



BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

II.1 Uraian Proses

II.1.1 Prinsip Dasar Distilasi Atmosferis

Proses pengolahan minyak bumi di Pusat Pengembangan Sumber Daya Manusia Minyak dan Gas Bumi menggunakan unit Distilasi Atmosferis. Unit Distilasi Atmosferis merupakan suatu unit yang melaksanakan seluruh rangkaian kegiatan pemisahan minyak mentah (Crude Oil) menjadi produk-produk minyak bumi berdasarkan perbedaan titik didih (Boilling Range) komponen pada tekanan 1 atm yang berlangsung melalui proses pemanasan untuk penguapan dan pendinginan untuk pengembunan. Bertujuan untuk memisahkan fraksi-fraksi yang ada pada Crude Oil menjadi produk-produk yang dikehendaki pada tekanan atmosfer.

II.1.2 Peralatan Utama di Unit Kilang

Peralatan utama unit distilasi untuk dapat terlaksananya proses pengolahan, maka dibutuhkan peralatan pokok antara lain:

1. Pompa

Pompa berfungsi untuk mengalirkan cairan dari suatu tempat ke tempat lain. Pada unit kilang PPSDM pompa yang digunakan adalah pompa reciprocating (torak) dengan penggerak steam, pompa centrifugal dengan penggerak listrik dan pompa screw dengan penggerak motor listrik. Penggunaan pompa menurut fungsinya adalah sebagai berikut :

- a) Pompa Feed (umpan) : digunakan untuk memompa feed (umpan) dari tangki feed ke proses.
- b) Pompa Reflux : digunakan untuk memompa dari tangki naphta ke kolom C- 1 dan C-2.



- c) Pompa Fuel Oil : digunakan untuk memompa bahan bakar (fuel oil) dari tangki fuel oil ke furnace dan boiler.
 - d) Pompa Distribusi : digunakan untuk memompa produk dari tangki produk ke tangki depot dan mobil tangki.
2. Alat Penukar Panas (Heat Exchanger)

Merupakan alat untuk memanaskan crude oil dengan memanfaatkan panas produk kilang. Heat Exchanger berfungsi sebagai pemanas awal (Preheater) crude oil untuk tujuan efisiensi panas. Heat Exchanger yang digunakan adalah jenis Shell and Tube Heat Exchanger. Crude Oil dilewatkan pada shell dan produk panas dalam tube. Jumlah Heat Exchanger yang dioperasikan ada lima unit, dua Heat Exchanger memanfaatkan panas produk residu, satu HE memanfaatkan panas produk naphta, dan dua Heat Exchanger memanfaatkan panas produk solar, sehingga temperature crude oil naik dari kurang lebih 33 °C. menjadi kurang lebih 120 °C.
 3. Stabilizer

Setelah keluar dari Heat Exchanger (HE), produk yang bersuhu 120 °C masuk kedalam stabilizer yang terdapat setelah keluar dari Heat Exchanger yang berjumlah 1 buah. Stabilizer ini berfungsi agar aliran produk yang telah keluar dari Heat Exchanger stabil untuk masuk ke dalam furnace.
 4. Dapur Pemanas / Furnance

Berfungsi untuk memanaskan crude oil dari kurang lebih 120 °C. menjadi kurang lebih 330 °C. Pada temperature tersebut sebagian besar fraksi- fraksi pada crude oil pada tekanan sedikit diatas 1 atm telah menguap kecuali residu.
 5. Evaporator



Berfungsi untuk memisahkan antara uap dan cairan (residu) dari crude oil yang sudah dipanaskan dari furnace. Produk dari furnace dengan suhu 330°C masuk ke dalam evaporator. Sehingga di dalam evaporator uap dan cairan residu produk dapat terpisahkan. Terdapat 1 unit evaporator dalam proses ini.

6. Kolom Fraksinasi

Berfungsi memisahkan masing-masing fraksi yang dikehendaki sesuai trayek didihnya. Jumlah kolom fraksinasi ada tiga unit, dua unit dioperasikan dan satu unit idle, sebagai alat kontak uap-cairan kolom fraksinasi dilengkapi bubble cup tray.

7. Kolom Stripper

Berfungsi untuk menguapkan kembali fraksi ringan yang ikut pada suatu produk. Ada dua stripper yang dioperasikan yaitu : satu unit untuk stripper solar dan satu unit untuk stripper residu.

8. Kondensor

Berfungsi untuk mengubah fase produk uap solvent ringan (pertasol CA) dari puncak kolom C-2 menjadi fase cair. Terdapat 12 unit condenser yang dioperasikan, empat unit condenser sebagai partial condenser dan delapan unit condenser sebagai total condenser.

9. Cooler

Berfungsi untuk mendinginkan fluida panas menjadi fluida dingin sesuai suhu yang dikehendaki. Ada 14 cooler tipe shell and tube dan enam box cooler.

10. Separator



Berfungsi untuk memisahkan air, minyak dan gas dalam produk. Ada 9 separator yang dioperasikan.

11. Tangki

Berfungsi untuk menampung atau menyimpan crude oil dan produk – produknya. Ada beberapa tangki yang dioperasikan dan tiap-tiap dari tangki tersebut memiliki warna yang berbeda-beda tergantung dari jenis zat di dalam tangki tersebut.

