



TESIS - BM185407

**PEMILIHAN MODE OPERASI PRODUKSI SEBAGAI  
PENGEMBANGAN PRODUKSI SUMUR GAS SP DI  
ANJUNGAN LEPAS PANTAI B *FLOWSTATION*  
MENGUNAKAN METODE *ANALYTICAL HIERARCHY  
PROCESS***

**SEPTIAN DWI CAHYA  
NRP. 09211550017002**

Dosen Pembimbing  
Nurhadi Siswanto, ST, MSIE, PhD

Departemen Manajemen Teknologi  
Fakultas Bisnis Dan Manajemen Teknologi  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
2019

## LEMBAR PENGESAHAN

Tesis disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar  
Magister Manajemen Teknologi (M.MT)  
di  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

**SEPTIAN DWI CAHYA**

**NRP. 09211550017002**

**Tanggal Ujian : 3 Agustus 2020**

**Periode Wisuda : September 2020**

Disetujui oleh:

Pembimbing

1. **Nurhadi Siswanto, ST, M.S.I.E., Ph.D**  
**NIP: 197005231996011001**

*Akingi*  
.....

Penguji

1. **Dr. Ir. Bustanul Arifin Noer, M.sc**  
**NIP: 195904301989031001**
2. **Prof. Dr. Ir. Moses L Singgih, M.Sc., M.Reg.Sc**  
**NIP: 195908171987031002**

*Bustanul*  
.....  
*Moses*  
.....



**Kepala Departemen Manajemen Teknologi  
Fakultas Desain Kreatif Dan Bisnis Digital**

**Prof. Ir. I Nyoman Pujawan, M.Eng, Ph.D, CSCP**  
**NIP: 196912311994121076**

**PEMILIHAN MODE OPERASI PRODUKSI SEBAGAI  
PENGEMBANGAN SUMUR GAS SP DI ANJUNGAN LEPAS PANTAI  
BRAVO FLOWSTATION MENGGUNAKAN METODE ANALYTICAL  
HIERARCHY PROCESS**

Nama Mahasiswa : Septian Dwi Cahya  
NRP : 09211550017002  
Pembimbing : Nurhadi Siswanto, ST, MSIE, PhD

**ABSTRAK**

Penelitian ini difokuskan pada analisa pengembangan produksi sumur SP di anjungan lepas pantai B *flowstation*. Pengembangan ini meliputi pembangunan *platform*, *piping*, dan fasilitas produksi. Pembangunan tersebut didasarkan pada desain mode operasi produksi sumur gas SP ke sistem produksi *existing* B *flowstation*. Pada proyek pengembangan sumur baru sebelumnya hanya ditentukan desain tunggal mode operasi produksi. Ketika sumur baru tersebut sudah beroperasi ternyata terdapat banyak permasalahan, seperti *premature* produksi akibat terjadi *water coning* dan sering terjadi *shutdown* produksi yang berakibat pada *loss* produksi. Untuk mengupayakan permasalahan tersebut agar tidak terjadi lagi, perusahaan harus melakukan proyek baru untuk merubah desain mode operasi sumur baru tersebut. Proyek yang pernah dilakukan tersebut tidak efektif. Pada proyek pengembangan yang sekarang yaitu pengembangan produksi sumur SP dilakukan kajian terhadap proses *existing* untuk memunculkan desain mode operasi produksi yang dapat di integrasikan dengan proses *existing*. Supaya gas dari sumur SP dengan kapasitas 53.5 BCF dan laju produksi gas sebesar 30 MMSCFD dapat dialirkan secara kontinyu tanpa mengalami *loss* produksi. Melalui *focus group discussion* terhadap proses *existing* didapatkan 4 desain alternatif mode operasi produksi sumur SP yaitu : mode operasi *low pressure*; mode operasi *medium pressure*; mode operasi *high pressure*; dan mode operasi *high low pressure*. Untuk memilih mode operasi produksi yang akan diterapkan pada pengembangan sumur SP digunakanlah metode AHP (*Analytic Hierarchy Process*) dengan kriteria: teknologi; biaya kapital; potensi *loss* produksi; biaya operasional; reservoir dan pengerjaan. Hasil dari AHP didapatkan alternatif terpilih yaitu mode operasi *high low pressure* dengan nilai sebesar 32.7% dengan biaya investasi yang besar. Selanjutnya dihitung nilai NPV dan IRR untuk mengukur keekonomian desain mode operasi produksi *high low pressure* dapat diterapkan atau tidak. Hasilnya nilai NPV > 0, IRR = 31.604 %, diatas *discount rate* yang berarti desain mode operasi produksi *high low pressure* meskipun biaya investasinya tinggi dapat diterapkan pada pengembangan produksi sumur SP.

Kata kunci: mode operasi, *discount rate*, *high low pressure*

**SELECTION OF PRODUCTION OPERATION MODE AS SP WELL  
DEVELOPMENT IN B FLOWSTATION OFFSHORE USING  
ANALYTICAL HIERARCHY PROCESS METHOD**

Nama Mahasiswa : Septian Dwi Cahya  
NRP : 09211550017002  
Pembimbing : Nurhadi Siswanto, ST, MSIE, PhD

**ABSTRACT**

*This research is focused on analyzing the development of SP well production in the flowstation offshore platform B. This development includes the construction of platforms, piping, and production facilities. The development is based on the design of the SP gas well production operation mode to the existing B flowstation production system. In the new well development project previously only a single design mode of production operation was determined. When the new well is operational there are many problems, such as premature production due to water coning and frequent production shutdowns that result in production losses. To work on the problem so that it does not happen again, the company must undertake a new project to change the design of the new well's operation mode. The project that was carried out was not effective. In the current development project, which is the development of SP well production, a study of the existing process is carried out to bring up the design of production operation modes that can be integrated with existing processes. So that gas from SP wells with a capacity of 53.5 BCF and a gas production rate of 30 MMSCFD can be flowed continuously without experiencing production loss. Through focus group discussions on the existing process, there were 4 alternative designs of the SP well production operation modes, namely: low pressure operating mode; medium pressure operating mode; high pressure operating mode; and high low pressure operating mode. To choose the mode of production operation that will be applied to the development of SP wells, the AHP (Analytic Hierarchy Process) method is used with the following criteria: technology; capital costs; potential loss of production; operating costs; reservoir and workmanship. The results from AHP obtained the chosen alternative, namely the high low pressure operating mode with a value of 32.7% with a large investment cost. The NPV and IRR values are then calculated to measure the economics of the high-pressure production operation mode design, whether or not it can be applied. The result is NPV value > 0, IRR = 31.604%, above the discount rate which means that the design mode of production operation is high low pressure even though high investment costs can be applied to the development of SP well production.*

*Keywords: operating mode, discount rate, high low pressure*

## KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Allah SWT sehingga penulis dapat menyelesaikan Tesis ini sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Manajemen Teknik pada Bidang Keahlian Manajemen Industri, Fakultas Bisnis dan Manajemen Teknologi, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya, dengan Judul:

**“Pemilihan Mode Operasi Produksi Sebagai Pengembangan Sumur  
SP Di Anjungan Lepas Pantai B *Flowstation* Menggunakan Metode  
*Analytical Hierarchy Process*”**

Dalam penulisan Tesis ini penulis banyak mendapatkan bantuan, saran, dan dukungan dari berbagai pihak. Oleh sebab itu, ucapan terima kasih yang sebesar-besarnya penulis ucapkan kepada:

1. Bapak Nurhadi Siswanto, ST, MSIE, PhD selaku pembimbing yang telah memberikan dukungan dan saran, serta telah bersedia meluangkan waktu untuk membimbing menjelaskan dan mengarahkan demi penulisan Tesis yang lebih baik dan bermanfaat dalam perkembangan ilmu pengetahuan.
2. Dr. Ir. Bustanul Arifin Noer, Msc dan Prof. Dr. Ir. Moses L Singgih, Msc, M.Reg.Sc yang telah bersedia menjadi penguji pada sidang Tesis ini. Terima kasih untuk masukan dan sarannya.
3. Terima kasih tak terhingga untuk keluarga tercinta, istri, anak, bapak, ibu atas doa, perhatian dan dukungan moral demi terselesaikannya Tesis ini. Semoga menjadi amal ibadah dan kebaikan bagi kita semua.
4. Terima kasih untuk Dosen dan Staf akademik Manajemen Teknologi Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya atas ilmu, pendidikan, bimbingan dan bantuan yang telah diberikan. Semoga amal ibadah Bapak/Ibu mendapat balasan yang setimpal dari Allah SWT.
5. Terima kasih untuk rekan-rekan seperjuangan Magister Manajemen Teknologi ITS Kelas Kerjasama ITS-Pertamina Jakarta tahun 2015, yang

telah berjuang bersama menuntut ilmu diantara kesibukan pekerjaan dan rela meninggalkan keluarga.

6. Terimakasih untuk Bung Reva, Bung Ario, Kang Vico, Kang Dedy, Kang Isa serta para expert dan nara sumber ahli lainnya atas bantuan, informasi, masukan serta saran dalam melengkapi penulisan Tesis ini.
7. Terima kasih untuk seluruh pihak yang telah membantu demi kelancaran penulisan Tesis ini.

Semoga Tesis ini dapat memberikan manfaat bagi perkembangan ilmu pengetahuan pada umumnya dan bagi mahasiswa Jurusan Magister Manajemen Teknologi ITS pada khususnya.

Surabaya, Agustus 2020

Penulis



## DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN .....	ii
ABSTRAK .....	iii
<i>ABSTRACT</i> .....	iv
KATA PENGANTAR.....	v
DAFTAR ISI .....	vi
DAFTAR TABEL .....	viii
DAFTAR GAMBAR.....	ix
BAB I PENDAHULUAN .....	1
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Permasalahan.....	7
1.3 Tujuan Penelitian.....	7
1.4 Ruang Lingkup Penelitian .....	7
1.4.1 Batasan .....	7
1.4.2 Asumsi .....	7
1.5 Manfaat Penelitian.....	7
1.6 Sistematika Penulisan.....	8
BAB II KAJIAN PUSTAKA .....	9
2.1 Gambaran umum Fasilitas Produksi Pengembangan Sumur SP.....	9
2.2 Sistem Kompresi Bravo Flowstation.....	11
2.2.1 B1C (B 1 Compressor).....	11
2.2.2 B2C (B 2 Compressor) .....	13
2.3 Analytical Hierarchy Process .....	15
2.4 PSC <i>Gross Split</i> .....	23
2.5 Net Present Value dan Internal Rate of Return .....	26
2.6 Posisi Penelitian .....	27
BAB III METODE PENELITIAN .....	29
3.1 Diagram Alir Penelitian.....	29
3.2 Ahli yang Terlibat .....	30
3.3 Data Penelitian .....	31
3.4 Hasil dan pembahasan .....	32



BAB IV PENGOLAHAN DAN ANALISA DATA.....	33
4.1 Hasil Focus Group Discussion.....	33
4.1.1 Desain Alternatif.....	33
4.1.2 Kriteria.....	39
4.2 Analytic Hierarchy Process (AHP).....	42
4.2.1 Struktur AHP .....	42
4.2.2 Pengumpulan Data.....	42
4.2.3 Perhitungan Perbandingan Berpasangan .....	51
4.3 Analisa .....	61
4.3.1 Alternatif Terpilih.....	61
4.3.2 Sensitifitas .....	62
4.3.3 Keekonomian.....	67
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....	71
5.1 Kesimpulan .....	71
5.2 Saran .....	71
DAFTAR PUSTAKA .....	73
BIODATA PENULIS .....	75
LAMPIRAN .....	1
Lampiran A1 .....	1
Lampiran A2 .....	1
Lampiran A3 .....	1

## DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Kondisi operasi 1 <sup>st</sup> stage compressor 03-C-1A/B .....	12
Tabel 2. 2 Kondisi operasi 2 <sup>nd</sup> stage compressor 03-C-2A/B .....	13
Tabel 2. 3 Kondisi operasi 1 <sup>st</sup> stage compressor C-37-A/B .....	14
Tabel 2. 4 Kondisi operasi 2 <sup>nd</sup> stage compressor C-41-A/B .....	15
Tabel 2. 5 Skala Fundamental .....	18
Tabel 2. 6 Nilai Random Indek .....	22
Tabel 2. 7 Bagi hasil base split berdasarkan Permen ESDM no.8 / 2017.....	24
Tabel 2. 8 (a) Variabel split (b) Progressive split.....	25
Tabel 3. 1 Ahli yang terlibat dalam focus group discussion. ....	31
Tabel 4. 1 Data kualitatif dari review desain masing masing alternatif. ....	44
Tabel 4. 2 Data kualitatif dari review material masing masing alternatif. ....	44
Tabel 4. 3 Data gas compressor performance .....	45
Tabel 4. 4 Potensi kerugian produksi sumur SP dari aktifitas produksi.....	48
Tabel 4. 5 Data life time dari reservoir sumur SP. ....	50
Tabel 4. 6 Data sub kriteria pengerjaan.....	51
Tabel 4. 7 Analisa keekonomian dari alternatif terpilih mode operasi high low pressure. ....	67
Tabel 4. 8 Nilai split berdasarkan komponen progressive. ....	68

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. 1 Rencanana pengembangan sumur SP .....	2
Gambar 1. 2 Profil laju produksi sumur gas SP.....	5
Gambar 2. 1 Desain platform SP dan fasilitas produksi didalamnya .....	10
Gambar 2. 2 Strutur AHP.....	16
Gambar 2. 3 Proses Analisis Hirarki - AHP .....	17
Gambar 2. 4 Skema gross split .....	24
Gambar 4. 1 Desain mode operasi produksi low pressure.....	33
Gambar 4. 2 Desain mode operasi produksi medium pressure.....	35
Gambar 4. 3 Desain mode operasi produksi high pressure.....	37
Gambar 4. 4 Desain mode operasi produksi high low pressure.....	38
Gambar 4. 5 Struktur AHP.....	42
Gambar 4. 6 Risk Matrix Perusahaan .....	43
Gambar 4. 7 Diagram perbandingan biaya kapital masing-masing alternatif .....	47
Gambar 4. 8 Diagram perbandingan biaya operasional masing masing altenatif.	49
Gambar 4. 9 Perbandingan berpasangan kriteria. ....	51
Gambar 4. 10 Hasil perbandingan berpasangan kriteria.....	52
Gambar 4. 11 Perbandingan berpasangan dari sub kriteria teknologi dan hasilnya. ....	52
Gambar 4. 12 Perbandingan berpasangan sub kriteria pengerjaan dan hasilnya. .	53
Gambar 4. 13 Perbandingan berpasangan alternatif pada kriteria teknologi/maintenance level dan hasilnya. ....	53
Gambar 4. 14 Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria teknologi/desain dan hasilnya.....	54
Gambar 4. 15 Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria teknologi/kesiapan material untuk kombinasi dengan proyek lain dan hasilnya. ....	55
Gambar 4. 16 Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria teknologi/compressor performance dan hasilnya.....	56

Gambar 4. 17 Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria biaya kapital dan hasilnya.....	56
Gambar 4. 18 Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria potensi kerugian produksi dan hasilnya.....	57
Gambar 4. 19 Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria biaya operasional dan hasilnya.....	58
Gambar 4. 20 Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria reservoir dan hasilnya.....	58
Gambar 4. 21 Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria pengerjaan/HSSE dan hasilnya.....	59
Gambar 4. 22 Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria pengerjaan/waktu dan hasilnya.....	59
Gambar 4. 23 Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria pengerjaan/shutdown tie in dan hasilnya.....	60
Gambar 4. 24 Hasil ranking alternatif pemilihan mode operasi produksi untuk pengembangan sumur SP.....	61
Gambar 4. 25 Pengujian sensitifitas alternatif terpilih dengan menaikkan eigenvector kriteria teknologi.....	62
Gambar 4. 26 Pengujian sensitifitas alternatif terpilih dengan menaikkan eigenvector kriteria biaya kapital.....	63
Gambar 4. 27 Pengujian sensitifitas alternatif terpilih dengan menaikkan eigenvector kriteria potensi kerugian produksi.....	63
Gambar 4. 28 Pengujian sensitifitas alternatif terpilih dengan menaikkan eigenvector kriteria biaya operasional.....	64
Gambar 4. 29 Pengujian sensitifitas alternatif terpilih dengan menaikkan eigenvector kriteria reservoir.....	65
Gambar 4. 30 Pengujian sensitifitas alternatif terpilih dengan menaikkan eigenvector kriteria pengerjaan.....	66

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

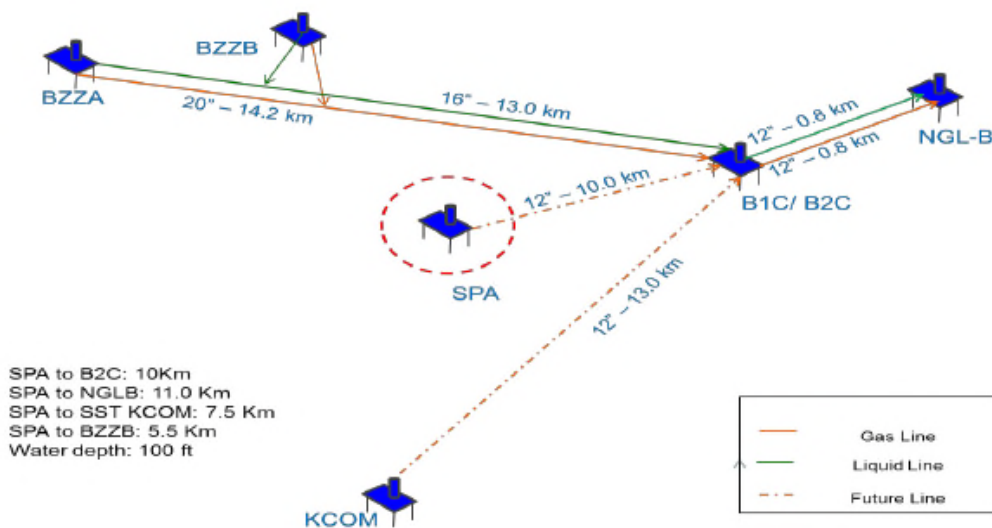
Dunia bisnis merupakan dunia yang dinamis. Tak terkecuali untuk bisnis di industri hulu migas. Pasar yang berubah ditandai dengan fluktuasi harga minyak dunia hingga penemuan teknologi baru membuat industri migas harus dapat beradaptasi. Skema atau model bisnis hulu migas pun dapat berubah sehingga *landscape* industri juga akan bergerak dinamis. Pada Januari 2017 kementerian ESDM telah merilis peraturan menteri (Permen) ESDM Nomor 8 Tahun 2017 tentang kontrak bagi hasil *gross split*. Melalui sistem *gross split* ini pemerintah bisa mengurangi beban Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (APBN) sebab, biaya operasi tak lagi dibebankan ke Negara melainkan ke kontraktor migas (BUMI, 2017). Sistem *gross split* ini menjadi tantangan besar bagi kontraktor migas untuk mengelola operasi produksinya melalui pengembangan eksplorasi, teknologi, sistem manajemen secara efektif, efisien untuk menghasilkan keuntungan perusahaan yang besar.

Blok ONWJ (Offshore North West Java) yang dikelola oleh Pertamina Hulu Energi (PHE) merupakan blok lapangan migas pertama yang diberlakukan sistem *gross split* oleh pemerintah di awal tahun 2017. Perpanjangan kontrak Blok ONWJ di awal tahun 2017 kepada PHE telah diputuskan menggunakan skema bagi hasil minyak dan gas bumi (migas) *gross split* dengan penetapan split dasar untuk gas bagian pemerintah 37,5 persen dan kontraktor 62,5 persen, sedangkan untuk minyak 42,5 persen bagian pemerintah dan 57,5 persen untuk kontraktor (BUMI, 2017). Bagian tersebut bisa meningkat disesuaikan dengan beberapa poin diantaranya letak wilayah kerja migas, lokasi sumber migas didarat atau lautan, serta kandungan karbondioksida (CO<sub>2</sub>) maupun kandungan H<sub>2</sub>S.

Blok ONWJ adalah salah satu blok produksi minyak dan gas bumi Indonesia yang telah beroperasi sejak tahun 1971 dan merupakan operasi lapangan anjungan lepas pantai pertama di Indonesia, dengan area operasi membentang dari Kepulauan Seribu sampai utara Cirebon seluas 8.300 km<sup>2</sup>. Terdapat 11 *flowstation*

dan 670 sumur dengan produksi rata-rata saat ini dari lapangan ONWJ adalah 40.000 BOPD minyak dan 167 MMSCFD gas. Blok ONWJ menjadi salah satu blok utama pemasok dan penyokong terbesar produksi minyak dan gas bumi Indonesia yang telah beroperasi lebih dari 40 tahun (sumber: dokumen perusahaan).

Awal perpanjangan kontrak wilayah kerja di blok ONWJ (*Offshore North West Java*), Pertamina Hulu Energi (PHE) berupaya untuk melakukan pengembangan produksi di sektor gas yaitu sumur gas ‘SP’ yang telah dibor pada tahun 2012 di anjungan stasiun alir B (*B flowstation*) dengan harapan dapat menambah produksi gas sebesar 30 MMSCFD. Lokasi sumur gas ‘SP’ tersebut berada di wilayah operasi anjungan B *flowstation* dengan jarak ke B *flowstation* sejauh 10 km. B *Flowstation* merupakan anjungan lepas pantai yang terdiri dari 6 (enam) *platform* yang semuanya terhubung dengan jembatan. B *flowstation* memiliki 19 NUI (*Normally Unmanned Installation / Anjungan Tak Berpenghuni*) yang aktif, dengan total 74 sumur, produksi rata-rata pada saat ini 8100 BOPD dan telah beroperasi sejak tahun 1975, B *flowstation* menjadi salah satu *station* utama di blok ONWJ dengan jumlah produksi minyak terbesar kedua.



Gambar 1. 1 Rencana pengembangan sumur SP  
 Sumber: (ONWJ, SP Field Plan of Development, 2013)

Perencanaan pengembangan *green field* meliputi pembangunan platform tak berpenghuni atau *NUI SP platform* dan fasilitas produksinya, sedangkan

pengembangan *brown field* sumur gas SP meliputi pembangunan fasilitas produksi di B2C dan sistem integrasi pada proses *existing*. Penyaluran produksi sumur SP ke proses produksi *existing* akan didasarkan pada mode operasi sumur. Skenario proses produksinya adalah gas dari sumur SP akan dialirkan ke B *flowstation* melalui pipa bawah laut, selanjutnya gas diterima di fasilitas produksi yang berada di B2C, setelah itu gas akan diintegrasikan ke proses produksi *existing*. Pada proses *existing* terdapat dua proses gas yang menggunakan sistem kompresi yaitu proses gas B1C (*B 1 Compressor*) dan proses gas B2C (*B 2 Compressor*). Setiap sistem kompresi terdiri dari 2 *train* (rangkaian). Setiap *train* (rangkaian) terdiri dari *1<sup>st</sup> stage compressor* dan *2<sup>nd</sup> stage compressor*. Tekanan gas pada *suction 1<sup>st</sup> stage compressor* sebesar 41 psig dan keluaran tekanan gas pada *discharge 1<sup>st</sup> stage compressor* sebesar 210 psig untuk kompresor B1C dan sebesar 180 psig untuk kompresor B2C. Tekanan *discharge* gas pada *1<sup>st</sup> stage compressor* masuk ke *suction 2<sup>nd</sup> stage compressor* dengan tekanan 210 psig untuk B1C, tekanan 180 psig untuk B2C. Kemudian dinaikkan tekanannya menjadi 660 psig pada *discharge 2<sup>nd</sup> stage compressor* B1C dan 450 psig pada *discharge 2<sup>nd</sup> stage compressor* B2C.

Dalam kegiatan operasi produksi, B1C dan B2C mempunyai peran dan spesifikasi yang berbeda. B1C berperan untuk mengkompres *sweet gas* (gas dengan kandungan CO<sub>2</sub> rendah) yang dihasilkan oleh sumur 3 fasa (sumur yang mengandung minyak, gas dan air) dengan SG (*Specific Gravity*) sebesar 0.6 – 0.7. B2C berperan untuk mengkompres *sour gas* (gas dengan kandungan CO<sub>2</sub> dan H<sub>2</sub>S tinggi) yang dihasilkan oleh sumur 2 fasa (sumur yang mengandung gas dan air) dengan SG (*Specific Gravity*) sebesar 0.8 – 1. Secara spesifikasi B1C mempunyai kapasitas kompresor sebesar 60 MMSCFD dengan bentuk platform yang lebih kecil dan *space* yang rapat. Sedangkan B2C mempunyai kapasitas kompresor sebesar 110 MMSCFD dengan bentuk platform yang besar dan *space* yang longgar.

Pengoperasian produksi sumur SP dapat didesain dari proses produksi *existing*. Proses produksi *existing* mempunyai tekanan yang beragam mulai dari 41, 180, 210, 450 dan 660 psig dan pemanfaatan yang beragam. Pembuatan desain dari sumur SP berdasarkan tekanan *proses existing* secara tidak langsung akan

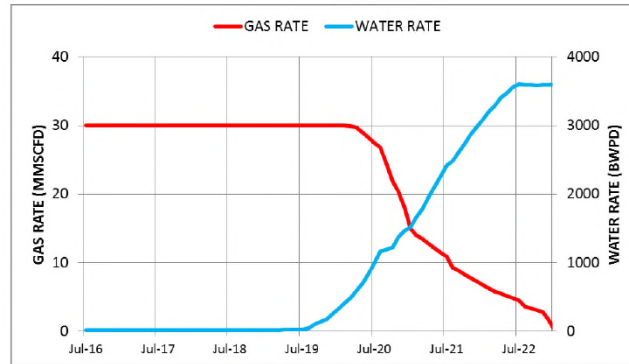
menentukan besar rating material yang digunakan, jalur produksi, biaya serta resiko dan lama pengerjaan proyek pengembangan sumur SP. Dengan adanya tekanan yang beragam tentunya akan memunculkan lebih dari satu desain pengoperasian sumur SP berdasarkan mode operasi tekanan sumur.

