

85(A) ACC 18/07-2026

**LAPORAN AKHIR KERJA PRAKTEK  
PT. PERTAMINA EP PANGKALAN SUSU FIELD**

**"Identifikasi Sistem Tanggap Darurat Pada Fasilitas TU-05  
Menggunakan Metode HIRARC"**

Laporan Ini Disusun Untuk Memenuhi Persyaratan  
Mata Kuliah Kerja Praktek Semester V Program Studi Teknik Industri



**DiSusun Oleh :**

**Rifaldi Dwi Sahputra 238.150.004**

**PROGRAM STUDI TEKNIK INDUSTRI**

**FAKULTAS TEKNIK**

**UNIVERSITAS MEDAN AREA**

**MEDAN**

**2026**

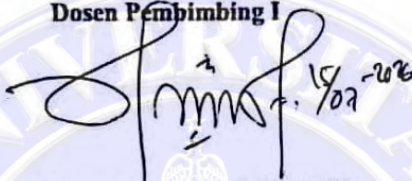
**LEMBAR PENGESAHAN I  
LAPORAN KERJA PRAKTEK  
PT PERTAMINA EP PANGKALAN SUSU FIELD**

Oleh :

**Rifaldi Dwi Sahputra**  
**238150004**

Disetujui Oleh :

Dosen Pembimbing I

  
**(Yudi Daeng Polewangi, ST, MT)**  
**NIDN.0112118503**

Mengetahui :

Koordinator Kerja Praktek

  
**(Dr. Ir. Chalis Fajri Hasibuan, ST, M.Sc)**  
**NIDN. 0110068801**

**PROGRAM STUDI TEKNIK INDUSTRI  
FAKULTAS TEKNIK  
UNIVERSITAS MEDAN AREA**

**2026**

## LEMBAR PENGESAHAN

Disetujui dan Disahkan Sebagai Laporan Kerja Praktek Mahasiswa Fakultas  
Teknik Universitas Medan Area dengan ini :

Disusun oleh:

RIFALDI DWI SAHPUTRA

238.150.004

Pangkalan Susu, 16 Maret 2026

Diketahui Oleh:

Pembimbing  
Lapangan



Ade Rivandi  
Kurniawan, ST  
(officer emergency  
Response)

Mahasiswa

  
Rifaldi Dwi  
Sahputra

Supt.HSSE  
Operation

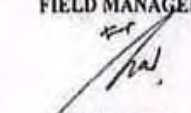
For   
Riza Danu Barustan

Kaprodi

  
Khalis Fajri  
Kurniawan, ST, M. Sc

Disetujui Oleh:

PT.PERTAMINA EP PANGKALAN  
SUSU FIELD ZONA  
FIELD MANAGER

  
Edwin Susanto

## KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur penulis panjatkan kehadiran Tuhan Yang Maha Esa berkat limpahan rahmat dan kasih sayang-Nya penulis dapat menyelesaikan laporan kerja praktek di PT. Pertamina EP Pangkalan susu Field dengan baik. Penulisan laporan kerja praktek ini adalah salah satu syarat untuk mahasiswa dalam menyelesaikan studinya di Fakultas Teknik Program Studi Teknik Industri Universitas Medan Area. Dalam penyusunan laporan kerja praktek ini, penulis telah banyak memperoleh bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, Maka pada kesempatan ini penulis ingin menyampaikan ucapan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Kepada Orangtua yang selalu memberikan dukungan dan semangat dalam segala hal.
2. Bapak Dr. Eng. Supriatno, S.T, M.T. selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Medan Area.
3. Bapak Dr.Ir.Chalis Fajri Hasibuan, ST,M.Sc selaku Ketua Program Studi Teknik Industri Universitas Medan Area.
4. Bapak Yudi Daeng Polewangi, ST. MT selaku Dosen Pembimbing Kerja Praktek.
5. Kepada rekan sekelompok kerja praktek, yang telah banyak memberikan saran dan masukan kepada saya.
6. Bapak Ade Rivandi Kurniawan selaku Pembimbing Lapangan Kerja Praktek di PT Pertamina EP Pangkalan Susu, Atas Bimbingan Dan Arahan nya Selama Pelaksanaan Kerja Praktek.
7. Seluruh manajemen dan staf di PT Pertamina EP Pangkalan Susu ,Dan Seluruh Staf HSSE yang telah memberikan bimbingan, arahan, dan kesempatan belajar yang tak ternilai.

Penulis mengharapkan didalam menyusun laporan ini kritik dan saran yang sifatnya membangun demi kesempurnaan laporan ini. penulis berharap semoga Tuhan Yang Maha Esa dapat membalas semua kebaikan dan bantuan yang telah diberikan kepada penulis. Semoga laporan kerja praktek ini dapat berguna bagi penulis dan pembaca yang memerlukannya.

Medan, 13 Maret 2026

Rifaldi Dwi Sahputra

## DAFTAR ISI

|                                                      |    |
|------------------------------------------------------|----|
| LEMBAR PENGESAHAN                                    | 1  |
| KATA PENGANTAR                                       | 4  |
| DAFTAR ISI                                           | 5  |
| DAFTAR TABEL                                         | 10 |
| BAB I                                                | 12 |
| PENDAHULUAN                                          | 12 |
| 1. 1 Latar Belakang Kerja Praktek                    | 12 |
| 1.2 Tujuan Kerja Praktek                             | 13 |
| 1.3 Manfaat Kerja Praktek                            | 14 |
| 1.4 Ruang Lingkup Kerja Praktek                      | 14 |
| 1.5 Metodologi Kerja Praktek                         | 15 |
| 1.6 Metode Pengumpulan Data                          | 16 |
| BAB II                                               | 17 |
| GAMBARAN UMUM PERUSAHAAN                             | 17 |
| 2.1 Sejarah PT. Pertamina Pangkalan Susu Field       | 17 |
| 2.2 Profil Perusahaan PT.Pertamina EP Pangkalan Susu | 18 |
| 2.3 Visi Dan Misi Perusahaan                         | 20 |
| 2.4 Lokasi Perusahaan                                | 20 |
| 2.5 Struktur Perusahaan                              | 21 |
| BAB III                                              | 23 |

|                                                                  |    |
|------------------------------------------------------------------|----|
| PROSES PRODUKSI .....                                            | 23 |
| 3.1 Tahapan Produksi PT. Pertamina EP Pangkalan Susu Field ..... | 23 |
| 3.2 Eksplorasi.....                                              | 24 |
| 3.2.1 Tahap Pengeboran Sumur Produksi ( <i>Drilling</i> ).....   | 26 |
| 3.2.2 Tahap Pengangkatan Fluida ( <i>Lifting</i> ).....          | 28 |
| 3.3 Fasilitas Produksi.....                                      | 34 |
| 3.3.1 Gathering Line Dan Manifold.....                           | 34 |
| 3.3.2 Proses Separasi .....                                      | 37 |
| 3.4 Laboratorium .....                                           | 43 |
| 3.5 Main Gathering Station (MGS).....                            | 49 |
| 3.6 Sistem Pengelolaan Air Terproduksi dan Limbah Cair.....      | 53 |
| BAB IV.....                                                      | 56 |
| TUGAS KHUSUS .....                                               | 56 |
| 4.1 Judul.....                                                   | 56 |
| 4.1.1 Pendahuluan .....                                          | 56 |
| 4.1.2 Latar Belakang .....                                       | 58 |
| 4.1.3 Rumusan Masalah.....                                       | 59 |
| 4.1.4 Batasan Masalah.....                                       | 59 |
| 4.1.5 Tujuan Penelitian .....                                    | 59 |
| 4.1.6 Manfaat Penelitian .....                                   | 60 |
| 4.2 Landasan Teori .....                                         | 60 |

|                                                                                   |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------|----|
| 4.2.1 Metode HIRARC.....                                                          | 60 |
| 4.2.2 Matriks Penilaian Risiko .....                                              | 63 |
| 4.3 Metodologi Penelitian.....                                                    | 63 |
| 4.3.1 jenis dan pendekatan Penelitian .....                                       | 63 |
| 4.3.2 Teknik Pengumpulan Data .....                                               | 64 |
| 4.4 Pembahasan.....                                                               | 64 |
| 4.4.1 profil dan fungsi fasilitas TU-05 .....                                     | 64 |
| 4.4.2 Identifikasi Bahaya Dan Bahan Mudah Terbakar,serta kondisi lingkungan ..... | 70 |
| 4.4.3 Penilaian Resiko dan analisis Resiko terjadi kegagalan .....                | 72 |
| 4.5 Hasil Identifikasi Aspek Bahaya HIRARC .....                                  | 73 |
| 4.6 Hasil Pengendalian Aspek Bahaya .....                                         | 77 |
| BAB V .....                                                                       | 82 |
| PEMBAHASAN.....                                                                   | 82 |
| 5.1 Kesimpulan.....                                                               | 82 |
| 5.2 Saran .....                                                                   | 83 |
| DAFTAR PUSTAKA .....                                                              | 84 |

## DAFTAR GAMBAR

|                                                                 |    |
|-----------------------------------------------------------------|----|
| Gambar 2.4 Lokasi PT Pertamina EP Pangkalan Susu.....           | 15 |
| Gambar 2.5 Struktur Organisasi PT Pertamina EP .....            | 16 |
| Gambar 2.5.1 Struktur Organisasi Pimpinan PT Pertamina EP ..... | 17 |
| Gambar 2.5.2 Struktur Perusahaan PT Pertamina EP .....          | 17 |
| Gambar 3.1 Mobilisasi Rig .....                                 | 20 |
| Gambar 3.2 Wellhead dan Christmas Tree.....                     | 23 |
| Gambar 3.3 Pompa Angguk (Beam Pumping) .....                    | 25 |
| Gambar 3.4 Electric Submersible Pump (ESP).....                 | 26 |
| Gambar 3.5 Hydraulic Pumping (HPU) .....                        | 26 |
| Gambar 3.6 Stasiun Pengumpul XII.....                           | 27 |
| Gambar 3.7 Manifold .....                                       | 28 |
| Gambar 3.8 Flow Line .....                                      | 28 |
| Gambar 3.9 Gathering Line .....                                 | 29 |
| Gambar 3.10 Separator .....                                     | 30 |
| Gambar 3.11 Discharge Control .....                             | 30 |
| Gambar 3.12 Flow Metering.....                                  | 31 |
| Gambar 3.13 Crude Oil Tank .....                                | 31 |
| Gambar 3.14 Sampel Minyak .....                                 | 32 |
| Gambar 3.15 Scrubber .....                                      | 32 |
| Gambar 3.16 Kompresor .....                                     | 33 |
| Gambar 3.17 Discharge Scrubber .....                            | 33 |
| Gambar 3.18 Laboratorium Petroleum Engineering .....            | 34 |
| Gambar 3.19 Viscometer .....                                    | 35 |

|                                                                          |    |
|--------------------------------------------------------------------------|----|
| Gambar 3.20 Union Color Meter .....                                      | 35 |
| Gambar 3.21 Cloud and Pour Point .....                                   | 36 |
| Gambar 3.22 Centrifuge Laboratorium .....                                | 36 |
| Gambar 3.23 Scale.....                                                   | 37 |
| Gambar 3.24 Cutting .....                                                | 37 |
| Gambar 3.25 Gas Chromatography.....                                      | 37 |
| Gambar 3.26 Bomb Gas.....                                                | 38 |
| Gambar 3.27 Vacuum Truck .....                                           | 39 |
| Gambar 3.28 Main Gathering Station (MGS).....                            | 39 |
| Gambar 3.29 Proses Unloading .....                                       | 39 |
| Gambar 3.30 Main Storage Tank (Tangki Timbun Utama) .....                | 40 |
| Gambar 3.31 Loading Line .....                                           | 40 |
| Gambar 3.32 Tanker .....                                                 | 41 |
| Gambar 3.33 Sistem Pengelolaan Air Terproduksi dan Limbah Cair (FWKO) .  | 43 |
| Gambar 3.34 Sistem Pengelolaan Air Terproduksi dan Limbah Cair (Selobak) | 43 |

## DAFTAR TABEL

|                                                                        |    |
|------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabel 1 Ukuran Kualitatif Likelihood pada Standar .....                | 58 |
| Tabel 2 Ukuran Kualitatif Severity pada Standar AS/NZS 4360-2004 ..... | 51 |
| Tabel 3 Skala Ukur Kemungkinan (Likelihood) .....                      | 51 |
| Tabel 4 Skala Ukur Tingkat Keparahan (Severity).....                   | 51 |
| Tabel 5 Skala Risk Rating pada Standar AS/NZS 4360-2004.....           | 51 |
| Tabel 6 Sistem Proteksi Kebakaran .....                                | 55 |
| Tabel 7 Inspeksi AP.....                                               | 56 |
| Tabel 8 Inspeksi APAB .....                                            | 57 |
| Tabel 9 Jalur Evakuasi dan ERP .....                                   | 58 |
| Tabel 10 Likelihood .....                                              | 61 |
| Tabel 11 Severity .....                                                | 62 |
| Tabel 12 Hazard Identification Tangki Penampungan Minyak .....         | 62 |
| Tabel 13 Risk Assessment Tangki Penampungan Minyak.....                | 63 |
| Tabel 14 Hazard Identification Sumur Produksi .....                    | 63 |
| Tabel 15 Risk Assessment Sumur Produksi .....                          | 64 |
| Tabel 16 Hazard Identification Area Water Pound .....                  | 64 |
| Tabel 17 Risk Assessment Area Water Pound .....                        | 65 |

|                                                             |    |
|-------------------------------------------------------------|----|
| Tabel 18 Hazard Identification Flowline.....                | 65 |
| Tabel 19 Risk Assessment Flowline .....                     | 66 |
| Tabel 20 Risk Control Sistem Tangki Penampungan Minyak..... | 67 |
| Tabel 21 Risk Control Area Sumur Produksi .....             | 68 |
| Tabel 22 Risk Control Area Water Pound .....                | 71 |
| Tabel 23 Risk Control Area Flowline .....                   | 72 |



# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang Kerja Praktek**

Kerja Praktek adalah suatu bentuk kegiatan yang dilaksanakan dalam rangka merelevankan antara kurikulum perkuliahan dengan penerapannya di dunia kerja, mempelajari, mengidentifikasi dan menangani masalah-masalah yang dihadapi dengan menerapkan teori dan konsep ilmu yang telah di pelajari dibangku perkuliahan.

Program Studi Teknik Industri mempelajari banyak hal dimulai dari faktor manusia yang bekerja (sumber daya manusia) beserta faktor-faktor pendukungnya seperti mesin yang digunakan, proses pengerjaan, serta meninjaunya dari segi ekonomi, sosiologi, keergonomisan alat (fasilitas) maupun lingkungan yang ada. Program studi Teknik Industri juga memperhatikan segi sistem keselamatan dan kesehatan kerja yang wajib dimiliki, bagaimana pengendalian suatu sistem produksi, pengendalian (kontrol) kualitas dan sebagainya. Mahasiswa Program Studi Teknik Industri diwajibkan untuk mampu menguasai ilmu pengetahuan yang telah diajarkan kemudian mengaplikasikannya ke dalam kehidupan sehari-hari. Tingginya tingkat persaingan dalam dunia kerja, khususnya dalam bidang industri,menuntun dunia pendidikan untuk menghasilkan sumber daya manusia yang unggul dan kompetitif dalam segala hal, sehingga mendukung segala aspek yang diperlukan untuk memberikan sumbangan pemikiran atau karya nyata dalam pembangunan nasional. Dalam hal ini dunia kerja menuntut untuk mendapatkan sumber daya manusia yang unggul dan kompetitif dalam persaingan dunia usaha, untuk itu sangat diperlukan tenaga kerja yang memiliki keahlian profesional yang

baik untuk menghadapi perkembangan dan persaingan global dimasa mendatang. Program Studi Teknik Industri Universitas Medan Area (UMA) menyadarin akan keterkaitan yang besar antara dunia pendidikan dan dunia usaha yang merupakan suatu tali rantai yang saling terikat, sehingga perlu diadakannya program kerja praktek.

