creative commons

COMMONS DEED

저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:

저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.

비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.

변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 이용허락규약(Legal Code)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

Disclaimer

dCollection

공학전문석사 학위 연구보고서

탱크의 설계 대비 고온 보관 및 경제성 분석 연구

2021 년 2 월

서울대학교 공학전문대학원

응용공학과 응용공학전공

정 자 훈

탱크의 설계 대비 고온 보관 및 경제성 분석 연구

지도 교수 서 은 석

이 프로젝트 리포트를 공학전문석사 학위

연구보고서로 제출함

2021 년 2 월

서울대학교 공학전문대학원

응용공학과 응용공학전공

정 자 훈

정자훈의 공학전문석사 학위 연구보고서를 인준함

2021 년 2 월

위 원 장 _____ 오 병 수 _____ (인)

위 원 _____ 서 은 석 _____ (인)

위 원 _____ 박 진 우 _____ (인)

국문초록

유류저장시설인 원통형 액체 저장탱크는 최초 건설 시 플랜트에서 요구하는 사양에 맞추기 위해 설계 데이터를 설정, 계산 및 검증을 한 후 건설한다. 설계 데이터에서 중요한 요소 중 하나인 설계 온도는 액체 저장탱크 내에 보관하는 액체의 최대 온도를 나타내며, 일반적으로 국내 정유사에서는 API (American Petroleum Institute) 650 이라는 미국 표준을 따라 계산한다. 따라서 건설이 완료된 액체 저장탱크는 고유의 설계 데이터를 가지며 설계 온도 이상으로 액체를 보관하지 않는 것을 원칙으로 한다. 이러한 이유로 기존 탱크에 고온의 유체를 보관하기 위해서는 신규 탱크를 신설해야 한다. 또한 기존 탱크의 설계 온도 제한으로 인해 탱크의 Feed 온도를 탱크의 설계온도 이하로 낮추고, 탱크로부터 나온 유체를 다시 승온하는 경우가 있다.

이러한 경우 운영상의 손실이 클 수 있기에, 탱크 내 유체 보관 시 설계온도보다 높은 유체를 보관할 수 있다면 플랜트를 더 효율적으로 운영할 수 있다는 아이디어를 기반으로 그 가능성에 대해 검토를 하였다. 검토 내용으로, 이 연구에서는 액체 저장탱크 외벽의 두께와 온도와의 연관성을 이용하여 설계 온도 이상으로 액체를 보관하기 위한 변수를 확인하고, 선형 계획 모형 (Linear Program Modeling)을 통해 변수를 최적화 (Optimization) 하였다. 추가로 설계 온도 이상으로 액체를 보관할 수 있을 때 가져올 수 있는 효과 및 활용방안에 대해 고찰하였다.

주요어 : 원통형 액체저장탱크, API 650, 설계 온도, 외벽 두께, 1-foot method, 플랜트 운영 비용 절감, 플랜트 경제성 분석

학 번 : 2019-29780

목 차

제 1 장 서론 1

1.1. 연구 배경 1

1.1.1. 국내 석유산업의 이해 1

1.1.2. 유류 저장 시설 연구 배경 4

1.2. 연구 목적 9

제 2 장 문헌 조사 10

2.1. Tank 및 설비 설계 10

2.2. 최적화 15

제 3 장 방법론 17

3.1. 방법론 개론 17

3.2. Tank 설계 18

3.3. 두께 산정 (1-Foot Method) 19

3.4. 재료의 응력 (Allowable Stress) 23

3.5. 설계 온도 (Design Temperature) 25

3.6. 최적화 (LP Modeling) 28

제 4 장 Case 적용 사례 35

4.1. Case 1 : 공정 Start-Up 적용 Case 35

4.1.1. Overview 35

4.1.2. 경제성 검토 36

4.2. Case 2 : 비효율적인 공정 Flow 개선 Case 39

4.2.1. Overview 39

4.2.2. 경제성 검토 42

제 5 장 결론 49

참고 문헌 51

표 목차

[표 1-1] 원유 정체 처리 능력 순위 (2019) 1
[표 2-1] Tank 설계 표준 별 최대 설계 온도 10
[표 3-1] 1-Foot Method 수식의 구성 22
[표 3-2] Tank Shell 재료 A283-C의 Allowable Stress 23
[표 3-3] Construction Details 25
[표 3-4] Tank Shell Course별 두께, 재질 및 Stress..... 28
[표 3-5] Shell Course 두께 비교 - 기존 Tank Level에 90℃ 투입 29
[표 3-6] Shell Course 두께 비교 - 기존 Tank Level에 200℃ 투입 30
[표 3-7] Shell Course 두께 비교 - Tank Level을 12m로 변경 후 200℃ 투입 31
[표 4-1] Case 1 적용 시 추가 생산 이익 (영업이익 기준) .. 37
[표 4-2] Case 1 적용 시 추가 생산 이익 (매출 기준) 38
[표 4-3] 2020년 1분기 국내 정유사 영업이익 39
[표 4-4] 신설 배관 ① 자재비 44
[표 4-5] 신설 배관 ① 시공비 45
[표 4-6] 신설 배관 ② 자재비 45
[표 4-7] 신설 배관 ② 시공비 46
[표 4-8] Sample Air Fin Fan Cooler 운전 비용..... 47
[표 4-9] Sample 열교환기 운전 비용..... 48

그림 목차

[그림 1-1] 국내 3대 석유화학단지 현황 2
[그림 1-2] The oil supply chain, from upstream to downstream 4
[그림 1-3] 정유 공장 전경 5
[그림 1-4] Cone Roof Tank 6
[그림 1-5] Floating Roof Tank 6
[그림 1-6] Tank 보관 온도 80℃의 유체 Flow Sample (현재) 8
[그림 1-7] Tank 보관 온도 200℃의 유체 Flow Sample (To-be) 8
[그림 2-1] Air Fin Fan Cooler 12
[그림 2-2] Forced Draft Air Cooler 13
[그림 2-3] Induced Draft Air Cooler 14
[그림 2-4] Shell and Tube 열교환기 15
[그림 3-1] 연구 방법 Work Flow 17
[그림 3-2] Tank 구성 이미지 19
[그림 3-3] Tank Shell Course 별 두께 차이 20
[그림 3-4] 온도 별 Reduction Factor 24
[그림 3-5] 온도에 따른 Reduction Factor (선형 보간법) (<310MPa) 26
[그림 3-6] Excel의 해 찾기 과정 33
[그림 3-7] 해 찾기 결과 값 자동 입력 : 14.95 34
[그림 4-1] Tank 온도 80℃ Start-Up 모식도 35
[그림 4-2] Tank 온도 200℃ Start-Up 모식도 36

[그림 4-3] Case 2 적용 전 Sample 공정 모식도 (As-is) .. 40
[그림 4-4] Case 2 적용 후 Sample 공정 모식도 (To-be) . 41
[그림 4-5] Case 2 적용 후 제거 가능한 설비 42
[그림 4-6] Case 2 적용을 위한 배관 신설 모식도..... 43