II.2 Uraian Tugas Khusus

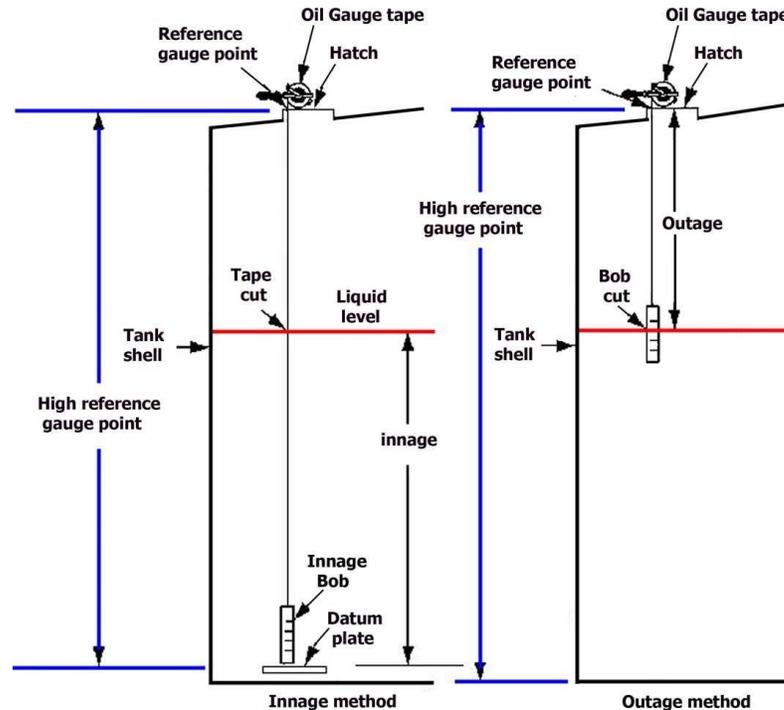
II.2.1 Definisi Tangki

Tangki atau *storage tank* merupakan salah satu fasilitas yang berperan dalam kegiatan inti dari perusahaan. Pada umumnya tangki mempunyai peran untuk menyimpan dan menimbun suatu material baik berupa Crude Oil, produk-produk BBM, LPG, CNG, dan produk bahan pendukung yang dapat ditemukan di suatu rangkaian proses produksi, distribusi dan penjualan. Selain menjadi tempat penyimpanan, tangki juga mempunyai peran untuk menjaga kelancaran ketersediaan produk dan bahan baku serta dapat menjaga produk atau bahan baku dari kontaminan, yang dimana zat kontaminan tersebut dapat menurunkan kualitas dari produk atau bahan baku.

II.2.2 Jenis Tangki

Tangki penyimpanan atau *storage tank* dapat memiliki bermacam-macam bentuk dan tipe, masing-masing tipe memiliki kelebihan dan kekurangan serta kegunaan masing-masing. Berdasarkan tekanannya, secara umum tangki penyimpanan dapat dibagi menjadi dua bila diklasifikasikan yaitu *atmosferik tank* (tangki yang bertekanan rendah) dan *pressure tank* (tangki dengan kemampuan menyimpan bahan baku fluida atau produk bumi yang bertekanan uap lebih dari 11,1 psi)

II.2.3 Terminologi Pengukuran Tangki



Gambar II.3 Ilustrasi Pengukuran Tangki

(Sumber : API MP MS 3.1A)

Terdapat beberapa istilah pada metode ini. Berikut diantaranya :

a.) Reference Gauge Point

Titik di *gauge hatch* dari suatu tangki (pada Gambar II.3) yang menunjukkan posisi dimana pengukuran level cairan dilakukan. Pengukuran di titik ini sangat penting untuk mencapai keterulangan dalam melakukan pengukuran hingga diperoleh nilai yang konstan untuk memastikan keakuratan pengukuran. Titik ini bisa merupakan tanda yang berupa :

- Cat atau plat yang dilekatkan di dalam *gauge hatch*.
- Sayatan horizontal di sisi dalam dari *gauge hatch*.
- Logam yang dilekatkan diatas *gauge hatch* tapi tidak menyentuh *gauge catch*.



b.) Reference Gauge Height

Jarak standar atau jarak referensi dari datum plate atau dasar tangki sampai ke titik *reference gauge point* (pada Gambar II.3). Jarak ini harus secara jelas tertanda di bagian atas tangki dekat dengan *gauge hatch*.

c.) Observed Gauge Height

Jarak dari datum plate atau dasar tangki sampai ke titik *reference gauge point*.

d.) Datum Plate

Plat datar yang terletak dibagian bawah tangki yang posisinya lurus tepat dibawah *reference gauge point* (pada Gambar II.3). Saat dilakukan pengukuran dengan metode *innage*, ujung bandul pemberat harus menyentuh *datum plate*.

e.) Cut

Cut adalah garis demarkasi yang merupakan batas penanda cairan yang menempel di pita ukur (pada Gambar II.3). Tanda *cut* dapat berupa lapisan minyak di pita ukur yang dapat dilihat secara visual maupun perubahan warna pada pasta yang dioleskan di pita ukur. Pasta akan berubah warna jika bersentuhan dengan cairan yang akan diukur didalam tangki.

f.) Innage Gauge (Dip Gauge)

Mengacu pada level cairan didalam tangki yang diukur dari pelat referensi atau bagian bawah tangki ke level cairan.

g.) Outage Gauge (Ullage)

Jarak dari permukaan cairan didalam tangki ke titik pengukur titik referensi.

h.) Opening Gauge

Pengukuran *innage* atau *outage* yang dilakukan sebelum adanya transfer cairan baik masuk maupun keluar dari tangki.



i.) Closing Gauge

Merupakan kebalikan dari *opening gauge*, yaitu pengukuran *innage* atau *outage* yang dilakukan setelah adanya transfer cairan baik yang masuk ataupun keluar tangki.

j.) Free Water (Air Bebas)

Air bebas adalah air yang berada di dasar tangki namun tidak dalam bentuk suspensi maupun terlarut. Air bebas ini akan di ukur dengan metode pengukuran *innage*. Air bebas juga bisa diukur dengan metode pengukuran *outage* jika *reference gauge height* belum berubah dari kondisi *opening* sampai dengan *closing*. Jika *reference gauge height* telah berubah maka harus dilakukan pengukuran dengan cara *innage*.

II.2.4 Abreviasi

1. CSW (*Correction for Sediment and Water*)

Koreksi karena adanya sedimen dan air dalam minyak

2. CTL (*Correction for Temperature of Liquid*)

Koreksi volume terukur dari liquid yang ada di dalam tangki akibat adanya perubahan temperature

3. CTSh (*Correction for Temperatur of The Shell*)

Faktor koreksi yang mempengaruhi dinding tangki yang disebabkan karena adanya pengaruh temperature, suhu ambient dan liquid yang ada di dalam tangki

4. GOV (*Gross Observed Volume*)

Volume total dari minyak beserta endapan dan air yang tersuspensi di dalamnya, namun tidak termasuk air bebas, yang diukur pada tekanan dan temperature *observed*



5. GSV (*Gross Standard Volume*)

Volume total minyak beserta endapan dan air yang tersuspensi di dalamnya, namun tidak termasuk air bebas, yang terkoreksi oleh VCF (*volume correction factor*) dimana temperature minyak di dalam tangki diukur pada kondisi *observed* sedangkan API *gravity*, densitas, dan densitas relatif diukur pada kondisi standar 15°C atau 60°F

6. NSV (*Net Standard Volume*)

Volume total minyak namun tidak termasuk endapan, sedimen dan air yang tersuspensi di dalamnya beserta air bebas yang diukur pada kondisi standar 15°C atau 60°F

7. NSW (*Net Standard Weight*)

Berat minyak yang dihitung dari NSV (*net standard volume*)

8. TCV (*Total Standard Weight*)

Volume total minyak beserta endapan dan air tersuspensi yang terkoreksi oleh VCF (*volume correction factor*) dimana temperature minyak didalam tangki diukur pada kondisi *observed* sedangkan API *gravity*, densitas, dan densitas relatif diukur pada kondisi standar 15°C / 60°F. Definisi ini sama dengan GSV + air bebas