Kerja Praktek merupakan suatu kegiatan yang harus dilaksanakan untuk memenuhi mata kuliah wajib yang terbuka pada semester 5 ataupun semester 6 dengan catatan mengambil mata kuliah Kerja Praktek dan sebagai salah satu persyaratan untuk kelulusan S1 Jurusan Teknik Indutsri, Fakultas Teknik Universitas Medan Area. Mata kuliah ini memiliki 2 sks. Syarat untuk mengambil mata kuliah ini yaitu harus lulus minimal 110 sks. Melalui kerja praktek ini, mahasiswa dapat mempraktekan dari apa yang telah mereka dapatkan dibangku perkuliahan dengan terlibat langsung ke lapangan, belajar bertanggung jawab atas pekerjaan yang diberikan. Selain itu, mahasiswa berkesempatan untuk menambah pengetahuan, pengalaman kerja dan mengembangkan cara berpikir, memberikan ide-ide yang kreatif dan berguna. Pengalaman kerja praktek mahasiswa di berbagai perusahaan atau instansi akan sangat berguna bagi mahasiswa untuk menambah kecakapan profesional, personal dan sosial mahasiswa.

## 1.2 Tujuan Kerja Praktek

Adapun tujuan kerja praktek adalah:

1. Memenuhi salah satu persyaratan dalam menyelesaikan jenjang program pendidikan tingkat strata satu (S-1) di Program Studi Teknik Industri Fakultas Teknik Universitas Medan Area.
2. Menerapkan pengetahuan mata kuliah ke dalam pengalaman nyata.

3. Mengetahui perbedaan antara penerapan teori dan pengalaman kerja nyata yang sesungguhnya.
4. Mengenal dan memahami keadaan di lapangan secara langsung, khususnya di bagian Keselamatan Kerja

### **1.3 Manfaat Kerja Praktek**

Adapun manfaat kerja praktek adalah:

#### **1. Bagi Mahasiswa**

- a) Mahasiswa dapat membandingkan teori-teori yang diperoleh pada perkuliahan dengan praktek dilapangan.
- b) Mahasiswa memperoleh kesempatan untuk melatih keterampilan dalam melakukan pekerjaan dan pengaturan dilapangan.
- c) Mahasiswa dapat lebih memahami dunia kerja sehingga diharapkan dapat mempersiapkan diri untuk menghadapi dunia kerja nantinya.

#### **2. Bagi Program Studi**

- a. Mempererat kerja sama antara Universitas Medan Area dengan PT.Pertamina EP Pangkalan Susu
- b. Sebagai studi banding tentang pengetahuan yang diperoleh di PT.Pertamina EP Pangkalan susu Dalam Penerapan K3.

### **1.4 Ruang Lingkup Kerja Praktek**

Dalam pelaksanaan program kerja praktek ini mempunyai peranan penting dalam mendidik mahasiswa agar dapat melaksanakan tanggung jawab dari tugas yang diberikan dengan baik dan juga meningkatkan rasa percaya diri terhadap ruang lingkup pekerjaan yang dihadapi. Program pelaksanaan kerja praktek yang dilaksanakan oleh setiap mahasiswa tetap berorientasi pada kuliah kerja lapangan.

Sebagai mahasiswa dalam melaksanakan program kerja praktek tidak hanya bertumpu pada aktivitas kerja tetapi juga menyangkut berbagai kendala dan permasalahan yang dihadapi serta solusi yang diambil. Dari program kerja praktek tersebut diharapkan mahasiswa menyelesaikan ilmu yang didapat di bangku kuliah. Dengan kerja praktek ini juga Mahasiswa di didik untuk bertanggung jawab dan mempunyai rasa percaya diri terhadap ruang lingkup pekerjaan yang diharapkan.

### **1.5 Metodologi Kerja Praktek**

Didalam menyelesaikan tugas dari kerja praktek ini, prosedur yang akan dilaksanakan adalah sebagai berikut :

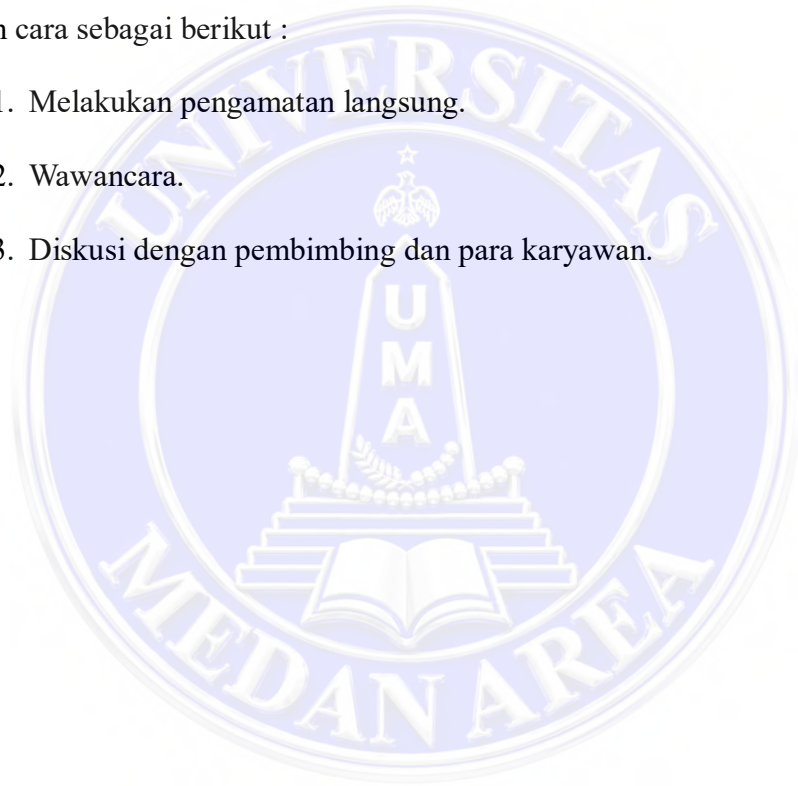
1. Tahap Persiapan : Mempersiapkan hal-hal yang perlu untuk persiapan praktek dan riset perusahaan antara lain :
  - a. Pemilihan perusahaan tempat kerja praktek.
  - b. Pengenalan perusahaan baik melalui secara langsung ke tempat perusahaan ataupun melalui internet.
  - c. Permohonan kerja praktek kepada Program Studi Teknik Industri dan perusahaan.
  - d. Konsultasi dengan koordinator kerja praktek dan dosen pembimbing.
  - e. Penyusunan laporan.
  - f. Pengajuan laporan Ketua Program Studi Teknik Industri dan Perusahaan.
  - g. Seminar Proposal

2. Peninjauan Lapangan : Melihat langsung cara dan metode kerja dari perusahaan sekaligus mempelajari aliran bahan, tata letak pabrik dan wawancara langsung dengan karyawan dan pimpinan perusahaan.

### **1.6 Metode Pengumpulan Data**

Untuk kelancaran kerja praktek di perusahaan, diperlukan suatu metode pengumpulan data sehingga data yang diperoleh sesuai dengan yang di inginkan dan kerja praktek dapat selesai pada waktunya. Pengumpulan data dilakukan dengan cara sebagai berikut :

1. Melakukan pengamatan langsung.
2. Wawancara.
3. Diskusi dengan pembimbing dan para karyawan.



## **BAB II**

### **GAMBARAN UMUM PERUSAHAAN**

#### **2.1 Sejarah PT. Pertamina Pangkalan Susu Field**

PT Aroma Operations Services (AOS), yang berdiri tahun 1989 berdasarkan Akta No. 245 tanggal 17 November 1989. AOS merupakan anak perusahaan PT Pertamina (Persero), yang didirikan untuk mendukung operasi kilang petrokimia di Cilacap, Jawa Tengah. Pada tahun 2002 AOS berubah nama menjadi PT Pertamina Energy, dan tahun 2007 menjadi PT Pertamina Hulu Energi (PHE). Perubahan nama tersebut didukung Akta No. 5 tertanggal 4 Agustus 2008, dan berdasarkan Undang-Undang No. 22 Tahun 2001 Tentang Minyak dan Gas Bumi (UU Migas).

Berdasarkan UU Migas, PT Pertamina (Persero) harus memisahkan kegiatan usaha hulu serta hili migas. PT Pertamina (Persero) menyerahkan pengelolaan atas Wilayah Kerja (WK) hulu yang dikelola melalui kerja sama dengan pihak ketiga dalam bentuk Joint Operating Body (JOB) maupun Participating Interest (PI), kepada PHE. Penyerahan diikuti pengalihan operasional blok-blok migas kepada anak perusahaan-anak perusahaan PHE, sesuai persetujuan Direksi PT Pertamina (Persero) pada 18 September 2007 dan Dewan Komisaris PT Pertamina (Persero) pada 6 November 2007. PHE memiliki tugas mengelola WK migas PT Pertamina (Persero).

Sejalan pembentukan PT Pertamina (Persero) sebagai Holding migas, pada tahun 2021 PHE ditetapkan menjadi Subholding Upstream, berdasarkan Surat Keputusan Direksi No. Kpts-19/C00000/2020-50 tertanggal 16 Juni 2020. Sesuai dengan Keputusan Pemegang Saham Secara Sirkuler pada tanggal 1 September

2021 tentang Implementasi Pembentukan (Legal End-State) Subholding Upstream, dengan demikian PHE melakukan pengambilalihan seluruh saham milik PT Pertamina (Persero) atas 11 (sebelas) Anak Perusahaan Hulu PT Pertamina (Persero). PHE Subholding Upstream mengelola WK berdasarkan lima Regional dengan mempertimbangkan aspek volume produksi, regional, dan kompleksitas operasional. PHE Subholding Upstream berperan sebagai planner, validator, dan policy maker. Sementara itu, Regional akan berfokus pada optimizer dan integrator serta peningkatan safety, produksi, dan cadangan migas. Sampai akhir tahun 2021, PHE Subholding Upstream terdiri atas 68 Anak Perusahaan. Selain itu, PHE juga memiliki 6 (enam) perusahaan joint venture.

Wilayah Kerja PHE Subholding Upstream dibagi menjadi 5 (lima) Regional, meliputi 40 Wilayah Kerja Domestik yang terdiri dari 27 blok operator dan 13 blok non-operator, serta 27 Wilayah Kerja Internasional di 13 negara meliputi kawasan Asia Tenggara, Afrika, Eropa, dan Timur Tengah.

## **2.2 Profil Perusahaan PT.Pertamina EP Pangkalan Susu**

Penemuan sumur minyak pertama sumur Telaga Tunggal satu, struktur Telaga Said (1885). Pada tahun 1885, lapangan Pangkalan Susu ditemukan oleh Bataafsche Petroleum Maatschappi (BPM) melalui pemboran sumur Telaga Tunggal 01 (Telaga Said). Tahun 1957, lapangan Pangkalan Susu dikelola oleh Pertamina UU No.8 pada 1971 (Tonggak Sejarah Pertamina). Tahun 1961-1962, Pertamina & Nodasco berhasil mengembangkan Paluh Tabuhan Timur (PTT) 15 well (253.600 m<sup>3</sup>/thn). Pada 13 September 2005, dikelola oleh PT PERTAMINA PT. PERTAMINA EP Region Sumatera. Dan pada 01 April 2013 sampai saat ini berganti nama menjadi PT PERTAMINA EP, ASSET 1 FIELD PANGKALAN

SUSU. Memiliki 988 sumur yang tersebar di 37 struktur. Luas wilayah kerjanya sekitar 14.211,74 km<sup>2</sup> di Sumatera Utara. Saat ini terdapat sekitar 97 sumur yang berproduksi.

Wilayah operasi minyak dan gas (migas) Pertamina EP Pangkalan Susu berlokasi di Kecamatan Pangkalan Susu, Kabupaten Langkat, Sumatera Utara. Area ini merupakan bagian dari Asset 1 Subholding Upstream Pertamina. Lapangan ini memiliki nilai sejarah yang signifikan dalam industri perminyakan nasional. Eksplorasi migas di Pangkalan Susu sudah dimulai pada awal tahun 1900-an, di masa pemerintahan kolonial Belanda, menjadikannya salah satu wilayah penghasil migas pertama di Indonesia. Meskipun saat ini Pangkalan Susu dikategorikan sebagai lapangan matang (mature field) karena usia produksinya yang sudah lama, lapangan ini tetap berperan penting sebagai salah satu penyumbang produksi hidrokarbon, khususnya untuk memenuhi kebutuhan energi di wilayah Sumatera Utara. Hal ini menunjukkan ketahanan lapangan dalam menjaga keberlanjutan produksi, meskipun menghadapi berbagai tantangan teknis seiring berjalannya waktu.

Pertamina EP Pangkalan Susu terus berupaya mengoptimalkan cadangan migasnya melalui kegiatan pemboran sumur baru dan reaktivasi sumur lama. Proses pemboran ini dilakukan dengan teknologi yang disesuaikan dengan karakteristik geologi lokal, khususnya pada formasi batupasir (sandstone) yang memiliki permeabilitas sedang hingga tinggi. Setiap kegiatan pemboran diprioritaskan pada keselamatan kerja, efisiensi waktu, dan pengendalian biaya, mengingat kompleksitas dan risiko operasional pada lapangan yang sudah tua. Kedalaman

pemboran bervariasi antara 1.000 hingga 2.500 meter, tergantung pada target zona produksi.

## 2.3 Visi Dan Misi Perusahaan

- a. **Visi** : Menjadi Perusahaan Minyak dan Gas Bumi Terkemuka yang Mengutamakan Ketahanan, Ketersediaan dan Keberlanjutan Energi
- b. **Misi** : Melaksanakan Pengelolaan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi secara Efisien dan Inovatif dengan Komitmen Keberlanjutan untuk Ketahanan Energi dan Memberi Nilai Tambah bagi Masyarakat .

## 2.4 Lokasi Perusahaan



Gambar 2.4. Lokasi PT Pertamina EP Pangkalan Susu

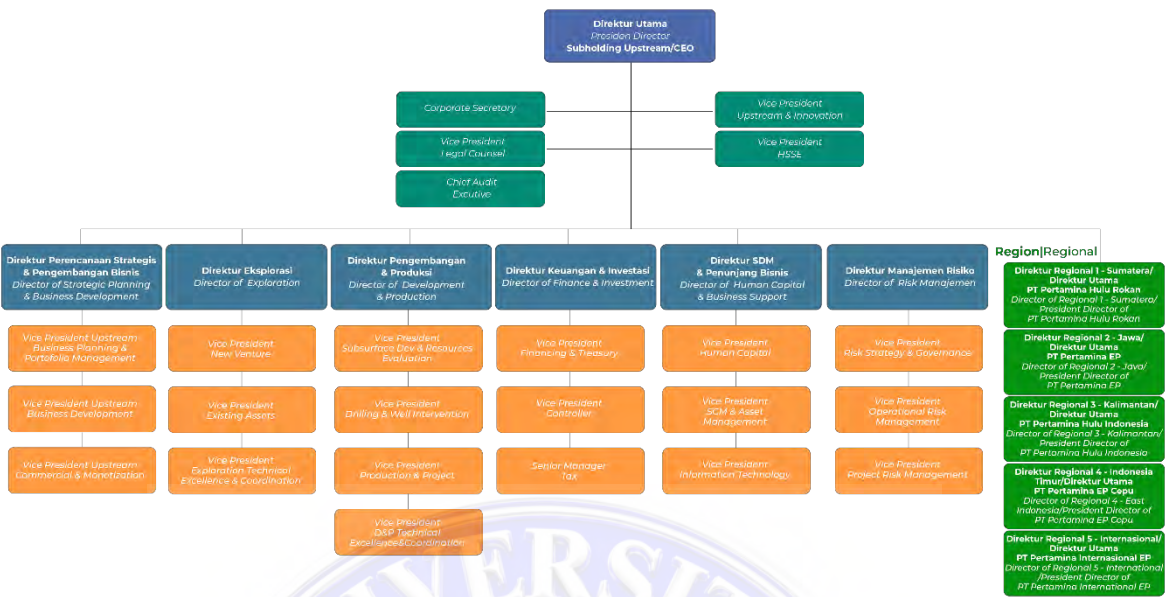
Lokasi berada pada 110 km arah barat laut kota Medan. Penemuan sumur minyak pertama sumur Telaga Tunggal satu, struktur Telaga Said (1885). Pada tahun 1885, lapangan Pangkalan Susu ditemukan oleh Bataafsche Petroleum Maatschappi (BPM) melalui pemboran sumur Telaga Tunggal 01 (Telaga Said). Tahun 1957, lapangan Pangkalan Susu dikelola oleh Pertamina UU No.8 pada 1971 (Tonggak Sejarah Pertamina). Tahun 1961-1962, Pertamina & Nodenco

berhasil mengembangkan Paluh Tabuhan Timur (PTT) 15 well (253.600 m<sup>3</sup>/thn). Pada 13 September 2005, dikelola oleh PT PERTAMINA PT. PERTAMINA EP Region Sumatera. Dan pada 01 April 2013 sampai saat ini berganti nama menjadi PT PERTAMINA EP, ASSET 1 FIELD PANGKALAN SUSU. Memiliki 988 sumur yang tersebar di 37 struktur. Luas wilayah kerjanya sekitar 14.211,74 km<sup>2</sup> di Sumatera Utara. Saat ini terdapat sekitar 97 sumur yang berproduksi.

