7th ed., Vol. 2, p. 459). Campbel petroleum series.
- Carlson, E. C. (1996). Don't Gamble With Physical Properties For Simulations. *CHEMICAL ENGINEERING PROGRESS*, 13.
- Cortinovis, A., Mercangöz, M., Zovadelli, M., Pareschi, D., De Marco, A., & Bittanti, S. (2016). Online performance tracking and load sharing

- optimization for parallel operation of gas compressors. *Computers & Chemical Engineering*, 88, 145–156.
<https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2016.01.012>
- Costa, G. M. N., Cardoso, S. G., Soares, R. O., Santana, G. L., & Vieira de Melo, S. A. B. (2014). Modeling high pressure vapor–liquid equilibrium of ternary systems containing supercritical CO₂ and mixed organic solvents using Peng–Robinson equation of state. *The Journal of Supercritical Fluids*, 93, 82–90. <https://doi.org/10.1016/j.supflu.2014.04.016>
- Fernando, D. M. R., & Waluyo, J. (2020). THE INNOVATION MODEL OF TURBINE ENGINE COMPRESSOR TO SIMULATE THE PERFORMANCE IN OIL AND GAS INDUSTRY. *Airlangga Journal of Innovation Management*, 1(1), 48.
<https://doi.org/10.20473/ajim.v1i1.19413>
- Giammaruti, R. (n.d.). *COOLING TECHNOLOGY INSTITUTE*. 16.
- GPSA. (2012a). Section 13—Compressors and Expanders. In *Engineering Data Book* (13th ed., p. 52). GPSA press.
- GPSA. (2012b). Section 20—Dehydration. In *ENGINEERING DATA BOOK* (13th ed., p. 48). GPSA press.
- Haydary, J. (2019). *Chemical process design and simulation: Aspen Plus and Aspen Hysys applications*. Hoboken, New Jersey. American Institute of Chemical Engineers.
- Institute, A. P. (1991). *API RECOMMENDED PRACTICE 14E (RP 14E) FIFTH EDITION*. Washington. American Petroleum Institute.

- Javadpour, F., Fisher, D., & Unsworth, M. (2007). Nanoscale Gas Flow in Shale Gas Sediments. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 46(10).
<https://doi.org/10.2118/07-10-06>
- Jiménez, S., Micó, M. M., Arnaldos, M., Medina, F., & Contreras, S. (2018). State of the art of produced water treatment. *Chemosphere*, 192, 186–208.
<https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2017.10.139>
- Jung, J., Lee, W. J., Park, S., Kim, Y., Lee, C.-J., & Han, C. (2017). Improved control strategy for fixed-speed compressors in parallel system. *Journal of Process Control*, 53, 57–69. <https://doi.org/10.1016/j.jprocont.2017.02.007>
- Lestari, I., Oktavia, F. D., Sanjaya, A. S., & Bindar, Y. (2019). SIMULASI PROSES BIOMETIL AKRILAT-AIR MENGGUNAKAN METODE PRESSURE SWING DISTILLATION PADA ASPEN HYSYS V8.8. *Jurnal Chemurgy*, 3(2), 22. <https://doi.org/10.30872/cm.g.v3i2.3580>
- Maryani, E., & Suseno, S. A. (2017). *PENINGKATAN PROSES PRODUKSI MINYAK DAN GAS BUMI DENGAN MENURUNKAN TEKANAN HISAP KOMPRESOR*. 10.
- McCain, W. D. (1990). *The Properties of Petroleum Fluid* (Second). United States of America. PennWell Publishing Company.
- PERMEN LH N. 13, Pub. L. No. 13 Tahun 2007, 11 (2007).
- Mokhatab, S., Poe, W. A., & Mak, J. Y. (2015). *Handbook of natural gas transmission and processing: Principles and practices* (Third edition). Amsterdam. Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier.

- Moritz, S. (2007). *A Mixed Integer Approach for the Transient Case of Gas Network Optimization*. 185.
- Passey, Q. R., Bohacs, K. M., Esch, W. L., Klimentidis, R., & Sinha, S. (n.d.). *From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs*. 29.
- Poe, W. A., & Mokhatab, S. (2017). Process Modeling and Simulation. In *Modeling, Control, and Optimization of Natural Gas Processing Plants* (pp. 73–96). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-802961-9.00002-4>
- Pranolo, S. H., Bindar, Y., Sasongko, D., & Susanto, H. (n.d.). *Modeling and Simulation of a Separate Line Calciner Fueled with a Mixture of Coal and Rice Husk*. 7.
- Ramdharee, S., Muzenda, E., & Belaid, M. (2013). A Review of the Equations of State and their Applicability in Phase Equilibrium Modeling. *South Africa*, 4.
- Rita, N., Ariyon, M., & Ramdhani, A. A. (n.d.). *ANALISA JARINGAN PEMIPAAAN SUMUR INJEKSI MENGGUNAKAN APLIKASI PIPESIM UNTUK MENINGKATKAN INJEKTIVITAS SUMUR BERDASARKAN DATA LAPANGAN AL*. 13.
- Sinnott, R. K., Coulson, J. M., Richardson, J. F., & Coulson, J. M. (2006). *Chemical engineering design* (4. ed., reprinted). Amsterdam. Elsevier, Butterworth-Heinemann.
- Speight, J. G. (2007). *Natural gas: A basic handbook*. Houston, Tex. Gulf Pub. Co.

- Speight, J. G. (2019). *Natural gas: A basic handbook* (Second edition). Cambridge, MA, United States. Gulf Professional Publishing.
- Stewart, M., & Arnold, K. (2011). Dehydration Considerations. In *Gas Dehydration Field Manual* (pp. 55–168). Elsevier.
<https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-980-5.00002-1>
- Tseng, J. M., Su, T. S., & Kuo, C. Y. (2012). Consequence Evaluation of Toxic Chemical Releases by ALOHA. *Procedia Engineering*, 45, 384–389.
<https://doi.org/10.1016/j.proeng.2012.08.175>
- Yoon, S. Y., Lin, Z., & Allaire, P. E. (2013). *Control of Surge in Centrifugal Compressors by Active Magnetic Bearings*. London. Springer London.
<https://doi.org/10.1007/978-1-4471-4240-9>
- Peter Atkins, Julio de Paula. (2006). *Atkin's Physical Chemistry*. Eight Edition. W. H. Freeman and Company. New York. 14-17
- Hadi, Dimsiki. 1993. *Termodinamika*. Dikti, Jakarta
- Windy Dewintari M. Persamaan Van Der Waals. Kelas A Kimia UIN Maulana Malik Ibrahim. <https://akimia16.wordpress.com/2017/12/10/persamaan-keadaan-van-der-waals-windy-dewintari-m-14630012-2/>. Diakses tanggal 30 Maret 2021
- Bissor, E. H., Yurishchev, A., Ullmann, A., & Brauner, N. (2020). *Prediction of the critical gas flow rate for avoiding liquid accumulation in natural gas pipelines*. *International Journal of Multiphase Flow*, 103361. doi:10.1016/j.ijmultiphaseflow.2020.103361