9. TOV (*Total Observed Volume*)

Volume pengukuran total dari minyak, sedimen dan air tersuspensi, air bebas, dan sedimen bebas yang terbentuk di dasar tangki. Pada standar ini, TOV adalah volume yang dihitung berdasar tabel kapasitas tangki sebelum terkoreksi oleh misalnya *floating roof*, temperature dinding tangki dan temperatur minyak



10. TSh (*Temperature of The Tank Shell*)

Temperature dinding tangki

11. VCF (*Volume Correction Factor*)

Koreksi ini sama halnya dengan CTL. Simbol VCF dan CTL dapat dianggap sama namun CTL dapat digunakan di semua persamaan pada standar perhitungan

12. WCF (*Weight Correction Factor*)

Suatu factor yang digunakan untuk mengkonversi volume menjadi berat, biasanya dilakukan pada temperature standart

II.2.5 Tahapan Proses Pengukuran Volume

Beberapa tahap dalam melakukan proses pengukuran volume bahan baku / produk yang diperlukan, diantaranya :

1. Pengukuran level dari material di tangki T-107

Dilakukan untuk mengetahui tinggi dari volume material yang berada di tangki penyimpanan serta tinggi dari zat kontaminan (jika ada)

2. Pengambilan sampel dari material di tangki T-107

Dilakukan untuk mendapatkan data temperature pada sampel dan untuk menguji BS&W (*Base Sediment Water*) atau air dan sedimen yang berada didalam bahan baku/ produk

3. Pengukuran temperature material di tangki T-107

Dilakukan untuk mengetahui suhu observed yang berada didalam tangki, sehingga selanjutnya dapat digunakan untuk mengkonversi volume bahan baku / produk

4. Pengukuran densitas material di tangki T-107

Dilakukan untuk mendapatkan nilai densitas dari bahan baku / produk yang diukur dari hasil sampel yang diambil

II.2.6 Peralatan Ukur

1. Peralatan Untuk Mengukur Level Tangki

Untuk menjamin proses pengukuran berjalan dengan baik maka dibutuhkan beberapa peralatan ukur, peralatannya diantara lain :

a. Roll Meter

Roll Meter yang digunakan harus mempunyai material yang mampu bertahan terhadap korosi dan memiliki thermal expansi yang sama dengan material dinding tangki serta panjang dari roll meter harus lebih panjang dari panjangnya tinggi tangki.



Gambar II.4 Roll Meter
(Sumber: PPSDM Migas)

b. BOB / BAR (Bandul Pemberat Berskala)

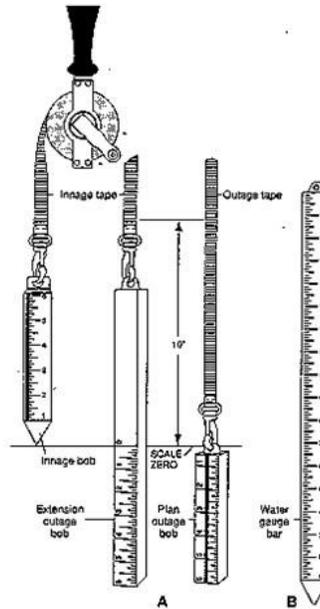
BOB merupakan bandul yang dipasang diujung roll meter, BOB mempunyai berat minimum sebesar 20 Ons dan berat maksimum 2 3/8 lb



Gambar II.5 BOB pada Roll Meter
(Sumber: PPSDM Migas)

Pada penggunaan BOB, terdapat beberapa jenis BOB yang digunakan pada beberapa keadaan. Pada pengukuran *Innage*, BOB yang digunakan mempunyai bentuk tabung dan mempunyai ujung kerucut.

Pada pengukuran *Outage*, BOB yang digunakan mempunyai bentuk balok dengan ujung yang rata. Sementara pada pengukuran air bebas di tangki maka BOB yang digunakan mempunyai bentuk pipih, dan mempunyai ujung kerucut



(A) TYPICAL GAUGE TAPES AND BOBS
(B) TYPICAL WATER GAUGE BAR

Gambar II.6 Contoh BOB

(Sumber: PPSDM Migas)

c. Pasta Bahan Baku / Produk dan Air

Penggunaan pasta ini dilakukan pada saat sebelum pengukuran dilakukan, dengan cara mengoleskan sebagian pasta tersebut di roll meter agar dalam membaca ketinggian bahan baku dan air bebas dapat diketahui tanda bekas ketinggian yang jelas terutama pada bahan baku yang tidak berwarna. Apabila untuk mengukur ketinggian bahan baku, maka pasta yang digunakan adalah pasta bahan baku atau produk. Dan apabila untuk mengukur ketinggian air bebas, maka pasta yang

digunakan adalah pasta air. Pada umumnya pasta air dioleskan pada BOB mulai dari titik ujung BOB hingga sepanjang BOB.



Gambar II.7 Produk Pasta Air dan Pasta Bahan Baku atau Produk

(Sumber: PPSDM Migas)

2. Peralatan Untuk Mengambil Sampel

a. Core Thief Sampling Tool

Sampling tool ini pada umumnya digunakan oleh operator untuk mengambil sample pada tangki yang mempunyai muatan dengan nilai RVP pada 101 kPa (14.7 psia) atau kurang, dalam tangki penyimpanan, mobil tangki, truk tangki, kapal dan tangki apung.



Gambar II.8 Core Thief Sampling tool

(Sumber: PPSDM Migas)

b. Botol / Beaker Sampling Tool

Digunakan untuk mengambil sample pada tangki yang mempunyai muatan hasil produk seperti : kerosene, avtur. premium, LAWS, solar, dan lain sejenisnya.



Gambar II.9 Beaker Sampling Tool

(Sumber: PPSDM Migas)

3. Peralatan Untuk Mengukur Temperatur Tangki

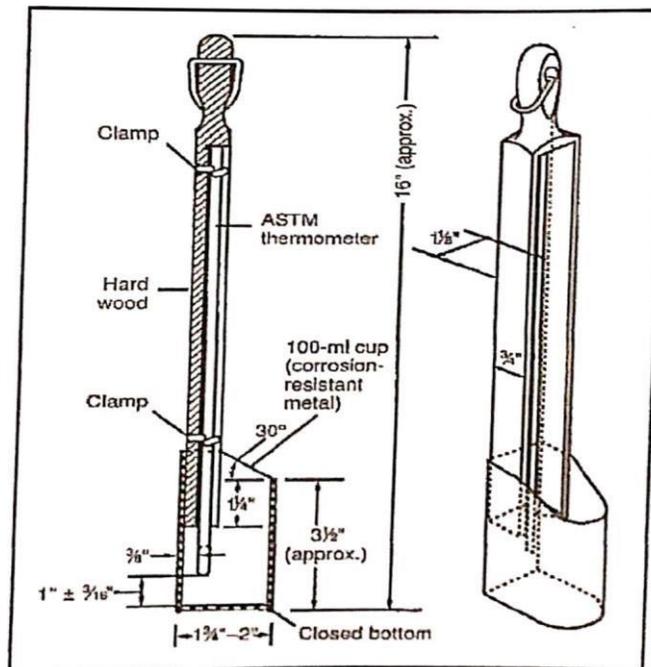
Termometer yang digunakan untuk mengukur temperatur harus memenuhi spesifikasi ASTM E1, E2251, atau *National Institute of Standards and Technology* (NIST). Termometer yang sesuai dengan spesifikasi ASTM dirancang untuk dapat dicelupkan sebagian maupun keseluruhan ke dalam minyak yang akan diukur. Jenis-jenis termometer yang umumnya digunakan dalam pengukuran minyak dalam tangki antara lain:

a. Cup Case Assembly Termometer

Digunakan untuk mengukur pada bahan baku atau produk yang berada di tangki tegak. Terbuat dari bahan kayu yang keras atau material yang tidak menimbulkan percikan api serta tahan korosi. Memiliki kapasitas mangkuk 100 mL. Memiliki sisi bagian bulb termometer berjarak setidaknya 3/8 inci dari dinding terdekat dan berjarak $1 \pm 0,1875$ inci di atas bottom cup.



Gambar II.10 Termometer Cup Case
(Sumber: PPSDM Migas)



Gambar II.11 Tipikal Termometer Cup-Case Assembly
(Sumber: API MPMS 7.1)

b. Armored Case Assembly

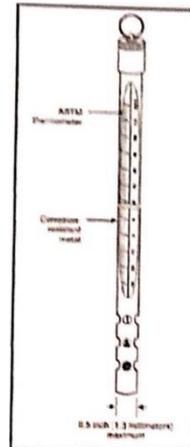
Digunakan untuk mengukur temperatur di tangki tegak dengan muatan yang mengandung sifat korosif. Termometer terbuat dari bahan yang

tidak berkilau, memiliki tube yang tahan korosi dengan diameter luar tidak lebih dari 13 mm.



Gambar II.12 Termometer Armored Case

(Sumber: PPSDM Migas)



Gambar II.13 Tipikal Termometer Armored-Case Assembly

(Sumber: API MPMS 7.1)

c. Angle Stem Temperature

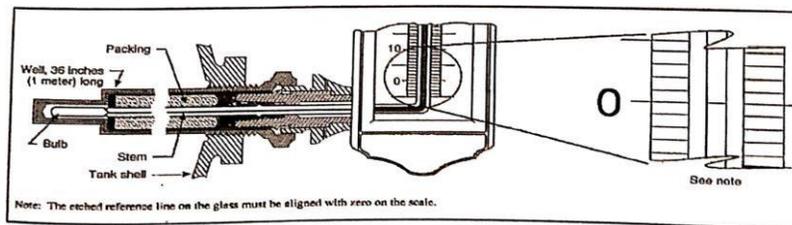
Merupakan termometer yang terpasang di suatu socket di tangki atau dengan suatu koping. Pada dimensi dari termometer, batang gelas ari termometer harus memiliki panjang glass stem minimal 3 ft untuk tangki vertikal dengan kapasitas lebih dari 5000 bbls, tetapi panjang 3 ft tersebut tidak termasuk graduasi dari termometer (graduasi secara keseluruhan bisa dilihat dari luar tangki). Untuk kapasitas tangki kurang

dari 5000 bbls, panjang glass stem 12 inci. Termometer ini harus terlindungi dari sinar. Bagian sensitif dari termometer ini memiliki panjang 2,5 inci serta memiliki sudut 90° untuk menyesuaikan kontur dinding tangki. Pemasangan dengan menggunakan coupling



Gambar II.14 Termometer Angle Stem

(Sumber: PPSDM Migas)



Gambar II.15 Tipikal Termometer Angle-Stem Assembly

(Sumber: API MPMS 7.1)

4. Peralatan Untuk Mengukur Densitas

a. Hydro Meter

Hydrometer merupakan suatu alat yang berbentuk tabung dengan ciri khas terdapat benjolan diujung bawah. Di dalam benjolan tersebut terdapat pasir yang berfungsi sebagai pemberat sehingga hydrometer dapat berdiri tegak. Hidrometer digunakan untuk menghitung berat jenis.



Gambar II.16 Hydrometer
(Sumber: PPSDM Migas)

b. Gelas Ukur

Digunakan sebagai wadah untuk menaruh sampel dan hydrometer. Gelas ukur yang digunakan harus dibilas dulu dengan bahan baku yang berada di dalam tangki sebelum dilakukan pengambilan sample.



Gambar II.17 Gelas Ukur
(Sumber: PPSDM Migas)

II.2.7 Peralatan Umum

Peralatan ini merupakan peralatan yang harus ada pada saat melakukan tahapan pengukuran volume :

- Kain majun atau kain lap yang berfungsi untuk membersihkan area sekitar tangki dan *roll meter* pada saat pengukuran.
- Alat pelindung diri, sebagai standar untuk melaksanakan kegiatan di kilang PPSDM MIGAS Cepu. Alat pelindung diri yang digunakan yaitu *safety helmet*, *wearpack*, sepatu dan masker apabila diperlukan.



- c. Tabel kalibrasi tangki digunakan sebagai referensi untuk melakukan kegiatan dan untuk mengkonversi nilai volume.

II.2.8 Prosedur Keselamatan Kerja

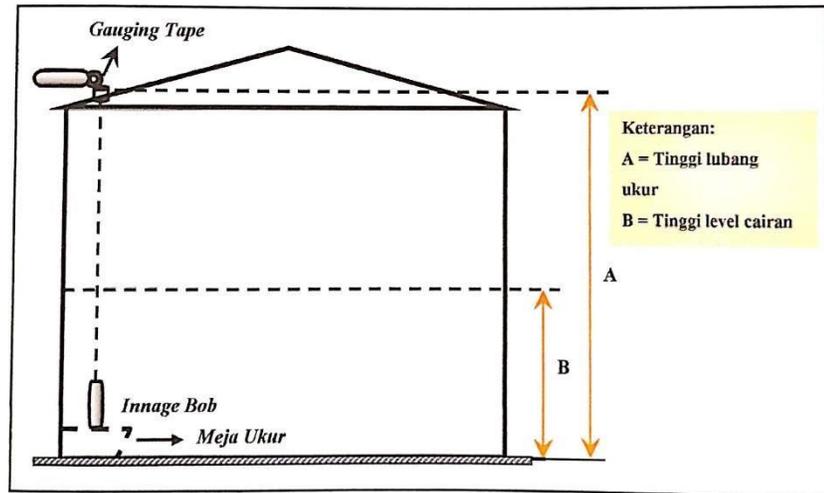
Berikut merupakan prosedur keselamatan kerja yang harus dipatuhi selama proses pengukuran tangki volume standar di area PPSDM MIGAS :