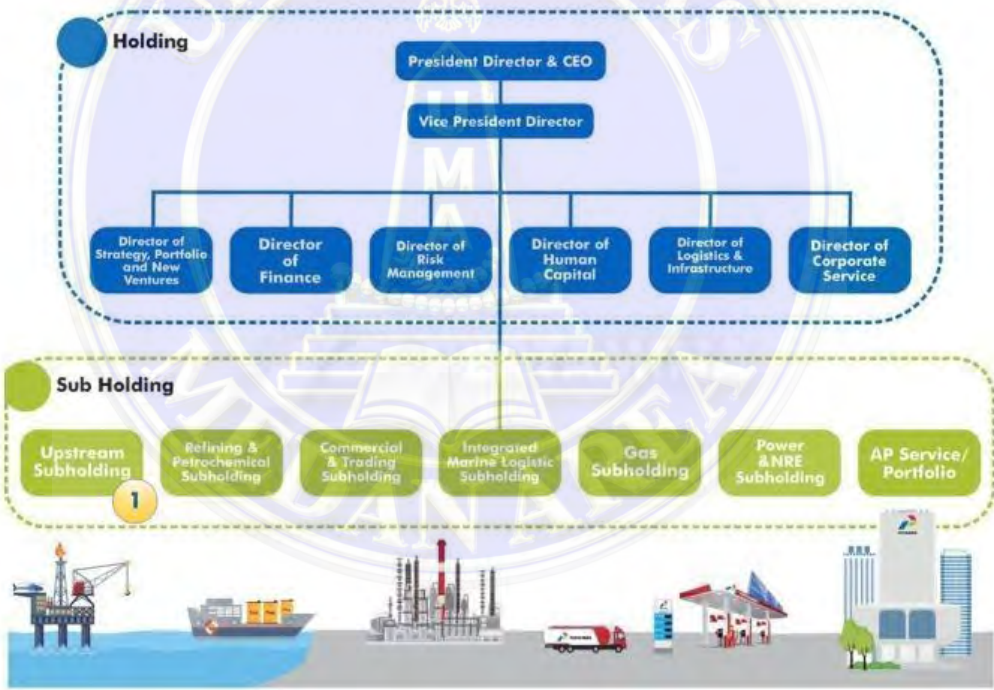
## 2.5 Struktur Perusahaan



Gambar 2.5 Struktur organisai PT Pertamina EP.



Gambar 2.5.1 Struktur Organisasi Pimpinan PT Pertamina EP.



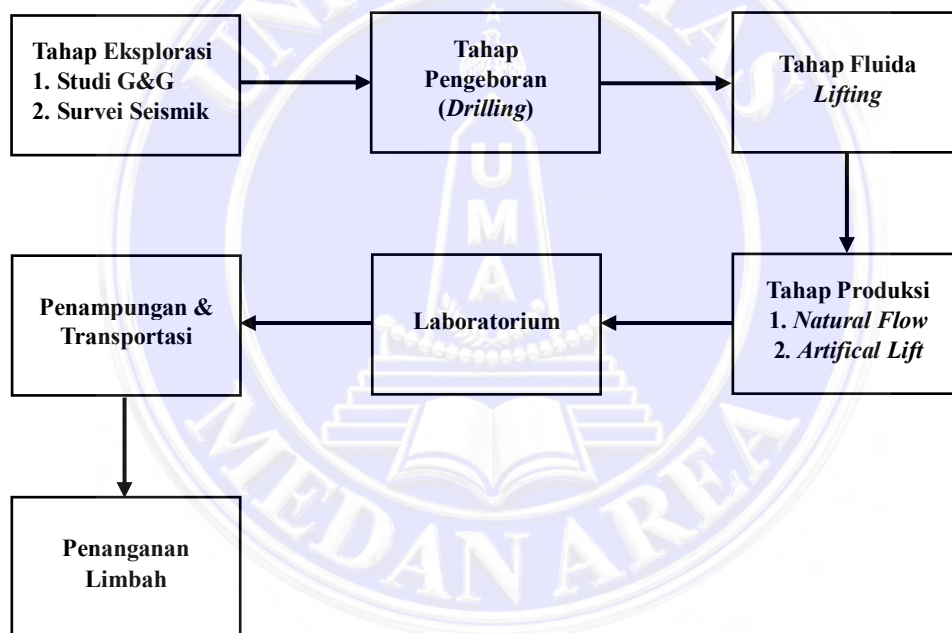
Gambar 2.5.2 struktur Perusahaan PT Pertamina EP.

## BAB III

### PROSES PRODUKSI

#### 3.1 Tahapan Produksi PT. Pertamina EP Pangkalan Susu Field

Tahapan produksi migas di PT Pertamina EP Pangkalan Susu Field dilakukan secara sistematis untuk memastikan keberlanjutan operasi, efisiensi produksi, serta keselamatan kerja dan lingkungan. Proses ini mencakup eksplorasi, pengeboran, pengangkatan fluida, dan pengolahan di fasilitas produks. Secara garis besar, tahapan produksi dapat dilihat dari gambar berikut :



Gambar 3.1 Tahapan Produksi PT. Pertamina EP

### 3.2 Eksplorasi

Eksplorasi migas di PT Pertamina EP Pangkalan Susu Field merupakan tahap fundamental sebelum masuk ke tahap produksi. Tujuan utamanya adalah menemukan cadangan hidrokarbon yang ekonomis dan berkelanjutan. Proses eksplorasi dilakukan secara sistematis melalui studi geologi dan geofisika, survei seismik, serta pengeboran eksplorasi (*wildcat drilling*).

#### 1. Studi Geologi Dan Geofisika (G&G)

Studi geologi dan geofisika merupakan fondasi utama dalam eksplorasi migas, karena keduanya berperan menentukan prospek cadangan hidrokarbon yang layak dikembangkan. Dari sisi geologi, analisis dilakukan untuk memahami kondisi stratigrafi, struktur lipatan, patahan, serta karakteristik batuan yang berpotensi menjadi bagian dari sistem petroleum. Batuan induk (*source rock*) dianalisis untuk memastikan kandungan material organik yang dapat menghasilkan hidrokarbon, sementara batuan reservoir dipelajari dari segi porositas dan permeabilitasnya agar dapat menyimpan dan mengalirkan fluida. Selain itu, keberadaan batuan penutup (*seal rock*) yang bersifat impermeabel sangat penting untuk mencegah migrasi hidrokarbon keluar dari reservoir. Jebakan hidrokarbon (*trap*), baik berupa antiklin, patahan, maupun stratigrafi, menjadi fokus utama karena di sanalah akumulasi hidrokarbon dapat terjadi. Menurut *North* (1985), pemahaman menyeluruh terhadap sistem petroleum ini merupakan syarat mutlak agar eksplorasi dapat berhasil menemukan cadangan migas yang ekonomis

Sementara itu, geofisika berfungsi melengkapi data geologi dengan pendekatan kuantitatif yang mampu menggambarkan kondisi bawah permukaan secara lebih detail. Metode seismik, yang paling dominan dalam eksplorasi migas, memanfaatkan gelombang elastik untuk memetakan lapisan bawah permukaan.

Tryono (2021) menegaskan bahwa kolaborasi antara geologi dan geofisika sangat penting dalam konteks eksplorasi migas di Indonesia, karena mampu memperkuat akurasi prediksi cadangan dan meningkatkan peluang keberhasilan pengeboran eksplorasi, baik di lapangan baru maupun lapangan tua.

## 2. Survei Seismik

Survei seismik adalah metode utama dalam eksplorasi migas modern. Prinsipnya adalah memanfaatkan gelombang elastik yang dipantulkan dari lapisan bawah permukaan untuk memetakan struktur geologi.

- a. Seismik 2D: Memberikan gambaran lintasan tunggal, digunakan pada tahap awal eksplorasi.
- b. Seismik 3D: Memberikan gambaran tiga dimensi yang lebih detail, digunakan untuk menentukan lokasi pengeboran eksplorasi.

Survei seismik membantu mengidentifikasi jebakan hidrokarbon (*structural trap* maupun *stratigraphic trap*). Menurut Sheriff & Geldart (1995), teknologi seismik 3D telah meningkatkan akurasi dalam menentukan lokasi pengeboran dan mengurangi risiko kegagalan eksplorasi

## 3. Pengeboran Eksplorasi (*Wildcat Drilling*)

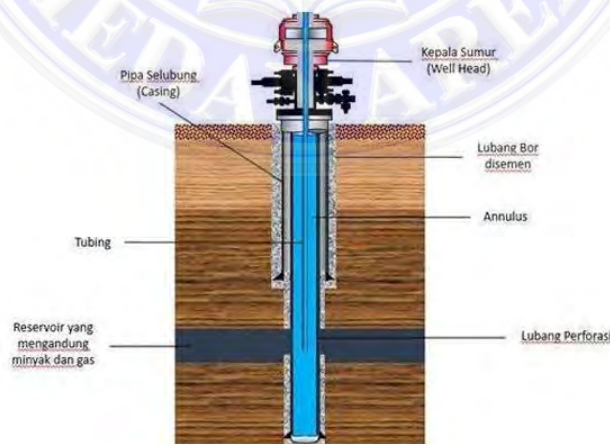
Pengeboran eksplorasi dilakukan pada lokasi yang belum terbukti mengandung hidrokarbon dan menjadi tahap paling kritis dalam eksplorasi migas. Proses ini merupakan ujian akhir dari seluruh analisis geologi dan geofisika yang telah dilakukan sebelumnya, dengan tujuan utama membuktikan keberadaan hidrokarbon di dalam reservoir. Karena dilakukan pada area yang belum memiliki data produksi, tingkat risiko kegagalannya sangat tinggi, sehingga membutuhkan perencanaan yang matang dan biaya yang besar. Tahapan wildcat drilling meliputi

pengeboran hingga kedalaman target, pengambilan sampel inti untuk mengetahui karakteristik batuan reservoir, serta logging untuk menganalisis sifat fisik dan petrofisika reservoir. Menurut Hyne (2012), wildcat drilling adalah tahap paling mahal dan berisiko dalam eksplorasi, namun tetap menjadi satu-satunya cara untuk memastikan keberadaan cadangan migas secara nyata.

### 3.2.1 Tahap Pengeboran Sumur Produksi (*Drilling*)

Tahap pengeboran sumur produksi merupakan tahap penting dalam kegiatan eksplorasi dan produksi migas di PT Pertamina EP Pangkalan Susu Field. Setelah cadangan hidrokarbon terbukti melalui pengeboran eksplorasi (*wildcat drilling*), maka dilakukan pengeboran sumur produksi untuk mengalirkan hidrokarbon dari *reservoir* ke permukaan. Proses ini membutuhkan perencanaan yang matang, teknologi yang tepat, serta pengendalian operasi yang ketat agar produksi dapat berjalan efisien dan aman.

#### 1. Mobilisasi Rig



Gambar 3.2 Mobilisasi Rig

Mobilisasi rig merupakan tahap awal dalam kegiatan pengeboran sumur produksi di PT Pertamina EP Pangkalan Susu Field. Tahap ini mencakup proses pengangkutan, pemasangan, dan persiapan seluruh peralatan pengeboran ke lokasi sumur yang telah ditentukan. Mobilisasi rig juga berfungsi sebagai indikator kesiapan operasional. Dengan rig yang terpasang dan berfungsi optimal, maka kegiatan pengeboran dapat dilaksanakan sesuai rencana. Tahap ini menegaskan pentingnya integrasi antara aspek teknis, logistik, dan keselamatan dalam mendukung keberhasilan pengeboran sumur produksi.

## 2. *Drilling Operation*

*Drilling operation* adalah proses pengeboran untuk mencapai kedalaman target *reservoir*. Fluida pengeboran digunakan untuk menjaga kestabilan lubang bor, mengangkat *cutting* (serpihan batuan), serta mengontrol tekanan formasi. Proses ini dilakukan secara bertahap dengan pengeboran dan pemasangan *casing* pada interval tertentu. Hyne (2012) menekankan bahwa *drilling operation* merupakan inti dari kegiatan pengeboran, di mana efisiensi penggunaan lumpur bor dan pengendalian tekanan sangat menentukan keberhasilan operasi.

## 3. *Casing & Cementing*

Setelah mencapai kedalaman tertentu, dilakukan pemasangan casing untuk melindungi lubang bor dari runtuhnya formasi dan mencegah migrasi fluida antar lapisan. *Cementing* dilakukan dengan menyuntikkan semen di antara *casing* dan dinding lubang bor untuk memberikan kekuatan tambahan serta isolasi zonasi. Menurut Rabia (2001), kualitas *cementing* sangat menentukan integritas sumur jangka panjang, karena kegagalan pada tahap ini dapat menyebabkan kebocoran fluida dan masalah lingkungan.

#### 4. *Well Completion*

*Well completion* merupakan tahap akhir dalam proses pengeboran sumur produksi yang bertujuan menyiapkan sumur agar dapat beroperasi secara optimal dan aman. Tahap ini dilakukan setelah *casing* dan *cementing* selesai, sehingga lubang bor sudah memiliki integritas yang baik. Proses *completion* melibatkan pemasangan tubing sebagai jalur utama aliran fluida dari *reservoir* ke permukaan, perforasi pada zona *reservoir* untuk membuka jalur komunikasi antara formasi dan sumur, serta instalasi peralatan produksi seperti *packer*, *safety valve*, dan *wellhead*. *Packer* berfungsi untuk memisahkan zona produksi dan mencegah aliran fluida yang tidak diinginkan, sedangkan *wellhead* menjadi komponen utama di permukaan yang mengontrol tekanan dan aliran hidrokarbon.

Selain itu, desain *completion* harus mempertimbangkan kondisi *reservoir*, karakteristik fluida, serta strategi produksi yang akan digunakan. Misalnya, pada *reservoir* dengan tekanan rendah, *completion* dapat dilengkapi dengan *artificial lift system* untuk membantu pengangkatan fluida. Menurut *Economides et al. (2000)*, pemilihan desain *completion* yang tepat tidak hanya memastikan aliran hidrokarbon berlangsung efisien, tetapi juga berpengaruh besar terhadap produktivitas sumur dan umur produksi jangka panjang.

##### 3.2.2 Tahap Pengangkatan Fluida (*Lifting*)

Tahap produksi dilakukan dengan mengangkat minyak bumi dari *reservoir* ke permukaan. Metode pengangkatan fluida dari dasar sumur ke permukaan disesuaikan dengan tekanan *reservoir* nya. Beberapa metode produksi adalah sebagai berikut:

## 1. Sembur Alam (*Natural Flow*)

Tahap pengangkatan fluida dengan sembur alam (*natural flow*) merupakan metode paling sederhana dan ekonomis dalam produksi migas. Pada kondisi ini, hidrokarbon dapat mengalir sendiri dari reservoir ke permukaan tanpa bantuan teknologi tambahan. Hal ini terjadi karena tekanan alami reservoir lebih tinggi dibandingkan tekanan di permukaan, sehingga fluida terdorong keluar melalui *tubing* produksi. *Natural flow* biasanya terjadi pada sumur-sumur baru atau reservoir dengan tekanan yang masih cukup besar.

Dalam praktiknya, *natural flow* sangat dipengaruhi oleh tekanan reservoir, permeabilitas batuan, serta sifat fisik fluida. Reservoir dengan tekanan tinggi dan kandungan gas yang signifikan akan lebih mudah menghasilkan sembur alam. Namun, aliran ini tidak dibiarkan keluar begitu saja. diperlukan sistem kendali mekanis di permukaan yang disebut dengan kesatuan *Wellhead* dan *Christmas Tree*.