제 1 장 서론

1.1. 연구 배경

1.1.1. 국내 석유산업의 이해

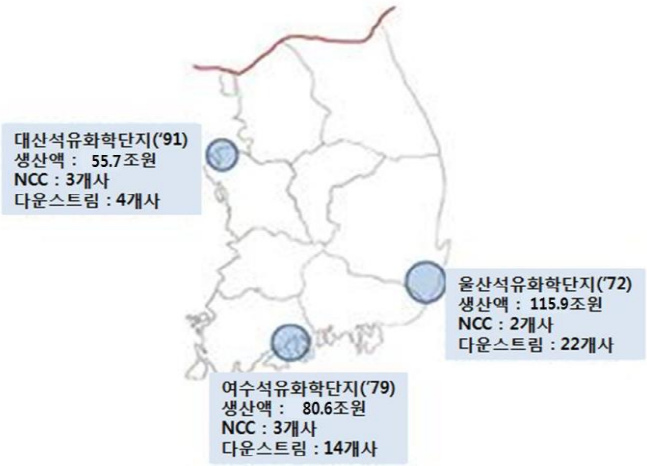
흔히 말하는 석유 산업은 석유를 소재로 하는 산업이나 석유 자체를 다루는 산업 전체를 칭한다. 이를 크게 나누면 Upstream 과 Downstream으로 나눌 수 있으며, Upstream은 원유를 탐사하고 시추, 개발, 생산하는 단계를 의미하고, Downstream은 원유를 정제하고 판매하는 단계를 말한다. 우리나라 석유산업은 Downstream 위주로 발달되어 있으며, 울산, 여수, 대산 등의 석유화학단지를 이루고 있다. 우리나라의 원유 정제 처리 능력은 아래 표 1-1과 같이, 2019년 기준 미국, 중국, 러시아, 인도에 이어 세계 5위이며 하루 3,393만 배럴 정제가 가능하다[1].

[표 1-1] 원유 정제 처리 능력 순위 (2019)

원유 정제 처리 능력 순위 (2019년)	국가	처리량 (Thousand barrels daily)
1	미국	18,974
2	중국	16,199
3	러시아	6,721
4	인도	5,008
5	대한민국	3,393

우리나라는 원유 생산이 불가하기 때문에 원유를 전량 수입한 뒤 정제 단계부터 처리가 가능하다. 원유를 수입하기 위해서는 대형 선박을 이용해야만 하며, 이런 이유로 석유화학단지들은 그림 1-1과 같이 선박의 통행이 원활한 울산, 여수, 대산 등의 바닷가에 위치하고 있다.

국내 석유화학단지 중, 울산 석유화학단지가 가장 큰 규모를 자랑하고 있으며, 여수, 대산이 그 뒤를 잇고 있다. 대표적으로 울산에는 SK이노베이션, S-OIL과 같은 정유사가 있으며, 롯데케미칼, 금호석유화학, 대한유화, 한화케미칼, 대한유화, 한국바스프, 코오롱인더스트리, SK케미칼, 한화종합화학 등의 석유화학사가 위치한다. 여수에는 정유사로 GS칼텍스가 위치하고, 금호석유화학, 롯데케미칼, LG화학, 여천NCC, 한국바스프 등의 석유화학사가 위치하며, 대산에는 정유사로 현대오일뱅크가 있고, 롯데케미칼, LG화학, 한화토탈, 현대케미칼 등의 석유화학사가 위치해있다.

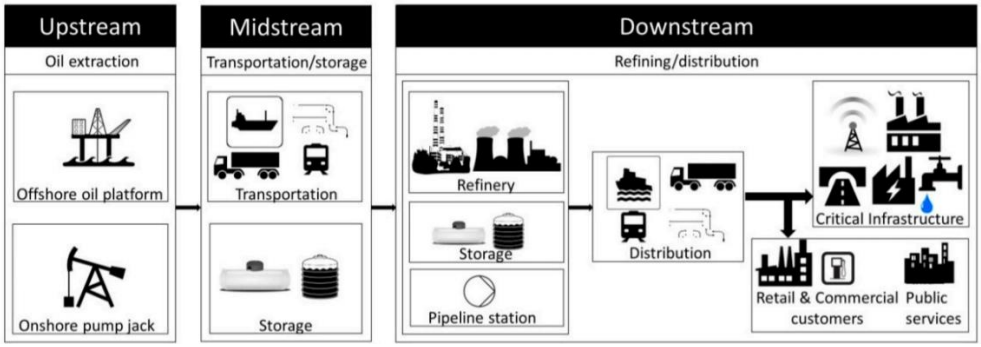


[그림1-1] 국내 3대 석유화학단지 현황[2]

원유를 수입하는 방법으로는 유조선이 부두에 정박하여 원유를 직접 받는 방법이 있고, SPM(Single Point Mooring, 원유 하역 시설)이라는 시설을 이용하여 수심이 깊은 해역에 고정형 부이(Buoy)를 설치하고, 송유관을 통해 육상 저장탱크로 원유를 받는 방법이 있다. 주로 조수간만의 차가 큰 서해에 위치한 대산지역에서는 SPM 방법을 사용해야 하고, 동해안이나 남해안에는 유조선이 직접 정박하는 방법을 사용한다. 요즘에는 원유를 받기 위해 직접 정박하여 원유를 받으면서 SPM도 같이 이용하는 사례도 나타나고 있다.

이렇게 수입한 원유는 선박에서 바로 공정으로 투입되는 것이 아니라 흔히 탱크라고 불리는 유류저장시설에 보관된다. 탱크에 보관된 원유는 정유 플랜트의 여러 공정을 거쳐 제품으로 생산되고, 생산된 휘발유, 경유 등의 제품은 다시 선박에 실어 해외로 수출되거나, 육로를 통해 국내 주유소 등에서 판매된다.

국내 정유산업의 가장 큰 특징은 원료를 전량 수입한다는 것이다. 석유 산업은 아래 그림 1-2와 같이 원유탐사, 시추 등의 Upstream 부터 정제, 저장, 제품 생산 등의 Downstream까지의 개념으로 나뉜다. 중동, 미국 등 Upstream이 발달한 국가에서는 Upstream부터 Downstream까지 모두 처리가 가능하여 직접 원유를 시추하는 것부터 정제 후 제품으로 판매까지 가능하지만 우리나라는 Downstream만 가능하다.



[그림 1-2] The oil supply chain, from upstream to downstream[3]