Pada kasus proyek pengembangan sebelumnya, yaitu pengembangan proyek sumur gas HH hanya ditentukan satu pilihan desain mode operasi sumur HH tanpa melihat potensi desain lain yang memungkinkan dari proses *existing*. Setelah proyek selesai dan produksi berlangsung sumur tersebut mengalami *premature* produksi. Sumur tersebut berproduksi gas lebih singkat dari *life time* sumur yang seharusnya. Sumur tersebut mengalami *water coning* yang mengakibatkan aliran gas tertahan oleh aliran air di reservoir. Permasalahan tidak hanya terjadi di sumurnya saja melainkan juga terjadi pada proses produksi *existing*. Proses produksi *existing* sering mengalami *shutdown* yang berakibat pada *loss* produksi. Mode operasi yang digunakan pada pengembangan produksi sumur tersebut ternyata tidak tepat, sehingga perusahaan harus melakukan proyek baru untuk mereaktifasi sumur HH dan mendesain ulang jalur produksinya berdasarkan mode operasi tekanan yang digunakan.

Berdasarkan kasus sebelumnya, pengembangan sumur SP akan dikaji dengan memperhatikan segala kemungkinan dari sumur dan proses *existing* untuk memunculkan alternatif desain mode operasi. Data *seismic* yang telah dilakukan dan dikaji oleh reservoir *engineer* sumur gas SP mempunyai cadangan gas sebanyak 53.5 BFC, mampu mengalirkan gas hingga 30 MMSCFD dengan masa produksi ideal sekitar 6 tahun, yang berarti bahwa kemampuan produksi tersebut tanpa dipengaruhi oleh tekanan pengoperasian sumur dan tanpa mengalami *shutdown* secara operasional. Sedangkan dalam praktik lapangan pengoperasian sumur tak terlepas dari tekanan pengoperasian sumur dan *shutdown* secara operasional. Dalam kondisi ideal masa produksi sumur ditunjukkan pada Gambar 1.2. Garis merah menunjukkan profil laju produksi sumur gas SP sedangkan garis biru menunjukkan profil laju air yang dihasilkan oleh sumur gas SP. Produksi air meningkat seiring dengan penurunan produksi gas. Pada kondisi yang tidak ideal, dalam hal ini pengoperasian sumur dengan penerapan tekanan *surface* yang tidak tepat dapat berakibat pada singkatnya *lifetime* produksi sumur. Produksi air dapat



meningkat secara signifikan tetapi cadangan reservoir gas masih berlimpah. Reservoir gas menjadi tertutup oleh produksi air sehingga gas tidak bisa mengalir ke permukaan. Hal seperti ini disebut oleh water coning (Kermit E Brown, vol 4).



Gambar 1. 2 Profil laju produksi sumur gas SP.  
Sumber : (ONWJ, SP Field Plan of Development, 2013)

Adanya water coning pada sumur menyebabkan biaya operasional yang sangat tinggi, untuk menghilangkan lapisan air yang menutupi reservoir gas harus dilakukan aktivitas *well services* menggunakan RIG. Waktu yang dibutuhkan untuk menghilangkan coning tidaklah sebentar. Terhentinya waktu produksi sumur yang mengalami coning hingga aktivitas well services selesai merupakan kerugian investasi perusahaan terhadap sumur. Efek domino pada sumur baru yang mengalami water coning berakibat pada tidak stabilnya produksi existing. Produksi existing berpotensi mengalami shutdown yang cukup lama karena produksi sumur baru telah terintegrasi dengan baik pada sistem kompresi tiba tiba mengalami coning yang berpengaruh pada sistem separasi fluida dan berat jenis gas pada sistem kompresi. Sehingga perlu dilakukan pengaturan ulang sistem kontrol.

Pada pengembangan sumur SP ini besarnya nilai investasi, desain dari infrastruktur dan sistem proses produksi akan didasarkan pada mode operasi sumur. Mode operasi sumur yang dimaksud adalah sumur gas SP akan dioperasikan pada tekanan surface dengan nilai tertentu agar terintegrasi dengan sistem produksi gas *existing* tanpa mengalami gangguan proses. Untuk mencapai

hal tersebut perlu memunculkan alternatif lebih dari satu desain mode operasi produksi dan selanjutnya dipilih yang terbaik agar kasus pada proyek pengembangan sebelumnya tidak terjadi. Metode *Analytical Hierarchy Proses* dibutuhkan untuk kasus seperti ini, kompleksnya faktor yang harus diperhatikan pada strategi pengembangan ini menjadi alasan utama digunakannya metode AHP.

Metode AHP merupakan utilitas untuk menyelesaikan permasalahan pengambilan keputusan dengan multi kriteria atau dikenal dengan *Multi Criteria Decision Making* (MCDM). Metode AHP pernah digunakan oleh peneliti sebelumnya dalam kasus “*An expert knowledge based decommissioning alternative selection system for oil and gas assets in the South China Sea*”(K.L. Na, 2016), yaitu untuk merekomendasikan dekomisioning *platform* fasilitas migas yang paling efektif dan efisien dilaut Cina Selatan, pada penelitian tersebut metode AHP digunakan untuk menentukan pilihan dekomisioning terhadap asset platform di laut cina selatan berdasarkan beberapa kriteria yaitu : tipe *platform*; bobot; logistik; dan struktur integritas. Metode AHP juga pernah digunakan dalam penelitian “*Multi-criteria selection of electric power plant using analytical hierarchy process*”(Bilal A. Akash, 1999), yaitu untuk pemilihan *power plant* yang cocok dikembangkan di Jordan. Terdapat beberapa alternatif *power plant* diantaranya adalah pembangkit listrik bahan bakar fosil, pembangkit listrik tenaga matahari, pembangkit listrik tenaga nuklir, pembangkit listrik tenaga angina dan pembangkit listrik tenaga air. Penentuan pilihan didasarkan pada *cost cost – benefit ratio*. Kemudian juga pernah diterapkan dalam penelitian “*Using a multi-method approach for decision-making about a sustainable local distributed energy system: A case study from Finland*”(Sanni Väisänen, 2016). Dalam penelitian yang dilakukan oleh sanni, AHP dikombinasikan dengan LCA (*life cycle assessment*) digunakan untuk mengases sustainibilitas tiga scenario energy yaitu energy non biomassa tenaga air dan tenaga angin, tenaga air kombinasi tenaga matahari, dan tenaga panas kombinasi tenaga matahari untuk proses pendistribusian *energy system* yang sustain di fillandia. Dari beberapa penelitian tersebut memperlihatkan bahwa AHP merupakan metode yang relevan untuk digunakan pada penelitian ini.

## **1.2 Permasalahan**

Strategi pengembangan sumur SP yang akan dilakukan didasarkan pada mode operasi sumur SP. Permasalahan yang muncul adalah menentukan alternatif desain dan memilih desain mode operasi produksi yang akan diterapkan pada pengembangan sumur SP.

## **1.3 Tujuan Penelitian**

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah untuk mendapatkan mode operasi produksi dari sumur SP yang akan diterapkan pada pengembangan produksi sumur SP.

## **1.4 Ruang Lingkup Penelitian**

Lingkup kajian pada penelitian yang akan dilaksanakan ini, dibatasi dan diasumsikan oleh hal-hal sebagai berikut:

### **1.4.1 Batasan**

1. Biaya kapital yang digunakan dalam analisa AHP meliputi estimasi pembangunan infrastruktur fasilitas produksi di anjungan B *flowstation*. Tidak memasukkan biaya pemboran karena tiap alternatif mode operasi produksi biaya pemboran adalah sama.
2. Pengambilan data reservoir dilakukan dengan menggunakan data seismic dan sampling gas sumur SP pada 2012 karena setelah pengambilan sampling sumur ditutup hingga menunggu dilakukannya proyek pengembangan sumur gas SP.

### **1.4.2 Asumsi**

1. Kurs dollar terhadap rupiah yang dipakai adalah 1 dollar sama dengan 14600 rupiah.
2. Konversi heat yang digunakan 1018 btu/scf

## **1.5 Manfaat Penelitian**

Bagi *internal* perusahaan, penelitian ini akan memberikan informasi dan rekomendasi pada strategi pengembangan sumur gas SP di anjungan B

*flowstation*. Selain itu menjadi referensi metode untuk pengembangan produksi sumur gas baru di *flowstation* yang lain dalam lingkup wilayah kerja blok ONWJ.

Manfaat bagi perkembangan keilmuan adalah penerapan ilmu pengambilan keputusan untuk menganalisa strategi pengembangan sumur gas SP yang berada di wilayah anjungan lepas pantai.

## **1.6 Sistematika Penulisan**

### **Bab I Pendahuluan.**

Bab yang menjadi pengantar menjelaskan mengapa penelitian ini menarik untuk diteliti, apa yang diteliti dan untuk apa penelitian dilakukan. Pada bab ini diuraikan tentang latar belakang masalah, permasalahan, tujuan penelitian, ruang lingkup penelitian serta sistematika penulisan.

### **Bab II Kajian Pustaka.**

Bab ini berisi uraian tentang penelitian yang relevan dengan penelitian ini dan mengemukakan secara singkat deskripsi diagram alur proses produksi dari fasilitas anjungan Bravo *flowstation* sebagai tempat studi kasus, serta landasan teori yang berhubungan dengan penelitian ini, seperti teori *analytical hierarchy process*, dan proses produksi di *offshore*.

### **Bab III Metode Penelitian.**

Pada bab ini menjelaskan tahapan dalam penelitian, bagaimana penelitian ini dilakukan, berisi mengenai deskripsi pengumpulan data, pengolahan dan analisa data.

### **Bab IV Hasil dan Pembahasan.**

Bab ini berisi tentang penjelasan dari pengolahan data yang dilakukan dan menjelaskan hasil dari pemilihan alternatif jalur integrasi produksi sumur SP

### **Bab VI Kesimpulan dan Saran.**

Merupakan bab terakhir dari penulisan tesis ini, yang berisi mengenai kesimpulan yang diperoleh dari hasil penelitian dan saran untuk perbaikan penelitian selanjutnya.

## **BAB II**

### **KAJIAN PUSTAKA**

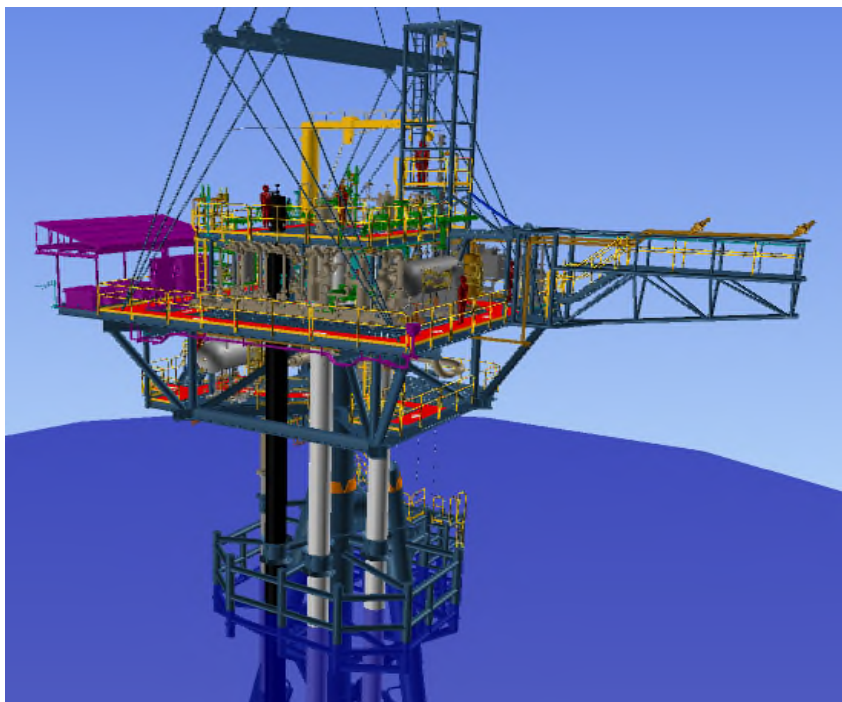
Bab ini menjelaskan tentang sumber-sumber kajian pustaka yang digunakan sebagai pedoman untuk penyusunan penelitian ini. Kajian yang akan dibahas terdiri dari gambaran umum fasilitas produksi pengembangan sumur SP, sistem kompresi di anjungan B *flowstation*, teori AHP serta penelitian sebelumnya yang berkaitan dengan metode AHP yang digunakan untuk memilih alternative dengan multi kriteria.

#### **2.1 Gambaran umum Fasilitas Produksi Pengembangan Sumur SP**

Anjungan SP dibangun untuk mengakomodasi aliran produksi gas yang dihasilkan oleh sumur SP. Lokasi anjungan SP berada sekitar 10 km dari arah barat daya anjungan B *flowstation*. Anjungan SP merupakan fasilitas produksi yang pada kondisi normal tidak ada operator yang berada di fasilitas tersebut, dan disebut sebagai *Normally un-manned wellhead platform (NUI)*. Anjungan satu kaki (*brace monopod*) dipilih untuk menopang fasilitas produksi SP. Anjungan SP terdiri dari satu dek utama (*main deck*) dimana fasilitas produksi akan ditempatkan. Pemilihan tipe anjungan satu kaki ini untuk mengoptimalkan biaya manufaktur namun tetap mempertimbangkan faktor keamanan dan keselamatan operator. Anjungan SP dilengkapi dengan beberapa fasilitas pendukung antara lain :

- a) Kepala sumur *single string* yang berjumlah tiga buah dan disediakan satu slot untuk cadangan.
- b) *Pig-launcher* untuk perawatan pipa secara berkala tiap satu bulan.
- c) Vertikal Test Separator sebagai pemisah kondensat dan gas yang keluar dari sumur sebelum dikirimkan ke B *flowstation*.
- d) Fasilitas gas instrumentasi dan Nitrogen untuk semua peralatan pneumatik yang ada di NUI SP
- e) Fasilitas injeksi bahan kimia untuk perawatan pipa yang di injeksikan ke pipa bersama aliran gas.

- f) Mesin pengangkat (Crane) kapasitas 1.5 ton dengan sistem penggerak pneumatik
- g) Panel Surya sebagai sumber power untuk semua perangkat elektronik dengan kategori kelas 1 divisi 1 di NUI SP
- h) Kontrol panel untuk sumur dan proses yang berada di dalam *switch gear* atau ruang panel.
- i) CO<sub>2</sub> snuffing sistem sebagai sistem pemadam kebakaran
- j) Sistem drainase tertutup untuk menampung semua kondensate yang terpisah didalam separator
- k) Sistem scada untuk memonitor aktifitas produk dari jarak jauh
- l) Boat landing sebagai fasilitas untuk transfer personal dari boat ke NUI atau dari NUI ke boat
- m) Sistem deteksi api dan gas
- n) Perlengkapan pelindung diri
- o) Battery pack
- p) Lampu navigasi



Gambar 2. 1 Desain *platform* SP dan fasilitas produksi didalamnya  
 sumber : (ONWJ, *SP Field Plan of Development*, 2013)

Produksi hidrokarbon dari sumur-sumur SP akan dialirkan melalui *production header* anjungan SP dan dialirkan langsung ke pipa penyalur bawah laut berukuran 12 inch sejauh 10 km menuju anjungan B *flowstation*. Gas yang diterima di Bravo selanjutnya masuk ke *slug catcher* penerima gas dari sumur SP untuk dipisahkan antara gas dengan kondensatnya, kemudian gas tersebut masuk ke sistem kompresi yang ada di Bravo *flowstation* untuk dikompres bersama dengan gas hasil dari sumur yang lain (*existing gas*). Fasilitas produksi *brown field* sumur SP yang berada di Bravo *flowstation* sebagai anjungan penerima antara lain meliputi :

- Slug catcher sebagai pemisah kondensat yang terbentuk dan terbawa sepanjang aliran gas dari sumur.
- Pig receiver yang digunakan sebagai fasilitas untuk perawatan pipa dari anjungan SP sampai Bravo *flowstation*.
- Sistem control untuk mengontrol process produksi dan sistem deteksi gas serta sistem deteksi api.

Pada proses tie in produksi sumur gas SP kesistem kompresi diharuskan tidak mengganggu proses produksi yang sebelumnya atau dengan kata lain anjungan Bravo tidak boleh *shutdown* dan *loss* produksi.

## **2.2 Sistem Kompresi Bravo Flowstation**

### **2.2.1 B1C (B 1 Compressor)**

B1C platform mempunyai dua sistem kompresi yang di jalankan secara parallel. Setiap sistem mempunyai dua tahap kompresi dimana tahap pertama gas dikompres pada tekanan 45 psig menjadi 210 psig dan pada tahap kedua tekanan 210 dikompres menjadi 670 psig. *Feed* kompresor berasal dari *compressor's suction drum* 03-V-1, yang sebelumnya menerima *sweet gas* (kandungan CO<sub>2</sub> rendah) dari *gas off* separator produksi di Bpro. *Suction* drum akan memisahkan kondensat yang terbawa gas dari separator produksi DV2,3,4. Fasa gas yang sudah terpisah pada *suction drum* kemudian di kompres oleh kompresor tahap pertama yaitu 03-C-1A atau 1B kemudian didinginkan pada *inter cooler* 03-E-1A atau 1B untuk diturunkan suhunya sebelum dikompres di kompresor tahap dua 03-C-2A atau 2B. karena cairan apapun tidak diperbolehkan masuk kedalam kompresor, semua kondensat

yang terbentuk pada *outlet intercooler* kompresor akan ditangkap pada *inter stage scrubber* 03-V-2A atau 2B. kondensat yang terbentuk di *inter stage scrubber* selanjutnya dibuang ke separator produksi DV-2/3/4.

*Hot gas* dari *discharge* kompresor 03-C-2A/B akan digunakan sebagai pemanas *fuel gas* dari *fuel gas scrubber* yang melewati pipa ganda *heat exchanger* 03-E-5A atau 5B. Gas yang terkompresi, akan diarahkan dari *heat exchanger* ke *after cooler* 03-E-2A atau 2B.

Gas dari outlet after cooler diarahkan ke gas residu separator 03-V-3 setelah didinginkan kembali di *trim cooler* 03-E-3 dan *gas liquid exchanger* 03-E-4, tapi ketika dibutuhkan, sebagian gas yang terkompres diarahkan ke *recycle separator* kompresor 03-v-6A atau 6B sebagai recycle gas untuk kompresor tahap ke dua.

Kondensat terbentuk selama proses pendinginan setelah mengalami kompresi pada kompresor tahap kedua akan terperangkap di residue gas separator 03-V-3. Kondensat dimanfaatkan sebagai pendingin di *gas liquid exchanger* 03-E-4 dan dialirkan ke *inlet vessel* 03-V-2A atau 2B di fasa gas. Keluaran gas dari *fuel gas scrubber* 03-V-4 akan digunakan untuk beberapa keperluan seperti *fuel gas* dan injeksi *gas lift* tergantung prioritas.

Tabel 2. 1 Kondisi operasi *1<sup>st</sup> stage compressor* 03-C-1A/B

No.	Item	Value
1	Flow rate	32 MMSCFD
2	Compressor Capacity	29.56 MMSCFD
3	Suction Pressure	45-50 psig
4	Suction Temperature	95 <sup>0</sup> F
5	Discharge Pressure	205 – 210 psig
6	Discharge Temperature	300 <sup>0</sup> F
7	Current PT	100 %
8	Current GP	100 %
9	PSHH	250 psig
10	TSHH	350 <sup>0</sup> F

Sumber : (ONWJ, B Flowstation Operating Envelope, 2016)



Tabel 2. 2 Kondisi operasi 2<sup>nd</sup> stage compressor 03-C-2A/B

<i>No.</i>	<i>Item</i>	<i>Value</i>
1	<i>Flow rate</i>	32 MMSCFD
2	<i>Compressor Capacity</i>	29.56 MMSCFD
3	<i>Suction Pressure</i>	45-50 psig
4	<i>Suction Temperature</i>	91 <sup>0</sup> F
5	<i>Discharge Pressure</i>	670 psig
6	<i>Discharge Temperature</i>	280 <sup>0</sup> F
7	<i>Current PT</i>	100 %
8	<i>Current GP</i>	100 %
9	<i>PSHH</i>	850 psig
10	<i>TSHH</i>	350 <sup>0</sup> F

Sumber : (ONWJ, B Flowstation Operating Envelope, 2016)

Data tersebut merepresentasikan kondisi ketika dua *train* kompresor dijalankan secara parallel. Ketika dilakukan *maintenance*, kompresor B1C dapat dijalankan satu atau satu setengah *train* yaitu dua kompresor tahap pertama dan satu kompresor tahap kedua.

### 2.2.2 B2C (B 2 Compressor)

Sebelum dikirim ke NGLB (*central plant*), gas dari *Bravo* dan *Uniform* yang sebelumnya dipisahkan dengan kondensatnya di B1C *slug catcher* V-400, dicampur dengan gas *regent* dari *NGL Dehydration system*. Gas tersebut akan dihilangkan kandungan CO<sub>2</sub> nya karena mengandung kadar CO<sub>2</sub> yang tinggi. *Sour* gas di bravo bersumber dari BZZA, SBA, SCA, dan BTSA. *Sour* gas tersebut dikumpulkan di B2C *slug catcher* V-23-01. Gas keluaran dari V-23-01 ditransferkan melalui *jumper line* yang mengarah ke *suction drum* kompresor V-36-01A/B untuk dipisahkan kondensat atau *liquid* yang terbawa sebelum terjadi pengkompresan di kompresor C-37-01A/B. Kondensat di *vessel* V-36-01A/B

mengalir secara langsung ke *atmospheric separator* DV-5. Gas yang telah dikompres di kompresor tahap pertama (*1<sup>st</sup> stage compressor*) di transferkan ke *inter cooler* E-38-01A/B untuk diturunkan temperaturnya sebelum dikompres di kompresor tahap kedua (*2<sup>nd</sup> stage compressor*). *Liquid* atau kondensat yang terbentuk tidak boleh masuk ke *feed* kompresor, semua kondensat yang terbentuk di *outlet inter cooler* akan ditangkap di *interstage scrubber* V-40-01-A/B. kondensat di *inter stage scrubber* dialirkan kembali ke *suction scrubber*. Gas yang telah dikompres diteruskan ke *water cooler* E-43-01-A/B untuk diturunkan kembali temperaturnya.

Gas keluaran dari *water cooler* mengalir menuju *discharge scrubber* V-44-01A/B tetapi ketika terjadi *surge* kompresor, sebagian gas yang telah terkompres dialirkan menuju *inter stage scrubber* sebagai *supply recycle gas* untuk kompresor tahap 2 (*2<sup>nd</sup> stage compressor*). Kondensat yang terbentuk selama proses pendinginan akan terperangkap di *discharge scrubber* V-44-01 A/B. Kondensat dari yang terperangkap dialirkan ke *inlet interstage* di fasa gas. Keluaran gas dari *discharge scrubber* V-44-01 A//B bisa digunakan sebagai *fuel gas*, *gas lift* dan dikirim ke NGLB via B1C tergantung keperluan, untuk kondisi sekarang gas tersebut dikirim ke NGLB sebagai gas jual.

Tabel 2. 3 Kondisi operasi 1<sup>st</sup> stage compressor C-37-A/B

No.	Item	Value
1	Flow rate	45-50 MMSCFD
2	Compressor Capacity	46.1 MMSCFD
3	Suction Pressure	40-45 psig
4	Suction Temperature	90 <sup>0</sup> F
5	Discharge Pressure	180 psig
6	Discharge Temperature	277 <sup>0</sup> F
7	Current PT	90 %
8	Current GP	96 %
9	PSHH	285 psig

10	TSHH	350 <sup>0</sup> F
----	------	--------------------

Sumber : (ONWJ, B Flowstation Operating Envelope, 2016)

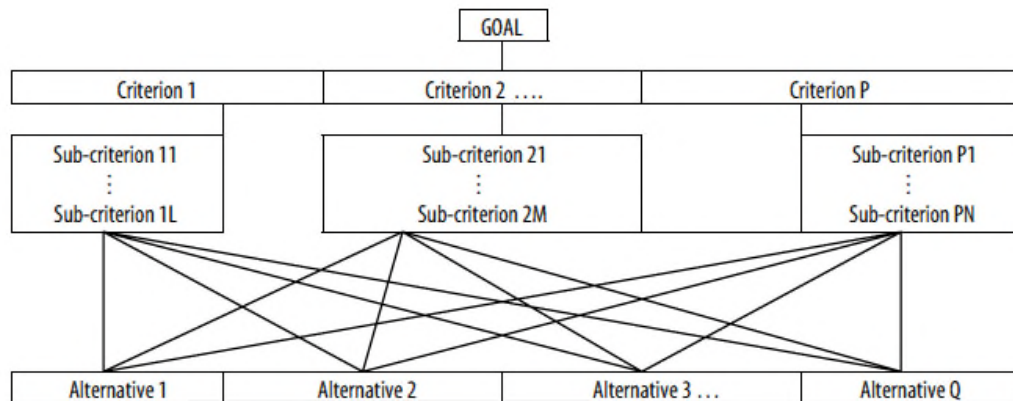
Tabel 2. 4 Kondisi operasi 2<sup>nd</sup> stage compressor C-41-A/B

No.	Item	Value
1	Flow rate	45-50 MMSCFD
2	Compressor Capacity	51.40 MMSCFD
3	Suction Pressure	170 psig
4	Suction Temperature	107 <sup>0</sup> F
5	Discharge Pressure	430 psig
6	Discharge Temperature	265 <sup>0</sup> F
7	Current PT	97 %
8	Current GP	95 %
9	PSHH	800 psig
10	TSHH	350 <sup>0</sup> F

Sumber : (ONWJ, B Flowstation Operating Envelope, 2016)

### 2.3 Analytical Hierarchy Process

Metode AHP pertama kali dikembangkan oleh Thomas L. Saaty, seorang ilmuwan matematika sebagai algoritma pengambilan keputusan untuk permasalahan multikriteria biasa disebut MCDM (*Multi Criteria Decision Making*). Permasalahan multikriteria dalam AHP disederhanakan dalam bentuk hirarki yang terdiri dari tiga komponen utama yaitu tujuan atau goal dari pengambilan keputusan, kriteria penilaian dan alternatif pilihan. Adapun gambaran sederhana dari hirarki pada metode AHP seperti ditunjukkan pada Gambar 2.2.