*Wellhead* (Kepala Sumur) berfungsi sebagai fondasi mekanis utama yang dipasang di ujung atas lubang bor. Alat ini bertugas menahan beban rangkaian pipa (*casing* dan *tubing*) yang menggantung ribuan meter ke bawah, sekaligus menyekat ruang antar pipa agar tidak terjadi kebocoran tekanan. Di atas *wellhead* inilah dipasang rangkaian katup pengatur yang dikenal sebagai *Christmas Tree*.

*Christmas Tree* menjadi "gerbang kendali" utama bagi fluida yang menyembur secara alami. Dinamakan demikian karena bentuknya yang bercabang-cabang menyerupai pohon, yang terdiri dari berbagai katup (*valves*) dan pengatur aliran (*choke*). Melalui *Christmas Tree*, operator dapat mengatur besarnya debit aliran, melakukan penutupan darurat jika terjadi tekanan berlebih, serta memantau tekanan sumur secara real-time. Pada sistem *natural flow*, alat *choke* pada *Christmas Tree*

berperan vital untuk menciptakan tekanan balik (*back pressure*) guna menjaga agar reservoir tidak terkuras terlalu cepat yang dapat merusak formasi batuan.

Menurut Economides et al. (2000), *natural flow* merupakan tahap awal yang ideal karena tidak memerlukan biaya tambahan untuk peralatan pengangkatan, tetapi keberlanjutannya sangat bergantung pada kondisi reservoir. Oleh karena itu, monitoring tekanan melalui instrumen pada *Christmas Tree* sangat penting untuk menentukan kapan sumur akan mengalami penurunan kemampuan sembur alam dan perlu beralih ke metode *Artificial Lift* agar produksi di PT Pertamina EP Pangkalan Susu Field tetap optimal.



Gambar 3.3 *Wellhead dan Christmas Tree*

## 2. *Artificial Lift*

Tahap pengangkatan fluida dengan *artificial lift* dilakukan ketika tekanan alami reservoir tidak lagi cukup untuk mendorong hidrokarbon ke permukaan. Metode ini menggunakan teknologi tambahan untuk meningkatkan laju produksi dan menjaga keberlanjutan operasi sumur. *Artificial lift* menjadi solusi penting terutama pada PT Pertamina EP Pangkalan Susu Field, di mana tekanan reservoir cenderung menurun seiring waktu. Pemilihan metode *artificial lift* sangat bergantung pada kondisi reservoir, sifat fluida, serta pertimbangan teknis dan ekonomis *artificial lift* bukan

hanya sekadar solusi teknis, tetapi bagian dari strategi manajemen reservoir jangka panjang untuk menjaga stabilitas produksi. Dengan demikian, artificial lift menjadi tahapan krusial dalam siklus produksi migas, terutama pada lapangan yang sudah lama beroperasi seperti Pangkalan Susu.

*Artificial lift* memiliki berbagai jenis metode, di antaranya gas lift, pompa anggur (*beam pumping*), *electric submersible pump* (ESP), dan *hydraulic pumping* (HPU).

#### a. Gas Lift

Metode ini bekerja dengan menginjeksikan gas bertekanan tinggi ke dalam ruang anulus (ruang antara *casing* dan *tubing*). Gas tersebut masuk ke dalam pipa produksi melalui katup-katup khusus (*gas lift valves*) yang dipasang pada kedalaman tertentu. Prinsip utamanya adalah menurunkan densitas atau berat jenis kolom cairan di dalam sumur. Ketika gas bercampur dengan minyak, fluida menjadi lebih ringan, sehingga tekanan reservoir yang tersisa mampu mendorongnya naik ke permukaan dengan lebih mudah.

Sistem pengaliran gas pada metode *Gas Lift* dimulai dari pemanfaatan kompresor untuk menciptakan gas bertekanan tinggi. Gas tersebut didistribusikan melalui *injection manifold* menuju *Wellhead*, di mana alirannya diatur secara presisi menggunakan *choke* sebelum masuk ke ruang anulus (ruang antara *casing* dan *tubing*).

Dari permukaan, gas ditekan turun melalui anulus menuju *Gas Lift Valve* yang terpasang pada Mandrel di kedalaman tertentu. Katup-katup ini berfungsi mengalirkan gas ke dalam kolom cairan di dalam *tubing* untuk proses aerasi. Proses ini menurunkan densitas (berat jenis) fluida, sehingga tekanan reservoir mampu

mendorong minyak naik ke permukaan melalui *tubing*. Fluida produksi tersebut kemudian keluar melewati rangkaian katup pada *Christmas Tree* untuk dialirkan menuju fasilitas separasi.

#### b. Pompa Angguk (*Beam Pumping*)

Pompa angguk merupakan metode pengangkatan buatan yang menggunakan unit di permukaan untuk mengubah gerak rotasi motor menjadi gerak naik-turun (*reciprocating*). Gerakan ini diteruskan melalui rangkaian batang besi (*sucker rod*) menuju komponen pompa di dasar sumur. Mekanisme ini bekerja layaknya pompa air manual, di mana setiap ayunan "anggukan" di permukaan akan menghisap dan mengangkat minyak dari formasi ke dalam pipa produksi.

Metode ini dipilih karena desainnya yang tangguh, mudah diperbaiki, serta fleksibel terhadap fluktuasi laju produksi. Selain itu, biaya operasi dan perawatan yang relatif murah menjadikannya pilihan ekonomis untuk menjaga keberlanjutan produksi pada sumur-sumur vertikal.

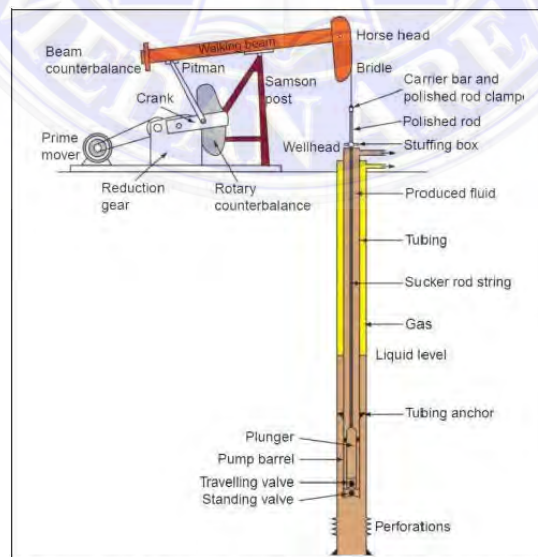
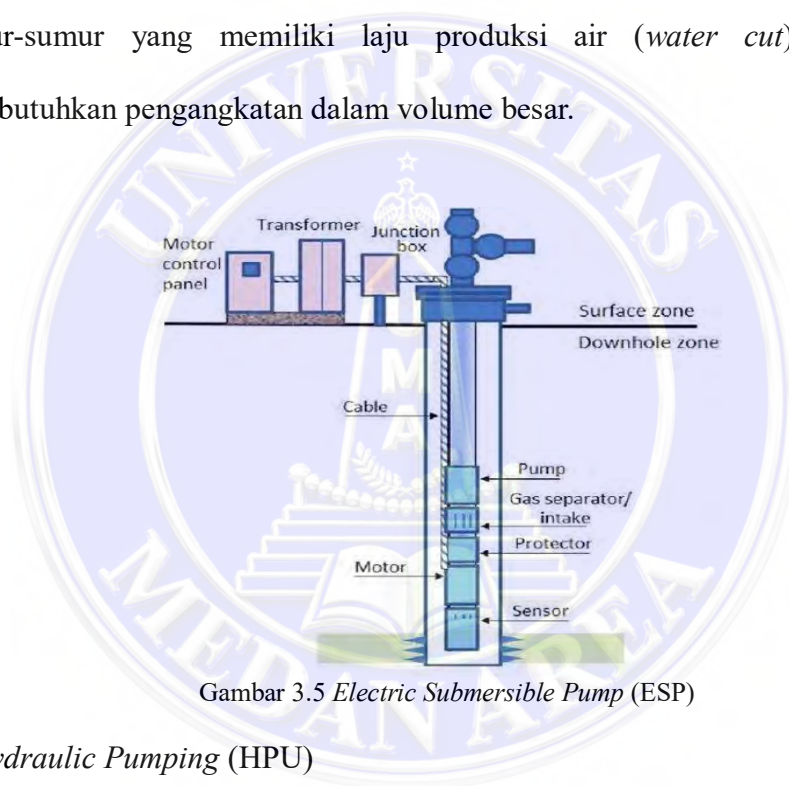


Figure 2. Typical configuration of a sucker rod pump (Bellarby, 2009).

Gambar 3.4 Pompa Angguk (*Beam Pumping*)

### c. *Electric Submersible Pump (ESP)*

Berbeda dengan pompa angguk, ESP adalah pompa sentrifugal bertingkat yang seluruh unitnya (motor dan pompa) ditenggelamkan jauh di dalam cairan sumur. Motor listrik bawah tanah memutar kipaskipas (*impeller*) dengan kecepatan sangat tinggi. Putaran ini memberikan energi kinetik yang besar pada fluida, mengubahnya menjadi tekanan yang kuat untuk mendorong volume minyak yang sangat besar langsung ke permukaan. ESP sangat diandalkan untuk sumur-sumur yang memiliki laju produksi air (*water cut*) tinggi atau membutuhkan pengangkatan dalam volume besar.



Gambar 3.5 *Electric Submersible Pump (ESP)*

### d. *Hydraulic Pumping (HPU)*

Metode ini menggunakan prinsip hidrolik sebagai tenaga penggerak utamanya. Alih-alih menggunakan beban penyeimbang beton yang besar seperti pada pompa angguk konvensional, HPU memanfaatkan tekanan cairan (minyak atau air) dari permukaan untuk menggerakkan piston di bawah sumur atau silinder hidrolik di kepala sumur. HPU sering menjadi pilihan karena desainnya yang lebih ringkas dan

fleksibel dalam pengaturan panjang langkah pompa, sehingga sangat efektif untuk lokasi sumur dengan ruang yang terbatas.



Gambar 3.6 *Hydraulic Pumping* (HPU)

### 3.3 Fasilitas Produksi

Fasilitas produksi merupakan rangkaian sarana dan prasarana yang digunakan untuk mengolah fluida hasil produksi dari sumur migas sebelum disalurkan ke konsumen atau diproses lebih lanjut. Di PT Pertamina EP Pangkalan Susu Field, fasilitas produksi berfungsi untuk memisahkan, menampung, mengendalikan mutu, serta mendistribusikan minyak dan gas bumi secara aman dan efisien. Tahapan ini sangat penting karena fluida yang keluar dari sumur biasanya berupa campuran minyak, gas, air, dan partikel padat yang harus dipisahkan dan diolah terlebih dahulu.

#### 3.3.1 Gathering Line Dan Manifold

Proses transportasi fluida dimulai segera setelah minyak, gas, dan air keluar dari *Christmas Tree*. Fluida produksi ini dialirkan melalui pipa penyalur yang disebut *Flowline*. Pipa ini menghubungkan setiap sumur individu menuju fasilitas penampungan sementara atau stasiun pengumpul. *Flowline* dirancang untuk

menahan tekanan serta temperatur fluida dari *reservoir* agar proses pengaliran berjalan stabil tanpa hambatan (*pressure drop*) yang berarti.



Gambar 3.7 Stasiun Pengumpul XII

Setelah menempuh jarak tertentu, beberapa *flowline* dari berbagai sumur akan bertemu di satu titik pusat di stasiun pengumpul yang disebut *Manifold*. *Manifold* merupakan rangkaian pipa dan katup yang berfungsi sebagai terminal pengumpul sekaligus pengatur distribusi fluida. Di dalam manifold, operator dapat melakukan dua fungsi utama yaitu *Production Header* yang menggabungkan aliran dari seluruh sumur untuk dialirkan menuju proses pemisahan utama (*Separator*). Dan *Test Header* yang memisahkan satu sumur tertentu untuk dialirkan ke tabung pemisah uji (*Test Separator*) guna mengukur laju produksi harian sumur tersebut secara spesifik tanpa mengganggu aliran sumur lainnya.



Gambar 3.8 *Manifold*



Gambar 3.9 *Flow Line*

*Gathering Line* adalah pipa utama berdiameter lebih besar yang berfungsi sebagai arteri penghubung antara *manifold* dengan unit pemisahan (*Separator*). Jika *flowline* hanya membawa fluida dari satu sumur spesifik, *gathering line* membawa campuran fluida (minyak, gas, dan air) dari seluruh sumur yang telah disatukan di dalam *manifold*.

*Gathering line* berperan sebagai jalur transportasi massal di dalam stasiun pengumpul. Pipa ini dirancang untuk mengalirkan fluida dalam volume besar dengan menjaga stabilitas tekanan agar fluida tetap bergerak lancar menuju tahap Separasi. Di sepanjang jalur ini, sering kali dipasang sensor tekanan (*pressure*

*gauge*) dan sensor suhu untuk memantau kondisi aliran secara *real-time* sebelum memasuki tangki pemisah. Efisiensi pada *gathering line* sangat krusial; hambatan kecil pada jalur ini dapat menyebabkan tekanan balik (*back pressure*) yang akan menghambat laju produksi seluruh sumur yang terhubung pada *manifold* tersebut.



Gambar 3.10 *Gathering Line*

### 3.3.2 Proses Separasi

Proses separasi merupakan tahapan inti dalam fasilitas produksi migas, karena fluida yang keluar dari sumur biasanya berupa campuran minyak, gas, air, dan partikel padat. Agar dapat dimanfaatkan sesuai kebutuhan, fluida tersebut harus dipisahkan melalui peralatan khusus. Di PT Pertamina EP Pangkalan Susu Field, proses separasi dilakukan secara bertahap seperti berikut:

#### 1. *Separator*

*Separator* adalah bejana tekan yang berfungsi memisahkan fluida produksi menjadi minyak, gas, dan air berdasarkan perbedaan densitas. Fluida dari sumur masuk ke *separator*, kemudian arah dan kecepatan aliran diubah sehingga terjadi pemisahan alami: gas naik ke bagian atas, minyak berada di tengah, dan air terkumpul di bawah. *Separator* biasanya dilengkapi dengan inlet diverter untuk

mengarahkan aliran, *gravity settling section* sebagai area pemisahan utama, serta *mist extractor* untuk menangkap butiran cairan halus yang terbawa gas. Dengan desain ini, kualitas minyak dan gas yang keluar dari separator lebih terjamin sebelum masuk ke tahap pemrosesan berikutnya.

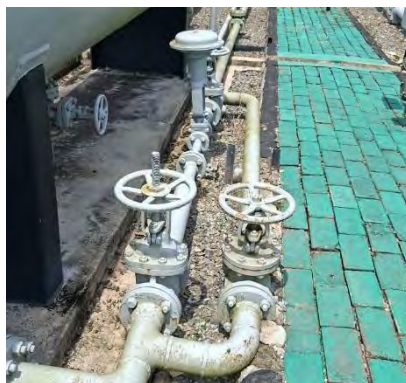


Gambar 3.11 Separator

## 2. Tangki Pengumpul (*Storage Tank*)

Setelah fluida sumur masuk ke dalam *Separator*, terjadi pemisahan *fase* berdasarkan perbedaan massa jenis. Minyak, yang memiliki berat jenis lebih ringan daripada air namun lebih berat daripada gas, akan terkumpul di bagian tengah bejana (pada *separator 3 fase*). Dari titik ini, perjalanan minyak menuju tangki pengumpul dimulai melalui tahapan berikut:

a. Pengendalian Keluar (*Discharge Control*)



Gambar 3.12 *Discharge Control*

Minyak tidak mengalir begitu saja, melainkan diatur oleh alat yang disebut *Level Control Valve (LCV)*. LCV ini bekerja berdasarkan pelampung di dalam *separator*. Ketika level minyak mencapai ketinggian tertentu, katup akan terbuka otomatis untuk mengalirkan minyak keluar melalui jalur *Oil Outlet*. Hal ini penting agar tekanan di dalam separator tetap terjaga dan tidak ada gas yang ikut terikut ke jalur minyak.

b. Pengukuran Volume (*Flow Metering*)



Gambar 3.13 *Flow Metering*

Sebelum memasuki tangki raksasa, minyak biasanya melewati alat ukur atau *Flow Metering*. Tujuannya adalah untuk mencatat secara akurat berapa barrel

minyak yang diproduksi oleh stasiun pengumpul tersebut pada hari itu. Data ini sangat krusial untuk laporan produksi harian perusahaan.

c. Penampungan (*Settling di Storage Tank*)



Gambar 3.14 *Crude Oil Tank*

Setelah *Crude Oil Tank* terisi penuh, minyak mentah segera disiapkan untuk dikirim menuju *Main Gathering Station* (MGS). Proses pemindahan ini dilakukan menggunakan unit *Vaccum truck* yang akan menyedot atau memvakum minyak langsung dari dalam tangki melalui selang isap bertekanan tinggi. Begitu muatan di dalam truk penuh dan seluruh katup pengaman terkunci rapat, minyak tersebut langsung dibawa menuju MGS untuk dikumpulkan dan diproses lebih lanjut bersama minyak dari lapangan lainnya.