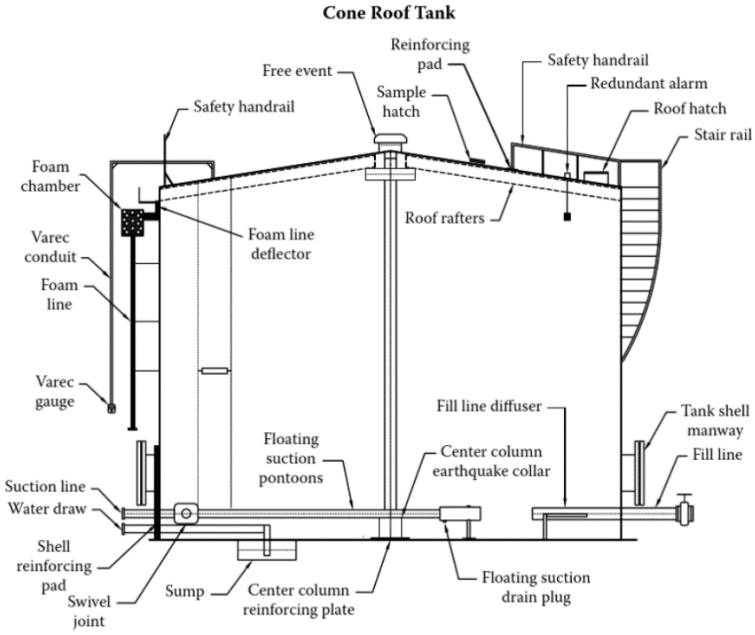
1.1.2. 유류 저장 시설 연구 배경

국내 정유 플랜트에서 원유를 공정에 투입하기 전에 탱크에 보관을 한다고 하였는데, 이를 상세히 보면 공정도 단순한 1개 공정이 아니라, 여러 단계의 공정을 거쳐야 제품이 나오게 된다. 이러한 공정과 공정간의 중간 제품 역시 원유와 마찬가지로 탱크에 보관이 되는 경우가 있는데, 이 탱크를 흔히 중간 제품 탱크라고 한다. 탱크의 용도가 원유 저장용이라면 원유 탱크, 중간 제품 저장용이면 중간 제품 탱크, 최종 제품 저장용이라면 최종 제품 명의 이름을 붙인 탱크로 불린다. 예를 들면 C3를 저장하는 탱크는 C3 탱크라고 불리고, Naphtha를 저장하는 탱크는 Naphtha 탱크라 한다.

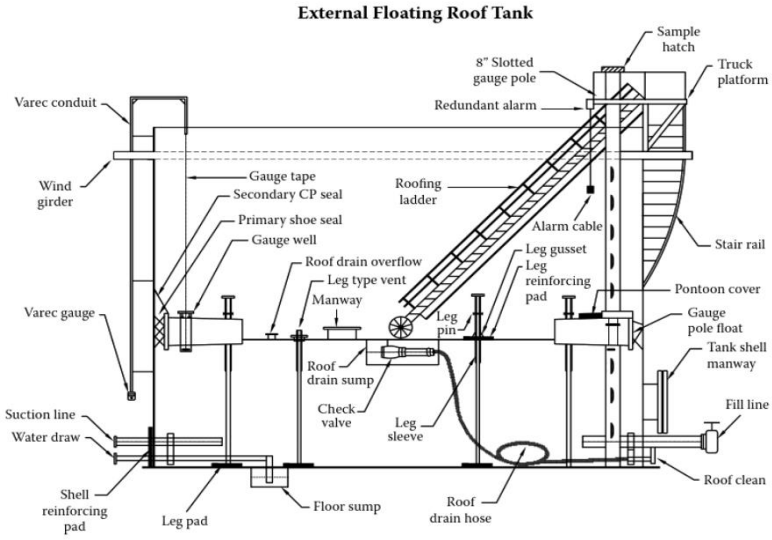
[그림 1-3] 정유 공장 전경[4]

위의 그림 1-3과 같이 정유공장에서 많은 부지를 차지하는 것이 Tank이다. 이러한 탱크를 설치하기 위해서는 기준이 있어야 하는데, 국내 대부분 정유 플랜트에서는 탱크의 설계 및 설치를 위해 미국석유협회 (API, American Petroleum Institute)의 탱크 표준 (Standard) 인 API 650 이라는 표준을 따른다. API 650 은 Welded Steel Tanks For Oil Storage에 대한 표준[5]이며, API 650에서 정의한 탱크는 대기압저장탱크 (Atmospheric Storage Tank) 이다. 대기압저장탱크는 말 그대로 탱크 내부의 압력이 대기압인 상태로, 원유, 중간제품, 최종제품, 화학물, 물 등 대부분의 유체에 사용할 수 있는 대표적인 저장 탱크이다. 흔히 대기압 탱크 운전 압력이 0.07kg/cm^{2}g 이하로 운영되는 탱크를 칭하고 있다. 대기압저장탱크는 지붕 Type에 따라 분류가 되는데, 지붕이 고정되어 있는 Fixed Cone Roof Tank, 지붕이 Dome 모양을 하고 있는 Dome Roof Tank, 지붕이 탱크 내부 압력에 의해 위/아래로 움직이는 Floating Roof Tank, Floating Roof Tank와 Fixed Cone Roof Tank의 특성이 합쳐진 Fixed Roof with internal Floating Roof Tank 등이 있다. 이번 연구에서는 가장 일반적인 Type의 Storage Tank인 Fixed Cone Roof Tank에 대해 알아보고자 한다. 아래 그림 1-4는 Cone Roof Tank의 모식도를 나타내며, 그림

1-5는 Floating Roof Tank를 나타낸다. 그림과 같이 구조상 Floating Roof 유무 차이가 있음을 확인할 수 있다.



[그림 1-4] Cone Roof Tank[6]



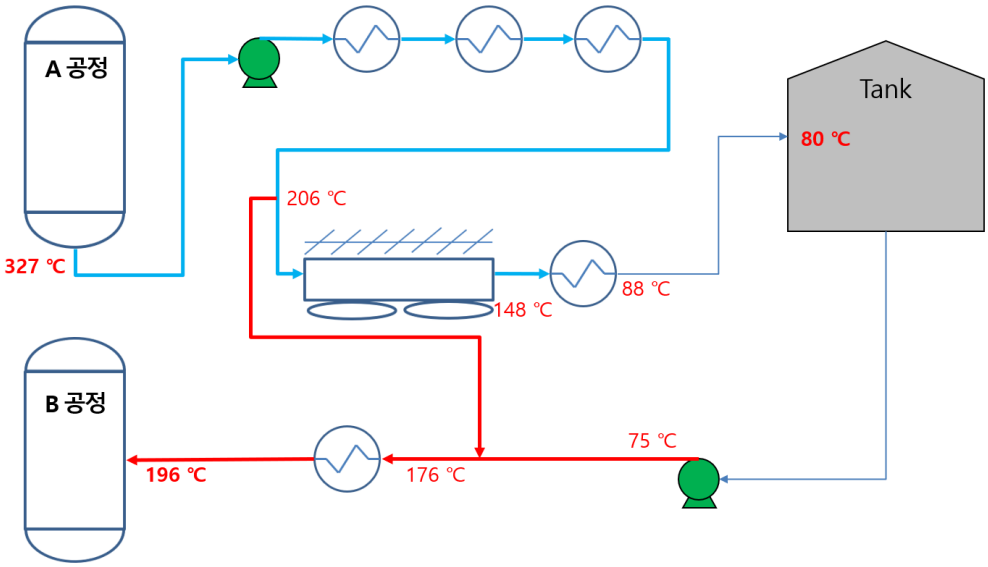
[그림 1-5] Floating Roof Tank[6]

API 650에서 일반적인 탱크의 설계 온도 (Design Temperature)는 93℃ 이하이며[5], 이는 탱크 내부의 유체의 최대 보관 가능 온도가 93℃임을 의미한다. API 650에서 93℃를 초과하는 온도의 유체를 보관하기 위한 탱크를 정의하지 않는 것은 아니고, API 650의 Appendix M (Requirements For Tanks Operating At Elevated Temperatures)에서 추가 조건에 대해 설명을 하고 있다. 이 Appendix M의 조건을 사용하는 경우 최소 93℃에서 최대 260℃까지 운전이 가능한 탱크를 설계할 수 있다.