- a. Menggunakan alat pelindung diri (APD) yang sesuai dengan ketentuan K3L di kilang PPSDM MIGAS dengan menggunakan *wearpack*, *safety helmet*, *safety shoes* dan masker.
- b. Mematuhi segala peraturan perundang-undangan keselamatan yang berlaku di lingkungan Kilang PPSDM MIGAS Cepu.
- c. Pada saat pengukuran volume tangki standar, diperhatikan arah angin yang berhembus di area tangki dengan cara melihat *windsock*. Jika tidak ada, dapat melihat pergerakan benda yang dipengaruhi oleh arah angin seperti pepohonan. Arah angin digunakan sebagai acuan arah pengambilan sampel dilakukan dengan cara membelakangi arah angin tersebut. Hal ini dilakukan karena untuk menghindari produk yang menguap, sehingga uap yang keluar dari tangki tidak terhirup karena dapat mengakibatkan gangguan pernafasan.

II.2.9 Pengukuran Level Cairan Bahan Baku

1. Metode Pengukuran Innage

Innage adalah suatu metode pengukuran cairan dalam tangki dimana ujung bandul pemberat (bob) harus menyentuh dasar tangki (datum plate) saat dilakukan pengukuran cairan.



Gambar II.18 Cara Pengukuran Innage

(Sumber: PPSDM MIGAS)

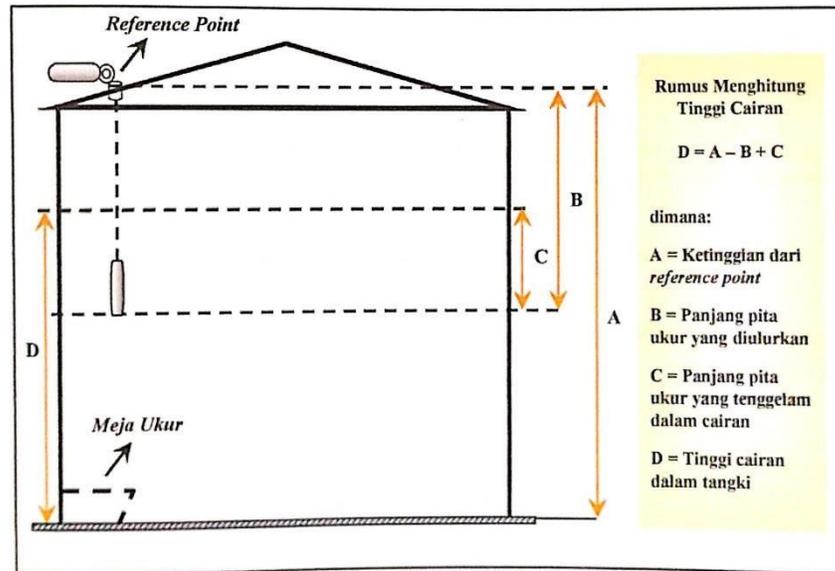
Metode innage dipilih apabila:

- Tidak ada endapan di dasar tangki.
- Tidak terjadi perubahan bentuk pada dasar tangki.
- Fraksi minyak yang diukur ringan seperti solar sehingga pita dan bandul ukur mudah memasuki cairan.

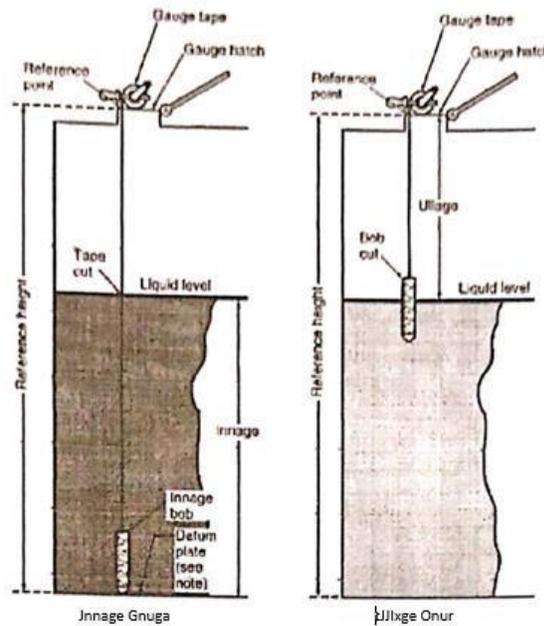
2. Metode Pengukuran Outage (Ullage)

Metode pengukuran outage atau ullage adalah metode pengukuran dimana yang diukur adalah ruang kosong atau jarak dari reference point (lihat sub bab 3.1) hingga ke permukaan cairan dalam tangki. Metode ini dipilih apabila:

- Terdapat endapan di dasar tangki yang menghalangi masuknya bandul pemberat ke dasar tangki.
- Dasar tangki mengalami perubahan bentuk yang mengakibatkan hasil pengukuran berubah-ubah.
- Fraksi minyak yang diukur berat seperti residu.



Gambar II.19 Cara Pengukuran Outage (Ullage)
 (Sumber: PPSDM MIGAS)



Gambar II.20 Teknik Pengukuran Innage dan Outage (Ullage)
 (Sumber: API MPMS 3.1 A)

II.2.10 Pengukuran Temperatur Minyak

Berikut ini adalah prosedur pengukuran temperatur minyak dalam tangki menggunakan termometer.

- 1) Turunkan termometer pada titik pengukuran suhu minyak di tangki sesuai dengan Tabel 3.1 di bawah. Untuk mengukur temperatur cairan dalam tangki perlu dilakukan pengambilan sampel terlebih dahulu. Untuk tangki dengan kapasitas kurang dari 5000 barrel, maka cukup diambil satu titik pengambilan sampel yang terletak di bagian tengah level cairan dalam tangki (middle). Untuk tangki dengan level cairan kurang dari 10 ft maka pengambilan sampel cukup dilakukan di satu titik yaitu middle. Sedangkan tangki yang memiliki level cairan lebih dari 10 ft maka pengambilan sampel untuk pengukuran diambil di tiga titik yaitu upper, middle, dan lower.

Tabel II.1 Jumlah Minimum Titik Pengukuran Temperatur

Depth of Liquid	Minimum Number of Temperature Measurements	Measurement Levels
>10 feet (3.05 meters)	3	Middle of the upper, middle, and lower thirds
≤10 feet (3.05 meters)	1	Middle of liquid

Notes:

1. For tanks with capacities less than 5000 barrels, one temperature measurement at the middle of the liquid can be used. Also, one temperature measurement at the middle of the liquid will suffice in ship or barge tanks containing less than 5000 barrels.
2. The temperature of a liquid in a storage tank or marine vessel can vary throughout its depth; therefore, when temperature differentials greater than 5°F (3°C) are found, an average temperature shall be obtained. This may be accomplished by taking temperatures at different levels that are equally spaced apart, averaging the readings, rounding off the result to the nearest 1.0°F (0.5°C), and reporting the result as the average temperature for the entire volume. In some cases, such as when a tank has a non-uniform cross-sectional area, it may be necessary to calculate a volume weighted average temperature. Temperatures may be reported to less than 1.0°F (0.5°C) if all parties involved agree and it does not conflict with legal requirements.