#### d. Pengambilan Sampel



Gambar 3.15 Sampel Minyak

Sebelum unit *Vaccum truck* diizinkan berangkat menuju MGS, petugas akan mengambil sampel minyak mentah dari dalam tangki untuk diuji di laboratorium. Pengujian ini sangat penting guna memastikan kualitas minyak, khususnya untuk mengukur kadar air dan sedimen, sehingga data volume dan kualitas yang dikirim tercatat dengan akurat sesuai standar perusahaan.



Gambar 3.16 Scrubber

#### 3. Kompresor

Kompresor berfungsi meningkatkan tekanan gas agar dapat dialirkan ke jaringan distribusi atau digunakan kembali dalam sistem produksi. Pada lapangan tua, tekanan reservoir cenderung menurun sehingga gas tidak mampu mengalir dengan sendirinya. Kompresor bekerja dengan menghisap gas bertekanan rendah,

kemudian menekannya ke tingkat tekanan yang lebih tinggi. Kompresor biasanya dilengkapi dengan sistem pendingin, kontrol otomatis, dan perlindungan keselamatan untuk menjaga efisiensi serta mencegah kerusakan akibat overpressure. Menurut *Economides et al.* (2000), kompresor merupakan komponen vital dalam menjaga kontinuitas produksi gas.



Gambar 3.17 Kompresor

#### 4. *Discharge Scrubber*

*Discharge scrubber* adalah unit tambahan yang dipasang setelah kompresor untuk memastikan gas yang keluar benar-benar bersih dari cairan atau partikel padat. Gas yang telah dikompresi sering kali masih membawa sisa cairan, sehingga *discharge scrubber* berfungsi sebagai penyaring terakhir sebelum gas dialirkan ke konsumen atau digunakan kembali dalam sistem *gas lift*. Dengan adanya *discharge scrubber*, kualitas gas yang dijual lebih terjamin dan risiko kerusakan peralatan downstream dapat diminimalkan.

Setelah keluar dari *discharge scrubber*, gas mengalir melalui *discharge line*, yaitu jaringan pipa bertekanan tinggi yang dirancang khusus untuk menyalurkan gas hasil olahan. Jalur ini dilengkapi dengan alat ukur presisi berupa *Gas Metering Station* atau *Orifice Meter* untuk menghitung volume gas yang akan dialirkan secara akurat.



Gambar 3.18 *Discharge Scrubber*

### 3.4 Laboratorium



Gambar 3.19 *Laboratorium Petroleum Engineering*

Laboratorium Petroleum Engineering di PT Pertamina EP Pangkalan Susu Field merupakan fasilitas penunjang penting yang berfungsi sebagai pusat pengecekan kualitas cairan hasil produksi. Di laboratorium ini, dilakukan pengambilan contoh atau sampel untuk menguji komoditas utama melalui analisa fluida yang terdiri dari analisa minyak, analisa air, dan analisa gas.

Pengujian minyak bertujuan untuk memastikan kualitas minyak mentah hasil pemisahan sudah sesuai standar sebelum dikirim ke konsumen. Pengujian air dilakukan untuk memantau karakteristik air terproduksi, sementara pengujian gas dilakukan untuk memeriksa kandungan gas agar layak digunakan kembali atau

disalurkan. Seluruh rangkaian pengujian ini memastikan bahwa produk yang dihasilkan di Pangkalan Susu Field selalu terjaga kualitasnya sesuai dengan standar perusahaan yang berlaku.

### 1. Analisa Minyak (*Crude Oil Analysis*)

Analisis ini bertujuan untuk mengetahui sifat-sifat fisik dan kimia dari minyak mentah yang diproduksi. Hasil analisis ini penting untuk penanganan di permukaan dan juga untuk menentukan nilai jual minyak.

- a. Pengujian Viskositas: Mengukur kekentalan minyak. Viskositas yang rendah menunjukkan minyak lebih mudah mengalir, sementara viskositas tinggi memerlukan perlakuan khusus agar dapat diproduksi secara efisien.



Gambar 3.20 *Viscometer*

- b. Pengujian Densitas (API Gravity): Mengukur berat jenis minyak dibandingkan dengan air. Satuan yang umum digunakan adalah API Gravity. Minyak dengan API Gravity tinggi (light crude) lebih berharga dan mudah diproduksi.
- c. Penentuan Warna : Penentuan warna minyak dengan menggunakan warna pembanding (liquid jernih). Dimana bernilai 0 apabila tidak berwarna dan 8 apabila keruh.



Gambar 3.21 *Union Color Meter*

- d. Pengujian Titik Tuang (Pour Point): Menentukan suhu terendah di mana minyak masih dapat mengalir. Data ini penting untuk merancang fasilitas pengangkutan, terutama di daerah dengan suhu rendah.



Gambar 3.22 *Cloud and Pour Point*

- e. Pengujian Kandungan Air dan Sedimen (BS&W): Mengukur persentase air dan padatan terlarut dalam minyak mentah. Kandungan air dan sedimen yang tinggi dapat merusak peralatan dan menurunkan kualitas minyak.



Gambar 3.23 Centrifuge Laboraturium

## 2. Analisa Air ( *Produced Water Analysis* )

Air yang diproduksi bersama minyak dan gas (produced water) harus dianalisis secara rutin. Analisis ini memiliki implikasi penting terhadap operasional dan lingkungan.

- a. Pengujian Salinitas : Mengukur kadar garam terlarut, biasanya dalam satuan ppm (parts per million). Salinitas yang tinggi dapat menyebabkan korosi pada pipa dan peralatan.



Gambar 3.24 *Scale*



Gambar 3.25 *Cutting*

- b. Pengujian pH : Menentukan tingkat keasaman atau kebasaan air. pH yang terlalu rendah (asam) dapat mempercepat korosi.
- c. Pengujian Minyak dalam Air : Mengukur konsentrasi minyak yang masih tersisa di dalam air produksi. Data ini sangat penting untuk memastikan air limbah yang akan dibuang ke lingkungan telah memenuhi standar baku mutu.

## 2. Analisa Gas ( *Natural Gas Analysis* )

Analisis gas alam yang diproduksi sangat penting untuk menentukan komposisi dan nilai kalorinya, yang berpengaruh pada pemanfaatannya.

- a. Analisis Komposisi Gas : Menggunakan kromatografi gas untuk mengidentifikasi persentase setiap komponen gas, seperti metana ( $\text{CH}_4$ ), etana ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), propana ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), butana ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ), serta gas nonhidrokarbon seperti karbon dioksida ( $\text{CO}_2$ ) dan nitrogen ( $\text{N}_2$ ).



Gambar 3.26 Gas Chromatography

*Bomb gas* adalah istilah yang digunakan pada sebuah tabung atau wadah bertekanan tinggi yang digunakan untuk mengambil dan mengangkut sampel gas dari sumur produksi. Dalam operasional di Pertamina EP Pangkalan Susu Field, pengambilan sampel gas menggunakan bomb gas merupakan bagian dari analisis fluida yang dilakukan di laboratorium Petroleum Engineering. Tujuan utama penggunaan *bomb gas* adalah untuk menyimpan sampel gas pada kondisi tekanan dan suhu yang mendekati kondisi aslinya di dalam sumur atau pipa. Ini sangat penting untuk mendapatkan data yang akurat, karena sifat-sifat fisik gas (seperti volume dan densitas) sangat dipengaruhi oleh tekanan dan suhu. Jika sampel gas diambil pada tekanan atmosfer biasa, komposisi dan karakteristiknya bisa berubah, terutama gas-gas berat (seperti butana dan pentana) yang mungkin mengembun menjadi cair.



Gambar 3.27 *Bomb Gas*

### 3.5 Main Gathering Station (MGS)

Proses distribusi minyak mentah dari Stasiun Pengumpul (SP) menuju titik serah terima akhir di Main Gathering Station (MGS) melibatkan integrasi transportasi darat dan fasilitas pemuatan laut sebagai berikut:

#### 1. Pengangkutan dengan *Vacuum Truck*



Gambar 3.28 *Vacuum Truck*

Proses dimulai dengan mobilisasi unit *Vacuum Truck* menuju stasiunstasiun pengumpul (SP) untuk mengambil minyak mentah yang tersimpan di dalam *storage tank* lapangan. Dengan sistem hisap kedap udara, minyak dimuat ke dalam tangki truk untuk dibawa menuju *Main Gathering Station* (MGS). Operasi ini dilakukan dengan pengawasan ketat terhadap volume dan aspek keselamatan guna mencegah terjadinya tumpahan (*oil spill*) selama perjalanan.



Gambar 3.29 MGS

## 2. Proses *Unloading* di *Main Storage Tank*



Gambar 3.30 Proses *Unloading*

Setibanya di MGS, *Vacuum Truck* memasuki area *Unloading Station*. Di titik ini, dilakukan proses bongkar muat (*unloading*) di mana minyak dialirkan ke dalam *Main Storage Tank* (Tangki Timbun Utama). Kapasitas tangki yaitu 28.000-78.000 Barel. Rata-rata ketika kapasitas tangka sudah berada di  $\pm 35.000$  Barel sudah transfer ke Tanker.



Gambar 3.31 Main Storage Tank (*Tangki Timbun Utama*)

Sebelum masuk ke tangki, minyak melewati sistem penyaringan dan pengukuran volume untuk memastikan data penerimaan harian tercatat secara akurat. Tangki ini berfungsi sebagai pusat konsolidasi seluruh produksi minyak dari berbagai lapangan sebelum siap untuk dikapalkan.

### 3. Distribusi melalui Jalur *Loading Line*



Gambar 3.32 *Loading Lane*

Tahap krusial dimulai saat proses pemuatan ke kapal (*loading*) dilakukan. Minyak dari tangki timbun dipompa menuju fasilitas dermaga atau titik penambatan melalui *Loading Line*, yaitu jaringan pipa transmisi raksasa yang dirancang untuk pengiriman volume besar. Jalur pipa ini memiliki bentang panjang yang terbagi menjadi dua medan utama:

- a. Segmen Darat: Minyak menempuh perjalanan sejauh  $\pm 17$  Km melalui pipa darat yang melintasi jalur distribusi hingga mencapai bibir pantai.
- b. Segmen Laut (Submarine Pipeline): Pipa berlanjut menuju dasar laut (*offshore*)  $\pm 14,7$  Km untuk menjangkau area laut dalam agar dapat dijangkau oleh kapal tanker besar.

#### 4. Proses *Mooring* dan Penambatan Kapal

Sebelum pengaliran minyak dilakukan, kapal tanker tujuan harus melakukan proses *Mooring* (penambatan) pada fasilitas dermaga khusus atau pelampung tambat lepas Pantai SPM (*Single Point Mooring*). Di bawah arahan *Mooring Master*, kapal diposisikan secara stabil agar *loading hose* (selang penghubung) antara ujung pipa laut dan *manifold* kapal tidak mengalami tegangan berlebih akibat arus atau gelombang laut.

#### 5. Pemuatan ke *Tanker* (*Loading Operation*)



Gambar 3.33 Tanker

Setelah koneksi pipa dipastikan kedap, pompa pengiriman (*shipping pump*) di MGS akan mendorong minyak melintasi jalur pipa transmisi hingga masuk ke dalam palka kapal tanker. Selama operasional berlangsung, komunikasi secara *real-time* antara operator darat dan awak kapal dilakukan untuk memantau

tekanan aliran serta memastikan stabilitas transfer fluida. Proses ini diakhiri dengan pengukuran akhir (*ullaging*) pada tangki kapal dan penandatanganan berita acara serah terima minyak sebagai bukti sah bahwa produk telah berpindah tangan dan siap diberangkatkan menuju kilang pengolahan.

### 3.6 Sistem Pengelolaan Air Terproduksi dan Limbah Cair

Secara umum, penanganan limbah cair atau air terproduksi di PT Pertamina EP Pangkalan Susu Field dilakukan melalui sistem pemisahan bertahap untuk memastikan integritas lingkungan dan efisiensi produksi. Berdasarkan hasil observasi yang kami lakukan di Stasiun Pengumpul (SP) XII sebagai representasi lapangan, proses ini melibatkan fasilitas utama berupa tangki FWKO, sistem pompa WIP, dan unit pemulihan minyak (oil recovery).

#### 1. Proses Pemisahan pada Tangki FWKO

Fluida yang berasal dari separator dialirkan menuju tangki FWKO (Free Water Knock Out). Di dalam tangki ini, terjadi pemisahan fase antara minyak dan air berdasarkan perbedaan densitas secara gravitasi. Minyak yang terpisah akan dialirkan menuju Crude Oil Tank (Tangki Minyak Mentah) untuk penampungan sementara. Meskipun telah melalui proses pemisahan, pada praktiknya masih terdapat sisa volume air (water cut) di dalam tangki minyak mentah, serta sisa lapisan minyak tipis di dalam tangki FWKO, namun dalam volume yang sangat minimal.

Air yang telah dipisahkan di tangki FWKO kemudian dialirkan menuju pompa WIP (Water Injection Plant). Di fasilitas ini, air menjalani proses penyaringan

akhir guna memastikan kualitasnya memenuhi standar teknis sebelum dialirkan melalui flow lane untuk disuntikkan kembali ke dalam sumur-sumur injeksi.

## 2. Sistem Pemulihan Minyak melalui Cellar Tank (Selobak)

Untuk meminimalisir kehilangan produksi dan mencegah pencemaran lingkungan, SP XII dilengkapi dengan Cellar Tank atau yang biasa disebut Selobak. Bak penampung ini berfungsi untuk menangkap ceceran minyak atau sisa fluida yang berasal dari:

- Area saluran air area mesin dan pompa.
- Proses membuang endapan tangki.
- Ceceran saat proses perbaikan pipa atau alat.

Minyak yang terkumpul di dalam selobak tidak dibuang, melainkan dipompa kembali menuju tangki FWKO untuk diproses ulang (re-process). Di sana, minyak tersebut akan dipisahkan kembali ke tangki minyak mentah, sementara airnya akan menyatu dengan aliran menuju pompa WIP untuk diinjeksi kembali ke reservoir. Sistem sirkulasi ini memastikan bahwa operasional di SP XII berjalan dengan prinsip efisiensi sumber daya dan perlindungan lingkungan yang maksimal.



Gambar 3.34 (FWKO)Sistem Pengelolaan Air Terproduksi dan Limbah Cair.



Gambar 3.35 (Selobak) Sistem Pengelolaan Air Terproduksi dan Limbah Cair.

## BAB IV

### TUGAS KHUSUS

#### 4.1 Judul

#### **"Identifikasi sistem tanggap darurat pada fasilitas TU-05 menggunakan metode HIRARC"**

##### 4.1.1 Pendahuluan

Pada bab ini, akan dipaparkan hasil identifikasi dan analisis mengenai sistem tanggap darurat di **Fasilitas TU-05** dengan menggunakan metode *Hazard Identification, Risk Assessment, and Risk Control (HIRARC)*. Fokus utama dari pembahasan ini adalah memetakan potensi bahaya yang ada, menilai tingkat risiko yang ditimbulkan, serta menentukan langkah pengendalian yang tepat guna meningkatkan efektivitas sistem tanggap darurat di fasilitas tersebut.

Proses analisis dilakukan melalui beberapa tahapan sistematis, yaitu:

1. **Identifikasi Bahaya (*Hazard Identification*):** Mengidentifikasi seluruh sumber bahaya baik dari aspek operasional, peralatan, maupun lingkungan di Fasilitas TU-05.
2. **Penilaian Risiko (*Risk Assessment*):** Melakukan evaluasi terhadap peluang terjadinya kecelakaan dan tingkat keparahan yang dihasilkan.
3. **Pengendalian Risiko (*Risk Control*):** Menentukan langkah-langkah mitigasi berdasarkan hierarki pengendalian untuk meminimalisir dampak keadaan darurat.