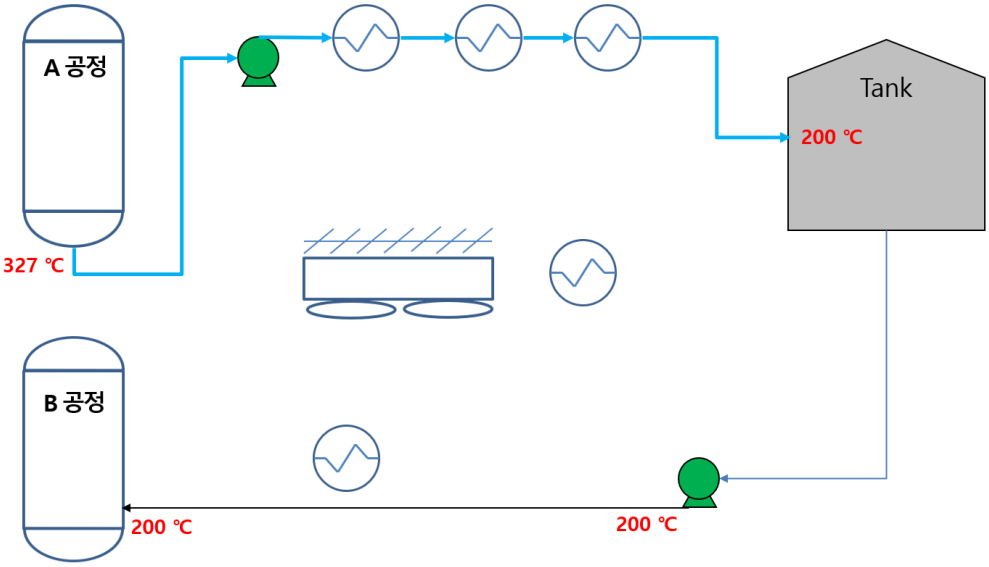
이러한 이유로 정유 플랜트 내에서 A 공정에서 Tank를 거쳐 B 공정으로 유체의 흐름이 있는 경우, 유체는 A 공정에서 Tank로 이동하여 저장되기 위해 유체 온도가 설계 온도 이하로 낮춰져야 하고, Tank에서 다시 B 공정에 투입되기 위해서는 B 공정에서 요구하는 온도만큼 유체 온도를 올려야 한다. 이를 그림 1-6과 같이 표현할 수 있다.

그림 1-6의 예시에서 Tank의 설계 온도가 90℃라고 가정하고 A 공정의 유체가 327℃이고 B 공정에 200℃로 투입되어야 한다면, 유체는 Tank에 투입되기 위해 90℃까지 낮추는 Cooling 과정을 거쳐야 하고, Tank에 90℃로 저장된 후 다시 B 공정에 투입을 위해 200℃까지 Heating 과정이 필요하다. 이런 상황에 만약 Tank의 설계 온도가 90℃가 아닌 200℃라면, 즉, Tank 내 유체를 200℃까지 보관을 할 수 있다면, 유체의 온도는 327℃ → 90℃ → 200℃가 아닌 327℃ → 200℃가 될 수 있다. 이를 표현한 것이 그림 1-7이다.

이 가정이 가능하다면, 이로 인해 'Energy Saving 효과를 가져올 수 있지 않을까?' 라는 아이디어에서 연구를 시작하게 되었다. 즉, 그림 1-6의 현재 상황을 그림 1-7로 바꿀 수 있다면 더 효율적인 공장 운영이 가능할 것으로 보았다.



[그림 1-6] Tank 보관 온도 80℃의 유체 Flow Sample (현재)



[그림 1-7] Tank 보관 온도 200℃의 유체 Flow Sample (To-Be)

1.2. 연구 목적

정유 플랜트는 항상 고정된 양의 제품을 생산하는 것이 아닌, 원유가격, 제품가격, 공장 가동 여부, 공장 가동률 등의 여러가지 변수에 의해 유기적으로 생산량을 늘리거나 줄이고 있다. 생산량의 조절로 효율을 늘리기도 하지만, 비효율적인 부분을 효율적으로 개선하여 회사 수익을 창출하기도 한다.

위에서 살펴본 그림 1-6, 그림 1-7의 연구 배경과 같은 비효율적인 부분을 개선하기 위해 탱크의 설계 온도보다 높은 온도로 유체를 저장할 수 있음을 확인한다면, 이를 효율적으로 개선할 수 있고, 기업의 가장 큰 목표인 수익 창출이 가능할 것이다.

이를 위해 탱크 설계 온도와 변수들을 파악하여 이미 설치 되어있는 Tank 내 설계 온도 대비 '고온' 유체 저장 가능성을 검토하고, 고온 유체 저장을 위한 최적화를 진행하여야 한다. 최적화를 위한 방법으로 어떤 방법을 사용할 것인지, 또한 이론적으로 검토한 내용을 가지고 이를 어디에 적용할 것인지를 찾는 것이 가장 중요한 부분일 것이다.

추가로 연구 이론 상 탱크 내 설계 온도 대비 고온의 유체가 저장 가능하다면, 이를 적용하기 위해 추가적으로 수반되는 제한사항은 무엇이며, 추가 비용이 발생하는 것은 아닌지, 발생한다면 얼마나 발생하는지, 그로 인한 경제성은 얼마나 나오는지를 알 수 있어야 기업의 경영진이 해당 연구를 직접 플랜트에 적용시킬 것인지 확인할 수 있을 것이므로 이에 대한 내용 확인도 필요하다. 단순히 경제성만으로 결정할 사항은 아니지만 연구를 실제로 도입하기 위해 가장 중요한 것이 경제성이므로 이를 확인하여 실제 적용하기 위한 Risk까지 확인하여 실제 적용에 도움을 주는데 목적을 둔다.

제 2 장 문헌 조사

2.1. Tank 및 설비 설계

저장 탱크의 구조는 크게 바닥판(Bottom Plate), 측판(Shell Plate), 지붕(Roof Plate)으로 구성되어 있다. 지붕의 형상에 따라서 원추형 탱크 (Cone Roof Tank), 돔형 탱크(Dome Roof Tank), 부상식 탱크(Floating Roof Tank) 등으로 구분한다. 부상식 탱크에서는 지붕이 위아래로 움직이게 되는데, 이러한 경우 주변 온도가 낮은 경우 유체의 점도가 높아져 지붕의 수직 운동을 방해하여 산업 재해로 이어질 수 있다. 이러한 이유로 부상식 탱크의 경우 일정한 온도 이상을 유지해야 한다는 특성을 가지고 있다[7]. 저장 탱크의 설계 조건은 각 설계 표준(Standard)에 따라서 차이가 있으며, 각 표준별 설계 온도 제한 범위가 다르며, 이는 아래 표 2-1과 같다[8]. 미국 표준인 API 620은 최대 설계온도를 121℃로 제한하였고, 정유사에서 주로 사용하는 API 650에서는 260℃까지로 제한하고 있다. 한국공업규격인 KS B 6225와 일본산업규격인 JIS B 8501 또한 API 650과 동일한 260℃를 최대 설계온도로 지정하고 있다.