2. Pengukuran temperatur dinding tangki bagian dalam dilakukan dengan menggunakan *termometer cup-case assembly* yang dicelupkan dan didiamkan



ke dalam tangki. Aturan waktu pencelupan termometer terdapat pada table berikut.

Tabel II.2 Waktu Perendaman Termometer

API Gravity at 60°F	Recommended Immersion Times (minutes) ^a	
	In-Motion	Stationary
>50	5	10
40 to 49	5	15
30 to 39	12	25
20 to 29	20	45
<20	45	80

Notes:

1. The woodback cup-case assembly can be used in either an in-motion or a stationary mode. In motion is defined as raising and lowering the assembly 1 foot (0.3 meter) above and below the desired depth.
2. Cup-case assemblies made of other materials will have different immersion times. Immersion times should be established by testing, and all parties involved should agree on the immersion times (see Appendix A).
3. If additional mass, such as a weight to cause the woodback cup-case assembly to sink, is placed in the liquid near the thermometer, the immersion time of the assembly will be longer than those listed in this table. Immersion times should be established by testing, and all parties involved should agree on the times (see Appendix A).
4. If the temperature differential between the woodback cup-case assembly and the liquid is less than 5°F (3°C), the immersion times listed in Table 4B can be used.

^aThese immersion times were established based on the test procedure outlined in Appendix A. Failure to use these recommended times may result in incorrect temperature readings.

3. Jika perbedaan temperatur antara titik satu dengan titik yang lainnya kurang dari 5°F (3°C) maka lama perendaman termometer dalam tangki mengikuti tabel berikut

Tabel II.3 Waktu Perendaman Termometer Ketika Selisih Suhu < 5°F



Table 4B—Recommended Immersion Times for Woodback Cup–Case Assembly When Temperature Differential Is Less Than 5°F

API Gravity at 60°F	Recommended Immersion Times (minutes) ^a	
	In-Motion	Stationary
>50	5	10
40 to 49	5	15
30 to 39	12	20
20 to 29	20	35
<20	35	60

^aThese immersion times were established based on the test procedure outlined in Appendix A. Failure to use these recommended times may result in incorrect temperature readings.

4. Setelah dilakukan perendaman termometer di tangki sesuai dengan waktu yang ditentukan, angkatlah termometer sampai batas di bawah lubang gauge hatch kemudian bacalah suhu yang ditunjukkan di skala termometer sesegera mungkin dan catatlah.
5. Selama pembacaan suhu termometer, pastikan mangkuk pada termometer terisi penuh dengan minyak

II.2.11 Pembacaan dan Pelaporan

- a. Adapun aturan dalam melaporkan hasil pembacaan pengukuran adalah sebagai berikut:
 1. Pembacaan dan pelaporan hasil pengukuran level cairan secara manual diperlukan tiga kali pembacaan atau pengukuran, dimana setiap hasil pengukuran tersebut tidak boleh berbeda lebih dari 3 mm (1/8 inci 0,125 inci).
 2. Jika dua dari tiga hasil pembacaan pengukuran adalah sama maka dua pembacaan ini harus dilaporkan dan dicatat.
 3. Pengukuran sistem metrik dilaporkan hingga 1 mm terdekat. Contoh hasil pengukuran yaitu sebagai berikut:
 - 30 m 40 cm 56,3 mm dilaporkan 30 m 40 cm 56 mm



- 30 m 40 cm 56,8 mm dilaporkan 30 m 40 cm 57 mm
 - 30 m 40 cm 56,5 mm dilaporkan 30 m 40 cm 56 mm
4. Untuk pengukuran dengan ukuran terkecil inci maka hasil pengukuran dilaporkan sampai 1/8 inci (0,125 inci) terdekat.
- b. Aturan pembacaan dan pelaporan hasil pengukuran temperatur minyak di tangki dijelaskan di bawah ini.
 1. Laporkan hasil pengukuran suhu sampai 1,0°F (0,5°C) terdekat atau bisa dilaporkan kurang dari 1,0°F (0,5°C) terdekat.
 2. Jika di setiap titik terdapat perbedaan suhu lebih dari 5°F (3°C), maka hasil pengukuran suhu dirata-rata dan hasil rata-rata tersebut dibulatkan hingga 1,0°F (0,5°C) terdekat, atau bisa dilaporkan kurang dari 1,0°F (0,5°C) terdekat, atau sesuai kesepakatan.

II.2.2.1 Prosedur Kerja

Langkah-langkah prosedur yang digunakan dalam perhitungan volume standart tangki T-107 pada kilang PPSDM MIGAS adalah sebagai berikut:

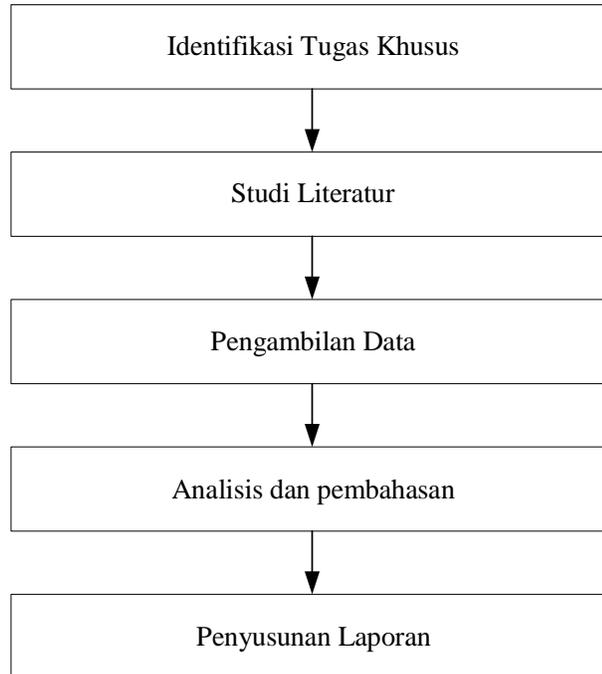
1. Menentukan tangki yang akan diukur
2. Mengambil data yang diperlukan di lapangan
 - a. Data tinggi ukur, tinggi bibir dan tinggi cairan maksimum
 - b. Data temperature sampel menggunakan *sampling can* serta Termometer *armored-case assembly* dan temperature dalam tangki menggunakan Termometer *cup case assembly*
 - c. Data densitas observasi menggunakan hydrometer dan gelas ukur
2. Mengolah data yang telah diperoleh dari lapangan
 - a. Menghitung level cairan
 - b. Menghitung ruang kosong diatas cairan
 - c. Menghitung tinggi air bebas
3. Mencari literature dan referensi yang dibutuhkan