Di sinilah metode HIRARC (Hazard Identification, Risk Assessment and Risk Control) menjadi relevan. HIRARC bukan sekadar daftar bahaya. Ia adalah kerangka analitis untuk:

- a) Mengidentifikasi potensi sumber kebakaran secara sistematis
- b) Menilai kemungkinan dan dampaknya secara terukur.

A. Menentukan prioritas pengendalian berdasarkan tingkat risiko

Metode **Hazard Identification, Risk Assessment, and Risk Control (HIRARC)** merupakan pendekatan sistematis yang digunakan untuk mengidentifikasi potensi bahaya, menilai tingkat risiko berdasarkan kemungkinan dan keparahan, serta menentukan langkah pengendalian yang tepat. Dengan menggunakan metode ini, evaluasi sistem tanggap darurat dapat dilakukan secara terstruktur dan berbasis risiko, bukan sekadar pemeriksaan administratif.

Alasan peneliti sendiri mengambil metode *Hazard Identification, Risk Assessment And Risk Control (HIRARC)* ialah karena tingkat kecelakaan kerja dan berbagai ancaman keselamatan dan kesehatan kerja (K3) masih cukup tinggi pada sektor industri. Keselamatan kerja dimaksudkan untuk mencegah, mengurangi, melindungi bahkan menghilangkan resiko kecelakaan kerja (*zero accident*) pada tenaga kerja melalui pencegahan timbulnya kecelakaan kerja yang diakibatkan selama melakukan kegiatan. Oleh karena itu setiap perusahaan yang memiliki resiko kecelakaan kerja dapat melakukan identifikasi bahaya salah satunya dengan metode *Hazard Identification, Risk Assessment And Risk Control (HIRARC)*.

#### 4.1.2 Latar Belakang

Lingkungan operasi PT Pertamina EP memiliki beberapa karakteristik risiko kebakaran, antara lain:

- a. Penyimpanan dan pengaliran fluida hidrokarbon
- b. Peralatan proses bertekanan dan bertemperatur tinggi
- c. Sistem kelistrikan area classified (hazardous area)
- d. Aktivitas hot work dan pekerjaan perawatan
- e. Potensi pelepasan gas mudah terbakar

Meskipun perusahaan telah memiliki sistem tanggap darurat, beberapa faktor yang berpotensi menurunkan efektivitas sistem antara lain:

- a. Ketidaksesuaian kapasitas media pemadam dengan potensi beban api aktual
- b. Akses hydrant yang tidak optimal
- c. Kurangnya simulasi keadaan darurat
- d. Respons time tim tanggap darurat yang belum terukur

Dokumentasi HIRARC yang belum diperbarui sesuai kondisi eksisting. Apabila evaluasi tidak dilakukan secara berbasis risiko, maka sistem tanggap darurat hanya bersifat administratif, bukan operasional. Dalam industri migas, kegagalan sistem tanggap darurat bukan hanya menyebabkan kerugian finansial, tetapi juga dapat berdampak pada korban jiwa dan gangguan operasional jangka panjang.

#### 4.1.3 Rumusan Masalah

1. Apa saja potensi bahaya (*hazards*) yang terdapat pada operasional **Fasilitas TU-05** yang dapat memicu keadaan darurat?
2. Bagaimana tingkat risiko (*risk level*) dari setiap potensi bahaya yang telah diidentifikasi dengan menggunakan metode **HIRARC**?
3. Bagaimana rekomendasi pengendalian risiko dan perbaikan sistem tanggap darurat yang sesuai untuk meminimalisir dampak kecelakaan di Fasilitas TU-05?

#### 4.1.4 Batasan Masalah

1. **Ruang Lingkup Lokasi:** Penelitian ini hanya dilakukan pada area operasional **Fasilitas TU-05** dan tidak mencakup fasilitas pendukung atau unit kerja lain di luar area tersebut.
2. **Metodologi:** Analisis risiko dibatasi pada penggunaan metode **HIRARC** (*Hazard Identification, Risk Assessment, and Risk Control*) untuk mengevaluasi sistem tanggap darurat.
3. **Fokus Keadaan Darurat:** Identifikasi bahaya difokuskan pada potensi keadaan darurat yang umum terjadi di fasilitas teknis, seperti kebakaran, ledakan, kebocoran material (jika ada), dan kecelakaan kerja fatal.

#### 4.1.5 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan yang ingin dicapai dari penelitian ini adalah :

1. Untuk mengetahui identifikasi bahaya dengan metode *Hazard Identification, Risk Assessment And Risk Control* (HIRARC).
2. Untuk mengetahui penilaian risiko dengan metode *Hazard Identification, Risk Assessment And Risk Control* (HIRARC).

#### 4.1.6 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat-manfaat yang diharapkan dapat diperoleh dari penelitian ini adalah

1. Bagi mahasiswa, yakni dapat menjadi sumber pembelajaran dan pengetahuan yang telah diterima selama menjalani perkuliahan, khususnya dibidang keselamatan dan kesehatan kerja. Selain itu juga, penulis dapat melihat dan menerapkan secara nyata suatu konsep ilmu di lapangan kerja
2. Bagi Fakultas Teknik Industri, yakni dapat menjadi literatur yang akan semakin memperkaya penerapan ilmu kesehatan masyarakat pada bidang kesehatan dan keselamatan kerja di lapangan kerja, serta menjadi bahan literatur bagi penelitian oleh fakultas maupun mahasiswa dikemudian hari. Dan nantinya hasil penelitian akan diberikan kepada pihak fakultas sehingga dapat menjadi sarana pendukung peningkatan kualitas pengajaran.
3. Bagi perusahaan, hasil dari penelitian ini dapat menjadi informasi dan masukan kepada perusahaan tentang potensi bahaya yang terdapat pada pekerjaan bagian TU-05.

#### 4.2 Landasan Teori

##### 4.2.1 Metode HIRARC

##### ***HIRARC (Hazard Identification, Risk Assesment and Risk Control)***

Menurut Ramli (2010) “HIRARC adalah serangkaian proses mengidentifikasi bahaya yang dapat terjadi dalam aktifitas rutin ataupun non rutin di perusahaan kemudian melakukan penilaian risiko dari bahaya tersebut lalu membuat program pengendalian bahaya tersebut agar dapat diminimalisir tingkat risikonya ke yang lebih rendah dengan tujuan mencegah terjadi kecelakaan”.

### **Identifikasi Bahaya (*Hazard Identification*) Menurut Ramli (2010)**

“Identifikasi bahaya adalah upaya sistematis untuk mengetahui adanya bahaya dalam aktivitas organisasi”. Setiap tempat kerja yang melaksanakan identifikasi risiko dari setiap peristiwa lalu dilakukan pertimbangan kondisi dalam menentukan risiko adalah sebagai berikut:

1. Kondisi operasi normal (N) : Pekerjaan sehari-hari dan sesuai prosedur
2. Kondisi operasi abnormal (A) : Pekerjaan diluar prosedur
3. Kondisi darurat (E) : Keadaan yang sulit dikendalikan

### **Penilaian Risiko (*Risk Assessment*) Menurut Ramli (2010)**

Penilaian risiko adalah upaya untuk menghitung besarnya suatu risiko dan menetapkan apakah risiko tersebut dapat diterima atau tidak. Penilaian risiko digunakan untuk menentukan tingkat risiko ditinjau dari kemungkinan terjadinya (*likelihood*) dan keparahan yang dapat ditimbulkan (*severity*). Metode kualitatif menurut standar AS/NZS 4360, kemungkinan atau *likelihood* diberi rentang antara suatu risiko yang jarang terjadi sampai dengan risiko yang dapat terjadi setiap saat. Untuk keparahan atau *severity* dikategorikan antara kejadian yang tidak menimbulkan cedera atau hanya kerugian kecil yang paling parah jika dapat menimbulkan kejadian fatal (meninggal dunia) atau kerusakan besar terhadap aset perusahaan.

Tabel 1. Ukuran Kualitatif likelihood pada standar  
AS/NZS 4360-2004

| Tingkat | Deskripsi      | Keterangan                |
|---------|----------------|---------------------------|
| A       | Almost Certain | Dapat Terjadi Setiap Saat |
| B       | likely         | Sering Terjadi            |
| C       | possible       | Dapat Terjadi Sekali-kali |
| D       | Unlikely       | Jarang terjadi            |

Tabel 2. ukuran Kualitatif Severity pada Standar AS/NZS 4360-2004

| Tingkat | Deskripsi            | Keterangan                                                                                       |
|---------|----------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1       | <i>Insignificant</i> | Tidak terjadi cedera, kerugian financial sedikit                                                 |
| 2       | <i>Minor</i>         | Cidera Ringan, kerugian financial sedang                                                         |
| 3       | <i>Moderate</i>      | Cidera sedang, perlu penanganan medis, kerugian financial besar                                  |
| 4       | <i>Major</i>         | Cidera berat $\geq 1$ orang, kerugian besar, gangguan produksi                                   |
| 5       | <i>Catastrophic</i>  | Fatal $\geq 1$ orang, kerugian sangat besar dan dampak sangat luas, terhentinya seluruh kegiatan |

Tabel 3. skala ukur kemungkinan (likelihood)

| Level | Tingkat Kemungkinan  | Definisi                                                 |
|-------|----------------------|----------------------------------------------------------|
| 1     | Jarang Sekali        | Kecelakaan Terjadi dalam 5 tahun sekali.                 |
| 2     | Kadang-Kadang        | Kecelakaan terjadi dengan rentan waktu 2-5 tahun sekali. |
| 3     | Dapat Terjadi        | Kecelakaan dengan rentan waktu 1-2 tahun.                |
| 4     | Sering Terjadi       | Kecelakaan terjadi dalam waktu 2-10 bulan sekali.        |
| 5     | Hampir Pasti Terjadi | Kecelakaan terjadi dalam waktu sebulan sekali.           |

Tabel 4. Skala Ukur Tingkat Keparahan(Severity)

| Level | Tingkat Keparahan | Definisi                                                                                                                                                |
|-------|-------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1     | Tidak terdampak   | Jika Tidak ada dampak yang diakibatkan sangat kecil bagi manusia, proses produksi, property atau menyebabkan perawatan fisik sedikitnya dalam 15 menit. |
| 2     | Kecil             | Jika terjadi luka kecil tetapi cukup hanya dirawat oleh tim P3K dan/menyebabkan satu hari kerja hilang atau kurang.                                     |
| 3     | Sedang            | Jika terjadi cedera sedang, perlu penanganan medis, menyebabkan sedikitnya dua hari kerja hilang atau kurang.                                           |
| 4     | Berat             | Jika terjadi luka berat dan membutuhkan perawatan di rumah sakit dan atau menyebabkan hari kerja hilang lebih dari dua hari                             |
| 5     | Sangat berat      | Jika dampak yang terjadi mengakibatkan cacatan permanen atau parsial atau bahkan kematian.                                                              |

Tabel 5. Skala Risk Rating Pada Standar AS/NZS 4360-2004

| Kemungkinan<br>(Likelihood) | Keparahan (Severity) |   |    |    |
|-----------------------------|----------------------|---|----|----|
|                             | 1                    | 2 | 3  | 4  |
| 1                           | 1                    | 2 | 3  | 4  |
| 2                           | 2                    | 4 | 6  | 8  |
| 3                           | 3                    | 6 | 9  | 12 |
| 4                           | 4                    | 8 | 12 | 16 |

#### 4.2.2 Matriks Penilaian Risiko

Penentuan level risiko dilakukan dengan mengalikan nilai Peluang (L) dan Keparahan (S) menggunakan rumus:

$$RR = L \times S$$

Hasil perkalian tersebut kemudian dikategorikan ke dalam matriks berikut:

- 1 - 3 (Low): Risiko dapat diterima, kontrol rutin diperlukan.
- 4 - 9 (Medium): Perlu tindakan pengendalian dalam jangka waktu tertentu.
- 10 - 16 (High): Perlu tindakan segera dan pengawasan ketat.
- 20 - 25 (Extreme): Pekerjaan dihentikan, diperlukan langkah darurat segera

### 4.3 Metodologi Penelitian

#### 4.3.1 jenis dan pendekatan Penelitian

Penelitian ini menggunakan pendekatan deskriptif-analitis dengan metode semi-kuantitatif melalui penerapan HIRARC (Hazard Identification, Risk Assessment, and Risk Control).

Pendekatan ini dipilih karena:

- Penelitian bertujuan mengevaluasi sistem yang sudah ada
- Risiko dinilai berdasarkan parameter kemungkinan dan keparahan

### 4.3.2 Teknik Pengumpulan Data

#### 1. Observasi Lapangan

Dilakukan untuk:

- a. Mengidentifikasi sumber bahan bakar
- b. Mengidentifikasi sumber penyalan
- c. Memeriksa kondisi sarana proteksi kebakaran
- d. Mengecek jalur evakuasi

#### 2. Wawancara

Dilakukan kepada:

1. Personel HSSE
2. Operator area Tujuan:
3. Menilai kesiapsiagaan
4. Mengetahui waktu respons aktual
5. Mengidentifikasi kendala operasional

### 4.4 Pembahasan

#### 4.4.1 profil dan fungsi fasilitas TU-05.

##### 1. Lokasi Operasional:

- a. Sumur TU-05 berada di wilayah kerja Pangkalan Susu, Kabupaten Langkat, Sumatera Utara.
- b. Fungsi: TU-05: Pengumpulan Fluida: Menerima fluida (campuran minyak, gas, dan air) yang berasal dari berbagai sumur produksi di sekitarnya.
- c. Pemisahan (Separation): Memisahkan minyak, gas, dan air dari campuran fluida yang diterima.-
- d. Proses Produksi: Mendukung metode produksi gas lifting atau artificial lift lainnya.
- e. Pengiriman: Menyalurkan minyak hasil pemisahan ke station utama atau kilang, dan mengelola gas hasil produksi.

- f. sumur produksi yang sering kali melibatkan penggunaan Compressor untuk mendukung metode produksi, termasuk potensi gas lifting.
- g. Konteks Operasi: Pada tahun 2025, sumur ini menjadi bagian dari fokus peningkatan efisiensi dan inovasi di lingkungan Regional Sumatera, khususnya dalam pengelolaan teknis kompresor.
- h. Pengelolaan: Dikelola oleh PT Pertamina EP Pangkalan Susu Field (Bagian dari Subholding Upstream Pertamina, Zona 1) yang beroperasi sejak 1885.

## 2. Sistem Proteksi Kebakaran Existing

Sistem ini merupakan garda terdepan dalam menjaga aset dari risiko kebakaran (fire hazard) yang tinggi di industri migas.

### 1. Alat Pemadam Api Ringan (APAR):

- a. Tersedia unit APAR jenis Powder, CO<sub>2</sub>, dan Foam yang ditempatkan secara strategis di area rawan seperti ruang panel, area pompa, dan perkantoran.
- b. Setiap unit telah melalui inspeksi berkala sesuai standar NFPA 10 untuk memastikan tekanan dan masa berlaku media pemadam.

### 2. Sistem Hydrant:

- a. Jaringan pipa hydrant melingkari area fasilitas (ring main system) dengan tekanan yang dijaga stabil menggunakan *Jockey Pump*.
- b. Dilengkapi dengan *Fire Water Tank* berkapasitas besar dan *Diesel Fire Pump* sebagai cadangan jika terjadi pemadaman listrik.
- c. Penempatan pilar hydrant dan *hose cabinet* mencakup seluruh zona bahaya.