[표 2-1] Tank 설계 표준 별 최대 설계 온도

표준 (Standard)	최대 설계 온도 (℃)
API 620[9]	121
API 650	260
KS B 6225[10]	260

JIS B 8501[11]	260

일반적으로 저장 탱크는 기압의 압력이나 아주 적은 정도의 압력 하에 운영된다는 것이 압력 용기와의 차이점이다. 저장 탱크는 보통 원통형 (Cylindrical)이고, 평평한 바닥에 수직으로 설치되며 고정된 지붕이나 움직이는 (Floating) 지붕을 가진다. 저장 탱크의 설계 및 운영에 적용되는 많은 환경 규제가 있으며, 이는 탱크 내에 포함된 유체의 특성에 따라 다르다. 지상 저장 탱크 (Above Storage Tank)와 지하 저장 탱크 (Underground Storage Tank)에 적용되는 규제는 서로 다르다. API 650에서 서술되는 Shell 두께 산정 방식에는 3가지가 있으나, 일반적으로 1-Foot Method가 사용이 된다. 이 방법은 대부분의 탱크 설계에 적용이 되지만, 최대 직경 (탱크의 지름)이 61m를 초과하는 경우에는 적용이 불가능 하다[12].

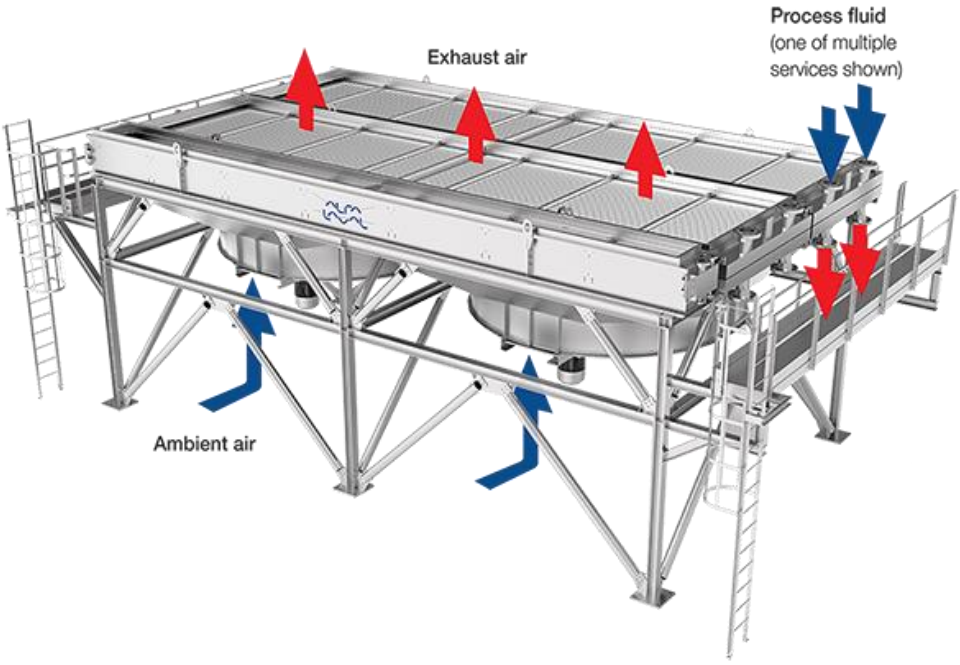
또한 거의 대부분의 탱크는 직경의 크기가 탱크의 높이보다 크게 설계 되어있다. 이는 지진과 같은 외부 요인에 의한 탱크의 위험성을 낮추기 위함이다[13].

저장 탱크를 설계하는 기준에는 위에서도 언급하였지만 API 650만 있는 것은 아니다. 주로 유럽에서 사용하는 Eurocode 8, NZSEE 들도 API 650과 함께 가장 많이 사용되는 액체저장탱크 설계 코드이다. 이들 코드에는 많은 차이들이 있지만, 그중 API 650이 큰 차이를 보이는 점은 내진설계에 대한 부분이다. API 650은 허용응력설계법을 사용하고 있고, Eurocode 8, NZSEE는 강도설계법을 사용한다[14]. 일반적으로 플랜트를 설계할 때에는 해당 공정의 특허를 가지고 있는 Licensor가 있으며, Licensor가 지정하는 Code를 따라야 한다. 국내 대부분의 기업은 미국석유협회인 API에서 지정한 API 650을 주로 따르며, 이번에 연구 대상인 탱크 역시 API 650에 기반하여 설계, 설치된 탱크이다.

327℃인 A공정에서 설계 온도가 90℃인 B탱크로 온도를 낮추

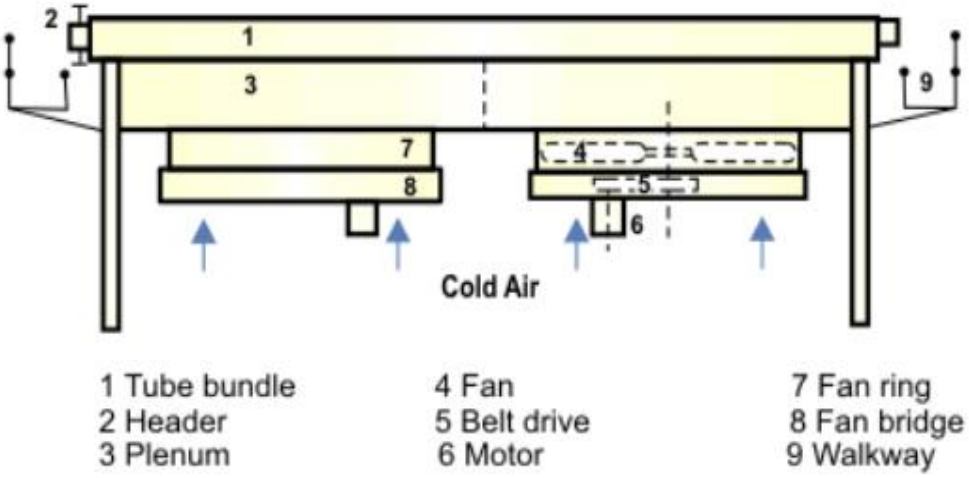
는 방법에는 Air Fin Fan Cooler를 사용하거나 열교환기를 사용하는 방법이 있다.

열교환기를 사용할 시에는 열을 교환할 다른 유체가 필요하며, 이는 온도를 높여줘야 하는 다른 유체와 열교환을 하거나, 열교환이 필요한 유체가 없는 경우 물을 투입하여 열교환을 시킨다. 이러한 플랜트용 열교환기는 여러가지의 종류가 있으나 가장 많이 사용하는 열교환기는 Shell & Tube Type 열교환기이다. 플랜트 산업에서 Shell & Tube 열교환기를 선호하는 이유는 화학 및 발전 플랜트의 고온, 고압의 열교환 공정의 위험성과, 낮은 압력강하로 인한 동력 손실로 플랜트 운영비용이 적다는 이유, Fouling 현상에 의한 열전달 성능 감소가 적은 특징이다[15].