4. Mengolah data parameter pengukuran tangki T-107 Solar
 - Menghitung volume cairan
 - Menghitung volume air bebas dan endapan
 - Menghitung *gross observed volume* minyak
 - Menghitung densitas
 - Menghitung VCF
 - Menghitung *gross standard volume* (GSV) minyak
 - Menghitung volume BS&W
 - Menghitung *net standard volume* (NSV) minyak
 - Menghitung berat dalam barrel
 - Menghitung WCF
 - Menghitung berat dalam *long ton* (LT)
 - Menghitung berat dalam *metric ton* (MT)
5. Menganalisis dan mengevaluasi hasil perhitungan dengan kondisi yang ada di lapangan

II.2.2.2 Skema Kerja

Adapun skema kerja yang diterapkan dalam tugas khusus ini ditunjukkan melalui bagan sebagai berikut :



Gambar II.21 Flowchart Skema Kerja

II.2.2.3 Perhitungan

II.2.2.3.1 Data Pengamatan

Data pengamatan diperoleh melalui pengukuran langsung di lapangan yang dilakukan pada tanggal 04 November 2021 di pagi hari. Data yang diambil adalah data yang terdapat pada tangki T-107 yang merupakan tangki timbun untuk produk minyak bumi berupa solar.

Tabel IV.1 Data Pengamatan Tangki T-107

No.	Parameter Pengukuran	Nilai	Satuan
1	Tinggi ukur	297	cm
2	Tinggi bibir	268	cm
3	Tinggi maksimum cairan	260	cm
4	Tinggi air bebas	15	cm
5	Temperatur sampel	33	°C



6	Temperatur dalam tangki	36	°C
7	Densitas <i>observed</i>	840	kg / m ³
8	BS&W	0,7	% (v/v)

II.2.2.3.2 Pengolahan Data

Penulisan angka menggunakan kaidah dalam Bahasa Indonesia dimana tanda koma merepresentasikan desimal dan tanda titik mempresentasikan ribuan

1. Ruang kosong diatas cairan

$$\begin{aligned} \text{Ullage atau kekosongan tangki} &= B - C \\ &= 150 \text{ cm} - 73 \text{ cm} \\ &= 77 \text{ cm} \end{aligned}$$

Keterangan :

B = panjang pita ukur yang diulurkan (cm)

C = panjang pita ukur yang tenggelam dalam cairan (cm)

2. Level Cairan

- Level cairan atau tinggi cairan dalam tangki = $A - (B - C)$
 $= 297 - (150 - 73)$
 $= 220 \text{ cm}$

Keterangan :

A = Ketinggian dari reference point

B = panjang pita ukur yang diulurkan (cm)

C = panjang pita ukur yang tenggelam dalam cairan (cm)

- Level cairan tangki T-107 sebesar 220 cm ekuivalen dengan volume sebesar 62.126 L (Tabel Volume Tangki T-107 Bagian 1)
- Koefisien Ekspansi
Temperatur dalam tangki = 36°C



$$C_{TSh} = 1 + \left(3 \times 0,0000112^{\circ} C \right) \\ TSh - 35^{\circ} C$$

$$C_{TSh} = 1 + \left(3 \times 0,0000112^{\circ} C \right) \\ 36 - 35^{\circ} C$$

$$C_{TSh} = 1$$

- Volume terkoreksi

$$V_{\text{Terkoreksi}} = C_{TSh} \times V_{\text{konversi}}$$

$$V_{\text{Terkoreksi}} = 1 \times 62.126$$

$$V_{\text{Terkoreksi}} = 62.126 \text{ L}$$

3. Volume air bebas

- Level air bebas tangki T-107 sebesar 15 cm ekuivalen dengan volume sebesar 4.252 L (Tabel Volume Tangki T-107 Bagian 1)

- $V_{\text{air terkoreksi}} = C_{TSh} \times V_{\text{air}}$

$$V_{\text{air terkoreksi}} = 1 \times 4.252$$

$$V_{\text{air terkoreksi}} = 4.252 \text{ L}$$

4. *Gross Observed Volume* Minyak

$$GOV = V_{\text{terkoreksi}} - V_{\text{air terkoreksi}}$$

$$GOV = 62.126 \text{ L} - 4.252 \text{ L}$$

$$GOV = 57.874 \text{ L}$$

5. Densitas

Berdasarkan tabel 53B pada buku ASTM D1250-80 Volume VIII, nilai temperature sampel $33^{\circ}C$ dan densitas *observed* 840 kg/m^3 ekuivalen dengan nilai densitas pada suhu $15^{\circ}C$ sebesar $851,9 \text{ kg/m}^3$

6. VCF

Nilai VCF ditentukan dari data pada tabel 54 pada buku ASTM D1250-80 Volume VIII menggunakan nilai densitas pada suhu $15^{\circ}C$ dan nilai $T_{Sh} = 36^{\circ}C$ sehingga didapatkan nilai VCF sebesar 0,9828



7. *Gross Observed Standard* Minyak

$$GSV = GOV \times VCF$$

$$GSV = 57.874 \times 0,9828$$

$$GSV = 56.878,57 \text{ L}$$

8. Volume BS&W

$$V_{BS\&W} = BS\&W \times GSV$$

$$V_{BS\&W} = \frac{0,7}{100} \times 56.878,57$$

$$V_{BS\&W} = 398,1499 \text{ L}$$

9. *Net Standard Volume* Minyak

$$NSV = GSV - V_{BS\&W}$$

$$NSV = 56.878,57 - 398,1499$$

$$NSV = 56.480,42 \text{ L}$$

10. Berat dalam *Barrel*

Berdasarkan table 52 pada buku *Petroleum Measurement Tables* ASTM D1250, nilai barrel @60°F / 1000 L pada rentang densitas 15°C antara 0,766

–

0,905 g/cm³ adalah sebesar 6,293 barrel/L

$$\text{Barrel} = \frac{(\text{Barrel @60°F/1000 L @15°C}) \times NSV}{1000}$$

$$\text{Barrel} = \frac{(6,293) \times 56.480,42}{1000}$$

$$\text{Barrel} = 355,4312 \text{ barrel}$$

11. WCF

Berdasarkan tabel 57 pada buku *Petroleum Measurement Tables* ASTM D1250 dengan data menggunakan nilai densitas pada 15°C sehingga didapatkan nilai WCF sebesar = 0,8257