Tabel 6. sistem Proteksi kebakaran

| <b>Jenis</b>                     | <b>Spesifikasi &amp; Penempatan</b>                                                                                                                                                                 |
|----------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>APAR</b>                      | Jenis <i>Dry Chemical Powder</i> (untuk area terbuka/pumping) dan <i>CO2</i> (untuk ruang kontrol/panel listrik). Ditempatkan setiap 15 meter di area rawan sesuai standar HSSE Pertamina.          |
| <b>Jenis Proteksi</b>            | <b>Spesifikasi &amp; Penempatan</b>                                                                                                                                                                 |
| <b>Sistem Hydrant</b>            | Sistem <i>Wet Risers</i> yang terhubung ke <i>Fire Water Tank</i> . Mencakup area tangki timbun dan area proses.                                                                                    |
| <b>Fire pump</b>                 | Terdiri Dari Jockey Pump( menjaga tekanan), Electric pump (Utama),dan diesel pump (darurat jika listrik padam)                                                                                      |
| <b>Fire pump Sistem Foam</b>     | Terdiri Dari Jockey Pump( menjaga tekanan), Electric pump (Utama),dan diesel pump (darurat jika listrik padam)<br>Inductor khusus untuk memadamkan api pada tangki timbun minyak mentah (Crude oil) |
| <b>Sistem Foam Fixed Monitor</b> | Inductor khusus untuk memadamkan api pada tangki timbun minyak mentah (Crude oil)<br>Meriam air/busa statis yang diarahkan langsung ke objek vital (Tangki /Separator) untuk pendinginan (Cooling). |

**A. Inspeksi APAR (Alat Pemadam Api Ringan)**

Tabel 7. speksi apar

| No | Item Pemeriksaan      | Kondisi (Baik/Rusak) | Catatan Khusus                                         |
|----|-----------------------|----------------------|--------------------------------------------------------|
| 1  | Pressure Gauge        | Baik                 | Jarum penunjuk harus berada di zona hijau.             |
| 2  | Segel & Pin Pengaman  | Baik                 | Pastikan masih utuh (tidak putus/terlepas).            |
| 3  | Kondisi Selang (Hose) | Baik                 | Tidak pecahpecah atau tersumbat kotoran.               |
| 4  | Masa Berlaku Media    | Baik                 | Cek label pengisian (tidak melewati masa kedaluwarsa). |
| 5  | Akses Penempatan      | Baik                 | Tidak terhalang benda apa pun (mudah dijangkau).       |
| 6  | Kebersihan Tabung     | Baik                 | Bebas dari korosi/karat yang parah.                    |

## B. Inspeksi Apab

Tabel 8. Inspeksi Apab

| No | Item Pemeriksaan             | Kondisi (Baik/Rusak) | Catatan Khusus                                        |
|----|------------------------------|----------------------|-------------------------------------------------------|
| 1  | <b>Roda &amp; Troly</b>      | Baik                 | Roda dapat berputar lancar dan kerangka tidak korosi. |
| 2  | <b>Pressure Gauge</b>        | Baik                 | Jarum penunjuk berada di zona hijau (tekanan normal). |
| 3  | <b>Nozzel &amp; Hose</b>     | Baik                 | Selang tidak pecah/getas dan nozzle tidak tersumbat.  |
| 4  | <b>Safety pin &amp; Seal</b> | Baik                 | Pin pengaman masih terpasang dan segel utuh.          |
| 5  | <b>Isi/Media Tabung</b>      | Baik                 | Tidak ada tanda kebocoran atau gumpalan (jika powder) |
| 6  | <b>Masa Berlaku</b>          | Baik                 | Label kedaluwarsa media pemadam masih berlaku         |

### 3. Prosedur Tanggap Darurat (Emergency Response Plan - ERP)

Penjelasan mengenai langkah-langkah terintegrasi saat terjadi insiden kebakaran.

Alur Penanganan Kebakaran:

1. Deteksi Dini: Sensor panas/asap (heat/smoke detector) atau personil di lapangan mendeteksi api dan segera menekan tombol *Manual Call Point* (MCP).
2. Aktivasi Alarm: Sirine berbunyi (continuous tone) sebagai tanda keadaan darurat dimulai.
3. Mobilisasi Tim:

- a. Tim Pemadam: Melakukan upaya pemadaman awal menggunakan APAR atau Hydrant.
  - b. Operator: Melakukan *Emergency Shutdown* (ESD) untuk menghentikan aliran gas/minyak guna memutus sumber bahan bakar api.
4. Evakuasi: Seluruh personil non-petugas segera menuju ke *Muster Point* (Titik Kumpul) melalui jalur evakuasi yang ditentukan.
  5. Pelaporan & Koordinasi: Komandan insiden (Incident Commander) menghubungi bantuan eksternal jika api tidak dapat dikendalikan secara internal.

### C. Jalur Evakuasi & ERP

Tabel 9. Jalur Evakuasi Dan ERP

| No | Item Pemeriksaan    | Kondisi (Ada/Tidak) | Keterangan                                       |
|----|---------------------|---------------------|--------------------------------------------------|
| 1  | Rambu Evakuasi      | Ada                 | Terpasang jelas dan terlihat di area gelap.      |
| 2  | Muster Point        | Tidak Ada           | Kondisi bersih dan mampu menampung seluruh staf. |
| 3  | Wind Cone           | Tidak Ada           | Berfungsi baik untuk menentukan arah evakuasi.   |
| 4  | Peta Jalur Evakuasi | Ada                 | Terpasang di setiap pintu keluar/area proses.    |

#### 4.4.2 Identifikasi Bahaya Dan Bahan Mudah Terbakar,serta kondisi lingkungan.

##### 1. Identifikasi Sumber Api (Ignition Sources)

Untuk mencegah kebakaran, kita harus memutus rantai *fire triangle* (segitiga api).

Berikut adalah analisis untuk sumbernya:

- a. Potensi Panas: Identifikasi semua permukaan panas (pipa uap, exhaust mesin, atau permukaan motor yang beroperasi terus-menerus). Pastikan ada *insulation* yang memadai.
- b. Listrik Statis: Ini sering terlupakan. Gesekan fluida dalam pipa atau perpindahan bahan kimia bisa menciptakan muatan statis. Pastikan sistem *grounding* dan *bonding* terpasang dengan benar di titik-titik transfer bahan.

Gesekan Mesin (Tu-05): Karena spesifik pada mesin Tu-05, fokuslah pada:

- a. Pelumasan: Apakah ada degradasi oli yang menyebabkan friksi berlebih?
- b. Misalignment: Apakah ada getaran yang tidak wajar?
- c. Keausan Komponen: Cek *bearing* atau *seal* yang sudah aus dan berpotensi memicu panas berlebih.

#### Fire Triangle



## 2. Identifikasi Bahan Mudah Terbakar (Combustible Materials) Karakteristik

zat di fasilitas sangat menentukan kecepatan perambatan api:

- a. **Wujud Zat:** Apakah terdapat cairan mudah menguap (volatil), gas bertekanan, atau debu organik? Debu hasil proses mesin TU-05 seringkali bersifat eksplosif jika mencapai konsentrasi tertentu di udara.
- b. **Titik Nyala (Flash Point):** Zat dengan titik nyala rendah akan lebih mudah terbakar pada suhu ruangan.
- c. **Beban Api (Fire Load):** Adanya material pendukung seperti oli pelumas mesin, palet kayu, atau pengemas plastik di sekitar area kerja menambah volume bahan yang dapat memperparah kebakaran.

## 3. Kondisi Lingkungan Kerja & Tata Letak (Layout)

Tata letak yang buruk tidak hanya memicu kecelakaan tetapi juga menghambat proses penyelamatan:

- a. **Penyempitan Jalur Evakuasi:** Penempatan material bahan baku atau barang jadi yang memakan area koridor dapat menghalangi personil saat terjadi keadaan darurat.
- b. **Akses Alat Pemadam (APAR/Hydrant):** Mesin atau peralatan tambahan yang diletakkan sembarangan seringkali menutupi akses ke APAR atau panel alarm kebakaran.
- c. **Ventilasi yang Terhambat:** Tata letak mesin yang terlalu rapat tanpa sirkulasi udara yang baik dapat menyebabkan penumpukan uap panas atau gas mudah terbakar di satu titik tertentu (dead air spaces).

- d. **Pintu Darurat:** Pastikan tidak ada penguncian manual dari luar atau penghalang fisik pada pintu keluar yang seharusnya mudah dibuka dalam sekali tekan.

#### 4.4.3 Penilaian Resiko dan analisis Resiko terjadi kegagalan

##### 1. Matriks Penilaian Risiko (Kriteria Perusahaan)

Langkah pertama adalah menentukan parameter tingkat kemungkinan (*Likelihood*) dan keparahan (*Severity*). Biasanya, perusahaan menggunakan skala 5x5 untuk mendapatkan presisi yang baik.

##### a. Kriteria Kemungkinan (Likelihood)

1. L1 (Rare): Hampir tidak pernah terjadi (1x dalam 10 tahun).
2. L3 (Moderate): Pernah terjadi di industri serupa (1x dalam 2-3 tahun).
3. L5 (Almost Certain): Sangat sering terjadi atau kondisi teknis di TU-05 sangat tidak stabil.

Tabel 10. likelihood

| Level | Kategori       | Deskripsi Operasional       | Frekuensi Perkiraan |
|-------|----------------|-----------------------------|---------------------|
| 1     | Rare           | Hampir tidak pernah terjadi | >10 tahun sekali    |
| 2     | Unlikely       | Bisa terjadi tapi jarang    | 5–10 tahun          |
| 3     | Possible       | Mungkin terjadi             | 1–5 tahun           |
| 4     | Likely         | Sering terjadi              | Tahunan             |
| 5     | Almost Certain | Hampir pasti terjadi        | >1x/tahun           |

##### b. Kriteria Keparahannya (Severity)

- S1 (Insignificant): Kerusakan alat minimal, tidak ada henti produksi.
- S3 (Moderate): Cedera yang memerlukan perawatan medis, henti produksi < 24 jam.

- S5 (Catastrophic): Fatalitas, kerusakan total aset TU-05, dampak lingkungan luas.

Tabel 11. severity

| Level | Dampak       | Deskripsi                                  |
|-------|--------------|--------------------------------------------|
| 1     | Minor        | Cedera ringan, kerusakan kecil             |
| 2     | Moderate     | Cedera butuh perawatan medis               |
| 3     | Serious      | Kehilangan waktu kerja                     |
| 4     | Major        | Cedera berat / 1 fatality                  |
| 5     | Catastrophic | Multi fatality / kerusakan besar fasilitas |

#### 4.5 Hasil Identifikasi Aspek Bahaya HIRARC

Tabel 12. Hazard identification Tangki Penampungan Minyak

| No | proses (processes)              | Bahaya(Hazard)                                                | Risiko(Risk)                               | Kondisi (Condition) N/A/E |
|----|---------------------------------|---------------------------------------------------------------|--------------------------------------------|---------------------------|
| 1  | Penyimpanan Minyak Dalam Tangki | Uap Hidrokarbon Mudah Terbakar                                | Kebakaran atau ledakan tangki              | E                         |
| 2  | Area Sekitar Tangki             | Paparan gas berbahaya (H <sub>2</sub> S atau uap hidrokarbon) | Keracunan atau gangguan pernapasan pekerja | E                         |
| 3  | Area Kerja Tangki               | Permukaan licin akibat tumpahan minyak                        | Pekerja terpeleset dan cedera              | N                         |
| 4  | Penyimpanan Jangka Panjang      | Korosi Dinding Tangki                                         | Kebocoran tangki dan pencemaran lingkungan | E                         |

Tabel 13. Risk Assesment Tangki Penampungan Minyak

| No | proses<br>(processes)                 | Bahaya(Hazard)                                           | Risiko(Risk)                                        | Kondisi<br>(Condition)<br>N/A/E | Kemungkinan<br>(Likelihood) | Keparahan<br>(Severity) | Risk<br>Rating |
|----|---------------------------------------|----------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|---------------------------------|-----------------------------|-------------------------|----------------|
| 1  | penyimpanan<br>Minyak<br>Dalam Tangki | Uap<br>Hidrokarbon<br>Mudah<br>Terbakar                  | Kebakaran<br>atauLedakan<br>Tangki                  | E                               | 3                           | 4                       | Tinggi         |
| 2  | Area Sekitar<br>Tangki                | paparan Gas<br>Berbahaya(H2s atau<br>uap<br>Hidrokarbon) | Keracunan atau<br>gangguan<br>Pernapasan<br>Pekerja | E                               | 2                           | 4                       | Tinggi         |
| 3  | Area Kerja Tangki                     | Permukaan<br>Licin Akibat<br>Tumpahan Minyak             | Pekerja<br>Terpeleset dan<br>Cedera                 | N                               | 3                           | 2                       | Rendah         |
| 4  | Penyimpanan<br>Jangka<br>Panjang      | Korosi Dinding<br>Tangki                                 | Kebocoran tangki<br>Dan<br>Pencemaran               | E                               | 3                           | 4                       | Tinggi         |

Tabel 14. Hazard identification Sumur Produksi

| No | proses<br>(processes)         | Bahaya<br>(Hazard)         | Risiko(Risk)                                | Kondisi<br>(Condition)<br>N/A/E |
|----|-------------------------------|----------------------------|---------------------------------------------|---------------------------------|
| 1  | Area<br>Kerja<br>Sumur        | Tumpahan Minyak            | Area Lokasi<br>Licin,Potensi Kebakaran      | N                               |
| 2  | Produksi<br>Minyak<br>Dan Gas | Gas Beracun H2s            | Keracunan<br>Pekerja,Gangguan<br>Pernapasan | E                               |
| 3  | oprasi<br>Sumur<br>Produksi   | Tekanan Fluida<br>Tinggi   | Kebakaran,Kerusaka<br>n Fasilitas           | E                               |
| 4  | Oprasi<br>Pompa               | Panas dan Gesekan<br>Mesin | Overheat Dan Kebakaran                      | E                               |

Tabel 15. Risk Assesment Sumur Produksi

| No | proses (processes)      | Bahaya(Hazard)                 | Risiko(Risk)                          | Kondisi (Condition)<br>N/A/E | Kemungkinan (Likelihood) | Keparahan (Severity) | Risk Rating |
|----|-------------------------|--------------------------------|---------------------------------------|------------------------------|--------------------------|----------------------|-------------|
| 1  | Area Kerja Sumur        | Tumpahan Minyak                | area Lokasi licin,potensi kebakaran   | N                            | 3                        | 3                    | Sedang      |
| 2  | Produksi Minyak Dan Gas | Gas Beracun (H <sub>2</sub> s) | Keracunan Pekerja,Gangguan Pernapasan | E                            | 2                        | 5                    | Berat       |
| 3  | Oprasi Sumur Produksi   | Tekanan Fluida Tinggi          | Kebakaran,Kerusakan Fasilitas         | E                            | 2                        | 4                    | Berat       |
| 4  | Oprasi Pompa            | Panas Dan Gesekan Mesin        | Overheat Dan Kebakaran                | E                            | 3                        | 4                    | Berat       |

Tabel 16. Area Water Pound

| No | proses (processes)    | Bahaya(Hazard)    | Risiko(Risk)          | Kondisi (Condition)<br>N/A/E |
|----|-----------------------|-------------------|-----------------------|------------------------------|
| 1  | Area Sekitar Kolam    | Permukaan Licin   | Terpeleset dan Cedera | N                            |
| 2  | Kolam Penampungan Air | Tenggelam         | Tenggelam/Mati        | E                            |
| 3  | Area Terbuka          | Serangan Hewan    | Gigitan/Penyakit      | E                            |
| 4  | Aktivitas Area Pompa  | Peralatan Listrik | Sengatan Listrik      | E                            |

Tabel 17. Risk Assesment Area Water Pound

| No | proses (processes)    | Bahaya(Hazard)    | Risiko(Risk)                | Kondisi (Condition)<br>N/A/E | Kemungkinan (Likelihood) | Keparahan (Severity) | Risk Rating |
|----|-----------------------|-------------------|-----------------------------|------------------------------|--------------------------|----------------------|-------------|
| 1  | Area Sekitar Kolam    | Permukaan Licin   | Terpeleset Dan Cedera       | N                            | 2                        | 2                    | Kecil       |
| 2  | Kolam Penampungan Air | Tenggelam         | Tenggelam / Mati (Fatality) | E                            | 3                        | 4                    | Tinggi      |
| 3  | Area Terbuka          | Serangan Hewan    | Gigitan/ Penyakit           | E                            | 3                        | 3                    | Sedang      |
| 4  | Aktivitas Area Pompa  | Peralatan Listrik | Sengatan Listrik            | E                            | 3                        | 4                    | Berat       |

Tabel 18. Hazard Identifikasi Flowline

| No | proses (processes)           | Bahaya(Hazard)                   | Risiko(Risk)                       | Kondisi (Condition)<br>N/A/E |
|----|------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|------------------------------|
| 1  | Aliran Fluida Dalam Flowline | Kebocoran Atau pecahnya pipa     | Kebakaran, Ledakan, Cedera Pekerja | N                            |
| 2  | Permukaan Pipa               | Suhu Tinggi                      | Luka Bakar Pada Pekerja            | E                            |
| 3  | Aktivitas Perawatan          | Semburan fluida saat maintenance | cedera serius pada pekerja         | E                            |
| 4  | Korosi pipa                  | penipisan Dinding Pipa           | Kebocoran Hidrokarbon              | E                            |

Tabel 19. Risk Assesment Flowline

| No | proses (processes)           | Bahaya (Hazard)                  | Risiko(Risk)                       | Kondisi (Condition) N/A/E | Kemungkinan (Likelihood) | Keparahan (Severity) | Risk Rating |
|----|------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|---------------------------|--------------------------|----------------------|-------------|
| 1  | Aliran Fluida Dalam Flowline | Kebocoran Atau pecahnya pipa     | Kebakaran, Ledakan, Cedera Pekerja | N                         | 1                        | 4                    | Sedang      |
| 2  | Permukaan Pipa               | Suhu Tinggi                      | Luka Bakar Pada Pekerja            | E                         | 3                        | 3                    | Sedang      |
| 3  | Aktivitas Perawatan          | Semburan fluida saat maintenance | cedera serius pada pekerja         | E                         | 2                        | 4                    | Berat       |
| 4  | Korosi pipa                  | penipisan Dinding Pipa           | Kebocoran Hidrokarbon              | E                         | 4                        | 4                    | Berat       |

#### 4.6 Hasil Pengendalian Aspek Bahaya

Pencegahan atau pengendalian Bahaya Untuk Menghindari Unsafe action dan Menghilangkan unsafe condition.