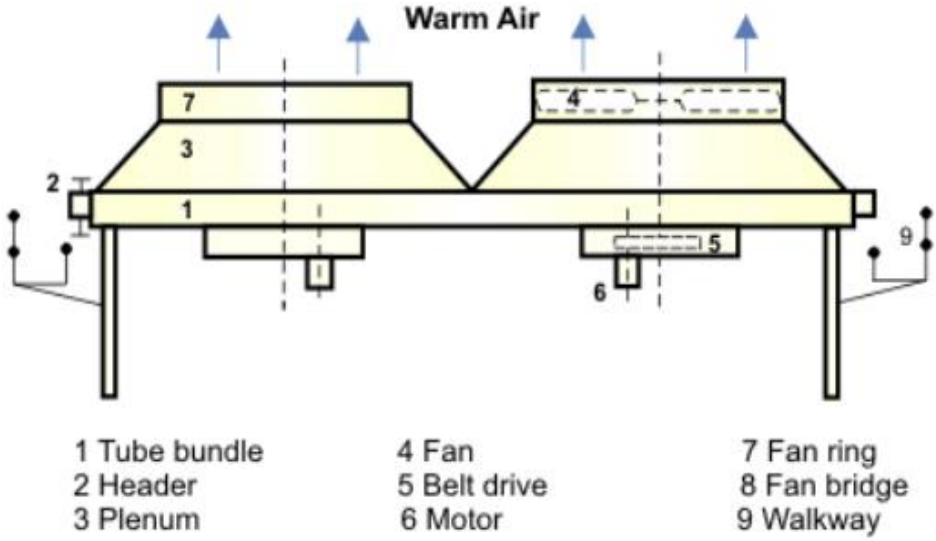


[그림 2-1] Air Fin Fan Cooler[16]

Air Fin Fan Cooler는 그림 2-1과 같은 모양을 가지고 있다. 위 그림에는 2개의 Fan 위에 Tube 형태의 배관이 올려져 있는 형태를 하고 있다. Tube 형태의 배관 내부에는 온도를 낮추려는 유체가 흐르고 있고, 아래에 위치한 2개의 Fan이 돌면서 아래에서 위의 방향으로 공기가 흐르게 된다. 이는 선풍기를 생각하면 이해가 쉽다. Tube에 선풍기 바람을 강하게 틀어서 Tube를 식힌다고 생각하면 된다. 즉, 쉽게 말하면 배관에 선풍기를 틀어 놓는 것이라고 보면 된다. 이런 Air Fin Fan Cooler는 크게 보면 그림 2-1과 같이 Fan이 아래에 위치한 형태도 있지만, Fan이 Tube 위에 위치한 형태도 있다. Fan이 아래에 위치한 형태를 Forced Draft Air Cooler라 하고 이를 그림으로 표현한 것이 아래 그림 2-2이다. Fan이 위에 위치한 형태를 Induced Draft Air Cooler라 하며 그림 2-3과 같은 모습을 보인다. 각 공정 환경에 용이한 Type의 Air Cooler를 선택해서 설치하게 된다.

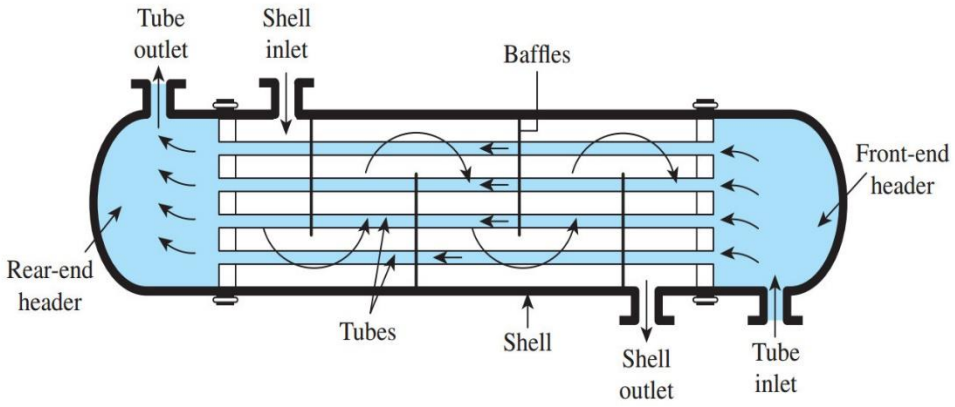


[그림 2-2] Forced Draft Air Cooler[17]



[그림 2-3] Induced Draft Air Cooler[17]

Shell and Tube 열교환기의 기본 원리는 Tube side와 Shell side 간의 열교환이다. 아래 그림 2-4에서 오른쪽 아래 Tube inlet으로 들어온 유체는 Tube를 통해 왼쪽 위의 Tube outlet으로 나가게 되며, 왼쪽 위 Shell inlet으로 들어온 또다른 유체는 오른쪽 아래 shell outlet으로 나간다. 이 때, 중간에 tube 내부 (Tube side)와 tube 외부 (Shell side)에서 두 유체가 tube를 사이에 두고 온도 차이가 있게 되며, 높은 온도의 유체의 열에너지가 낮은 온도의 유체로 흘러가게 되면서 높은 온도의 유체는 온도가 낮아지게 되고, 낮은 온도의 유체는 온도가 높아지게 되는 원리이다.



[그림 2-4] Shell and Tube 열교환기[18]

2.2. 최적화

선형 계획법(Linear Programming)은 주어진 선형 조건들을 만족시키면서 선형 목적 함수를 최적화하는 문제이다. 선형 계획법은 운용 과학, 미시 경제학, 네트워크 경로 최적화 등 많은 분야에서 사용되고 있으며, 선형 계획법의 특수한 경우인 네트워크 흐름과 같은 문제들에 대해서는 여러 특화된 알고리즘들이 연구되어 왔다. 2차 세계대전 중 군수 물자 보급과 관련된 수송, 할당, 배치 등의 의사결정을 위하여 발전되었다. 1947년에 George Dantzig가 선형계획을 풀기 위한 효율적인 해법인 심플렉스법(Simplex Method)으르 발표함으로써 선형 계획법은 획기적으로 발전하게 되었다.

선형 계획법은 의사결정 변수(Decision Variables)와 목적함수(Object Function), 제약조건(Constraints)로 구성된다. 의사결정 변수는 최적화 문제에서 찾아야할 대상으로 의사결정 변수의 선형 함수로 구성된 목적함수를 최소화 또는 최대화해야 한다. 또한 의사결정 변수는 시스템의 제약이나 요구사항인 제약조건을 만족해야 한다. 제약조건 역시 의사결정 변수의 선형 함수로 구성되어야 하며, 등호나 부등호 조건으로 표현되어야 한다.