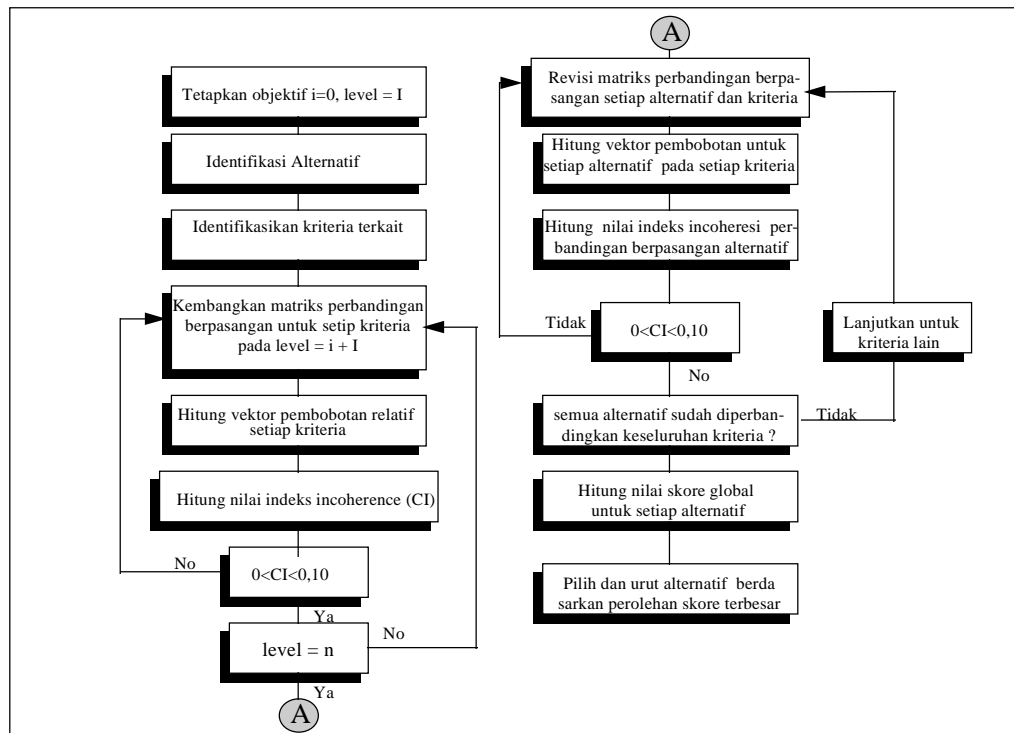
Gambar 2. 2 Struktur AHP  
 Sumber: (Bhushan & Rai, 2004)

### 2.3.1 Hirarki penyusunan AHP

Dalam menggunakan AHP, langkah-langkah dan proses yang harus dilalui adalah sebagai berikut (Saaty T. L., 2008):

- Mendefinisikan permasalahan dan penentuan tujuan. Jika AHP digunakan untuk memilih alternatif atau menyusun prioritas alternatif, pada tahap ini dilakukan pengembangan alternatif.
- Menyusun masalah kedalam hirarki sehingga permasalahan yang kompleks dapat ditinjau dari sisi yang detail dan terukur.
- Penyusunan prioritas untuk tiap elemen masalah pada hirarki. Proses ini menghasilkan bobot atau kontribusi elemen terhadap pencapaian tujuan sehingga elemen dengan bobot tertinggi memiliki prioritas penanganan. Prioritas dihasilkan dari suatu matriks perbandingan berpasangan antara seluruh elemen pada tingkat hirarki yang sama.
- Melakukan pengujian konsistensi terhadap perbandingan antar elemen yang didapatkan pada tiap tingkat hirarki.

Proses pengambilan keputusan AHP seperti pada Gambar 2.3.



Gambar 2. 3 Proses Analisis Hirarki - AHP  
 Sumber: (Saaty T. L., 2008)

### 2.3.2 Skala Fundamental

Untuk membuat perbandingan, perlu skala angka yang menunjukkan berapa kali lebih penting atau dominan satu elemen terhadap elemen lain sehubungan dengan kriteria atau properti yang mereka bandingkan. Thomas L Saaty menetapkan skala kuantitatif 1 sampai dengan 9 untuk menilai secara perbandingan tingkat kepentingan suatu elemen dengan elemen lainnya seperti ditunjukkan pada Tabel 2.5.

Menurut Saaty TL(2008), penilaian perbandingan berpasangan dalam AHP diterapkan pada pasangan elemen homogen. Skala fundamental nilai untuk mewakili intensitas penilaian ditunjukkan pada Tabel 2.5. Skala ini telah divalidasi untuk efektivitas, tidak hanya dalam banyak aplikasi oleh sejumlah orang, tetapi juga melalui pembenaran teoritis dari skala apa yang harus digunakan dalam perbandingan elemen homogen.

Tabel 2. 5 Skala Fundamental

Tingkat kepentingan	Definisi	Keterangan
1	Sama penting	Kedua elemen mempunyai pengaruh yang sama
3	Moderat lebih penting	Pengalaman dan penilaian sedikit memihak satu elemen dibandingkan dengan pasangannya
5	Lebih penting	Pengalaman dan penilaian sangat memihak satu elemen dibandingkan dengan pasangannya
7	Sangat Penting	Satu elemen lebih disukai dan secara praktis dominasinya sangat nyata dibandingkan dengan elemen pasangannya
9	Mutlak lebih Penting	Satu elemen terbukti mutlak lebih disukai dan secara praktis dibandingkan dengan elemen pasangannya pada tingkat perbandingan tertinggi
kebalikan	Jika aktivitas i memiliki salah satu nomor tidak-nol saat dibandingkan dengan aktivitas j, maka j memiliki nilai timbal balik jika dibandingkan dengan i $a_{ij} = 1/a_{ji}$	
1.1–1.9	Jika kegiatan sangat dekat	bila dibandingkan dengan kegiatan lainnya ukuran angka tidak akan terlalu terlihat, namun mereka masih bisa menunjukkan kegiatan relatif

Sumber: (Saaty T. L., 2008)

### 2.3.3 Formulasi Matematis Pada model AHP

Menuru Rahardjo (2000), *Analytical Hierarchy Process (AHP)* mempunyai struktur matrik A dengan ukuran  $m \times n$ . Matrik ini dibangun dengan menggunakan kepentingan relatif dari alternatif dan kriteria yang berhubungan.

Menurut Saaty TL. (2008), ada sejumlah cara untuk menurunkan vektor prioritas dari matriks  $(a_{ij})$ . Namun penekanan pada konsistensi mengarah pada rumusan eigenvalue  $Aw = nw$ . Untuk melihat ini, asumsikan bahwa prioritas  $w =$

( $w_1, \dots, w_n$ ) berkenaan dengan satu kriteria diketahui, seperti bobot batu, kita dapat menyeleksi untuk mendapatkan bobot batu yang sesuai. Jadi kita membentuk matriks rasio perbandingan dan mengalikannya dengan  $w$  untuk mendapatkan  $nw$  sebagai berikut:

$$\begin{pmatrix} \frac{w_1}{w_1} & \frac{w_1}{w_2} & \dots & \frac{w_1}{w_n} \\ \frac{w_2}{w_1} & \frac{w_2}{w_2} & \dots & \frac{w_2}{w_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{w_n}{w_1} & \frac{w_n}{w_2} & \dots & \frac{w_n}{w_n} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \vdots \\ w_n \end{pmatrix} = n \begin{pmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \vdots \\ w_n \end{pmatrix} \quad \dots(2.1)$$

Formulasi matematis pada model AHP dilakukan dengan menggunakan suatu matriks. Misalkan, dalam suatu subsistem operasi terdapat  $n$  elemen operasi, yaitu elemen-elemen operasi  $A_1, A_2, \dots, A_n$ , maka hasil perbandingan secara berpasangan elemen-elemen operasi tersebut akan membentuk matriks perbandingan seperti terlihat pada persamaan (2.2)

	A1	A2	...	An	
A1	a11	a12	...	a1n	
A2	.	a22	...	a2n	
.	.	.	...	.	
.	.	.	...	.	
An	an1	an2	...	ann	

...(2.2)

Matriks  $A$  ( $n \times n$ ) merupakan matriks resiprokal. Dan diasumsikan terdapat  $n$  elemen yaitu  $w_1, w_2, w_n$  yang akan dinilai secara perbandingan. Nilai (*judgment*) perbandingan secara berpasangan antara ( $w_i, w_j$ ) dapat dipresentasikan seperti matriks tersebut.  $a_{ij} = \frac{w_i}{w_j}, i, j = 1, 2, \dots, n$ . Dalam hal ini matriks perbandingan adalah matriks  $A$  dengan unsur – unsurnya adalah  $a_{ij}$ , dengan  $i, j = 1, 2, \dots, n$ .

Unsur – unsur matriks tersebut diperoleh dengan membandingkan satu elemen operasi terhadap elemen operasi lainnya untuk tingkat hirarki yang sama. Matriks itu dikenal juga dengan sebutan *Pairwise Comparison Judgement Matrices* (PCJM).

Bila vektor pembobotan elemen – elemen operasi dinyatakan sebagai vektor  $W$ , dengan  $W = (W_1, W_2, \dots, W_n)$ , maka nilai intensitas kepentingan elemen operasi  $A_1$  terhadap  $A_2$  yakni  $W_1/W_2$  yang sama dengan  $a_{12}$ , sehingga matriks perbandingan dapat dinyatakan seperti pada persamaan (2.3).

	A1	A2	...	An	
A1	w1/w1	w1/w2	...	w1/wn	
A2	w2/w1	w2/w2	...	w2/wn	...(2.3)
.	.	.	.	.	
An	wn/w1	wn/w2	...	wn/wn	

Nilai – nilai  $w_i/w_j$ , dengan  $ij = 1,2, \dots, n$ , diperoleh dari partisipan yang dipilih, yaitu orang – orang yang berkompeten dalam permasalahan yang dianalisis.

Bila matriks ini dikalikan dengan vektor kolom  $W = W_1, W_2, \dots, W_n$ , maka diperoleh hubungan:

$$AW = nW \quad \dots(2.4)$$

Dalam teori tentang matriks, formula tersebut menyatakan bahwa  $W$  adalah *eigenvektor* dari matriks  $A$  dengan *eigenvalue*  $n$ . Bila ditulis secara lengkap maka persamaan tersebut akan terlihat seperti pada persamaan (2.4)

Variabel  $n$  pada persamaan di atas dapat digantikan secara umum dengan sebuah vektor  $\lambda$  sebagai berikut:

$$AW = \lambda W, \quad \dots (2.5)$$

dimana  $\lambda = (\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n)$ . Setiap  $\lambda_n$  yang memenuhi persamaan (2.5) di atas disebut sebagai *eigenvalue*, sedangkan vektor  $W$  yang memenuhi persamaan (2.5) tersebut dinamakan *eigenvector*.

Karena matriks  $A$  adalah suatu matriks resiprokal dengan nilai  $a_{ii} = 1$  untuk semua  $i$ , maka:



$$\sum_1^n \lambda_i = n \quad \dots(2.6)$$

Apabila matriks A adalah matriks yang konsisten maka semua *eigenvalue* bernilai nol kecuali satu yang bernilai sama dengan n. Bila matriks A adalah matriks yang tak konsisten, variasi kecil atas  $a_{ij}$  akan membuat nilai *eigenvalue* terbesar,  $\lambda_{max}$  tetap dekat dengan n, dan *eigenvalue* lainnya mendekati nol. Nilai  $\lambda_{max}$  dapat dicari dengan persamaan berikut :

$$AW = \lambda_{max}W, \quad (2.7)$$

Atau

$$[A - \lambda_{max}I] = 0 \quad (2.8)$$

Dimana I adalah matriks identitas.

Nilai vektor bobot W dapat dicari dengan mensubstitusikan nilai  $\lambda_{max}$  ke dalam persamaan (2.8). Dalam prakteknya, konsistensi sulit untuk didapat. Nilai  $a_{ij}$  akan menyimpang dari rasio  $w_i/w_j$  dan dengan demikian persamaan (2.7) tidak akan terpenuhi. Deviasi  $\lambda_{max}$  dari n merupakan suatu parameter *Consistency Index* (CI) sebagai berikut:

$$CI = \frac{\lambda_{max} - n}{n-1} \quad \dots(2.9)$$

Nilai CI tidak akan berarti bila tidak terdapat acuan untuk menyatakan apakah CI menunjukkan suatu matriks yang konsisten. Saaty memberikan acuan dengan melakukan perbandingan acak terhadap 500 buah sampel. Saaty berpendapat bahwa suatu matriks yang dihasilkan dari perbandingan yang dilakukan secara acak merupakan suatu matriks yang mutlak tak konsisten. Dari matriks acak tersebut didapatkan pula nilai *Consistency Index*, yang disebut dengan *Random Index* (RI). Dengan membandingkan CI dengan RI maka didapatkan acuan untuk menentukan tingkat konsistensi suatu matriks, yang disebut dengan *Consistency Ratio* (CR), melalui persamaan:

$$CR = \frac{CI}{RI} \quad \dots(2.10)$$

Dari 500 buah sampel matriks acak dengan skala perbandingan 1-9, untuk beberapa orde matriks Thomas L. Saaty mendapatkan nilai rata-rata RI sebagai berikut:

Tabel 2. 6 Nilai Random Index

Orde										
R1										

Sumber: (T L Saaty, 1993)

Saaty menerapkan bahwa suatu matriks perbandingan adalah konsisten bila nilai CR tidak lebih dari 0,1 (10 %).

Dalam pengambilan keputusan, AHP memiliki kelebihan dibandingkan dengan metode pengambil keputusan lainnya. Menurut Herawan (2012), kelebihan tersebut antara lain :

- Dapat menyelesaikan permasalahan yang kompleks, dan strukturnya tidak beraturan, bahkan permasalahan yang tidak terstruktur sama sekali.
- Kurang lengkapnya data tertulis atau data kuantitatif mengenai permasalahan tidak mempengaruhi kelancaran proses pengambilan keputusan karena penilaian merupakan sintesis pemikiran berbagai sudut pandang responden.
- Sesuai dengan kemampuan dasar manusia dalam menilai suatu hal sehingga memudahkan penilaian dan pengukuran elemen.
- Metode dilengkapi dengan pengujian konsistensi sehingga dapat memberikan jaminan keputusan yang diambil.

Selain itu, AHP mempunyai kemampuan untuk memecahkan masalah yang multi obyektif dan multi kriteria yang berdasarkan pada perbandingan preferensi dari setiap elemen dalam hirarki. Sehingga dapat dikatakan bahwa AHP merupakan suatu metode pengambilan keputusan yang komprehensif

Namun selain kelebihan diatas, AHP juga mempunyai beberapa kekurangan yaitu:

- AHP tidak dapat diterapkan pada suatu perbedaan sudut pandang yang sangat tajam/ekstrim di kalangan responden.
- Responden yang dilibatkan harus memiliki pengetahuan dan pengalaman yang cukup tentang permasalahan serta metode AHP.
- Ketidakmampuan dalam mengatasi faktor ketidakpresisian yang dialami oleh pengambil keputusan ketika harus memberikan nilai yang pasti (pengevaluasian) konsep produk berdasarkan jumlah kriteria melalui perbandingan berpasangan (*pairwise comparison*).
- Perhitungan manual AHP akan memunculkan kesulitan apabila kriteria yang digunakan lebih dari sepuluh kriteria.

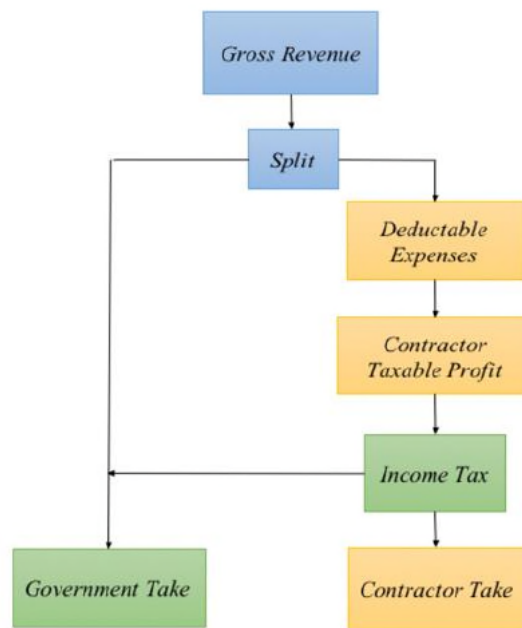
## 2.4 PSC *Gross Split*

Pada 18 Januari 2017, salah satu KKKS SKK Migas berakhir kontrak kerjasamanya yang sebelumnya berdasarkan PSC Cost recovery, harus menggunakan skema baru kontrak bagi hasil migas PSC *Gross Split* berdasarkan PERMEN ESDM No. 8/2017. Pada Pasal 5 Permen no 8/2017, ditetapkan besaran bagi hasil awal (*Base Split*) yang tertera pada Tabel 2.7. Kontrak bagi hasil *gross split* merupakan suatu kontrak bagi hasil berdasarkan prinsip pembagian *gross* produksi tanpa mekanisme pengembalian biaya operasi. Dari definisi tersebut dapat disimpulkan bahwa instrument baru ini tetap menggunakan konsep kontrak bagi hasil sebelumnya. Namun, yang membedakan adalah pembagian produksi dilakukan secara *gross*. Dalam konsep kontrak bagi hasil yang sebelumnya, pembagian produksi dilakukan secara *net* setelah dikurangi dengan biaya operasi. Selanjutnya, dihilangkannya mekanisme pengembalian biaya operasi. Dalam kontrak bagi hasil yang sebelumnya, biaya operasi yang telah dikeluarkan oleh kontraktor kontrak kerja sama akan diganti oleh pemerintah.

Adapun beberapa tujuan dari sistem kontrak *gross split* (Pramadika & Satiyawira, 2018) antara lain:

1. Mendorong usaha eksplorasi dan eksploitasi yang lebih efektif dan cepat.

2. Mendorong kontraktor agar melakukan investasinya secara lebih efisien, sehingga lebih mampu menghadapi fluktuasi harga minyak dari waktu ke waktu.
3. Mendorong kontraktor untuk mengelola biaya operasi dan investasinya dengan berpihak kepada sistem keuangan korporasi bukan sistem keuangan negara.



Gambar 2. 4 Skema gross split  
 Sumber : (Tahar, 2017)

Tabel 2. 7 Bagi hasil base split berdasarkan Permen ESDM no.8 / 2017

	Negara	KKKS
Minyak Bumi	57%	43%
Gas Bumi	52%	48%

Sumber : (Kementrian ESDM, 2017)

Pada Permen ESDM No 8 tahun 2017, disebutkan pada pasal 4 (Empat) dan pasal 6 (Enam), PSC Gross Split menggunakan mekanisme Base Split, disesuaikan berdasarkan:

- a. Komponen variable (Status lapangan, Lokasi, Reservoir, TKDN dll)

b. Komponen progresif (Harga Minyak, Jumlah kumulatif Produksi)  
 Pada pasal 7 (Tujuh) di Permen ESDM 8/2017 juga disebutkan perhitungan komersialisasi lapangan kurang ekonomis, menteri dapat memberikan penyesuaian maksimal 5% ke KKKS.

Tabel 2. 8 (a) Variabel split (b) Progressive split

(a)				(b)			
	Karakteristik	Parameter	Split Bagian Kontraktor (%)		Karakteristik	Parameter	Split Bagian Kontraktor (%)
1	Status Lapangan	POD I	5%	1	Harga Gas Bumi (USD/MMBTU)	< 7	(7 – Harga Gas Bumi) x 2.5
		POD II	3%			7 - 10	0%
		No POD	0%			> 10	(10 – Harga Gas Bumi) x 2.5
2	Lokasi Lapangan	Onshore	0%	2	Jumlah Kumulatif Produksi Minyak dan Gas Bumi (MMBOE)	< 30	10%
		Offshore (0<h≤20 m)	8%			30≤x<60	9%
		Offshore (150<h≤1000m)	14%			60≤x<90	8%
		Offshore (>1000m)	16%			90≤x<125	6%
3	Kedalaman Reservoir	≤2500m	0%	2	Jumlah Kumulatif Produksi Minyak dan Gas Bumi (MMBOE)	125≤x<175	4%
		>2500	1%			≥175	0%
4	Ketersediaan Infrastruktur Pendukung	<i>Well developed</i>	0%	2	Jumlah Kumulatif Produksi Minyak dan Gas Bumi (MMBOE)	125≤x<175	4%
		<i>New Frontier</i>	2%			≥175	0%
		<i>Offshore</i>	2%				
		<i>New Frontier Onshore</i>	4%				
5	Jenis Reservoir	Conventional	0%	2	Jumlah Kumulatif Produksi Minyak dan Gas Bumi (MMBOE)	125≤x<175	4%
		Non	16%			≥175	0%
		Conventional	16%				
6	Kandungan CO <sub>2</sub> (%)	<5%	0%	2	Jumlah Kumulatif Produksi Minyak dan Gas Bumi (MMBOE)	125≤x<175	4%
		5%≤x<10%	0.5%			≥175	0%
		40%≤x<60%	2%				
		x≥60%	4%				
7	Kandungan H <sub>2</sub> S (ppm)	<100	0%	2	Jumlah Kumulatif Produksi Minyak dan Gas Bumi (MMBOE)	125≤x<175	4%
		100≤x<1000	1%			≥175	0%
		1000≤x<2000	2%				
		2000≤x<3000	3%				
		3000≤x<4000	4%				
		x≥4000	5%				
8	Berat Jenis Minyak Bumi	<25	1%	2	Jumlah Kumulatif Produksi Minyak dan Gas Bumi (MMBOE)	125≤x<175	4%
		≥25	0%			≥175	0%
9	Tingkat Komponen Dalam Negeri (%)	30≤x<50	2%	2	Jumlah Kumulatif Produksi Minyak dan Gas Bumi (MMBOE)	125≤x<175	4%
		50≤x<70	3%			≥175	0%
		70≤x<100	4%				
10	Tahapan Produksi	Primary	0%	2	Jumlah Kumulatif Produksi Minyak dan Gas Bumi (MMBOE)	125≤x<175	4%
		Secondary	6%			≥175	0%
		Tertiary	10%				

Sumber : (Pramadika & Satiyawira, 2018)

## 2.5 Net Present Value dan Internal Rate of Return

Metode NPV ini merupakan metode yang paling banyak digunakan dalam analisa keekonomian. Pada metode ini diperhitungkan *discount rate*, yang menunjukkan penurunan nilai pembayaran setelah periode waktu tertentu. Pada analisa keekonomian, nilai *discount rate* ( $r$ ) biasanya diperhitungkan pada kisaran 10-15% (Guritno, 2018). Perhitungan NPV tiap tahun dengan komponen *discount rate* dilakukan dengan persamaan (2.11) berikut.

$$NPV_t = \frac{NCF}{(1+r)^t} \quad \dots(2.11)$$

Sementara NPV total ditunjukkan pada persamaan (2.12)

$$NPV = \sum_1^t NPV_t \quad \dots(2.12)$$

Pengambilan keputusan dengan mempertimbangkan nilai NPV dijelaskan sebagai berikut (CFA, 2013).

1. Jika  $NPV > 0$ , maka proyek dapat diterima. Investor akan mendapatkan keuntungan pada akhir usia proyek.
2. Jika  $NPV = 0$ , maka tidak ada keuntungan ataupun kerugian yang didapatkan oleh investor.
3. Jika  $NPV < 0$ , maka tidak dapat diterima. Investor akan mendapatkan kerugian pada akhir usia proyek.

Jika terdapat beberapa alternatif proyek pada suatu bingkai waktu yang sama, maka proyek dengan nilai NPV lebih besar yang lebih disukai (Abdalla & Abdullatef, 2005).

IRR merupakan salah satu parameter untuk menilai tingkat keekonomisan suatu proyek. Suatu proyek dapat diterima jika nilai IRR lebih besar dari *discount rate* atau *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) yang dipergunakan dalam perhitungan keekonomian. Pada penelitian ini digunakan *discount rate* sebesar 10% sesuai dengan nilai untuk pinjaman investasi (Bank Indonesia, 2018). Jika terdapat lebih dari satu proyek, maka nilai IRR bisa memberikan gambaran mana proyek yang lebih menguntungkan. Semakin tinggi IRR maka semakin menarik proyek tersebut dalam memberikan keuntungan bagi investor (CFA, 2013).

## 2.6 Posisi Penelitian

Penelitian ini dilakukan tidak terlepas dari hasil penelitian-penelitian terdahulu yang pernah dilakukan sebagai bahan perbandingan dan kajian. Penelitian yang diambil oleh penulis adalah menggunakan metode *Analytical Hierarchy Proses (AHP)*. Metode *AHP* tersebut digunakan oleh penulis untuk pemilihan mode operasi sebagai acuan untuk pengembangan produksi sumur SP di *B flowstation*. Penerapan metode *AHP* yang pernah digunakan pada penelitian sebelumnya sebagai acuan penelitian ini antara lain :

- “*An expert knowledge based decommissioning alternative selection system for oil and gas assets in the South China Sea*”(K.L. Na, 2016), yaitu untuk merekomendasikan dekomisioning *platform* fasilitas migas yang paling efektif dan efisien dilaut Cina Selatan, pada penelitian tersebut metode *AHP* digunakan untuk menentukan pilihan dekomisioning terhadap asset platform di laut cina selatan berdasarkan beberapa kriteria yaitu : tipe platform; bobot; logistic; dan struktur integritas.
- “*Multi-criteria selection of electric power plant using analytical hierarchy process*”(Bilal A. Akash, 1999), yaitu untuk pemilihan *power plant* yang cocok dikembangkan di Jordan. Terdapat beberapa alternatif *power plant* diantaranya adalah pembangkit listrik bahan bakar fosil, pembangkit listrik tenaga matahari, pembangkit listrik tenaga nuklir, pembangkit listrik tenaga angin dan pembangkit listrik tenaga air. Penentuan pilihan didasarkan pada *cost cost – benefit ratio*.
- “*Using a multi-method approach for decision-making about a sustainable local distributed energy system: A case study from Finland*”(Sanni Väisänen, 2016). penelitian yang dilakukan oleh sanni, *AHP* dikombinasikan dengan *LCA (life cycle assessment)* digunakan untuk mengases sustainibilitas tiga scenario energy yaitu energy non biomassa tenaga air dan tenaga angin, tenaga air kombinasi tenaga matahari, dan tenaga panas kombinasi tenaga matahari untuk proses pendistribusian energy system yang sustain di fillandia.