12. Berat dalam *Long Ton* (LT)



$$\begin{aligned} \text{Long Ton} &= \frac{NSV \times WCF}{1000} \\ \text{Long Ton} &= \frac{56.480,42 \text{ L} \times 0,8257 \text{ LT/L}}{1000} \\ \text{Long Ton} &= 46,6358 \text{ LT} \end{aligned}$$

13. Berat dalam *Metric Ton* (MT)

$$\begin{aligned} \text{Metric Ton} &= \text{Long Ton} \times 1,01605 \\ \text{Metric Ton} &= 46,6358 \text{ LT} \times 1,01605 \text{ MT/LT} \\ \text{Metric Ton} &= 47,3843 \text{ MT} \end{aligned}$$

Tabel IV.2 Rangkuman Hasil Perhitungan

No.	Parameter Pengukuran	Nilai	Satuan
1	Level cairan	220	cm
2	Level air	15	cm
3	Temperatur Sampel	33	°C
4	Temperatur dalam tangka	36	°C
5	Densitas <i>observed</i>	840	kg / m ³
6	BS&W	0,7	%
7	Volume ekuivalen	62.126	L
8	Koefisian ekspansi	1	-
9	Volume terkoreksi	62.126	L
10	Volume ekuivalen air bebas	4.252	L
11	Volume air bebas terkoreksi	4.252	L
12	GOV	56.878,57	L
13	Densitas 15 C	851,9	kg / m ³
14	VCF	0,9828	-
15	GSV	56.878,57	L
16	Volume BS&W	398,1499	L



17	NSV	56.480,42	L
18	Faktor konversi barrel	6,293	Barrel/L
19	Berat dalam barrel	355,4312	Barrel
20	WCF	0,8257	LT/L
21	Berat dalam Long Ton	46,6358	LT/L
22	Berat dalam Metric Ton	47,3843	MT

II.2.3 Pembahasan

Penentuan volume standar produk minyak bumi dilakukan untuk mengonversi volume minyak dalam tangki ke dalam bentuk volume standar. Volume standar inilah yang nantinya akan digunakan untuk keperluan transaksi produk-produk minyak bumi. Pengambilan data dilakukan terhadap tangki timbun T-107 di PPSDM MIGAS yang berisikan cairan berupa solar. Pengambilan data lapangan dilakukan pada pagi hari. Hal ini dilakukan atas dasar untuk melihat pengaruh temperatur lingkungan terhadap data lapangan yang diperoleh serta volume standar yang dihasilkan. Dasar perhitungan volume standar menggunakan standar yang dikeluarkan oleh *American Standard Testing and Materials (ASTM)* dan *American Petroleum Institute (API)*.

Solar merupakan salah satu produk olahan minyak bumi yang dihasilkan di kilang PPSDM MIGAS. Solar di PPSDM MIGAS dihasilkan melalui proses distilasi atmosferik dari kolom fraksinasi C1 dan kolom stripper C4 kemudian dialirkan ke unit HE-3 dan HE-2 untuk integrasi panas dalam proses (lihat Lampiran 12). Solar keluaran HE-3 memiliki temperatur sekitar 80-100°C sedangkan solar keluaran HE-2 memiliki temperatur sebesar 60°C yang masih relatif tinggi sehingga perlu didinginkan sebelum dialirkan ke unit penyimpanan tangki timbun. Data lapangan yang terdapat di Tabel 4.1 menunjukkan nilai temperatur solar sebesar 36°C. Hal ini menunjukkan bahwa proses Pendinginan



yang terdapat di unit pendingin (cooler) CL-7, CL-8, dan CL-12 berjalan dengan baik. Apabila proses pendinginan yang dilakukan kurang mencapai target temperatur keluaran sebesar $< 40^{\circ}\text{C}$, maka temperatur cairan dalam tangki akan lebih tinggi sehingga terjadi pemuaiian minyak dalam tangki.

Berdasarkan perhitungan yang telah dilakukan, didapati bahwa nilai volume standar yang diperoleh sebesar 47,3843 MT sehingga hasil yang didapat masih memenuhi syarat meskipun terdapat perbedaan. Adanya perbedaan nilai tersebut terjadinya karena adanya perbedaan temperatur sampel dan temperatur dalam tangki yang dipengaruhi oleh temperatur lingkungan. Peningkatan temperatur lingkungan akan meningkatkan temperatur dinding dalam tangki dan temperatur cairan di dalamnya. Peningkatan temperatur inilah yang menyebabkan terjadinya pemuaiian material dinding tangki dan solar sehingga dalam perhitungan, digunakan faktor pemuaiian tangki dalam penentuan volume standar.

Peningkatan temperatur dinding tangki dan temperatur cairan juga memengaruhi nilai densitas cairan dalam tangki. Sesuai dengan persamaan (5.1) bahwa nilai densitas berbanding terbalik dengan volume. Apabila densitas meningkat maka volume akan menurun dan begitu sebaliknya, jika densitas menurun maka volume cairan akan meningkat. (Gross & Reiner, 2013).

$$\rho = \frac{m}{V} \dots\dots\dots (5.1)$$

dimana:

ρ = densitas cairan (kg/m³)

m = massa cairan (kg)

V = volume cairan (m³)



Pada tangki solar T-107, terdapat sejumlah air bebas dengan level 4 cm serta endapan dan air tersuspensi atau basic sediment and water (BS&W) sebesar 0,7 % yang menjadi faktor pengurang volume dalam tangki. Dalam tangki, BS&W dan air bebas berada di dasar tangki di bawah lapisan minyak karena massa jenis air dan endapan tersebut lebih besar dari massa jenis minyak termasuk solar (Abdel-Aal, 2003). Pada saat proses transaksi produk minyak bumi, air bebas dan BS&W dijaga agar tidak terikut dalam pengiriman produk sehingga dapat dipastikan bahwa produk yang ditransaksikan bebas dari zat-zat pengotor (impurities).

Volume standar selain digunakan sebagian acuan kuantitas minyak dalam operasi arus minyak, juga digunakan dalam transaksi produk minyak bumi. Sebagian produk minyak bumi merupakan komponen yang volatil dan dapat memuai sehingga perlu dilakukan perhitungan dan pencatatan kuantitas minyak sebelum dan sesudah melakukan transaksi. Hal ini dilakukan untuk menghindari adanya perbedaan kuantitas tangki antara pihak pengirim dan penerima. Selain itu, perhitungan kuantitas tangki juga dilakukan demi terciptanya kepastian hukum dan menjamin bahwa kuantitas minyak yang diperjual-belikan telah sesuai dengan standar yang berlaku. Dalam operasinya, transaksi produk minyak bumi menggunakan kuantitas minyak dalam satuan barrel, MT, maupun LT tergantung dari kesepakatan. Penentuan harga transaksi menggunakan harga minyak dunia yang berlaku pada saat dilakukannya transaksi sesuai dengan satuan yang dipilih.