의사결정 변수를 χ_1, …, χ_n이라 하면, 선형 계획법은 다음과 같이 표현된다. (2-1)은 목적함수로, 본 선형함수의 목적을 나타낸다. 만약 본 선형함수의 최대값을 알아내는 것이 목적이라면 'Maximize 목적함수' 이고, 최소값을 알아내는 것이 목적이라면 'Minimize 목적함수' 인 것이다. (2-2)는 목적함수를 만족하기위한 제약조건을 표기한다.

$$\text{Minimize or Maximize} \quad c_1\chi_1 + c_2\chi_2 + \cdots + c_n\chi_n \qquad (2-1)$$

Subject to

$$a_{11}\chi_1 + a_{12}\chi_2 + \cdots + a_{1n}\chi_n \ (\leq, =, \text{or } \geq) b_1$$
$$a_{21}\chi_1 + a_{22}\chi_2 + \cdots + a_{2n}\chi_n \ (\leq, =, \text{or } \geq) b_2$$
$$\cdots$$
$$A_{m1}\chi_1 + a_{m2}\chi_2 + \cdots + a_{mn}\chi_n \ (\leq, =, \text{or } \geq) b_m$$
$$\forall_j = 1, 2, \cdots, n$$

여기서 (2-1)의 c_j는 목적함수의 계수로, 최소화 문제에서는 비용과 연관되며, 최대화 문제에서는 수익과 연관되기도 한다. 제약조건 (2-2)의 우변 b_1, …, b_m은 '≤' 관계에서는 시스템의 자원(resources)을 나타내며 '≥' 관계에서는 시스템의 요구사항(Requirements)을 나타낸다. 그러므로 a_{ij}는 얼마나 많은 자원이나 요구사항 i가 결정 j에 의해 얼마나 소모 또는 만족되는지를 의미한다.

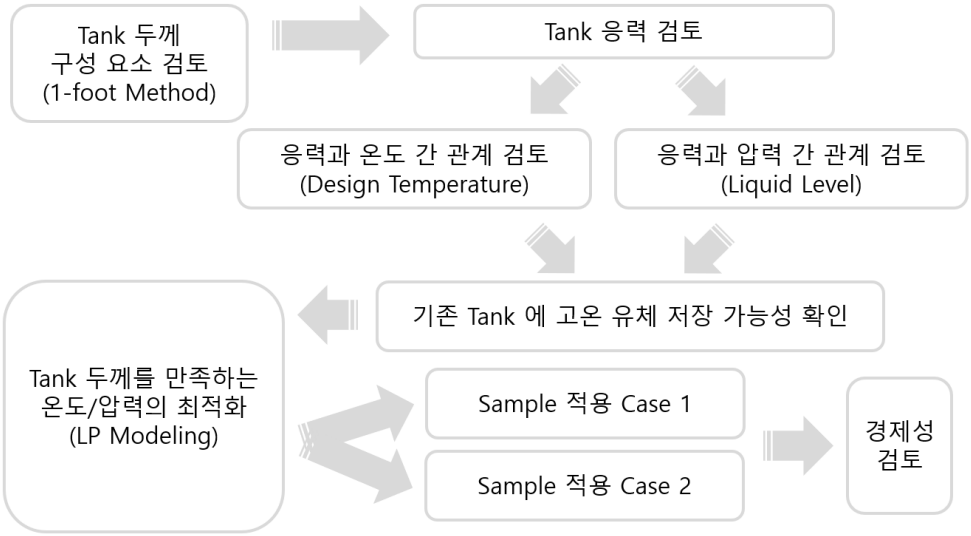
일반적인 선형 계획법에서 의사결정 변수가 정수일 때를 정수 선형 계획법(Integer Linear Programming)이라고 부르며, 의사결정 변수 일부가 정수일 때를 혼합 정수 선형 계획법(Mixed-Integer Linear Programming)이라고 부른다[19].

제 3 장 방법론

3.1. 방법론 개론

본 연구는 아래와 그림 3-1과 같이 진행한다. Tank의 Shell Thickness를 구성하는 요소가 무엇인지 1-Foot Method를 통해 확인을 한 후, Tank Material의 응력인 Stress 값이 온도, 압력과 어떤 관계가 있는지를 확인한다. 이후 이러한 관계를 통해 기존 Tank에 설계 온도 대비 고온의 유체를 저장할 수 있는지를 확인을 하고, 이를 최적화하는 방법으로 LP Modeling을 진행한다. 이렇게 최적화한 후, 본 연구를 적용한 Case 2가지를 선정하여 가상으로 적용해 본 후 이에 대한 경제성을 확인하는 방법으로 진행한다.

그리고 결론으로 이를 적용하는 데에 제한사항이나 추가 고려해야할 사항에 대하여도 확인한 후 본 연구의 적용을 위한 결론을 짓는 것을 목표로 한다.



[그림 3-1] 연구 방법 Work Flow

3.2. Tank 설계

API 650에 따르면 Tank 설계를 위해 고려해야 할 요소는 크게 Load, Design Factors, External Loads, Protective Measures, External Pressure, Tank Capacity 가 있다.

Load는 Tank 자체의 하중, 지정된 외부 압력, 내부 압력, 충수 시험 시 물의 하중, Internal Floating Roof Type의 탱크에서의 Roof 하중, 지진 하중, Tank 지붕에 쌓이는 눈(Snow)의 하중, Tank 내에 저장되는 유체의 하중, 바람(Wind)의 영향 등에 의한 하중을 의미한다. 이번 연구에서는 Tank 자체의 하중, 지정된 외부 압력, 내부 압력, 충수 시험, Roof 하중, 지진 하중, Tank 지붕의 눈의 하중, 바람의 영향은 바뀌지 않으므로 상수라고 가정할 수 있으나, Tank 내에 저장되는 유체의 하중은 저장되는 유체의 양이 달라질 수 있으므로 변수로 볼 수 있다. 이 점이 이번 연구의 중요한 요소이다.

Design Factor는 흔히 발주사에서 원하는 Tank의 설계 온도, 비중, 부식 여유 (Corrosion Allowance), 지진 계수 등이 있다. 이번 연구는 이미 설치된 Tank를 가지고 진행되기 때문에 Design Factor는 상수라고 가정하고 진행할 수 있다.

External Load는 위의 Load에서 서술한 하중 이외의 발주사에서 추가로 지정하는 하중으로, Tank의 설치 방향이나, 추가 지진 계수, 바람과 같이 지역적인 특성으로 추가 반영되어야 하는 하중, Tank에 설치되는 사다리, 계단, 플랫폼, 맨홀 등과 같은 추가 하중을 의미하며, 이 역시 이미 설치된 것이기 때문에 상수로 볼 수 있다.

Protective Measures는 토목 기초, 부식 여유, 강도 시험 등 Tank 설치 시 Tank 보호를 위해 필요한 사항을 발주사에서 요청하는 건으로, 이미 설치된 Tank이고 변하지 않으므로 상수로 가정한다.

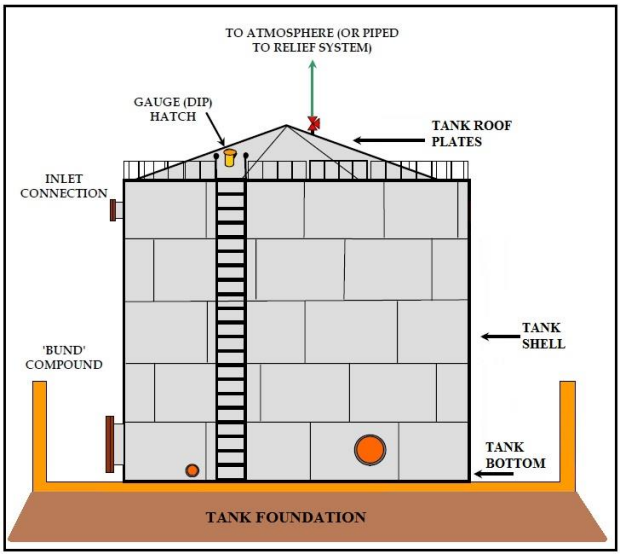
External Pressure는 Tank 내부에 생기는 부분 진공에 관한 내용으로, 기존 Tank와 달라지는 부분이 없어서 이 역시 변하지 않는 값

으로 가정할 수 있다.