**Halaman ini sengaja dikosongkan**



## **BAB III**

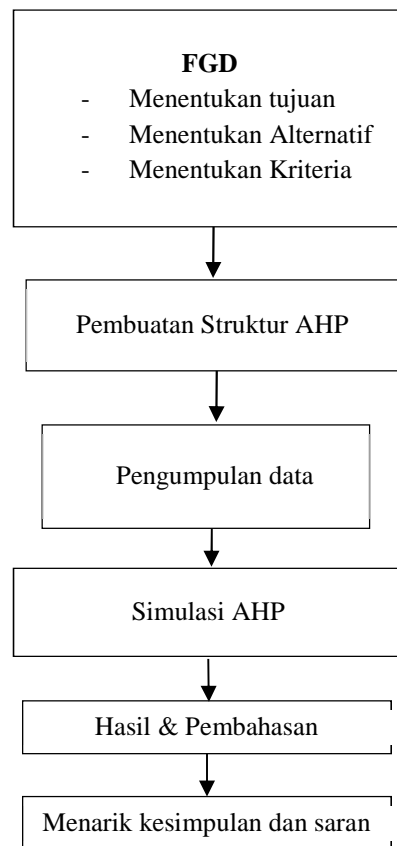
### **METODE PENELITIAN**

Pada bab ini menjelaskan langkah dan metode penelitian yang dilakukan dan digunakan untuk menjawab permasalahan penelitian/studi untuk mencapai tujuan penelitian. Metodologi penelitian ini sebagai landasan proses penelitian berjalan lebih sistematis, terstruktur dan terarah. Adapun bahasan dalam penelitian ini diagram alir penelitian, *expert* yang terlibat dalam penelitian, dan jadwal penelitian.

#### **3.1 Diagram Alir Penelitian**

Diagram alir digunakan sebagai langkah dalam penelitian ini untuk menyelesaikan permasalahan pada strategi pengembangan sumur SP di anjungan lepas pantai *B flowstation*. Adapun diagram alir tersebut ditunjukkan pada Gambar 3.1. *Focus Group Discussion* (FGD) merupakan langkah awal yang diambil untuk memberikan solusi dari permasalahan penelitian ini. FGD yang dilakukan melibatkan para ahli yang bekerja dalam perusahaan. Para ahli yang bekerja di internal perusahaan dianggap lebih memahami sistem proses produksi yang sudah berjalan cukup lama baik dari sisi desain teknologi, faktor *safety*, dan juga keekonomian.

Permasalahan yang dihadapi pada penelitian ini adalah menentukan mode operasi yang seperti apa yang akan digunakan sebagai acuan untuk strategi pengembangan produksi sumur SP yang berada 10 km dari anjungan lepas pantai *B flowstation*. Besar harapan perusahaan pada strategi pengembangan produksi sumur SP yang akan menambah pasokan gas nasional menjadi motivasi kuat pada penelitian ini. Menjaga kestabilan produksi sumur tanpa mengganggu kestabilan produksi existing setelah start up sumur adalah tantangan yang harus ditempuh ketika sumur SP nanti beroperasi. Oleh karena itu desain proses produksi harus didesain dengan sedemikian rupa dan dikaji secara mendalam lewat *focus group discussion* ini.



Gambar 3. 1 Diagram alir penelitian

Melalui FGD para ahli akan menyajikan alternatif-alternatif desain mode operasi sumur SP ketika akan di integrasikan dengan produksi existing di anjungan lepas pantai *B flowstation*. Aspek penting yang harus diperhatikan pada strategi pengembangan produksi sumur SP digunakan sebagai kriteria juga akan dibahas pada *focus group discussion* ini.

### 3.2 Ahli yang Terlibat

Tenaga Ahli yang terlibat dalam penelitian ditampilkan pada Table 3.1. Para ahli yang dipilih merupakan pegawai profesional perusahaan yang sangat berpengalaman dibidangnya dengan latar pendidikan yang tinggi.

Tabel 3. 1 Ahli yang terlibat dalam *focus group discussion*.

No	Nama Lengkap	Jabatan	Lama Bekerja	Pendidikan Terakhir
1	Reva Astradipta	Production Engineer	10 Tahun	S2 Kimia ITB
2	Aryo Guritno	Production Engineer	12 Tahun	S2 Kimia UI
3	Vico	Reservoir Engineer	15 Tahun	S2 Perminyakan ITB
4	Jimmy Juliandika	Offshore installation Manager	15 Tahun	S2 MMT ITS

Untuk menunjang hasil FGD digunakan Software *Expert Choice* yang merupakan sebuah perangkat lunak yang mendukung *collaborative decision* dan sistem perangkat keras yang memfasilitasi grup pembuatan keputusan yang lebih efisien, analitis, dan yang dapat dibenarkan. Memungkinkan interaksi *real-time* dari tim manajemen untuk mencapai *consensus on decisions*.

### 3.3 Data Penelitian

Data yang diperlukan pada penelitian ini meliputi :

1. Data daftar pekerjaan *maintenance* beserta nilai risikonya dari proses *existing*. Data tersebut dipergunakan sebagai referensi untuk memperkirakan pekerjaan *maintenance* yang muncul dari alternatif alternatif desain mode operasi yang didesain oleh *expert*. Data resiko pekerjaan *maintenance* tersebut juga didapatkan melalui *interview* dari departemen HSSE.
2. Data proses *existing* meliputi data performa kompresor ketika hanya mengompres gas *existing* baik dari B1C maupun dari B2C. selain itu data *5WHY shutdown* untuk mengetahui penyebabnya yang mana data ini nanti digunakan untuk mengidentifikasi kemungkinan terjadi *loss* produksi dari desain yang digagas oleh *expert*. Data tersebut diperoleh melalui *interview* dan *database* dari departemen operasi.
3. Data estimasi *life time* sumur yang diperoleh dari hasil simulasi reservoir *engineer* dan *level* potensi terjadinya *water coning* dari alternatif alternatif desain mode operasi yang digagas oleh *expert*.

4. Data biaya *maintenance* yang dikeluarkan dari masing masing divisi, baik dari departemen *facility integrity* dan *operational technical maintenance* (OTM). Data tersebut dibutuhkan untuk membuat estimasi data operasional dari masing masing alternatif yang digagas oleh *expert*.
5. Data biaya kapital dari proyek pengembangan sebelumnya, yang akan dijadikan referensi untuk melakukan estimasi biaya kapital yang dibutuhkan oleh masing masing alternatif yang digagas oleh *expert*.
6. Data parameter untuk menghitung keekonomian, seperti nilai *discount rate*, konversi energy dari satuan volume gas dan kurs dollar.

Data data tersebut nantinya dijadikan referensi oleh *expert* dalam melakukan pembobotan perbandingan nilai berpasangan.

### **3.4 Hasil dan pembahasan**

Hasil dari simulasi AHP akan didapatkan alternatif mode operasi terpilih, alternatif yang terpilih tersebut selanjutnya dilakukan uji sensitifitas dengan cara menaikkan nilai *eigenvector* dari setiap alternatif secara bergantian. Tujuannya adalah untuk mengetahui di persentase nilai berapakah kriteria tersebut merubah alternatif yang lain menjadi rangking pertama menggantikan alternatif terpilih sebelumnya. Selanjutnya dilakukan perhitungan keekonomian dari alternatif yang terpilih menggunakan skema gross split dengan base split wilayah kerja pada penelitian ini adalah 37.5 % pemerintah, 62.5 % adalah kontraktor. NPV dan IRR dihitung dari *net cash flow* setelah *gross revenue* dari *lifting* gas SP dibagi dengan pemerintah berdasarkan persentase split dan setelah dikurangi pajak. Kelayakan bahwa alternatif terpilih bisa diterapkan pada proyek pengembangan sumur SP dengan ketentuan nilai NPV >0, dan nilai IRR lebih dari nilai *discount rate* atau *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) yang dipergunakan dalam penelitian. Pada penelitian ini nilai *discount rate* yang digunakan sebesar 10 % sesuai dengan nilai untuk pinjaman investasi (Bank Indonesia, 2018)

## BAB IV

### PENGOLAHAN DAN ANALISA DATA

Dalam bab ini membahas hasil *focus group discussion* tentang detail dari desain mode operasi, kriteria-kriteria yang diambil dan juga data data tentang sumur SP. Selanjutnya dianalisa menggunakan metode “*Analytic Hierarchy Process*” (AHP) untuk mendapatkan mode operasi produksi sumur SP yang akan diterapkan pada pengembangan produksi sumur SP di anjungan lepas pantai *B Flowstation*.

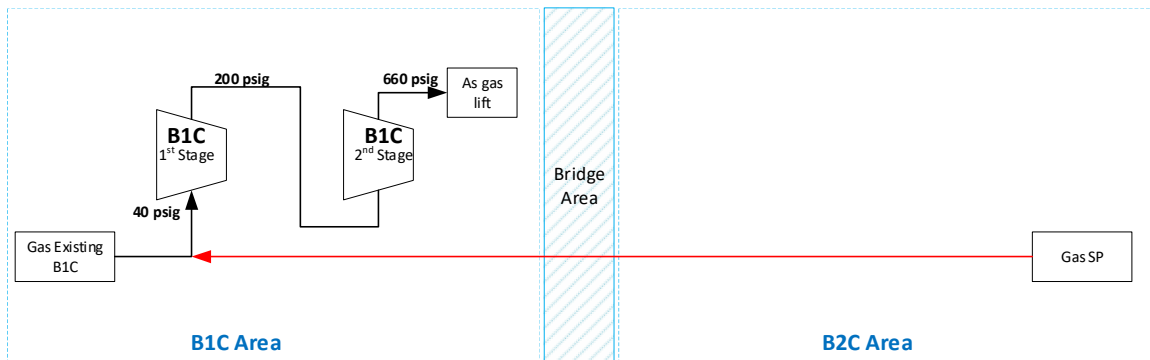
#### 4.1 Hasil Focus Group Discussion

*Focus group discussion (FGD)* yang telah dilakukan diperoleh desain alternatif dan kriteria, dan berikut penjabarannya.

##### 4.1.1 Desain Alternatif

*Focus group discussion* yang telah dilakukan didapatkan empat alternatif mode operasi produksi sumur SP yang bisa diterapkan pada strategi pengembangan produksi sumur SP.

#### 1. Mode operasi produksi *low pressure*



Gambar 4. 1 Desain mode operasi produksi *low pressure*.

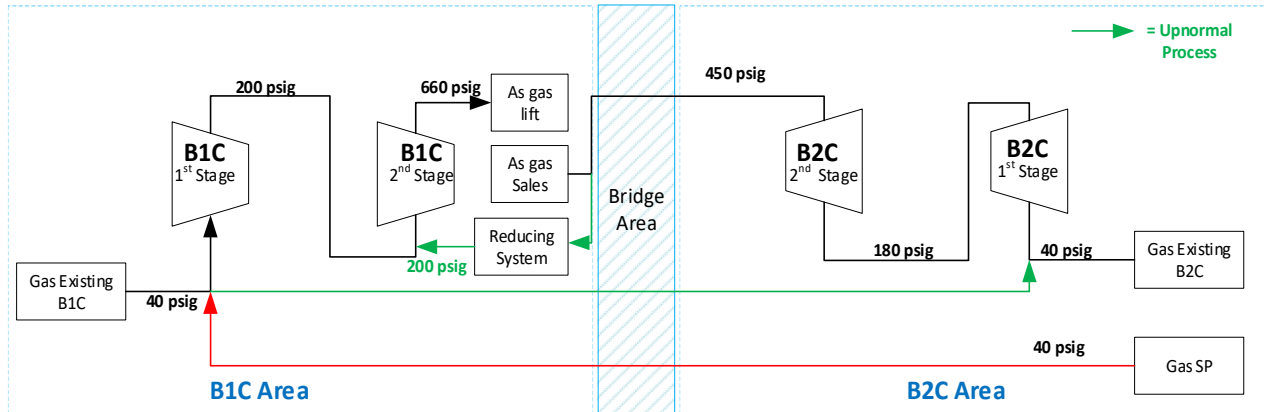
Pada desain mode operasi *low pressure*, tekanan surface di operasikan pada tekanan 120 psig, yang selanjutnya masuk ke *production separator* untuk dipisahkan antara fluida gas dan fluida *liquid (condensate)*, keluar dari separator masuk ke sistem metering kemudian gas mengalir menuju anjungan B flowstation sejauh 10 km melalui jalur *outgoing* pipa bawah laut.

Gas akan diterima oleh fasilitas produksi yang berada di *platform* B2C. Fasilitas produksi nantinya akan dibangun di B2C dengan mempertimbangkan space yang cukup luas. Fasilitas produksi yang berada di B2C terdiri dari sistem separasi, *metering system*, *pigging system*, *fire and gas protection system* yang terintegrasi pada kontrol sistem sebelum akhirnya dialirkan menuju ke sistem kompresi.

Gas produksi sumur SP selanjutnya dialirkan ke sistem kompresi yang berada di anjungan B1C dengan tekanan 41 psig melalui jalur pipa existing. Gas SP tidak akan di alirkan ke sistem kompresi yang berada di B2C dengan mempertimbangkan komposisi gas *blending* antara gas SP dan gas *existing* terhadap kinerja kompresor gas B2C. Kinerja kompresor gas B2C mempunyai performa yang lebih rendah dari kompresor gas B1C jika dialiri gas dari sumur SP.

Pada proses produksi *existing* kompresor gas B1C beroperasi 1.5 *train*. Dengan adanya produksi sumur gas SP, B1C harus di operasikan 2 *train*, yang mana setiap 1 *train* terdiri dari kompresor gas *1<sup>st</sup> stage* dan *2<sup>nd</sup> stage*. Pada kompresor gas *1<sup>st</sup> stage* tekanan dinaikan dari 41 psig ke 200 psig dan pada kompresor gas *2<sup>nd</sup> stage* tekanan dinaikan dari 200 psig ke 670 psig. Gas dari B1C dengan tekanan sebesar 670 psig selanjutnya digunakan sebagai *gas lift* yang digunakan untuk mengangkat *crude oil* dari reservoir sumur minyak. Beroperasinya kompresor gas B1C 2 *train* yang berarti tidak ada unit kompresor gas yang *standby* berpotensi=y berpengaruh terhadap penurunan produksi sumur SP ketika ada kegiatan maintenance turbin kompresor gas di B1C. Desain mode operasi *low pressure* ini merupakan desain yang aman untuk reservoir. Resiko terjadinya premature produksi akibat water coning kecil.

## 2. Mode operasi produksi *medium pressure*



Gambar 4. 2 Desain mode operasi produksi *medium pressure*.

Pada desain mode operasi *medium pressure*, tekanan surface di operasikan pada tekanan 120 psig, yang selanjutnya masuk ke *production separator* untuk dipisahkan antara fluida gas dan fluida *liquid (condensate)*, keluar dari separator masuk ke sistem metering kemudian gas mengalir menuju anjungan B flowstation sejauh 10 km melalui jalur *outgoing* pipa bawah laut. Selanjutnya gas SP diterima oleh fasilitas produksi yang akan dipasang di B2C. Fasilitas produksi yang berada di B2C terdiri dari sistem separasi, *metering system*, *pigging system*, *fire and gas protection system* yang terintegrasi pada kontrol sistem sebelum akhirnya dialirkan menuju ke sistem kompresi. Konsep desain *medium pressure* merupakan penyempurnaan desain dari mode operasi *low pressure*. Pada kondisi normal (tidak ada kegiatan *maintenance* pada kompresor gas B1C ataupun proses *upset*), gas SP akan masuk ke sistem kompresi B1C dan B1C tetap beroperasi 2 *train*. Pada kondisi tidak normal (terjadi proses *upset* atau ada kegiatan *maintenance* pada kompresor gas B1C) gas SP akan di alirkan ke sistem kompresi yang berada di B2C bersama dengan gas existing B1C dan B2C. Hasil *blending* gas SP dengan gas existing B1C dan B2C berpengaruh positif terhadap kinerja kompresor gas B2C.

Kondisi normal kompresor B2C beroperasi 1 *train*. Ketika kondisi tidak normal pada B1C, kompresor B2C akan beroperasi 2 *train*, yang mana setiap 1 *train* terdiri dari kompresor gas 1<sup>st</sup> stage dan 2<sup>nd</sup> stage. Pada kompresor gas 1<sup>st</sup> stage

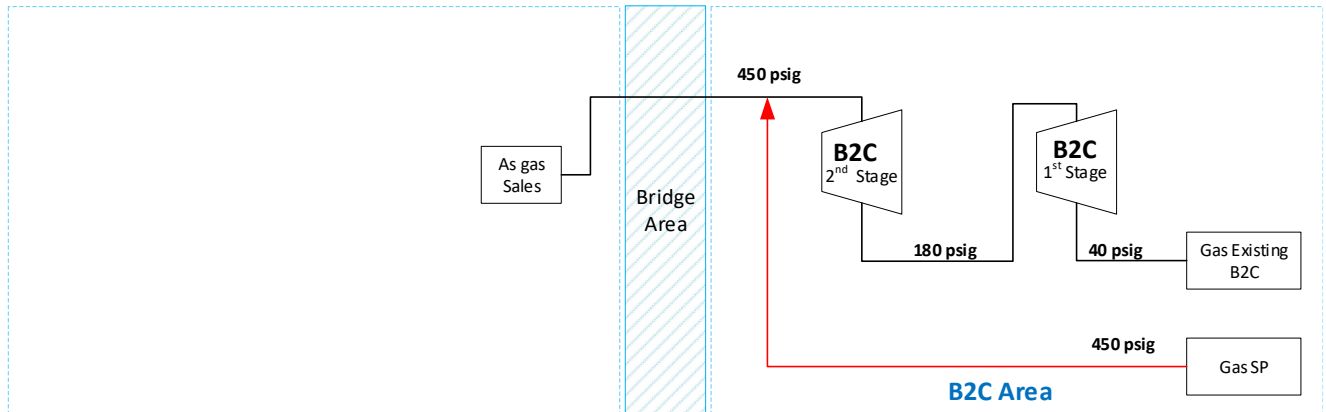
tekanan dinaikan dari 41 psig ke 180 psig dan pada kompresor gas 2<sup>nd</sup> stage tekanan dinaikan dari 180 psig ke 450 psig. Gas hasil kompresi dengan tekanan 450 psig selanjutnya di alirkan ke B1C 2<sup>nd</sup> kompresor dengan tekanan sebesar 200 psig melalui jalur baru yang menghubungkan antara *discharge 2<sup>nd</sup>* kompresor B2C ke *interconnection suction 2<sup>nd</sup>* kompresor B1C. Jalur baru tersebut di lengkapi dengan sistem kontrol yang dapat menurunkan tekanan dari 450 psig ke 200 psig. Gas selanjutnya di kompres oleh 2<sup>nd</sup> kompresor B1C hingga tekanan 670 psig untuk menyuplai kebutuhan *gas lift*. Gas berlebih yang tidak bisa masuk ke sistem kompresi B1C selanjutnya dialirkan ke NGL sebagai *gas sales* dengan pressure 350 psig.

Desain mode operasi *medium pressure* menawarkan desain yang kompleks untuk kesetabilan produksi sumur gas SP dan sumur existing. Penurunan produksi akibat permasalahan pada unit kompresor B1C dapat diminimalkan dengan desain ini. Tetapi mempunyai resiko yang cukup besar. Management tidak menghendaki proses produksi *existing shutdown* selama proyek pengembangan produksi sumur gas SP berlangsung. Penambahan fasilitas produksi di B1C berupa sistem *reducing pressure* dengan hanya mengandalkan *single valve isolation* dalam kondisi online sangat berisiko tinggi.

Pengoperasian mode operasi *medium pressure* bergantung pada kesiapan unit kompresor B2C yang *standby*. Jika 1 *train* kompresor gas B2C yang *standby* tidak siap, dalam hal ini ada kendala pada sistem dan unit maka mode operasi *medium pressure* tidak dapat dijalankan.



### 3. Mode operasi produksi *high pressure*



Gambar 4. 3 Desain mode operasi produksi *high pressure*.

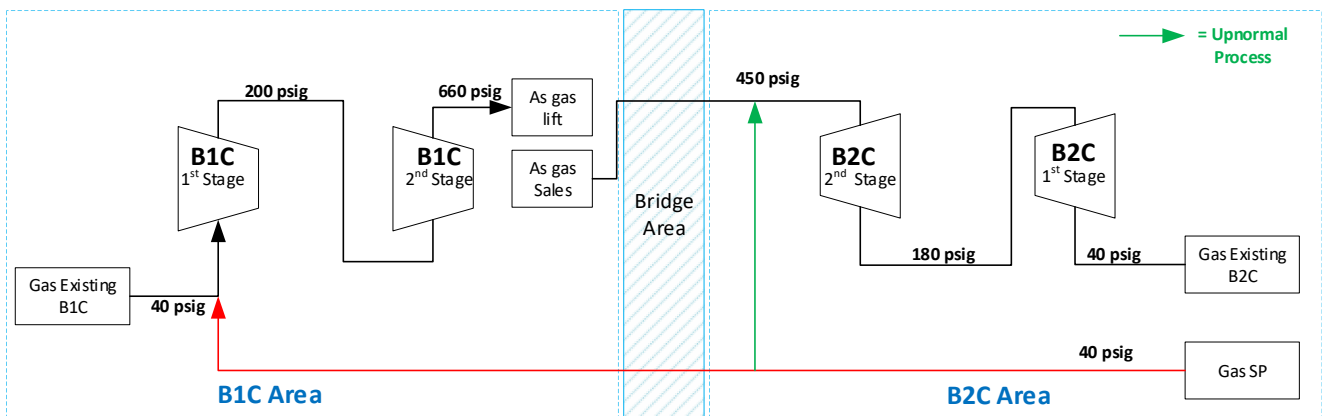
Pada desain mode operasi *high pressure*, tekanan surface di operasikan pada tekanan 410 psig, yang selanjutnya masuk ke *production separator* untuk dipisahkan antara fluida gas dan fluida *liquid (condensate)*, keluar dari separator masuk ke sistem metering kemudian gas mengalir menuju anjungan B flowstation sejauh 10 km melalui jalur *outgoing* pipa bawah laut.

Gas akan diterima oleh fasilitas produksi yang berada di *platform* B2C. fasilitas produksi nantinya akan dibangun di B2C dengan mempertimbangkan space yang cukup luas. Fasilitas produksi yang berada di B2C terdiri dari sistem separasi, *metering system*, *pigging system*, *fire and gas protection system* yang terintegrasi pada kontrol sistem sebelum akhirnya dialirkan menuju ke NGL sebagai *gas sales*.

Desain mode operasi *high pressure* menawarkan kestabilan produksi sumur SP, yang mana proses produksi sumur SP tidak mempengaruhi dan tidak dipengaruhi oleh proses produksi gas existing di sistem kompresi. Gas yang diterima di fasilitas produksi B2C berada pada tekanan 380 psig, gas tersebut hanya masuk pada sistem metering dan selanjutnya masuk ke sistem kontrol untuk di alirkan ke stasiun alir *central* yang berada 2 km di sebelah anjungan B *flowstation* sebagai *gas sales*.

Pada mode operasi *high pressure* mempunyai kekurangan yaitu berpotensi menimbulkan *water coning* yang menyebabkan produksi gas berhenti lebih cepat karena reservoir tertutup oleh produksi air, selain itu mempunyai resiko dan nilai investasi yang tinggi.

#### 4. Mode operasi produksi *high low pressure*



Gambar 4. 4 Desain mode operasi produksi *high low pressure*.

Pada desain mode operasi *high low pressure*, tekanan surface dapat dioperasikan pada tekanan 410 psig atau pada tekanan 120 psig, yang mana desain ini mengkombinasikan antara mode operasi *high pressure* dan *low pressure*. Fasilitas produksi didesain dengan dua sistem *safety device* yaitu dapat diset *high* dan *low*. Desain mode operasi ini tidak dapat dijalankan secara bersamaan. Mode operasi ini akan dijalankan berdasarkan kebutuhan. Saat dijalankan pada mode operasi *low pressure*, maka prinsip kerja sistemnya sesuai dengan penjelasan alternatif nomor 1. Saat dijalankan pada mode operasi *high pressure*, maka prinsip kerja sistemnya sesuai dengan penjelasan alternatif nomor 3. Secara desain mode operasi *high low pressure* menawarkan kestabilan produksi. Ketika kondisi normal produksi sumur SP akan dijalankan pada mode *low pressure*. Ketika kondisi tidak normal produksi sumur SP akan dijalankan pada mode *high pressure*.

Dari sisi aktifitas operasional produksi desain memiliki resiko yang tinggi dan *cost* yang besar, karena untuk melakukan pemindahan mode dari *high pressure* ke *low pressure* ataupun sebaliknya harus dilakukan oleh operator ke *platform SP*

menggunakan *boat*. Setelah sampai di *platform* operator harus melakukan *jumping* untuk bisa mengakses *platform*. Aktifitas *jumping* dari *boat* ke *platform* inilah yang mempunyai resiko tinggi. Selain itu dari sisi instalasi fasilitas produksi mode *high low pressure* ini juga beresiko tinggi dan dari sisi biaya investasi juga besar karena terdapat dua sistem operasi produksi.