Tabel 20. Risk Control Sistem Tangki Penampungan Minyak

| No | proses (processes)              | Bahaya(Hazrd )                                               | Risiko(Risk)                               | Kondisi (Condition) N/A/E | Risk Rating | Pengendalian (Controlling)                                                                                                                                                                     |
|----|---------------------------------|--------------------------------------------------------------|--------------------------------------------|---------------------------|-------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1  | penyimpanan Minyak Dalam Tangki | Uap Hidrokarbon Mudah Terbakar                               | Kebakaran Atau Ledakan Tangki              | E                         | Tinggi      | sistem deteksi gas, grounding untuk mencegah listrik statis, inspeksi tangki berkala, penyediaan APAR dan hydrant, serta larangan sumber api di area tangki, Wind sock, instalasi Foam Chamber |
| 2  | Area Sekitar Tangki             | paparan Gas Berbahaya(H <sub>2</sub> s atau uap Hidrokarbon) | Keracunan atau gangguan Pernapasan Pekerja | E                         | Tinggi      | Pemasangan gas detector, penggunaan APD , pemasangan rambu bahaya gas, monitoring gas sebelum pekerjaan, Wind sock                                                                             |
| 3  | Area Kerja Tangki               | Permukaan Licin Akibat Tumpahan Minyak                       | Pekerja Terpeleset dan Cedera              | N                         | Rendah      | Pembersihan tumpahan segera, penggunaan sepatu safety antislip, pemasangan rambu lantai licin, serta housekeeping rutin                                                                        |
| 4  | Penyimpanan Jangka Panjang      | Korosi Dinding Tangki                                        | Kebocoran tangki Dan Pencemaran            | E                         | Tinggi      | Inspeksi ketebalan tangki (thickness measurement), coating anti-korosi, cathodic protection, program preventive maintenance, dan sistem secondary containment untuk menahan tumpahan           |

Tabel 21. Risk Control Area Sumur Produksi

| No | proses<br>(processes)   | Bahaya(Hazard)                 | Risiko(Risk)                          | Kondisi<br>(Condition) N/A/E | Risk Rating | Pengendalian<br>(Controlling)                                                                                                                                                                                                |
|----|-------------------------|--------------------------------|---------------------------------------|------------------------------|-------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1  | Area Kerja Sumur        | Tumpahan Minyak                | area Lokasi licin,potensi kebakaran   | N                            | Sedang      | Housekeeping rutin,<br>pembersihan tumpahan menggunakan oil absorbent,<br>sistem drainase atau oil trap,<br>pemasangan rambu lantai licin,<br>penyediaan APAR, serta penggunaan sepatu safety anti-slip                      |
| 2  | Produksi Minyak Dan Gas | Gas Beracun (H <sub>2</sub> s) | Keracunan Pekerja,Gangguan Pernapasan | E                            | Berat       | Pemasangan gas detector H <sub>2</sub> S, monitoring gas sebelum pekerjaan,<br>ventilasi area yang baik,<br>penggunaan respirator atau SCBA,<br>pelatihan tanggap darurat gas beracun, serta penerapan permit to work system |
| 3  | Oprasi Sumur Produksi   | Tekanan Fluida Tinggi          | Kebakaran,Kerusakan Fasilitas         | E                            | Berat       | Pemasangan pressure relief valve,<br>inspeksi dan pengujian tekanan pipa secara berkala, sistem shutdown darurat (ESD), prosedur operasi standar (SOP) yang ketat, serta pemeriksaan valve dan flowline secara rutin         |
| 4  | Oprasi Pompa            | Panas Dan Gesekan Mesin        | Overheat Dan Kebakaran                | E                            | Berat       | Perawatan dan Perawatan dan pelumasan pompa secara berkala,<br>pemasangan temperature monitoring, inspeksi bearing dan komponen mesin,<br>ventilasi pendinginan yang baik, serta penyediaan APAR di sekitar area pompa       |

Tabel 22. Risk Control Water Pound

| No | Proses (Proseses)     | Bahaya (Hazard)   | Risiko (Risk)              | Kondisi (Condition) N/A/E | Risk Rating | Pengendalian (Controlling)                                                                                                                                                                                                         |
|----|-----------------------|-------------------|----------------------------|---------------------------|-------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1  | Area Sekitar Kolam    | Permukaan Licin   | Terpeleset Dan Cedera      | N                         | Rendah      | Housekeeping rutin, pembersihan lumpur atau air yang tergenang, pemasangan lantai anti-slip, rambu peringatan “lantai licin”, serta penggunaan sepatu safety anti-slip                                                             |
| 2  | Kolam Penampungan Air | Tenggelam         | Tenggelam/ Mati(Fatalit y) | E                         | Tinggi      | Pemasangan pagar pembatas di sekitar kolam,tangga darurat atau akses keluar,rambu bahaya tenggelam.                                                                                                                                |
| 3  | Area terbuka          | Serangan hewan    | Gigitan/penyakit           | E                         | Sedang      | Pengendalian hama dan hewan luar, pembersihan vegetasi atau semak di sekitar area,pemasangan pagar atau area pembatas area, penggunaan APD,seperti sepatu safety dan sarung tangan,serta pelaporan jika di temukan hewan berbahaya |
| 4  | Aktivitas area pompa  | Peralatan listrik | Sengatan listrik           | E                         | Tinggi      | Pemeriksaan instalasi listrik secara berkala,tag out (LOTO) Saat perawatan,serta penggunaan APD listrik seperti sarung tangan isolasi                                                                                              |

Tabel 23. Risk Control Area FlowLine

| No | Proses (Proseses)            | Bahaya (Hazard)                  | Risiko (Risk)                      | Kondisi (Condition) N/A/E | Risk Rating | Pengendalian (Controlling)                                                                                                                                                                                         |
|----|------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|---------------------------|-------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1  | Aliran Fluida Dalam Flowline | Kebocoran Atau pecahnya pipa     | Kebakaran, Ledakan, Cedera Pekerja | N                         | Sedang      | Inspeksi kondisi pipa secara berkala, pengujian tekanan pipa (pressure test), pemasangan pressure relief valve, monitoring kebocoran, pemasangan rambu larangan sumber api, serta penyediaan APAR di area flowline |
| 2  | Permukaan Pipa               | Suhu Tinggi                      | Luka Bakar Pada Pekerja            | E                         | Sedang      | Pemasangan insulasi panas pada pipa, pemasangan rambu peringatan "permukaan panas", pembatas area pipa panas, serta penggunaan APD seperti sarung tangan tahan panas                                               |
| 3  | Aktivitas Perawatan          | Semburan fluida saat maintenance | cedera serius pada pekerja         | E                         | Berat       | Penerapan prosedur isolasi energi dan depressurizing pipa sebelum perawatan, sistem lock out tag out (LOTO), permitto work, serta penggunaan APD lengkap seperti face shield dan sarung tangan pelindung           |
| 4  | Korosi pipa                  | penipisan Dinding Pipa           | Kebocoran Hidrokarbon              | E                         | Berat       | Program inspeksi korosi berkala, pengukuran ketebalan pipa (thickness measurement), pelapisan coating antikorosi, pemasangan cathodic protection, serta program perawatan preventif                                |

## BAB V

### PEMBAHASAN

#### 5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil identifikasi dan analisis menggunakan metode HIRARC pada fasilitas operasional (seperti Tangki Penampungan, Sumur Produksi, dan *Flowline*) di PT Pertamina EP Pangkalan Susu Field, dapat disimpulkan bahwa:

1. **Identifikasi Bahaya:** Ditemukan berbagai potensi bahaya utama yang meliputi uap hidrokarbon mudah terbakar, paparan gas beracun ( $H_2S$ ), tekanan fluida tinggi, hingga faktor mekanis seperti gesekan dan panas pada mesin.
2. **Penilaian Risiko:** Sebagian besar kegiatan operasional memiliki tingkat risiko **Tinggi** (*High*) dan **Berat**, terutama pada proses penyimpanan minyak dan produksi yang melibatkan gas berbahaya serta tekanan tinggi. Risiko rendah ditemukan pada kondisi lingkungan seperti permukaan licin yang dapat dikelola dengan *housekeeping*.
3. **Sistem Tanggap Darurat:** Meskipun fasilitas telah dilengkapi dengan sarana proteksi seperti rambu evakuasi dan jalur peta evakuasi, masih ditemukan kekurangan pada ketersediaan *Muster Point* (Titik Kumpul) dan *Wind Cone* (Penunjuk Arah Angin) yang sangat vital saat terjadi keadaan darurat gas atau kebakaran.
4. **Pengendalian Risiko:** Langkah pengendalian telah disusun berdasarkan hierarki kontrol, mulai dari pemasangan *gas detector*, *pressure relief valve*,

sistem *grounding*, hingga penerapan prosedur administratif seperti *Permit to Work* dan penggunaan APD lengkap.

## 5.2 Saran

Untuk meningkatkan efektivitas sistem keselamatan dan tanggap darurat, berikut adalah beberapa saran yang dapat dipertimbangkan:

1. Kelengkapan Fasilitas Tanggap Darurat: Segera melakukan pengadaan dan pemasangan *Muster Point* yang jelas serta *Wind Cone* di area strategis untuk memudahkan proses evakuasi yang aman berdasarkan arah angin.
2. Pemeliharaan Preventif: Meningkatkan frekuensi inspeksi berkala pada ketebalan dinding tangki (*thickness measurement*) dan pipa untuk mencegah kebocoran akibat korosi yang memiliki risiko berat.
3. Peningkatan Kompetensi: Melaksanakan simulasi keadaan darurat
4. (*emergency drill*) secara rutin, khususnya untuk penanganan paparan gas H<sub>2</sub>S dan kebakaran tangki, guna mengukur *response time* personel di lapangan.
5. Integrasi Sistem: Memastikan seluruh sistem deteksi gas dan panel alarm berfungsi optimal serta terintegrasi dengan sistem penghentian darurat
6. (*Emergency Shutdown System*) untuk meminimalisir dampak kecelakaan .

## DAFTAR PUSTAKA

- Ramli, Soehatman. 2010. *Sistem Manajemen Keselamatan dan Kesehatan Kerja OHSAS 18001*. Jakarta: Dian Rakyat.
- Ramli, Soehatman. 2013. ***Pedoman Praktis Manajemen Risiko dalam Perspektif K3 (OHS Risk Management)***. Jakarta: Dian Rakyat.
- Rudi Suardi, 2007. *Manajemen Risiko – Panduan Penerapan Berdasarkan OHSAS 18001 dan Permenaker 05/1996*, Jakarta: PPM.
- Sugandi, Didi. 2003. *Keselamatan Kerja Dan Pencegahan Kecelakaan Kerja Dalam Hieperkes Dan Keselamatan Kerja Bunga Rampai Hieperkes & KK*, Edisi kedua, Semarang : Universitas Diponegoro.
- Sugiyono. 2015. *Metode Penelitian Pendidikan (Pendekatan Kuantitatif, Kualitatif dan R&D)*. Penerbit CV. Alfabeta: Bandung.
- Suma'mur. 1981. *Keselamatan Kerja dan Pencegahan Kecelakaan*. Penerbit: CV. Haji Massagung, Jakarta.
- Anasari, T., & Trisnawati, Y. (2024). Hubungan Pengetahuan Tentang K3 Dan Kepatuhan Terhadap Prosedur Dengan Risiko Bahaya Kesehatan Dan Keselamatan Kerja (K3) Pada Petugas Pemadam Kebakaran Di Kabupaten Purbalingga. *Jurnal Bina Cipta Husada: Jurnal Kesehatan Dan Science*, \*20\*(2), 98–107.
- Farida, I., & Muarif, A.S. (2025). Tinjauan K3 pada Pembangunan Gedung Mall Pelayanan Publik Kabupaten Garut. *Jurnal Konstruksi*, \*23\*(2), 619–628.

M. Z., Endayani, F., Sulistyorini, E. D., & Yulistiowati, I. M. (2024). Pengaruh Keselamatan Dan Kesehatan Kerja (K3) Dan Lingkungan Kerja Terhadap Kinerja Karyawan. *Jurnal Bismar*, \*3\*, 84-98.

Nugrahayani, T., & Bunahri, R.R. (2025). Pengaruh Pendidikan dan Pelatihan Teknologi Informasi, Keselamatan dan Kesehatan Kerja (K3), dan Inovasi Sistem Manajemen Terhadap Efisiensi Operasional. *Jurnal Unesa*.

Saptiansyah, R. (2025). Evaluasi Penerapan Sistem Manajemen K3 Pada Proyek Konstruksi Gedung Bertingkat. *Jurnal Konstruksi*, \*23\*(2), 493–500.

Syarifudin, D., Rushanti, S., & Tripariyanto, A.Y. (2025). Analisis Risiko Keselamatan Kesehatan Kerja (K3) Karyawan dengan Metode Hirarc di UD. Fuad Las Jaya. *Venus: Jurnal Publikasi Rumpun Ilmu Teknik*, \*3\*(5), 01–14.

Malik, A.S.T., Saleh, L.M., & Wahyuni, A. (2023). Analisis Risiko K3 Dengan Metode HIRARC Pada Operator GSE PT. Gapura Angkasa. *Hasanuddin Journal of Public Health*, \*4\*(3).

Pengaruh K3 (Keselamatan Dan Kesehatan Kerja) Dan Pelatihan Terhadap Kinerja Karyawan: (Studi Pada PT PLN (Persero) Ulp Kotapinang). (2023). *Ejournal Unsrat*.

Analisis Risiko Kecelakaan Kerja pada Konstruksi Struktur Atas Jembatan. (2023). *Jurnal Uns*.





## **SURAT KETERANGAN**

No.119/PHR51121/2026-S8

Yang bertandatangan dibawah ini, dengan ini menerangkan bahwa :

**N a m a** : Rifaldi Dwi Saputra  
**N I M** : 238.150.004  
**Universitas** : Universitas Medan Area  
**Program Studi** : Teknik Industri  
**Fakultas** : Teknik  
**Judul Proposal** : "Identifikasi Sistem Tanggap Darurat Pada Fasilitas TU-05 Menggunakan Metode HIRARC".

Telah menyelesaikan program Kerja Praktek di Fungsi Production Operation dan HSSE PT Pertamina Hulu Rokan Zona 1 Pangkalan Susu Field terhitung mulai tanggal 19 Februari – 16 Maret 2026.

Jambi, 24 April 2026

Manager HCBP Zona 1 & 4,

**Febry Sudyatmo**



**PT Pertamina Hulu Rokan**  
Jalan Kol.M.Kukuh Kenali Asam Atas  
Kota Jambi, 36141  
T+ 0741 41938-39 F+ 0741 42542  
www.pertamina-ep.com