#### **4.1.2 Kriteria**

Berdasarkan *focus group discussion* dengan para ahli didapatkan kriteria-kriteria untuk memilih mode operasi yang akan diterapkan pada pengembangan produksi sumur SP. Kriteria tersebut antara lain :

##### **a. Teknologi**

Teknologi menjadi requirement penting untuk menentukan pilihan alternatif mode operasi yang akan diterapkan pada pengembangan produksi sumur SP, karena berkaitan dengan tingkat kehandalan peralatan dan sistem. Kriteria teknologi sendiri memiliki sub kriteria, sub kriteria tersebut antara lain :

##### **1. Maintenance level**

Teknologi yang ditawarkan dari setiap desain mode operasi memiliki seberapa rumit tingkat kerumitan maintenance yang akan dijalankan ketika sudah beroperasi. Tingkat kerumitan *maintenance* tersebut direpresentasikan dari jumlah aktivitas maintenance yang memiliki tingkat resiko dengan level medium hingga high.

##### **2. Design**

Desain disini merupakan desain jalur produksi sumur SP dari masing masing alternatif. Desain dari masing masing alternatif akan direview kemampuannya dalam mengakomodir produksi sumur SP sampai habis.

##### **3. Kesiapan material untuk kombinasi project lain**

Material yang dipakai dari masing masing alternatif akan direview kemampuannya jika diintegrasikan dengan project pengembangan proses produksi dimasa yang akan datang.

#### 4. *Gas compressor performance*

Gas dari sumur sp mempunyai *standart gravity* (SG) yang berbeda dengan SG gas existing. Gas sp yang masuk ke sistem kompresi akan bercampur dengan SG gas existing. Gas tersebut mengalami peristiwa blending dan tentunya akan berpengaruh dengan kinerja kompresor. Apakah kinerja kompresor menjadi lebih baik atau menurun ketika gas SP masuk ke sistem kompresi.

#### **b. Biaya kapital**

Biaya kapital menjadi kriteria penting karena berkaitan dengan besarnya biaya yang akan dikeluarkan perusahaan untuk proyek pengembangan produksi sumur SP.

#### **c. Dampak produksi**

Dampak produksi ini merupakan potensi *loss production* pada produksi *existing* dan juga produksi sumur SP dari aktivitas *maintenance*, *proses upset* dan *unplanned shutdown* karena *malfunction instrument devices*.

#### **d. Biaya operasional**

Perkiraan biaya yang dikeluarkan selama berjalannya mode operasi produksi sumur SP. Meliputi biaya *maintenance*, biaya operasional boat, dan biaya *common*.

#### **e. Reservoar**

Prediksi Perubahan kondisi reservoar selama di terapkan mode operasi, seberapa besar potensi terjadinya *water coning* yang dapat menyebabkan terhentinya produksi sebelum gas dalam reservoar habis dan berapa lama masa produksi sumur dari masing masing alternatif.

## **f. Pengerjaan**

Merupakan pengerjaan proyek pengembangan produksi sumur SP dari masing masing alternatif dalam kriteria pengerjaan terdapat sub kriteria yang penting antara lain sebagai berikut :

### **1. HSSE**

Aspek HSSE merupakan Penilaian resiko yang muncul dari pekerjaan instalasi masing masing alternatif. Semakin banyak aktifitas yang mempunyai resiko tinggi berarti alternatif tersebut berpotensi terjadinya kecelakaan kerja dan membutuhkan pengawasan extra.

### **2. Waktu**

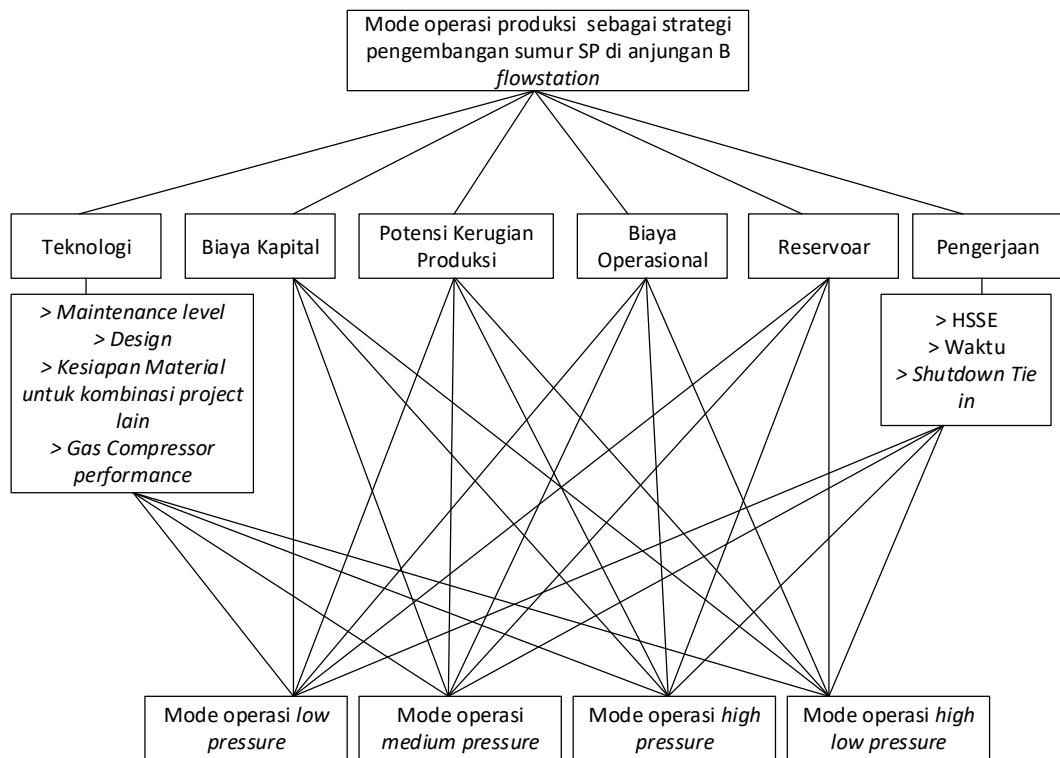
Meliputi kapan dilakukan pengerjaan penerapan mode operasi apakah secepatnya atau tidak, bergantung pada cuaca atau tidak dan seberapa lama waktu yang dibutuhkan untuk menyelesaikan pengerjaan tersebut dan potensi delay selama proyek berlangsung.

### **3. Shutdown tie in**

Integrasi produksi sumur SP pada proses produksi existing membutuhkan shutdown atau tidak dan berapa lama waktu yang dibutuhkan jika harus shutdown.

## 4.2 Analytic Hierarchy Process (AHP)

### 4.2.1 Struktur AHP



Gambar 4. 5 Struktur AHP

### 4.2.2 Pengumpulan Data

Pembobotan melalui *focus group discussion (FGD)* pada setiap kriteria didasarkan pada data yang diperoleh dari lapangan berdasarkan simulasi, estimasi dan interview dari dept engineering, *facility integrity*, *Operation*, *HSSE* dan *operation technical maintenance*.

#### 1. Teknologi

##### a. Maintenance Level

*Maintenance level* disini merupakan estimasi jumlah aktivitas maintenance dari masing masing alternatif yang mempunyai level kuning sampai merah pada table resiko perusahaan.

DAMPAK BAHAYA (KEPARAHAN)				Level	PROBABILITAS (KEMUNGKINAN)				
					1	2	3	4	5
Manusia	Lingkungan	Aset (Biaya)	Reputasi		Hampir tidak mungkin terjadi	Jarang terjadi	Bisa terjadi	Sangat mungkin terjadi	Hampir pasti terjadi
Kematian	Kerusakan lingkungan di area sensitif, tumpahan minyak > 100 bbbls	Kerugian sangat besar > US\$ 1 M	Berdampak secara nasional	5 Sangat Besar	5	10	15	20	25
Cacat Permanen, Cedera Hilang Waktu Kerja (LTI)	Tumpahan mencapai area sensitif, tumpahan minyak > 15 - 100 bbbls	Kehilangan besar ≥ US\$ 100 K - 1 M	Berdampak secara provinsi	4 Besar	4	8	12	16	20
Terbataanya Pekerja (RWC)	Kerusakan lingkungan terjadi di area perusahaan, tumpahan minyak 10 - 15 bbbls	Kehilangan sedang ≥ US\$ 10 K - 100 K	Berdampak secara lokal (kotamadya / kabupaten)	3 Sedang	3	6	9	12	15
Tindakan Medis (MTC)	Tumpahan terjadi di area perusahaan, tumpahan minyak 1 - < 10 bbbls	Kehilangan kecil ≥ US\$ 1 K - 10 K	Berdampak internal	2 Kecil	2	4	6	8	10
Cedera Ringan (First Aid)	Tidak terjadi kerusakan lingkungan, tumpahan minyak < 1 bbbls	Kehilangan sangat kecil < US\$ 1 K	Tidak ada dampak reputasi	1 Sangat Kecil	1	2	3	4	5

Gambar 4. 6 Risk Matrix Perusahaan

Adapun data tersebut adalah sebagai berikut :

- Mode operasi *low pressure* mempunyai **34** aktivitas maintenance dengan resiko di level *medium* (kuning) – *high* (merah).
- Mode operasi *medium pressure* mempunyai **41** aktivitas maintenance dengan resiko di level *medium* (kuning) – *high* (merah).
- Mode operasi *high pressure* mempunyai **32** aktivitas maintenance dengan resiko di level *medium* (kuning) – *high* (merah).
- Mode operasi *high low pressure* mempunyai **36** aktivitas maintenance dengan resiko di level *medium* (kuning) – *high* (merah).

Adapun data detail data aktivitas maintenance dari masing – masing alternatif terlihat pada Lampiran A1.

**b. Desain**

Tabel 4. 1 Data kualitatif dari review desain masing masing alternatif.

No	Description	Low pressure production operation mode	Medium pressure production operation mode	High pressure production operation mode	High low pressure production operation mode
1	<b>Design</b>				
	a.Redundant Process Line	No	Yes	No	Yes
	b.accommodate until gas production runs out	Yes	Yes	No	Yes

Review desain jalur produksi dari masing masing alternatif yang ditunjukkan Table 4.1 bahwa mode operasi *low pressure* dan mode operasi *high pressure* tidak mempunyai *back up line*. Artinya alternatif tersebut hanya mempunyai satu jalur proses produksi. Ketika terdapat permasalahan proses, aktifitas *maintenance* yang mengakibatkan shutdown maka proses produksi dari sumur SP tidak dapat di pindahkan ke jalur lain. Untuk alternatif mode operasi *low pressure* meskipun tidak memiliki *back up line*, secara proses produksi mampu mengakomodir produksi sumur gas SP hingga ke titik terakhir masa *life time* sumur. Sementara untuk alternatif mode operasi *high pressure* tidak karena sistem dari high pressure hanya mengakomodir produksi sumur SP ke proses penjualan gas dengan tekanan tinggi. Ketika tekanan dari sumur SP sudah rendah maka produksi sumur SP tidak mampu mengalir ke proses penjualan gas.

**c. Kesiapan material untuk kombinasi dengan project lain**

Tabel 4. 2 Data kualitatif dari review material masing masing alternatif.

No	Description	Low pressure production operation mode	Medium pressure production operation mode	High pressure production operation mode	High low pressure production operation mode
2	<b>Material readiness for combine another project</b>	No, low rating	Yes, medium rating	Yes, high rating	Yes, high rating



Dari review material masing masing alternatif yang ditunjukkan pada Tabel 4. 2 bahwa hanya alternatif mode operasi *low pressure* yang berpotensi tidak dapat di integrasikan dengan project pengembangan lain dimasa yang akan datang. Hal ini disebabkan karena material yang digunakan mempunyai rating 150# untuk memfasilitasi proses produksi pada tekanan rendah yaitu 40 – 50 psig. Sementara untuk material mode operasi *medium pressure* mempunyai rating 300# yang dan material mode operasi *high* dan *high low pressure* mempunyai rating 600# yang fleksible jika di kemudian hari terdapat proyek pengembangan produksi lain dengan tekanan operasi di level *low*, *medium* dan *high pressure*.

**d. Gas Compressor Performance**

Tabel 4. 3 Data *gas compressor performance*

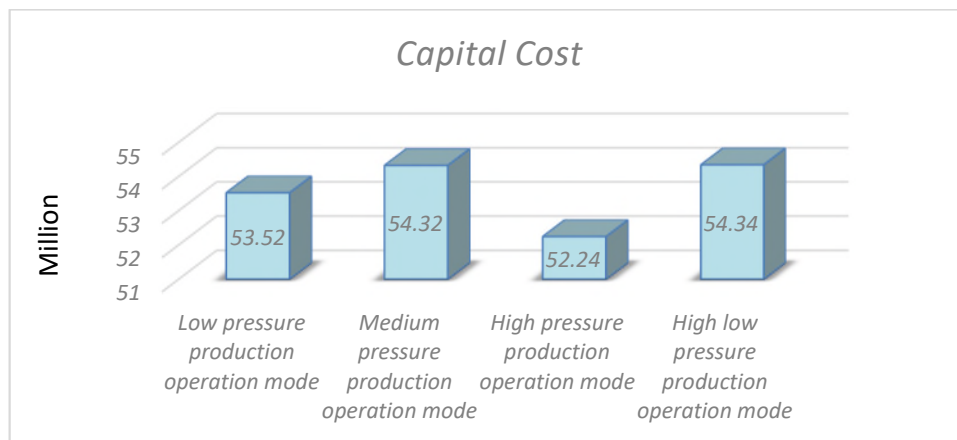
No	Description	Low pressure production operation mode	Medium pressure production operation mode	High pressure production operation mode	High low pressure production operation mode
3	<b>Compressor performance</b>				
	Flowing to compressor	Yes	Yes	No	Yes/No
	SG gas SP	0.5868	0.5868	0.5868	0.5868
	SG gas existing	B1C = 0.8866	B1C = 0.8866      B2C = 0.8462	-	B1C = 0.8866
	SG gas blending	B1C = 0.7736	B1C = 0.7736      B2C = 0.7489	-	B1C = 0.7736
	Efficiency compressor existing	B1C = 73%	B1C = 73%      B2C = 77%	-	B1C = 73%
	NGP existing	B1C = 92.8%	B1C = 92.8%      B2C = 92.5%	-	B1C = 92.8%
	NPT existing	B1C = 63.8%	B1C = 63.8%      B2C = 94.7%	-	B1C = 63.8%
	Efficiency compressor blend SP	B1C = 73%	B1C = 72%      B2C = 78%	-	B1C = 73%
	NGP blend SP	B1C = 94.4%	B1C = 93.8%      B2C = 93.5%	-	B1C = 94.4%
	NPT blend SP	B1C = 95.7%	B1C = 94.2%      B2C = 98.9%	-	B1C = 95.7%

Pada Tabel 4.3 menunjukkan bahwa terdapat perbedaan pada saat sebelum dan sesudah gas SP masuk ke sistem kompresi yang ada di B1C maupun yang ada di B2C. Pada alternatif mode operasi *low pressure* dan *high low pressure*, gas dari sumur SP dialirkan ke sistem kompresi yang ada di B1C. Ketika gas SP belum terintegrasi dengan gas *existing*, SG gas B1C sebesar 0.8866 dengan efisiensi

kompresor 73%, NGP 92,8 % dan NPT 63,8 % hal ini mengindikasikan bahwa kompresor terlalu berat untuk mengkompres gas dengan SG sebesar 0.8866. Ketika gas dari sumur SP terintegrasi dengan gas *existing* di sistem kompresi B1C, SG gas berubah menjadi 0.7736 yang berarti SG gas campuran menjadi lebih ringan dibandingkan dengan SG gas sebelumnya. Tentunya hal ini memberikan pengaruh terhadap kinerja kompresor gas. Terlihat efisiensi kecenderungan masih tetap sama, tetapi dari sisi engine turbine NGP menjadi meningkat ke 94,4 % dan NPT 95.7 % yang mengindikasikan bahwa kompresor gas mempunyai *performance* yang baik karena tidak terbebani oleh gas yang dikompres.

Pada alternatif mode operasi *medium pressure* gas dialirkan melalui sistem kompresi B2C kemudian dialirkan ke sistem kompresi B1C. Sebelum gas SP terintegrasi dengan gas *existing* yang ada di B2C, SG gas B2C sebesar 0.8462 dengan efisiensi kompresor gas sebesar 77%, NGP 92.5 %, NPT 94.7 % yang mengindikasikan bahwa dengan gas *existing* performa *engine turbine* dengan kompresor gas sudah baik. Ketika gas SP terintegrasi dengan dengan gas *existing* B2C, SG gas berubah menjadi 0.7489, dengan efisiensi kompresor gas sebesar 78%, NGP 93.5%, NPT 98.9 %. Dari segi efisiensi compressor menjadi lebih baik, dari sisi *engine turbine* terjadi *over speed* karena SG gas yang di kompres terlalu ringan jika dibandingkan dengan spesifikasi kompresornya. Hal ini berpotensi menimbulkan vibrasi yang akan menyebabkan permasalahan pada engine. Untuk menghindari permasalahan tersebut solusinya adalah gas dari B2C harus ditambah gas dari B1C dan B2C harus mengoperasikan 2 *train* kompresor untuk mengakomodir tambahan suplai gas dari B1C. Oleh karena itu pada normal proses untuk alternatif *medium pressure* gas SP akan di alirkan melalui B1C, jika terdapat permasalahan pada salah satu kompresor B1C maka gas dari B1C akan di alirkan semua ke B2C kemudian di alirkan ke 2<sup>nd</sup> stage kompresor B1C untuk menyuplai kebutuhan *gas lift*.

## 2. Biaya Kapital



Gambar 4. 7 Diagram perbandingan biaya kapital masing-masing alternatif

Alternatif yang mempunyai nilai tertinggi adalah mode operasi *high low pressure*, diikuti mode operasi *medium pressure*, mode operasi *low pressure* dan yang paling rendah adalah mode operasi *high pressure*. Mode operasi *high pressure* memiliki biaya investasi yang rendah dikarenakan desain jalur proses produksinya tidak masuk kesistem kompresi, gas dari sumur SP setelah diterima separator B2C langsung dialirkan ke jalur penjualan gas. Alternatif mode operasi *high low* dan *medium pressure* tidak terlalu mempunyai selisih yang besar, detail biaya kapital dapat dilihat di Lampiran A3. Untuk mode operasi *medium pressure* terdapat pemasangan dua jalur proses yang menghubungkan B1C dengan B2C, selain itu terdapat penambahan sistem penurun tekanan dari proses B2C, hal inilah yang menyebabkan mempunyai biaya investasi yang tinggi meskipun rating material yang digunakan adalah medium pressure. Untuk mode operasi *high low pressure* terdapat satu jalur proses yang menghubungkan antara B1C dengan B2C sama seperti mode operasi *low pressure*. Tetapi dari segi material yang digunakan beda, yaitu mode operasi *high low pressure* menggunakan material kelas *high pressure* sedangkan yang mode operasi *low pressure* menggunakan material kelas *low pressure*. Mode operasi *high low pressure* juga mempunyai jalur produksi seperti halnya mode operasi *high pressure*.

### 3. Potensi Kerugian Produksi

Tabel 4. 4 Potensi kerugian produksi sumur SP dari aktifitas produksi

<b>No</b>	<b>Activities</b>	<b>Low pressure production operation mode</b>	<b>Medium pressure production operation mode</b>	<b>High pressure production operation mode</b>	<b>High low pressure production operation mode</b>
1	<i>Maintenance Turbine gas Compressor</i>				
	<i>a. PM 0 Hours</i>	YES	NO	NO	NO
	<i>b. PM 1000 Hours</i>	YES	NO	NO	NO
	<i>c. PM 8000 Hours</i>	YES	NO	NO	NO
	<i>d. Engine Change Out</i>	YES	NO	NO	NO
	<i>e. Stripping Down</i>	YES	NO	NO	NO
2	<i>Turnaround/TAR</i>	YES	YES	NO	NO
3	<i>Shutdown Bpro (Oil and gas processing)</i>	YES	YES	NO	NO
4	<i>Shutdown B1C Compressor</i>	YES	NO	NO	NO
5	<i>Shutdown B2C Compressor</i>	NO	NO	NO	NO
6	<i>Shutdown SP wells</i>	YES	YES	YES	YES

Pada Tabel 4.4 menunjukkan pengaruh dari aktifitas dan kejadian selama proses produksi existing terhadap proses produk sumur SP dari masing masing alternatif yang berpotensi menyebabkan kerugian produksi. Kerugian produksi tersebut diakibatkan karena terhentinya proses produksi sumur SP. Shutdown merupakan kejadian *unplanned* shutdown yang timbul selama proses produksi berlangsung yang disebabkan oleh proses upset maupun *malfunction safety device*. Dari Tabel 4.4 terlihat bahwa alternatif mode operasi *low pressure* berpotensi sekali terjadinya kerugian produksi.

#### 4. Biaya Operasional



Gambar 4. 8 Diagram perbandingan biaya operasional masing masing alternatif.

Biaya operasional yang ditunjukkan pada gambar 4.8 merupakan biaya operasional yang dihitung selama 3 tahun. Diambil perbandingan selama 3 tahun karena life time tersingkat dari alternatif mode operasi produksi adalah 3 tahun. Untuk detail biaya operasional ditunjukkan pada Lampiran A2. Jika biaya operasional tersebut dihitung berdasarkan masa *life time* sumur maka semakin melebihi dari 3 tahun semakin besar pula biaya operasional yang dikeluarkan untuk menjalankan produksi sumur SP. Dari perbandingan selama 3 tahun mode operasi *high pressure* mempunyai biaya operasional yang paling sedikit. Mode operasi *medium pressure* mempunyai biaya operasional yang paling banyak, sedangkan biaya operasional mode operasi *low* dan *high low pressure* hampir sama.

## 5. Reservoir

Tabel 4. 5 Data *life time* dari reservoir sumur SP.

<b>No</b>	<b>Description</b>	<b>Low pressure production operation mode</b>	<b>Medium pressure production operation mode</b>	<b>High pressure production operation mode</b>	<b>High low pressure production operation mode</b>
1	<i>Life time of Reservoir</i>	<i>6 years</i>	<i>6 years</i>	<i>3 years</i>	<i>4 years</i>
2	<i>Potential of water coning</i>	<i>low</i>	<i>medium</i>	<i>High</i>	<i>medium</i>

Data pada Tabel 4.5 merupakan prediksi dari hasil simulasi dari parameter survei static bottom hole pressure yang dilakukan setelah sumur SP di bor oleh reservoir engineer. Mode operasi *high pressure* mempunyai life time sumur yang cukup singkat dibanding dengan mode operasi produksi yang lain. Untuk mode operasi *low pressure* dan *high pressure* mempunyai life time yang sama dan yang paling lama yaitu 6 tahun. Pada mode operasi *low pressure* potensi terjadinya *water coning* berada di level low, potensi masih bisa saja terjadi tetapi masih bisa dikontrol dengan baik.

## 6. Pengerjaan

Pada kriteria pengerjaan diperoleh data dari masing masing sub kriterianya yang ditunjukkan pada Tabel 4.6. Adapun sub kriteria tersebut antara lain

- a. HSSE
- b. Estimasi waktu pengerjaan
- c. *Shutdown tie in*

Tabel 4. 6 Data sub kriteria pengerjaan

No	Description	Low pressure production operation mode	Medium pressure production operation mode	High pressure production operation mode	High low pressure production operation mode
1	HSSE- Risk Job (Installation)	50	60	30	60
2	Estimasi waktu pengerjaan (installation)	3 Month	5 Month	3 Month	5 Month
3	Duration of Shutdown Tie in	12 Hours	12Hours	9 Hours	12 Hours

Sub kriteria HSSE tersebut merupakan jumlah pekerjaan dengan level resiko menengah hingga tinggi yang timbul selama pekerjaan instalasi dari masing masing alternatif. Dari Tabel 4.6 semua alternatif membutuhkan shutdown saat proses tie in atau integrasi proses produksi sumur SP ke proses existing dan yang menjadi parameter perbandingan adalah durasi shutdown proses existing.

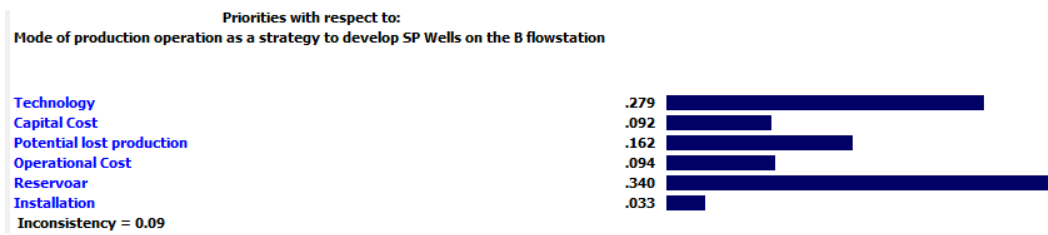
#### 4.2.3 Perhitungan Perbandingan Berpasangan

Pembobotan nilai perbandingan berpasangan dilakukan melalui *focus group discussion* dengan para *expert* dengan mengambil referensi dari data yang sudah didapat di Sub Bab 4.2.2.

##### 1. Perbandingan berpasangan kriteria

	Technology	Capital Co	Potential Ic	Operationa	Reservoir	Installation
Technology		5.0	3.0	3.0	3.0	6.0
Capital Cost			2.0	1.0	3.0	5.0
Potential lost production				3.0	2.0	5.0
Operational Cost					3.0	5.0
Reservoir						5.0
Installation	Incon: 0.09					

Gambar 4. 9 Perbandingan berpasangan kriteria.

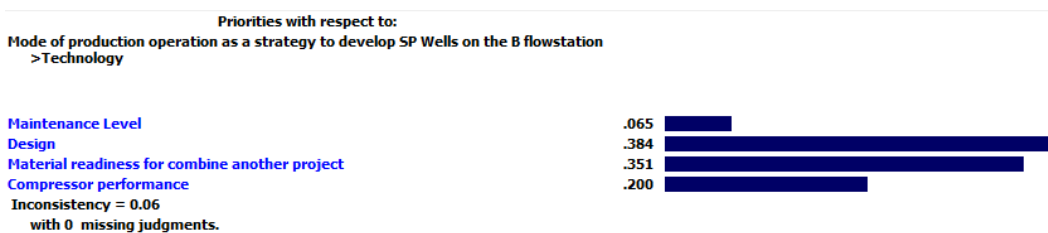


Gambar 4. 10 Hasil perbandingan berpasangan kriteria.

Hasil perbandingan berpasangan pada setiap kriteria didapatkan nilai *priority vector* yang dominan adalah kriteria reservoir dengan nilai 0.34, diikuti teknologi dengan nilai 0.279 dan potensi kerugian produksi dengan nilai 0.162, nilai CR = 0.09 yang berarti konsisten. Berdasarkan hasil tersebut kriteria reservoir, teknologi, dan potensi kerugian produksi menjadi prioritas penting dalam menentukan mode operasi produksi.

## 2. Perbandingan berpasangan sub kriteria dari kriteria teknologi

	Maintenance	Design	Material re	Compress
Maintenance Level		4.0	5.0	5.0
Design			1.0	3.0
Material readiness for combine another project				2.0
Compressor performance				
Incon: 0.06				

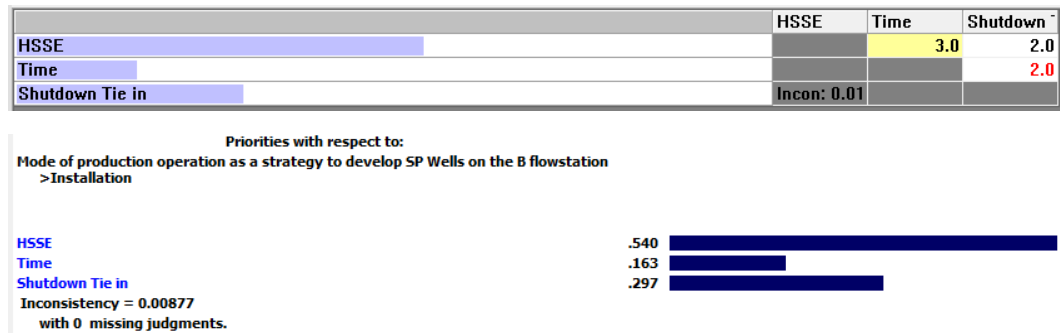


Gambar 4. 11 Perbandingan berpasangan dari sub kriteria teknologi dan hasilnya.

Hasil perbandingan berpasangan pada subkriteria teknologi didapatkan nilai *priority vector* yang dominan adalah desain dengan nilai 0.384 di ikuti kesiapan material untuk proyek yang akan datang dengan nilai 0.351. Nilai CR = 0.06 yang berarti pembobotan dari expert konsisten. Dari hasil tersebut bahwa desain dan kesiapan material untuk proyek yang akan datang menjadi prioritas penting dari kriteria teknologi.



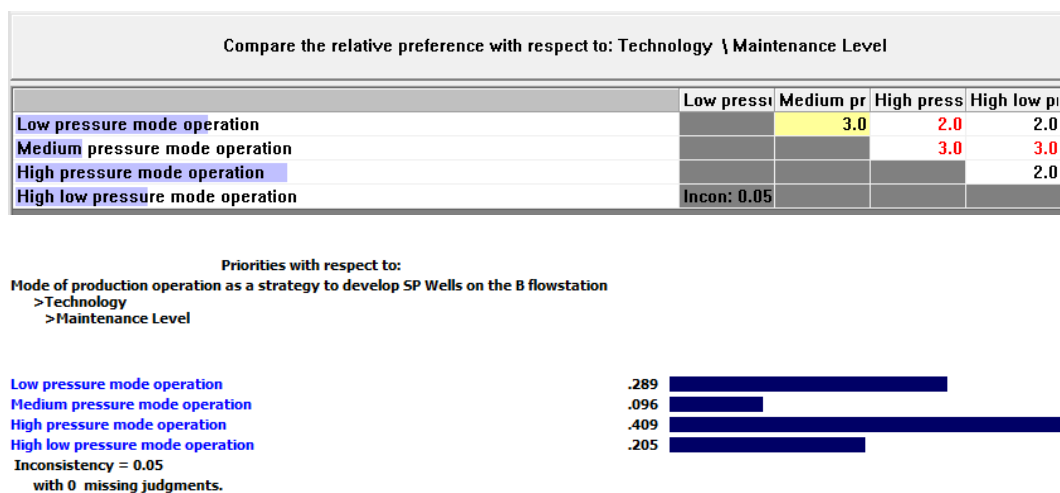
3. Perbandingan berpasangan subkriteria dari kriteria pengerjaan



Gambar 4. 12 Perbandingan berpasangan sub kriteria pengerjaan dan hasilnya.

Hasil dari perbandingan berpasangan pada subkriteria pengerjaan di peroleh *priority vector* yang dominan yaitu HSSE dengan nilai 0.54, dengan CR = 0.00877 yang berarti konsisten. HSSE menjadi prioritas utama yang perlu diperhatikan dari sisi pengerjaan karena dalam proyek di sektor hulu migas khususnya di lepas pantai atau *offshore* selalu di dominasi oleh pekerjaan yang mempunyai resiko tinggi. Sebagai pengendalian untuk mencegah terjadinya kecelakaan kerja sebisa mungkin pekerjaan dengan resiko tinggi dapat dikurangi. Oleh karena itu pekerjaan dari masing masing alternatif yang lebih sedikit menjadi prioritas utama dari kriteria pengerjaan.

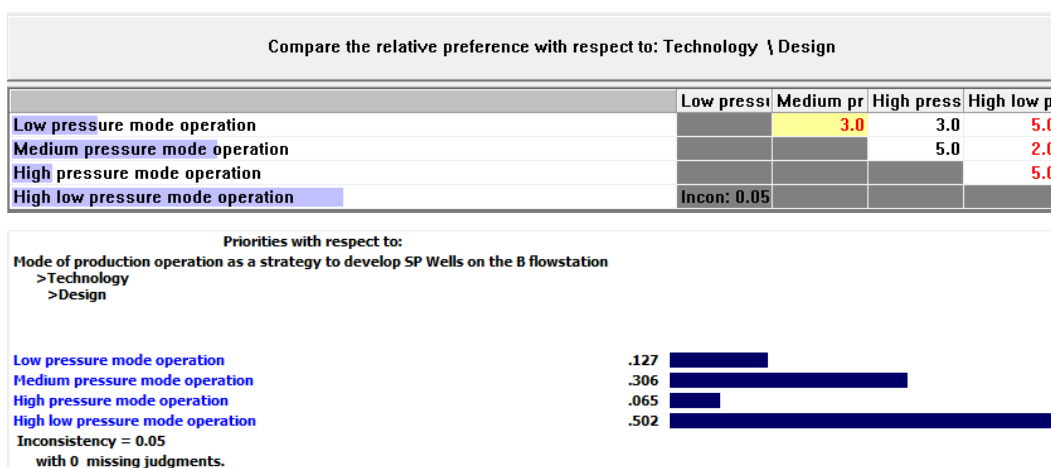
4. Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria teknologi/*maintenance level*



Gambar 4. 13 Perbandingan berpasangan alternatif pada kriteria teknologi/*maintenance level* dan hasilnya.

Hasil dari perbandingan berpasangan alternatif pada kriteria teknologi/*maintenance level* bahwa mode operasi *high pressure* mempunyai nilai yang dominan sebesar 0.409 dengan nilai CR = 0.05. Dari *maintenance level* ini mode operasi *high pressure* mempunyai jumlah yang paling sedikit dibandingkan dengan alternatif yang lain.

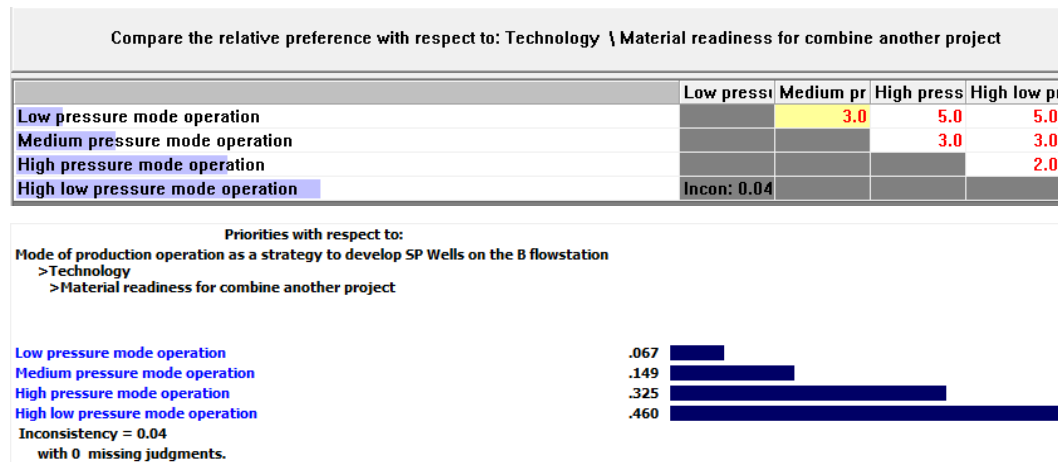
#### 5. Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria teknologi/desain



Gambar 4. 14 Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria teknologi/desain dan hasilnya.

Pada kriteria teknologi/desain mode operasi *high low pressure* mempunyai nilai yang dominan sebesar 0.502 dengan CR = 0.05. Dari aspek desain mode operasi *high low pressure* mempunyai konsep yang simple dengan menawarkan fitur *redundant line process* dan kemampuan dalam mengakomodir produksi sumur SP hingga cadangan reservoirnya habis. Dan diurutan kedua ada mode operasi *medium pressure* dengan nilai 0.306. Dari segi fitur yang ditawarkan sama dengan mode operasi *high low pressure*, tetapi dari sisi konsep desain mempunyai desain yang kompleks dan lebih rumit.

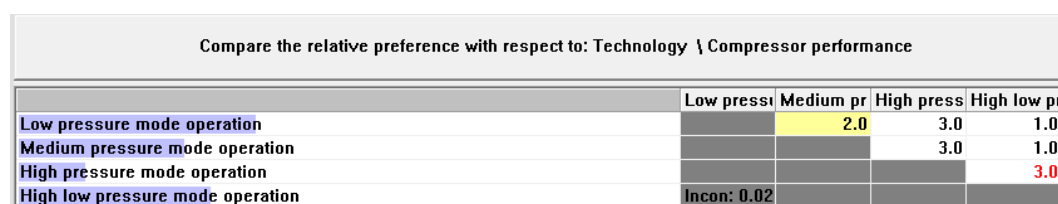
6. Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria teknologi/kesiapan material untuk kombinasi dengan proyek lain

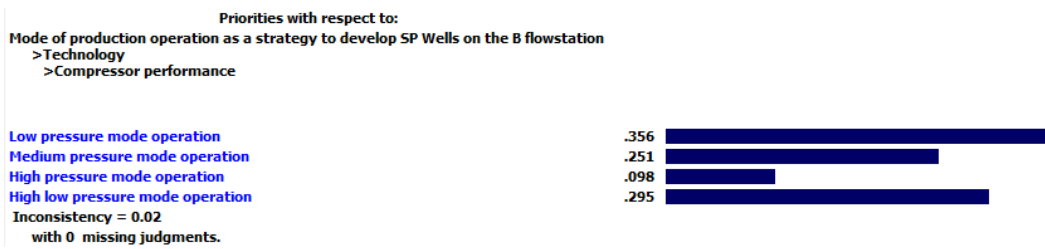


Gambar 4. 15 Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria teknologi/kesiapan material untuk kombinasi dengan proyek lain dan hasilnya.

Dari sisi kesiapan material mode operasi *high low pressure* mempunyai nilai yang dominan sebesar 0.460 diikuti mode operasi *high pressure* dengan nilai 0.325, dengan CR = 0.04. dalam aspek ini sebenarnya lebih mengedepankan perencanaan jangka panjang atau masa yang akan datang. Tidak menutup kemungkinan di masa yang akan datang akan ada proyek pengembangan lain yang berhubungan dengan jalur proses produksi sumur SP. Sehingga dalam penilaiannya material dengan rating yang tinggi dalam hal ini untuk rating *high pressure* lebih fleksibel digunakan untuk penggabungan dengan *line proses* dari proyek dimasa yang akan datang. Karena ketika memakai *rating high pressure* maka bisa digunakan untuk proses yang mempunyai tekanan rendah ataupun tinggi.

7. Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria teknologi/*compressor performance*

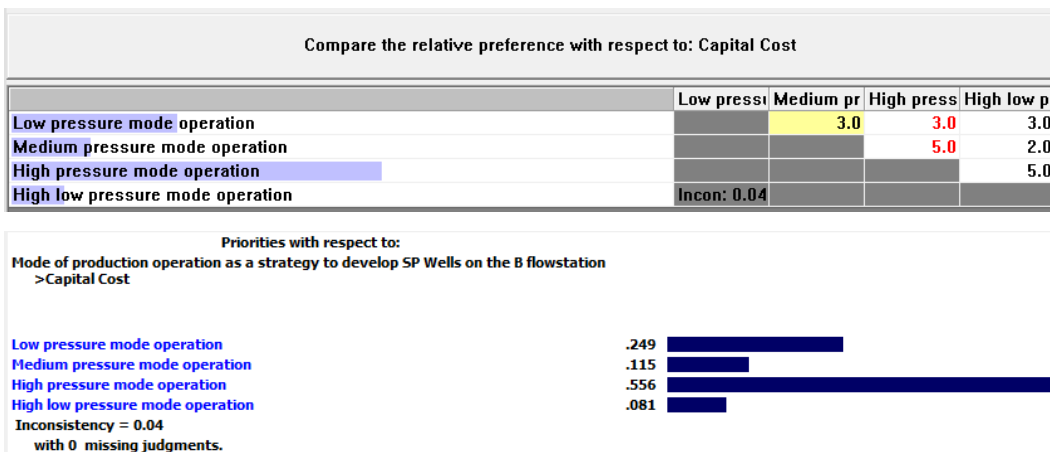




Gambar 4. 16 Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria teknologi/*compressor performance* dan hasilnya.

Hasil dari perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria teknologi/*compressor performance* didapatkan mode operasi *low pressure* mempunyai nilai yang dominan yaitu sebesar 0.356, diikuti alternatif mode operasi *high low pressure* sebesar 0.295 dan kemudian alternatif mode operasi *medium pressure* sebesar 0.251. Dari aspek *compressor performance*, lebih memprioritaskan alternatif yang mempunyai perbaikan performa dari kompresor setelah gas SP sudah terintegrasi dengan sistem kompresi. Berdasarkan data yang didapat pada Tabel 4.3 sistem kompresi pada B1C menunjukkan adanya perbaikan performa, sehingga alternatif yang didalam proses produksinya menggunakan sistem kompresi B1C lebih diprioritaskan.

8. Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria biaya kapital

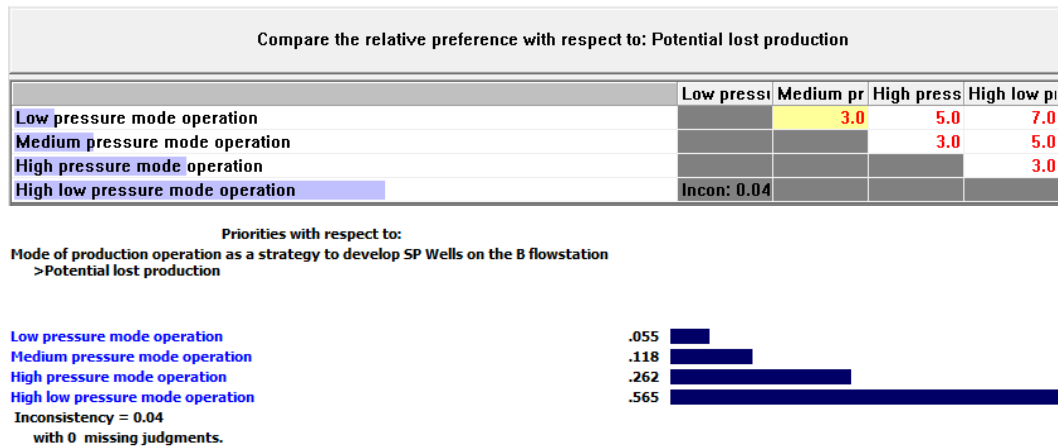


Gambar 4. 17 Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria biaya kapital dan hasilnya.

Hasil dari perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria biaya kapital didapatkan bahwa mode operasi *high pressure* mempunyai nilai yang dominan

sebesar 0.556, diikuti dengan mode operasi *low pressure* sebesar 0.249 dengan CR=0.04 yang berarti konsisten. Pada aspek ini alternatif yang mempunyai biaya kapital kecil lebih diprioritaskan.

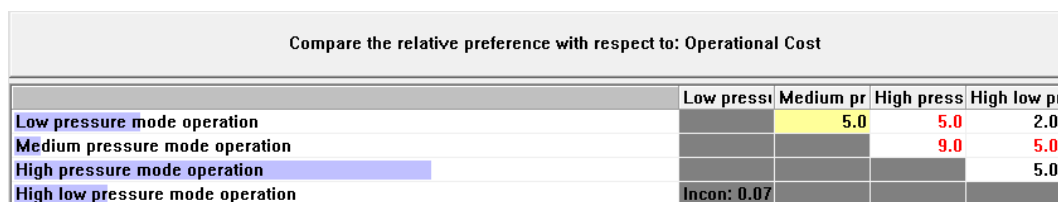
### 9. Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria potensi kerugian produksi

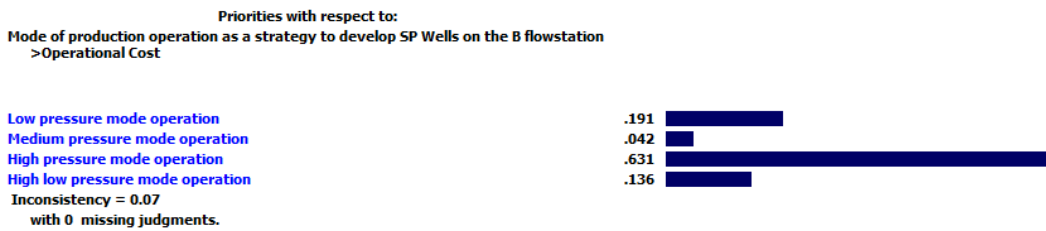


Gambar 4. 18 Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria potensi kerugian produksi dan hasilnya.

Hasil dari perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria potensi kerugian produksi didapatkan bahwa mode operasi *high low pressure* mempunyai nilai yang dominan sebesar 0.565 diikuti mode operasi *high pressure* sebesar 0.262. konsistensi rasio (CR) yang didapat sebesar 0.04 yang berarti perbandingan berpasangan tersebut konsisten. Pada aspek ini alternatif yang mempunyai potensi kerugian produksi gas SP dari aktifitas proses existing lebih diprioritaskan.

### 10. Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria biaya operasional

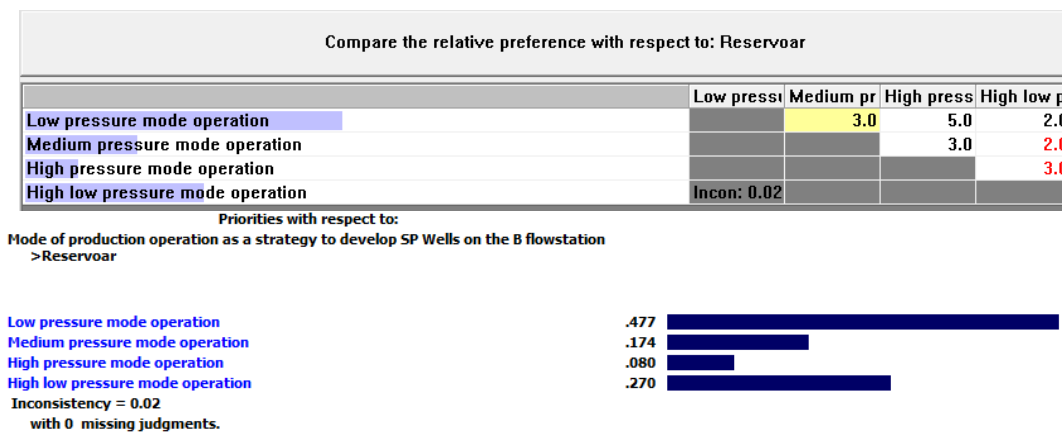




Gambar 4. 19 Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria biaya operasional dan hasilnya.

Hasil dari perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria biaya operasional didapatkan bahwa mode operasi *high pressure* mempunyai nilai yang dominan sebesar 0.631 diikuti oleh mode operasi *low pressure* dengan nilai sebesar 0.191 diikuti oleh mode operasi *high low pressure* dengan nilai sebesar 0.136 dengan CR = 0.07 yang berarti perbandingan berpasangan tersebut konsisten. Dari aspek ini, alternatif yang mempunyai biaya operasional kecil lebih diprioritaskan.

#### 11. Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria reservoir



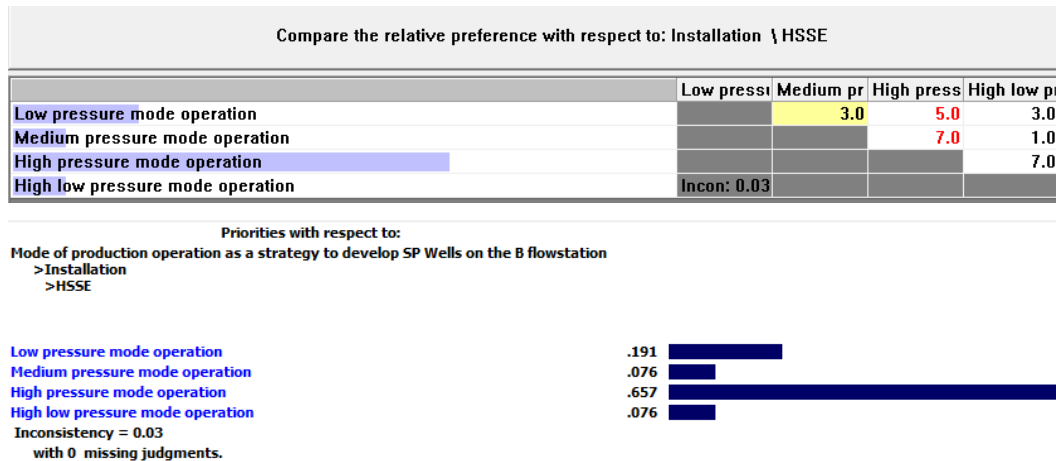
Gambar 4. 20 Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria reservoir dan hasilnya.

Hasil dari perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria reservoir didapatkan bahwa mode operasi *low pressure* mempunyai nilai yang dominan sebesar 0.477 diikuti oleh mode operasi *high low pressure* dengan nilai sebesar 0.270 dengan CR = 0.02 yang berarti perbandingan berpasangan tersebut konsisten. Dari aspek ini, alternatif yang mempunyai potensi terjadinya water coning rendah dan dapat

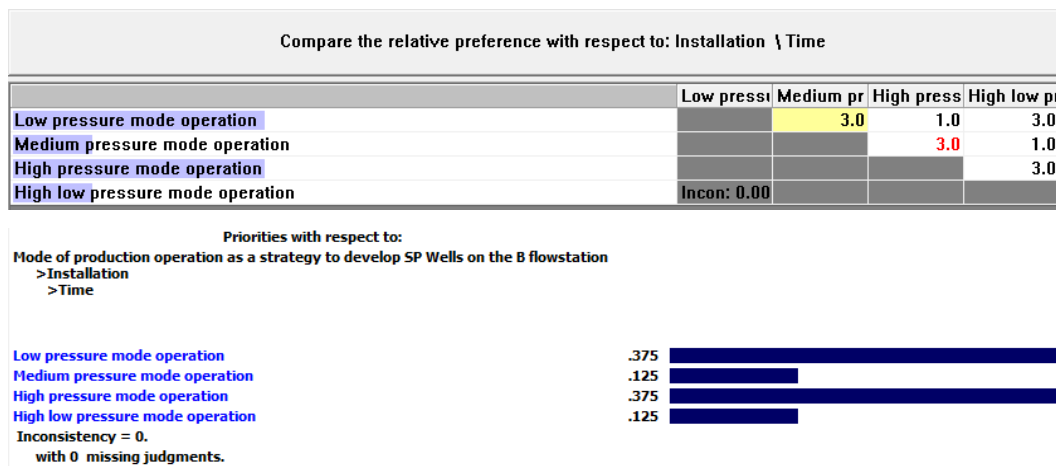
berpengaruh pada *life time* sumur yang panjang menjadi prioritas yang lebih penting.

## 12. Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria pengerjaan

Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria pengerjaan meliputi alternatif terhadap sub kriteria HSSE, waktu, dan shutdown tie in.



Gambar 4. 21 Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria pengerjaan/HSSE dan hasilnya.



Gambar 4. 22 Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria pengerjaan/waktu dan hasilnya.

Compare the relative preference with respect to: Installation \ Shutdown Tie in				
	Low pressi	Medium pr	High press	High low pi
Low pressure mode operation		1.0	2.0	1.0
Medium pressure mode operation			2.0	1.0
High pressure mode operation				2.0
High low pressure mode operation	Incon: 0.00			

Priorities with respect to:  
 Mode of production operation as a strategy to develop SP Wells on the B flowstation  
 >Installation  
 >Shutdown Tie in



Gambar 4. 23 Perbandingan berpasangan alternatif dari kriteria pengerjaan/*shutdown tie in* dan hasilnya.

Hasil perbandingan berpasangan alternatif dari sub kriteria HSSE, waktu dan shutdown tie in pada kriteria pengerjaan didominasi oleh alternatif mode operasi *high pressure*. Pada sub kriteria HSSE yang ditunjukkan Gambar 4.21 mode operasi *high pressure* mendominasi dengan nilai 0.657 diikuti oleh mode operasi *low pressure* dengan nilai 0.191. Pada sub kriteria HSSE alternatif yang mempunyai pekerjaan berisiko dengan jumlah sedikit lebih diprioritaskan.

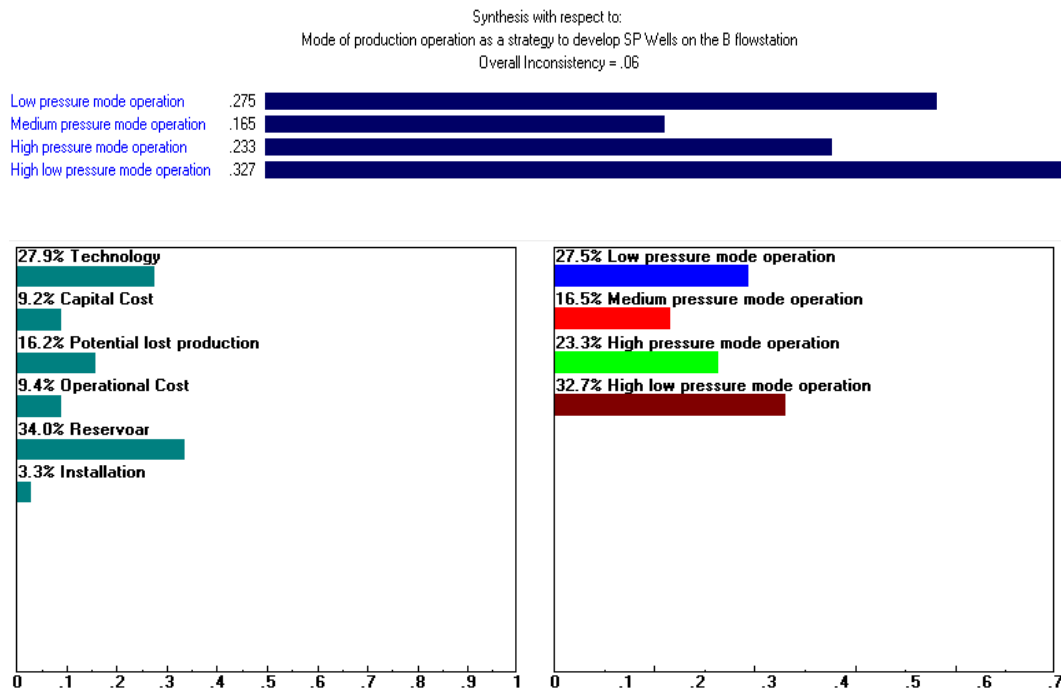
Pada sub kriteria waktu yang ditunjukkan Gambar 4.22 mode operasi *high pressure* dan mode operasi *low pressure* mendominasi dengan nilai sama yaitu 0.375. Pada sub kriteria tersebut alternatif yang mempunyai waktu pengerjaan yang singkat diprioritaskan.

Pada sub kriteria shutdown tie ini yang ditunjukkan Gambar 4.23 mode operasi *high pressure* mendominasi dengan nilai 0.400. Pada sub kriteria shutdown tie in alternatif yang mempunyai durasi shutdown singkat lebih diprioritaskan.



### 4.3 Analisa

#### 4.3.1 Alternatif Terpilih

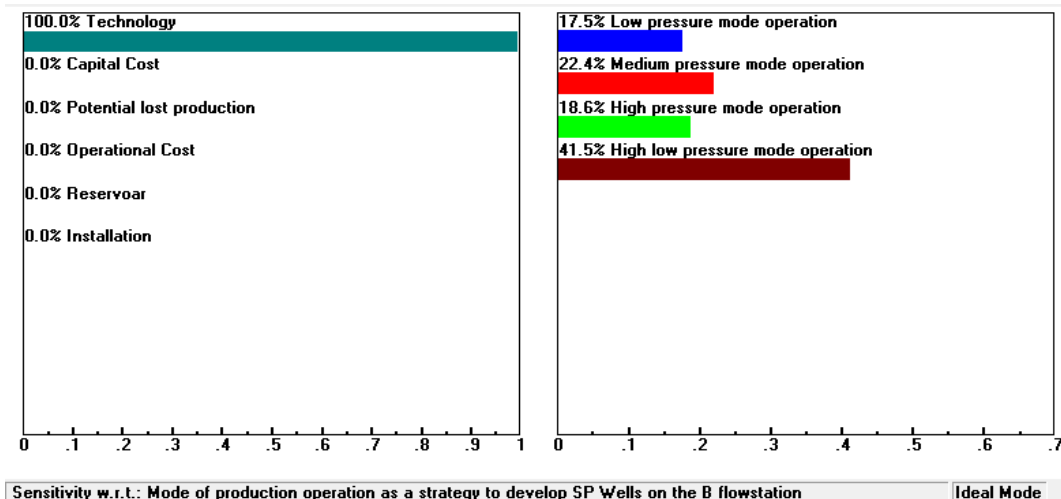


Gambar 4. 24 Hasil ranking alternatif pemilihan mode operasi produksi untuk pengembangan sumur SP.

Hasil dari pemilihan alternatif mode operasi adalah mode operasi *high low pressure* dengan nilai persentasi sebesar 32. 7% dengan nilai CR = 0.06 yang berarti hasil tersebut konsisten. Mode operasi *high low pressure* memperoleh peringkat pertama dengan tiga kriteria dominan yaitu reservoir 34.0 %, teknologi 27.9 % dan potensi kehilangan produksi 16.2 %. Kriteria tersebut dianggap penting oleh expert karena target produksi sumur SP oleh management adalah dapat memenuhi target produksi yang telah disepakati dengan pemerintah. Sehingga pertimbangan mempertahankan life time sumur, menjaga kestabilan produksi menjadi prioritas yang lebih penting untuk pengembangan produksi sumr SP dengan terjaganya kesetabilan produksi sumur SP dan *life time* reservoir sumur, profit akan didapat. Biaya kapital, operasional dan *safety* juga menjadi aspek penting yang tetap dipertimbangkan oleh perusahaan untuk keberlangsungan perusahaan. Mode operasi *high low pressure* yang telah dipilih selanjutnya akan diterapkan dalam proyek pengembangan produksi sumur SP.

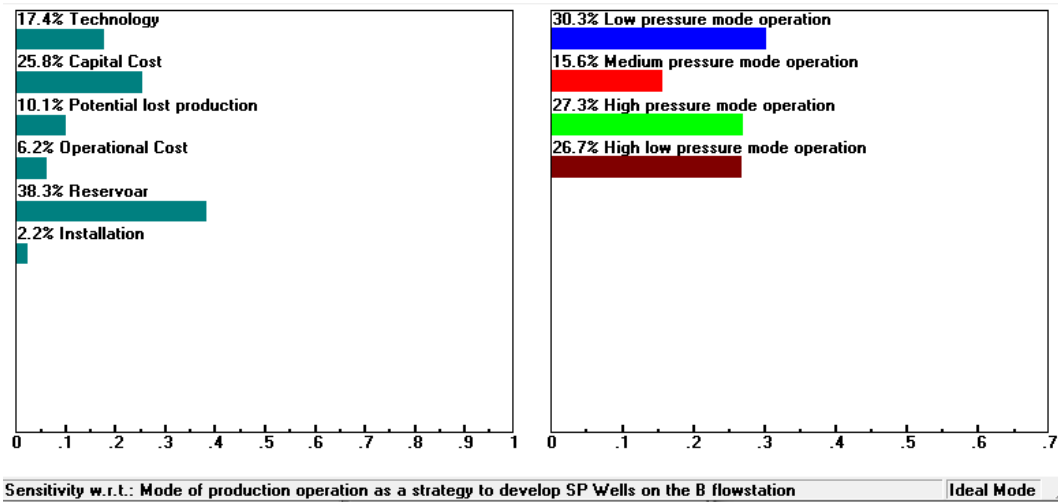
### 4.3.2 Sensitifitas

Pengujian sensitifitas ini dimaksudkan untuk menguji alternatif terpilih mode operasi *high low pressure* apakah keputusan memilih mode operasi *high low pressure* akan berubah ke alternatif mode operasi yang lain jika salah satu dari kriteria dinaikan persentase *eigenvector*nya, khususnya dari kriteria yang tidak dominan yaitu biaya kapital, biaya operasional dan instalasi. Persentase dari kriteria akan dinaikan bertahap dari 25%, 50%, 75% dan 100%. Jika 25% kenaikan persentase kriteria sudah merubah ranking alternatif, berarti mode operasi *high low pressure* sensitif pada kriteria tersebut. Hal tersebut berarti jika jumlah expert maupun personal ditambah saat *focus group discussion* dan menjadikan kriteria tersebut dominan maka mode operasi *high low pressure* akan tergantikan dengan alternatif yang lain.



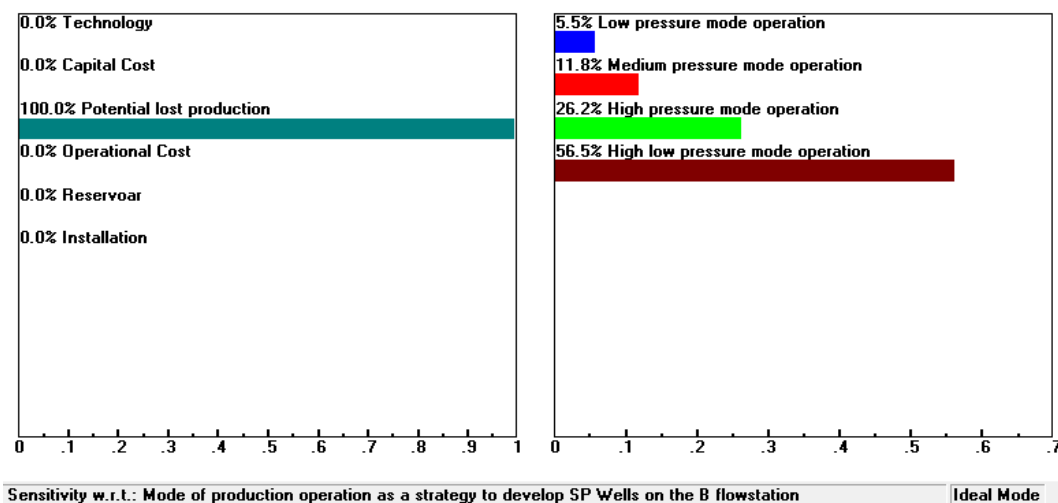
Gambar 4. 25 Pengujian sensitifitas alternatif terpilih dengan menaikkan *eigenvector* kriteria teknologi.

Kriteria teknologi merupakan salah satu kriteria yang dominan sehingga mode operasi *high low pressure* terpilih. Akankah dengan menaikkan persentase kriteria tersebut akan menggeser mode operasi *high low pressure*. Hasilnya ketika *eigenvector* dari kriteria teknologi pada Gambar 4.25 dinaikkan hingga 100%, untuk alternatif terpilih mode operasi *high low pressure* masih mendapatkan ranking pertama.



Gambar 4. 26 Pengujian sensitifitas alternatif terpilih dengan menaikkan *eigenvector* kriteria biaya kapital.

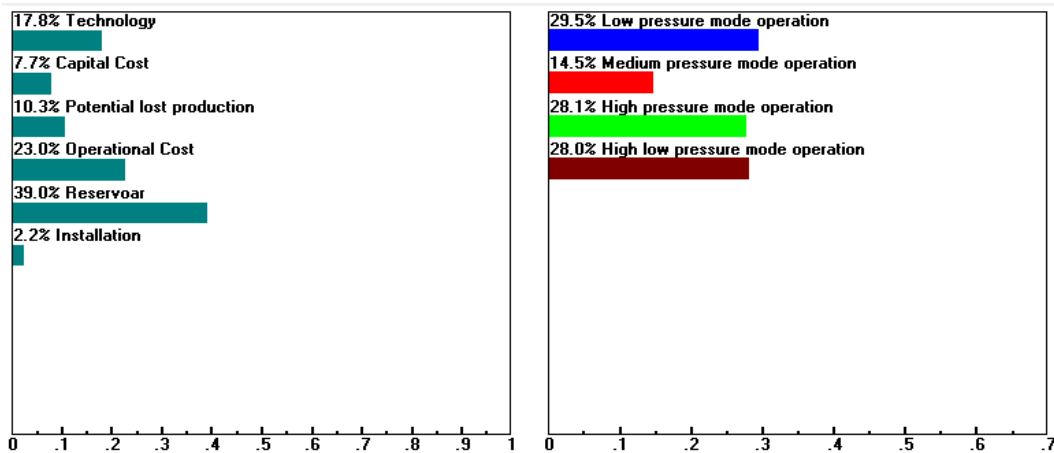
Biaya kapital merupakan salah satu kriteria yang tidak dominan, pada kriteria ini mode operasi *high pressure* mempunyai biaya kapital yang paling kecil, ketika dinaikan apakah mode operasi *high pressure* menggantikan mode operasi *high low pressure*. Ketika *eigenvector* dari kriteria biaya kapital pada Gambar 4.26 dinaikkan pada nilai 25.8%, untuk alternatif terpilih mode operasi *high low pressure* tergantikan oleh mode operasi *high pressure*. Hal ini mengindikasikan bahwa alternatif terpilih mode operasi *high low pressure* sensitif terhadap kriteria biaya kapital.



Gambar 4. 27 Pengujian sensitifitas alternatif terpilih dengan menaikkan *eigenvector* kriteria potensi kerugian produksi.

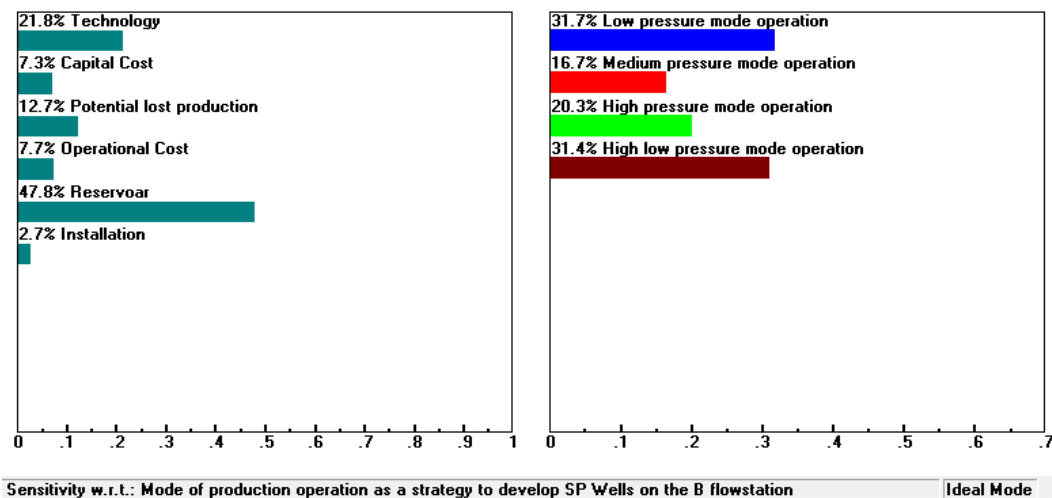
Gambar 4. 27 Pengujian sensitifitas alternatif terpilih dengan menaikkan *eigenvector* kriteria potensi kerugian produksi

Kriteria potensi kerugian produksi merupakan salah satu kriteria yang dominan sehingga mode operasi *high low pressure* terpilih. Akankah dengan menaikkan persentase kriteria tersebut akan menggeser mode operasi *high low pressure*. Hasilnya, *eigenvector* dari kriteria potensi kehilangan produksi pada gambar 4.27 dinaikkan hingga 100%, untuk alternatif terpilih mode operasi *high low pressure* masih mendapatkan rangking pertama.



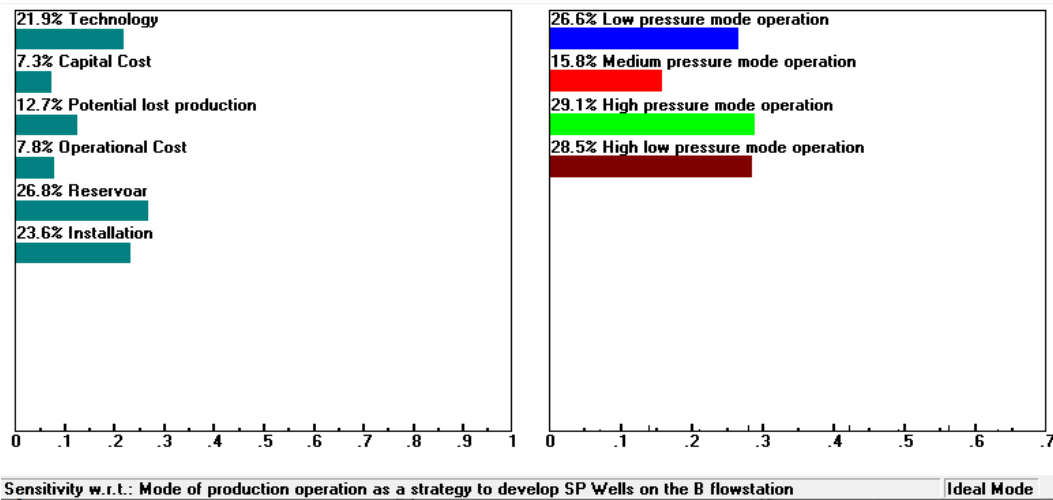
Gambar 4. 28 Pengujian sensitifitas alternatif terpilih dengan menaikkan *eigenvector* kriteria biaya operasional.

Biaya operasional merupakan salah satu kriteria yang tidak dominan, pada kriteria ini mode operasi *high pressure* mempunyai biaya operasional yang paling kecil, ketika dinaikkan apakah mode operasi *high pressure* menggantikan mode operasi *high low pressure*. Ketika *eigenvector* dari kriteria biaya operasional pada Gambar 4.28 dinaikkan pada nilai 23%, untuk alternatif terpilih mode operasi *high low pressure* mulai tergantikan oleh mode operasi *high pressure*. Hal ini mengindikasikan bahwa alternatif terpilih mode operasi *high low pressure* sensitif terhadap kriteria biaya operasional.



Gambar 4. 29 Pengujian sensitifitas alternatif terpilih dengan menaikkan *eigenvector* kriteria reservoir.

Kriteria reservoir merupakan salah kriteria yang dominan sehingga mode operasi *high low pressure* terpilih. Pada kriteria ini mode operasi *low pressure* sangat ramah terhadap reservoir, alternatif tersebut mempunyai life time yang paling lama dan potensi *water coning* berada di level low. Akankah dengan menaikkan persentase kriteria tersebut, mode operasi *low pressure* akan menggeser mode operasi *high low pressure*. Hasilnya ketika *eigenvector* dari kriteria reservoir pada Gambar 4.29 dinaikkan pada nilai 47.8 % menuju ke 50%, untuk alternatif terpilih mode operasi *high low pressure* mulai tergantikan oleh mode operasi *low pressure*. Hal ini mengindikasikan bahwa alternatif terpilih mode operasi *high low pressure* sedikit sensitif terhadap kriteria reservoir. Jika alternatif yang terpilih menjadi mode operasi *low pressure*, keputusan yang diambil menjadi tidak relevant dengan target management. Karena pada mode operasi *low pressure* mempunyai kelemahan terhadap kestabilan produksi. Dengan melihat Tabel 4.4 mode operasi *low pressure* sangat mudah dipengaruhi oleh proses produksi existing dan hal ini akan menyebabkan frekuensi kehilangan produksi dari sumur SP lebih sering.



Gambar 4. 30 Pengujian sensitifitas alternatif terpilih dengan menaikkan *eigenvector* kriteria pengerjaan.

Pengerjaan merupakan salah satu kriteria yang tidak dominan, pada kriteria ini mode operasi *high pressure* mempunyai tingkat resiko pekerjaan yang rendah dan waktu pengerjaan yang cepat, ketika persentase dinaikan apakah mode operasi *high pressure* menggantikan mode operasi *high low pressure*. Hasilnya, ketika *eigenvector* dari kriteria pengerjaan pada Gambar 4.30 dinaikkan pada nilai 23.6%, untuk alternatif terpilih mode operasi *high low pressure* mulai tergantikan oleh mode operasi *high pressure*. Hal ini mengindikasikan bahwa alternatif terpilih mode operasi *high low pressure* sensitif terhadap kriteria pengerjaan. Mengambil keputusan untuk menggunakan Mode operasi *high pressure* sangat relevant jika dalam pengembangan sumur SP hanya berorientasi pada biaya investasi yang rendah dan biaya operasional yang rendah dan pekerjaan dapat dilakukan dengan aman tanpa menghiraukan permasalahan produksi yang berdampak pada kesetabilan produksi sumur SP dan *life time* reservoir.

### 4.3.3 Keekonomian

Tabel 4. 7 Analisa keekonomian dari alternatif terpilih mode operasi *high low pressure*.

Deskripsi	Satuan	Implementasi Mode operasi <i>high low pressure</i>	periode 1	periode 2	periode 3	periode 4	Total
<i>Capital expenditure</i>							
Fasilitas Produksi	Juta US\$	(54.34)					
Drilling & Completion	Juta US\$	(37.15)					
<b>Total</b>	<b>Juta US\$</b>	<b>(91.49)</b>					<b>(91.49)</b>
<i>Operational expenditure</i>							
Operasional produksi	Juta US\$		2.29	2.32	2.35	2.38	
ASR	Juta US\$		0.46	0.46	0.46	0.46	
sewa aset	Juta US\$		0.09	0.09	0.09	0.09	
PBB	Juta US\$		0.27	0.27	0.28	0.29	
PPn	Juta US\$		5.09				
<b>Total</b>	<b>Juta US\$</b>		<b>8.20</b>	<b>3.15</b>	<b>3.18</b>	<b>3.22</b>	<b>17.75</b>
Produksi per hari	MMSCFD	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	
<b>Annual Lifting</b>	<b>MMSCF</b>	<b>5,400.00</b>	<b>10,950.00</b>	<b>10,950.00</b>	<b>10,950.00</b>	<b>10,950.00</b>	<b>49,200.00</b>
	BBBTU	5,497.20	11,147.10	11,147.10	11,147.10	11,147.10	50,085.60
	MMBOE	931.03	1,887.93	1,887.93	1,887.93	1,887.93	8,482.76
Harga gas	US\$ / MMBTU	6.50	6.70	6.90	7.10	7.32	
<b>Gross Revenue</b>	<b>Juta US\$</b>	<b>35.73</b>	<b>74.63</b>	<b>76.87</b>	<b>79.17</b>	<b>81.55</b>	<b>347.96</b>
Government share	%	25.00	26.00	28.50	28.50	28.50	
Contractor share	%	75.00	74.00	71.50	71.50	71.50	
<b>Government share</b>	<b>Juta US\$</b>	<b>8.93</b>	<b>19.40</b>	<b>21.91</b>	<b>22.56</b>	<b>23.24</b>	<b>96.05</b>
<b>Contractor share</b>	<b>Juta US\$</b>	<b>26.80</b>	<b>55.23</b>	<b>54.96</b>	<b>56.61</b>	<b>58.31</b>	<b>251.90</b>
Total biaya opex			<b>8.20</b>	<b>3.15</b>	<b>3.18</b>	<b>3.22</b>	<b>17.75</b>
Depresiasi	Juta US\$		13.59	10.19	7.64	5.73	37.15
Pajak	Juta US\$		20.02	19.92	20.52	21.14	81.60
<b>Net profit Contractor</b>	<b>Juta US\$</b>	<b>26.80</b>	<b>13.42</b>	<b>21.70</b>	<b>25.26</b>	<b>28.22</b>	<b>115.41</b>
Cash inflow	Juta US\$	26.80	27.01	31.89	32.91	33.95	152.55
Net Cash Flow	Juta US\$	(64.69)	27.01	31.89	32.91	33.95	
PV	Juta US\$	(64.69)	24.55	26.36	24.72	23.19	<b>34.13</b> <<NPV <b>31.604%</b> <<IRR

Analisa keekonomian yang ditunjukkan pada Tabel 4.7 didasarkan pada sistem *gross split* karena sumur SP berada di wilayah kerja blok ONWJ yang menerapkan sistem kerja sama *gross split* dengan *base split* sebesar 62.5% kontraktor dan 37.5% pemerintah (BUMI, 2017). *Base split* sudah didasarkan pada variable komponen split wilayah kerja ONWJ sesuai dengan Permen ESDM 8/2017. Base split pada pengembangan produksi sumur SP mengalami penambahan nilai split dari komponen progressive yaitu harga gas boe dan jumlah komulatif lifting gas sesuai dengan tabel 4.8.

Tabel 4. 8 Nilai split berdasarkan komponen progressive.

No	Karakteristik	Parameter	Koreksi Split Bagian Kontraktor	Proyek X
1	Harga Minyak Bumi (US\$/barrel)	<40	7.5	Pada proyek X, dikarenakan produksi gas dan dikonversikan ke BOE, maka harga gas x 5.8 (masih dibawah 45\$/bbl) maka di 2 tahun pertama ada tambahan 7.5% kemudian tahun ke 3 adalah 5%
		40≤x≤55	5	
		55≤x≤70	2.5	
		70≤x≤85	0	
		85≤x≤100	(-2.5)	
		100≤x≤115	(-5.0)	
≥115	(-7.5)			
2	Jumlah Kumulatif produksi Minyak dan Gas bumi (MMBOE)	<1	5	Ditahun pertama, kumulatif produksi proyek masih di bawah 1 MMBOE, sehingga mendapatkan tambahan split progressive sebesar 5%, sedangkan tahun kedua dst 4%
		1≤x≤10	4	
		10≤x≤20	3	
		20≤x≤50	2	
		50≤x≤150	1	
		≥150	0	

Pada estimasi biaya kapital ditambahkan biaya *drilling* dan *completion* karena merupakan bagian dari pengembangan sumur SP. Pada analisa AHP tidak dimasukan pada estimasi biaya kapital karena masing masing alternatif mempunyai biaya *drilling* dan *completion* yang sama. Pada biaya operasional terdapat biaya tambahan lain yaitu ASR. ASR merupakan singkatan dari *Abandonment Site Restoration* yaitu biaya yang dikeluarkan untuk pembongkaran platform ketika sumur sudah tidak berproduksi. ASR merupakan kewajiban bagi kontraktor yang diatur dalam permen ESDM no 15 tahun 2018 untuk menyediakan dana ASR selama produksi berlangsung.

Harga gas yang digunakan dalam perhitungan keekonomian adalah sebesar 6.5 US\$/MMBTU dengan merefer pada data perusahaan yang mengelola blok ONWJ. Konversi heat yang digunakan sebesar 1018 BTU/SCF dengan merefer pada data



perusahaan. Estimasi biaya operasional merefer pada aktifitas operasional kriteria AHP pada tabel Lampiran A2. Biaya operasional mengalami fluktuasi karena inflasi nilai dollar, besarnya inflasi yang dipakai pada penelitian ini rata rata selama 5 tahun yaitu sebesar 1.32% (Guritno, 2018). Depresiasi yang diterapkan dalam perhitungan keekonomian adalah 25 % *double declining balance* dengan merefer pada data perusahaan. *Perhitungan* NPV didasarkan pada *discount rate* 10% dengan merefer pada data perusahaan. NPV yang didapat dari perhitungan keekonomian adalah 34.13 Juta US\$ dengan IRR sebesar 31.604 %. Nilai NPV yang diperoleh adalah lebih dari 0 dan nilai IRR yang yang diperoleh adalah lebih dari nilai *discount rate* 10%, yang berarti bahwa proyek dapat diterima investor akan mendapatkan keuntungan diakhir proyek (CFA, 2013).

**Halaman ini sengaja dikosongkan**

## **BAB V**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

#### **5.1 Kesimpulan**

Hasil dari penelitian tentang “Pemilihan Mode Operasi Produksi Sebagai Pengembangan Sumur SP Di Anjungan Lepas Pantai B *Flowstation* Menggunakan Metode *Analytical Hierarchy Process*” menghasilkan beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Strategi pengembangan sumur SP akan didasarkan pada mode operasi *high low pressure* sebagai alternatif terpilih dengan nilai 32.7 %.
2. Kriteria reservoir 30%, teknologi 27.5%, dan potensi kerugian produksi 16.2% menjadi kriteria yang dominan dan menjadi peranan penting dalam menentukan alternatif mode operasi produksi sumur SP.
3. Pertimbangan menjaga kestabilan produksi sumur SP, *life time* sumur dan desain yang mampu mengakomodir produksi sumur SP hingga habis lebih diprioritaskan karena sejalan dengan program management untuk memenuhi produksi gas negara selain itu, dengan terjaganya kestabilan produksi profit akan lebih mudah didapat.
4. Hasil pengujian sensitifitas, bahwa 3 kriteria yang tidak dominan yaitu biaya kapital, biaya operasional, dan pengerjaan sangat sensitif terhadap alternatif mode operasi *high low pressure* dengan persentase perubahan kriteria sebesar 25.8%, 23.0%, 23.6%.
5. NPV yang didapat dari perhitungan keekonomian adalah 34.13 Juta US\$ dengan IRR sebesar 31.604 %. Nilai NPV yang diperoleh adalah lebih dari 0 dan nilai IRR yang diperoleh adalah lebih dari nilai *discount rate* 10%, yang berarti bahwa alternatif terpilih mode operasi *high low pressure* dapat diterapkan pada proyek pengembangan sumur SP.

#### **5.2 Saran**

Berdasarkan penelitian yang sudah dilakukan penulis mempunyai beberapa saran untuk dijadikan masukan dan *sharing* pengalaman dan pengetahuan terkait

pengembangan sumur baru di sektor hulu migas dengan metode pengambilan keputusan AHP antara lain sebagai berikut :

1. *Expert* yang dilibatkan harus dari divisi yang terlibat dalam strategi pengembangan agar *focus group discussion* lebih efektif
2. Penyusunan desain alternatif sebaiknya mencakup segala kemungkinan integrasi proses, melalui *brain storming* dari para expert menggunakan data lengkap proses supaya alternatif yang ditawarkan bisa diimplementasikan untuk pengembangan sumur.
3. Penyusunan kriteria sebaiknya mempertimbangkan semua aspek, seperti halnya dalam penelitian ini. Pertimbangan kriteria akan lebih mudah jika diselaraskan dengan target management terhadap rencana pengembangan.
4. Pembobotan lebih mudah dilakukan melalui *focus group discussion* dengan referensi data lapangan dari pada melalui kuisioner, karena hasilnya lebih mudah untuk mencapai konsisten.

## DAFTAR PUSTAKA

- Abdalla, B., & Abdullatef, N. (2005). Simulation and economic evaluation of natural gas hydrates (NGH) as an alternative to liquefied natural gas (LNG). *Catalysis Today*, 256-258.
- Akash, B. A. (1999). Multi-Criteria selection of electric power plant using analytic hierarchy process. *Journal of Electric Power System Research*, 1-7.
- Anjani, B. R. (2018). *Analisa perbandingan finansial production sharing contract (PSC) cost recovery dengan PSC gross split, studi kasus pada salah satu kontraktor kerjasama SKK Migas*. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Bank Indonesia. (2018, April 23). *Statistik ekonomi keuangan Indonesia*. Retrieved from [http://www.bi.go.id/seki/tabel/TABEL1\\_26.pdf](http://www.bi.go.id/seki/tabel/TABEL1_26.pdf)
- Bhushan, N., & Rai, K. (2004). *Strategic Decision Making Applying the Analytic Hierarchy Process*. Bangalore, India: Springer.
- BUMI. (2017). *Membuka Harapan Baru dari Skema Gross Split dalam Buletin SKK Migas* (46 ed.). (H. Setyadi, Ed.) Jakarta: SKK Migas.
- CFA, I. (2013). Chapter 2 : Capital budgeting. *Presentation*. Chartered Financial Analyst Institute.
- Ciptomulyono, U. (2001). Integrasi Metode Delphi dan Prosedur Analisis Hierarkhis (AHP) Untuk Identifikasi dan Penetapan Prioritas Objektif/Kriteria Keputusan. *Majalah IPTEK*, 42-51.
- Ciptomulyono, U. (2008). Fuzzy Goal Programming Approach for Deriving Priority Weights in the Analytical Hierarchy Process (AHP) Method. *Journal of Applied Sciences Research*, 171-177.
- Guritno, A. (2018). Analisis Tekno Ekonomi Pemanfaatan Natural Gas Dehidrates Sebagai Media Alternatif Transportasi Alternatif Gas Bumi: Studi Kasus Terminal Pemuatan Papua Barat. *Universitas Indonesia*.
- Herawan, T. (2012). *Landasan Teori*. Bandung: Fakultas Teknik Universitas Widyatama.
- Kementrian ESDM. (2017, January). Peraturan Menteri ESDM No. 8/2017. *Kontrak Bagi Hasil Gross Split*. Indonesia: Kementerian Energi Sumber Daya Mineral.
- Na, K. L. (2016). An expert knowledge based decommissioning alternative selection system for fixed oil and gas assets in the South China Sea. *Ocean Engineering*, 1-11.
- ONWJ, P. (2013). *SP Field Plan of Development*. Jakarta: PHE ONWJ.

- ONWJ, P. (2016). *Bravo Flowstation Operating Envelope*. Jakarta: PHE ONWJ.
- Pramadika, H., & Satiyawira, B. (2018). PENGARUH HARGA GAS DAN KOMPONEN VARIABEL TERHADAP KEUNTUNGAN KONTRAKTOR PADA GROSS SPLIT. *Jurnal Petro*, 5.
- Rahardjo, J. (2000). Penerapan Multi-Criteria Decision Making dalam pengambilan keputusan sistem perawatan. *Jurnal Teknik Industri*, 3.
- Rahmawati, S. D. (2012). Integrated field operation and optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1-9.
- Saaty, T. L. (2008). Decision Making with the Analytic Hierarchy Process. *International Journal Services Sciences*, 83-97.
- Saaty, T. L., & Vargas, L. G. (2012). Models, Methods, Concepts & Applications of the Analytic Hierarchy Process. In F. S. Hillier, *International Series in Operations Research & Management Science* (Vol. 175, pp. 1-129). New York, USA: Springer.
- Tahar, A. (2017). Rancangan gross split. *Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, Jakarta*.
- Vaisanen, S. (2016). Using a multi-method approach for decision-making about a sustainable local distributed energy system: A case study from Finland. *Journal of Cleaner Production*, 1-9.

## BIODATA PENULIS



**Septian DC** di lahirkan di Blitar, 9 September 1991. Penulis merupakan anak ke-2 dari dua bersaudara. Dilahirkan di kota Proklamator, membuat penulis mewarisi rasa cinta dan tanggung jawab terhadap tanah air Indonesia. Di bangku SMA penulis menjadi Paskibraka 2008 Kab. Blitar dan masih aktif sebagai Purna Paskibraka Indonesia (PPI) Kab. Blitar. Kegemarannya terhadap batik menjadikan motivasi tersendiri untuk melanjutkan studi di luar kota Blitar. Ditahun 2013 penulis berhasil menyelesaikan studi D4 di *Electronic Engineering Polytechnic*

*Institute of Surabaya* (EEPIS) jurusan teknik elektro industri. Rasa penasarannya akan sejarah kebudayaan batik Indonesia membulatkan tekad penulis untuk melangkah lebih jauh lagi dari kota proklamator dengan harapan dapat bekerja mengabdikan pada negara sambil menjelajah kota batik yang ada di Indonesia. Di tahun 2014 penulis mengawali karir dengan bergabung pada perusahaan oil and gas milik negara Pertamina Hulu Energi *Offshore North West Java* sebagai TDP *trainee*. Menempuh pendidikan selama 6 bulan di Pusdiklat Migas Cepu, Indonesia. Saat ini penulis bekerja di departemen operation PHE ONWJ sebagai *instrument maintenance leader*. Sambil bekerja penulis memutuskan untuk melanjutkan pendidikan program S2 di kota Pahlawan. Ditahun 2020 penulis berhasil menyelesaikan pendidikan S2 bidang keahlian Manajemen Industri Fakultas Desain Kreatif dan Bisnis Digital.





# LAMPIRAN

## Lampiran A1

### Daftar Aktifitas Maintenance

Location	Low pressure production operation mode				Medium pressure production operation mode				High pressure production operation mode				High low pressure production operation mode				
	Core Maintenance Activity	Executor	Duration	Risk	Core Maintenance Activity	Executor	Duration	Risk	Core Maintenance Activity	Executor	Duration	Risk	Core Maintenance Activity	Executor	Duration	Risk	
Platform SP	Progressive pigging	Facility integrity	7 days	15	Progressive pigging	Facility Integrity	7 days	15	Progressive pigging	Facility integrity	12 days	20	Progressive pigging	Facility integrity	7 days	20	
	Regular pigging	B flowstation maint	1 days	10	Regular pigging	B flowstation maint	1 days	15	Regular pigging	B flowstation maint	1 days	20	Regular pigging	B flowstation maint	1 days	20	
	Corrosion monitoring	Facility integrity	1 days	6	Corrosion monitoring	Facility Integrity	1 days	6	Corrosion monitoring	Facility integrity	1 days	6	Corrosion monitoring	Facility integrity	1 days	6	
	Chemical monitoring	Facility integrity	1 days	8	Chemical monitoring	Facility Integrity	1 days	8	Chemical monitoring	Facility integrity	1 days	8	Chemical monitoring	Facility integrity	1 days	8	
	Fire suppression system maintenance	B flowstation maint	4 days	15	Fire suppression system maintenance	B flowstation maint	4 days	15	Fire suppression system maintenance	B flowstation maint	4 days	15	Fire suppression system maintenance	B flowstation maint	4 days	15	
	Battery system maintenance	B flowstation maint	1 days	12	Battery system maintenance	B flowstation maint	1 days	12	Battery system maintenance	B flowstation maint	1 days	12	Battery system maintenance	B flowstation maint	1 days	12	
	Nav aid system maintenance	B flowstation maint	1 days	6	Nav aid system maintenance	B flowstation maint	1 days	6	Nav aid system maintenance	B flowstation maint	1 days	6	Nav aid system maintenance	B flowstation maint	1 days	6	
	Scada system maintenance	OTM Instrument	1 days	6	Scada system maintenance	OTM Instrument	1 days	6	Scada system maintenance	OTM Instrument	1 days	6	Scada system maintenance	OTM Instrument	1 days	6	
	instrument safety device maintenance	B flowstation maint & OTM Valve	3 days	15	instrument safety device maintenance	B flowstation maint & OTM Valve	3 days	15	instrument safety device maintenance	B flowstation maint & OTM Valve	3 days	15	instrument safety device maintenance	B flowstation maint & OTM Valve	3 days	15	
	instrument control system	B flowstation maint	3 days	6	instrument control system	B flowstation maint	3 days	6	instrument control system	B flowstation maint	3 days	6	instrument control system	B flowstation maint	3 days	6	
	Metering system maintenance	B flowstation maint & OTM instrument	2 days	6	Metering system maintenance	B flowstation maint & OTM instrument	2 days	6	Metering system maintenance	B flowstation maint & OTM instrument	2 days	6	Metering system maintenance	B flowstation maint & OTM instrument	2 days	6	
	Shutdown system maintenance	B flowstation maint & OTM instrument	1 days	6	Shutdown system maintenance	B flowstation maint & OTM instrument	1 days	6	Shutdown system maintenance	B flowstation maint & OTM instrument	1 days	6	Shutdown system maintenance	B flowstation maint & OTM instrument	1 days	6	
	Crane maintenance	OTM Crane	2 days	20	Crane maintenance	OTM Crane	2 days	20	Crane maintenance	OTM Crane	2 days	20	Crane maintenance	OTM Crane	2 days	20	
	Chemical pump maintenance	B flowstation maint	1 days	6	Chemical pump maintenance	B flowstation maint	1 days	6	Chemical pump maintenance	B flowstation maint	1 days	6	Chemical pump maintenance	B flowstation maint	1 days	6	
	Jump rope maintenance	B flowstation maint	1 days	6	Jump rope maintenance	B flowstation maint	1 days	6	Jump rope maintenance	B flowstation maint	1 days	6	Jump rope maintenance	B flowstation maint	1 days	6	
	Subsea pipe line	Valve maintenance	OTM Valve	3 days	6	Valve maintenance	OTM Valve	3 days	6	Valve maintenance	OTM Valve	3 days	6	Valve maintenance	OTM Valve	3 days	6
		pipe line RBI	Facility integrity	7 days	25	pipe line RBI	Facility integrity	7 days	25	pipe line RBI	Facility integrity	7 days	25	pipe line RBI	Facility integrity	7 days	25
B2C production facilities	instrument safety device maintenance	B flowstation maint & OTM Valve	3 days	15	instrument safety device maintenance	B flowstation maint & OTM Valve	3 days	15	instrument safety device maintenance	B flowstation maint & OTM Valve	3 days	15	instrument safety device maintenance	B flowstation maint & OTM Valve	3 days	15	
	instrument control system maintenance	B flowstation maint	3 days	6	instrument control system maintenance	B flowstation maint	3 days	6	instrument control system maintenance	B flowstation maint	3 days	6	instrument control system maintenance	B flowstation maint	3 days	6	
	metering system maintenance	B flowstation maint & OTM instrument	1 days	6	metering system maintenance	B flowstation maint & OTM instrument	1 days	6	metering system maintenance	B flowstation maint & OTM instrument	1 days	6	metering system maintenance	B flowstation maint & OTM instrument	1 days	6	
	DCS maintenance	B flowstation maint & OTM instrument	1 days	6	DCS maintenance	B flowstation maint & OTM instrument	1 days	6	DCS maintenance	B flowstation maint & OTM instrument	1 days	6	DCS maintenance	B flowstation maint & OTM instrument	1 days	6	
	fire and gas protection system maintenance	B flowstation maint & OTM instrument	3 days	6	fire and gas protection system maintenance	B flowstation maint & OTM instrument	3 days	6	fire and gas protection system maintenance	B flowstation maint & OTM instrument	3 days	6	fire and gas protection system maintenance	B flowstation maint & OTM instrument	3 days	6	
	fire suppression system maintenance	B flowstation maint	3 days	15	fire suppression system maintenance	B flowstation maint	3 days	15	fire suppression system maintenance	B flowstation maint	3 days	15	fire suppression system maintenance	B flowstation maint	3 days	15	
	battery system maintenance	B flowstation maint	1 day	12	battery system maintenance	B flowstation maint	1 day	12	battery system maintenance	B flowstation maint	1 day	12	battery system maintenance	B flowstation maint	1 day	12	
	corrosion coupon	Facility integrity	1 days	6	corrosion coupon	Facility Integrity	1 days	6	corrosion coupon	Facility integrity	1 days	6	corrosion coupon	Facility integrity	1 days	6	
	progressive pigging	Facility integrity	7 days	15	progressive pigging	Facility Integrity	7 days	15	progressive pigging	Facility integrity	7 days	20	progressive pigging	Facility integrity	7 days	15	
	regular pigging	B flowstation maint	1 days	10	regular pigging	B flowstation maint	1 days	10	regular pigging	B flowstation maint	1 days	20	regular pigging	B flowstation maint	1 days	10	
Valve maintenance	OTM Valve	3 days	6	Valve maintenance	OTM Valve	3 days	6	Valve maintenance	OTM Valve	3 days	6	Valve maintenance	OTM Valve	3 days	6		
B2C gas compressor					common	OTM Turbine	12 days	8									
					1000 hours maintenance	OTM Turbine	7 days	8									
					8000 hours maintenance	OTM Turbine	7 days	8									
					engine change out	OTM Turbine	7 days	20									
B2C gas sales SP line									Valve maintenance	OTM Valve	1 day	6	Valve maintenance	OTM Valve	1 day	6	
									Valve maintenance	OTM Valve	1 day	6	Valve maintenance	OTM Valve	1 day	6	
B1C gas compressor					common	OTM Turbine	12 days	8					common	OTM Turbine	12 days	8	
					1000 hours maintenance	OTM Turbine	7 days	8					1000 hours maintenance	OTM Turbine	7 days	8	
					8000 hours maintenance	OTM Turbine	7 days	8					8000 hours maintenance	OTM Turbine	7 days	8	
					engine change out	OTM Turbine	7 days	20					engine change out	OTM Turbine	7 days	20	
B1C reducing pressure from B2C line					Valve maintenance	OTM Valve		6									
					instrument safety device maintenance	B flowstation maintenance		6									
					instrument control maintenance	B flowstation maintenance		6									
<b>TOTAL</b>	<b>34</b>	<b>Core Maintenance Activity with High Risk</b>		<b>41</b>	<b>Core Maintenance Activity with High Risk</b>			<b>32</b>	<b>Core Maintenance Activity with High Risk</b>			<b>36</b>	<b>Core Maintenance Activity with High Risk</b>				



**Lampiran A2**  
**Data Estimasi Biaya Operasional**

No	Description	Harga Satuan	dIm setahun (x)	Low pressure production operation mode	Medium pressure production operation mode	High pressure production operation mode	High low pressure production operation mode
1	Piping Maintenance						
	a. Progressive Pigging	Rp100,000,000.00	1	Rp100,000,000.00	Rp100,000,000.00	Rp100,000,000.00	Rp100,000,000.00
	b. Regular pigging	Rp12,500,000.00	12	Rp450,000,000.00	Rp450,000,000.00	Rp450,000,000.00	Rp450,000,000.00
	c. Corrossion Monitoring @2day	Rp3,400,000.00	12	Rp122,400,000.00	Rp122,400,000.00	Rp122,400,000.00	Rp122,400,000.00
	d. Chemical Injection Gas Inhibitor						
	- Gas Inhibitor @330 Gal	Rp32,000,000.00	2	Rp192,000,000.00	Rp192,000,000.00	Rp192,000,000.00	Rp192,000,000.00
	- Scale Inhibitor @330 Gal	Rp12,600,000.00	2	Rp75,600,000.00	Rp75,600,000.00	Rp75,600,000.00	Rp75,600,000.00
	e. Piping RBI						
	- AWPI (Above Water Platform Inspection)		1	Rp71,000,000.00	Rp81,200,000.00	Rp60,800,000.00	Rp71,000,000.00
	- UWPI (Under Water Platform Inspection)	Rp191,552,000.00	1	Rp574,656,000.00	Rp574,656,000.00	Rp574,656,000.00	Rp574,656,000.00
2	Turbine Gas Compressor Maintenance B1C						
	a. PM 0 Hours	Rp80,800,000.00		Rp80,800,000.00	Rp80,800,000.00		Rp80,800,000.00
	b. PM 1000 Hours	Rp10,800,000.00	8	Rp259,200,000.00	Rp259,200,000.00		Rp259,200,000.00
	c. PM 8000 Hours	Rp80,800,000.00	1	Rp242,400,000.00	Rp242,400,000.00		Rp242,400,000.00
	d. Engine Change Out	Rp14,600,000,000.00		Rp14,600,000,000.00	Rp14,600,000,000.00		Rp14,600,000,000.00
	e. Stripping Down	Rp14,600,000,000.00		Rp14,600,000,000.00	Rp14,600,000,000.00		Rp14,600,000,000.00
	f. common activity	Rp21,600,000.00	12	Rp777,600,000.00	Rp777,600,000.00		Rp777,600,000.00

	B2C						
	a. PM 0 Hours	Rp80,800,000.00			Rp80,800,000.00		
	b. PM 1000 Hours	Rp10,800,000.00	8		Rp259,200,000.00		
	c. PM 8000 Hours	Rp80,800,000.00	1		Rp242,400,000.00		
	d. Engine Change Out	Rp14,600,000,000.00			Rp14,600,000,000.00		
	e. Stripping Down	Rp14,600,000,000.00			Rp14,600,000,000.00		
	f. common activity	Rp21,600,000.00					
3	Boat Accomodation						
	a. Fuel trip to SP - B flowstation	Rp2,242,500.00	12	Rp80,730,000.00	Rp80,730,000.00	Rp80,730,000.00	Rp80,730,000.00
4	Crane Maintenance (SP Platform)						
	6M PMR Crane	Rp17,900,000.00	2	Rp107,400,000.00	Rp107,400,000.00	Rp107,400,000.00	Rp107,400,000.00
	3Y Physical Crane Inspection			Rp19,000,000.00	Rp19,000,000.00	Rp19,000,000.00	Rp19,000,000.00
	3Y Migas load test			Rp20,500,000.00	Rp20,500,000.00	Rp20,500,000.00	Rp20,500,000.00
5	Instrument Maintenance						
	a. Scada system	Rp7,000,000.00	2	Rp42,000,000.00	Rp42,000,000.00	Rp42,000,000.00	Rp42,000,000.00
	b. Metering	Rp7,000,000.00	2	Rp42,000,000.00	Rp42,000,000.00	Rp42,000,000.00	Rp42,000,000.00
6	Mechanical Maintenance						
	a. Valve maintenance			Rp786,711,139.00	Rp1,233,966,732.00	Rp454,407,102.00	Rp877,239,182.00
	c. PSV resertification						
7	Well Maintenance						
	Well Head Integrity	Rp6,205,000.00	2	Rp12,410,000.00	Rp12,410,000.00	Rp12,410,000.00	Rp12,410,000.00

SBHP (Static Bottom Hole Pressure) Survey / FGS (Flowing Gradient Survey)	Rp58,400,000.00	Rp58,400,000.00	Rp58,400,000.00	Rp58,400,000.00	Rp58,400,000.00
<b>Total</b>		<b>Rp33,314,807,139.00</b>	<b>Rp63,554,662,732.00</b>	<b>Rp2,412,303,102.00</b>	<b>Rp33,405,335,182.00</b>
		\$2,281,836.11	\$4,353,059.09	\$165,226.24	\$2,288,036.66



**Lampiran A3**  
**Estimasi Biaya Kapital**

No	Estimasi Biaya Kapital	Low pressure production operation	Medium pressure production operation	High pressure production operation	High low pressure production operation
		mode	mode	mode	mode
		Juta US\$	Juta US\$	Juta US\$	Juta US\$
0	FEED				
	a. survey (geotechnical, geohazard, bathymetric, etc)	1.28	1.28	1.28	1.28
	b.1. FEED activities inc. technical support	1.41	1.41	1.41	1.41
	b.2. PMT	0.16	0.16	0.16	0.16
	<b>subtotal 0</b>	<b>2.85</b>	<b>2.85</b>	<b>2.85</b>	<b>2.85</b>
1	OFFSHORE Platform facilities (SP)	5.7	5.7	5.7	5.7
	a. JACKET (Braced monopod)	7.5	7.5	7.5	7.5
	b. DECK	5.5	5.5	5.5	5.5
	c. Production process facilities	7.81	7.81	8	8
	d. General support	1.78	1.78	1.78	1.78
	<b>subtotal 1</b>	<b>22.59</b>	<b>22.59</b>	<b>22.78</b>	<b>22.78</b>
2	Other offshore facilities				
	a. Sub Marine Pipeline	22.01	22.01	22.01	22.01

	- Riser Installation at SP	1.23	1.23	1.23	1.23
	- Pipeline from SP to B2C	18.53	18.53	18.53	18.53
	- Riser Installation at B2C	1.25	1.25	1.25	1.25
	- Pipeline crossing	1	1	1	1
	b. General support	1.1	1.1	1.1	1.1
	<b>subtotal 2</b>	<b>23.11</b>	<b>23.11</b>	<b>23.11</b>	<b>23.11</b>
4	Offshore platform facilities (B2C)				
	a. Facilities modification and new installation at B2C	3.17	3.17	3.2	3.5
	b. piping installation at bridge B1C-B2C	1.5	1.8		1.8
	c. Facilities modification at B1C		0.5		
	d. General support	0.3	0.3	0.3	0.3
	<b>subtotal 3</b>	<b>4.97</b>	<b>5.77</b>	<b>3.5</b>	<b>5.6</b>
	<b>Total (subtotal 0+1+2+3)</b>	<b>53.52</b>	<b>54.32</b>	<b>52.24</b>	<b>54.34</b>