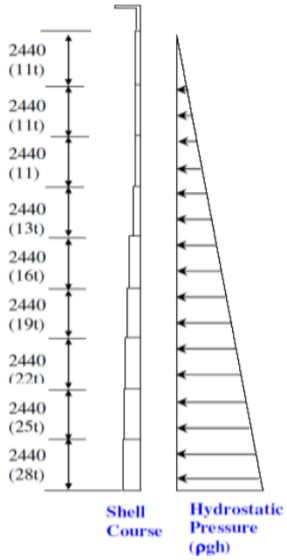
Tank Capacity는 Tank 내부에 유체를 최대 저장할 수 있는 양을 의미하며, 구성 요소는 결국 Tank 내부 유체 보관 부피를 의미한다. 본 연구에서는 이미 설치된 Tank이므로, 지름은 고정된 값이므로 결국 Tank Capacity는 유체의 저장 높이와 직결된다. 유체의 저장 높이는 유체를 얼마나 보관하는지에 대해 달라지는 변수이다. 즉, 저장 높이가 이번 연구의 핵심임을 알 수 있다.

3.3. 두께 산정 (1-Foot Method)

Tank는 그림 3-2와 같이 여러 층의 철판이 용접으로 이어져 있는 구조이다. 각 층별로 받게 되는 하중이 다르기 때문에 그림 3-3과 같이 가장 아래에 있는 철판 (Shell)이 가장 큰 하중을 받고, 이러한 이유로 아래층으로 갈수록 Shell의 두께는 두꺼워진다. 그림 3-3은 가장 아래의 Shell 두께가 두꺼움을 보여주기 위한 Sample이다.



[그림 3-2] Tank 구성 이미지[20]



[그림 3-3] Tank Shell Course 별 두께 차이[21]

각각의 다른 Shell의 두께를 구하는 방법은 API 650에 1-Foot Method 라는 방법으로 소개되어 있다. 1-Foot Method는 Tank의 지름이 61m 이하인 경우에 사용하는 방법이며, 지름이 61m를 초과하는 Tank에 대해서는 Variable-Design-Point Method, Elastic Analysis 등의 다른 방법을 사용하여 Shell Thickness를 산출한다.

참고로 1-Foot Method라는 명명은 Shell과 Shell 간의 접합부 기준으로 바로 아래 Shell course로부터 1-foot 길이인 1ft (0.3m) Point가 Stress 작용점으로 가장 큰 응력을 받는다고 가정하고 계산하는 방법임에서 따온 명칭이다.

API 650에 나오는 Minimum Tank Shell Thickness 공식인 1-Foot Method는 아래 (3-1)의 수식과 같다. (3-1) 수식에서 표기된 상수 및 변수는 아래와 같이 Design Shell Thickness, Allowable Stress, Design Liquid Level, Corrosion Allowance, Design Specific Gravity이다.

$$t_d = 4.9D(H - 0.3)G/S_d + CA \quad (3-1)$$

t_d = design shell thickness, in mm,

S_d = allowable stress for the design condition, in MPa,

H = design liquid level, in m,

CA = corrosion allowance, in mm, as specified by the Purchaser

G = design specific gravity of the liquid to be stored, as specified by the Purchaser

1-Foot Method는 Shell Thickness를 구하는 공식이지만, 이번 연구가 이미 설치 되어있는 Tank에 고온의 유체를 보관할 수 있는지를 목적으로 가지고 있기 때문에 두께는 정해져 있는 상수라고 볼 수 있다. 예를 들면 일반적으로 Tank를 설계할 때는 우리가 보관할 유체에 대한 정보를 토대로 그에 적합한 Tank 설계를 진행한다. 이 때는 Shell의 두께나 Tank의 지름은 변수가 될 수 있지만 '이미 설치된' Tank는 Tank 설치 당시에 검토된 유체를 기준으로 설계가 완료된 것이기 때문에 두께, 지름 등의 Data는 상수가 되는 것이다.

추가로 CA는 Corrosion Allowance를 의미하며, Tank를 설치하는 발주사에서 임의로 지정하는 값이므로 상수이다. Corrosion Allowance는 플랜트 공정에서 유체의 성분이나 환경, 부식율 등을 고려하여 계산된 수치보다 추가적인 두께를 더 함으로써 부식에 대해 여유를 두는 것을 의미한다. Tank 뿐만 아니라 플랜트에 사용되는 대부분의 설비에 적용이 되며, 장비의 압력, 온도 및 무게와 같은 기계적 요구사항을 충족하는 Shell 두께를 결정한 후, Corrosion Allowance라고 하는 추가 두께를 Shell 두께에 출가하여 장비의 수명동안 부식으로 인해 손실될 것으로 예상되는 부분을 보완한다. Corrosion Allowance에는 부식율, 안전율 등을 고려하여 발주사에서 지정할 수 있으며, 일반적으로 국내 플랜트에서는 보수적인 설계를 통해 Corrosion Allowance를 기준치

보다 많이 두는 편이다. G는 비중으로, 최초 Tank 설치 시 Tank 가 어떤 물질을 저장하는 용도인지 정하고 설계를 진행하기 때문에 이미 정해져 있는 상수라고 볼 수 있다.

즉, 위에 표현된 1-Foot Method에서 변수는 H (Design Liquid Level)와 S_d (Allowable Stress)뿐이므로, 각각의 변수가 어떻게 구성되어 있는지 확인된다면, 두께와 관련된 변수들의 상관관계를 확인할 수 있다. H (Design Liquid Level) 은 액체의 저장 높이이므로, 액체의 저장 높이와 Stress 값에 대해 확인이 필요하며, 저장 높이의 경우 수식으로 이루어져 있지 않기 때문에 S_d (Allowable Stress)에 대해서만 확인을 하면 상관관계를 파악할 수 있을 것이다. 이러한 1-Foot Method 수식을 구성하는 변수 및 상수에 대하여 표 3-1과 같이 정리하였다.

[표 3-1] 1-Foot Method 수식의 구성

t_d (Design Shell Tickness)	상수
S_d (T) (Allowable Stress (Temperature))	변수
H (Design Liquid Level)	변수
CA (Corrosion Allowance)	상수
G (Design Specific Gravity)	상수

3.4. 재료의 응력 (Allowable Stress)

재료의 Allowable Stress 값이란, 기계나 구조물을 안전하게 사용하는 데 허용될 수 있는 최대한도의 응력을 의미하며, 각각의 재료가 가지는 특성 중에 하나이다. 실제로는 최대한도의 응력보다 낮은 값을 나타낸다. 이는 안전율을 고려하여 실제 재료의 기준 강도에 대한 여유 강도 (Allowance)를 두고 있기 때문이다. 예를 들어 우리가 흔히 아는 철판과 유리가 가지고 있는 고유의 Allowable Stress 값이 다르다는 것은 모두가 알고 있다. 각 재료가 허용하는 응력을 초과하게 되면 재료는 파괴로 이어진다. 일반적으로 동일한 두께의 철판과 유리를 비교했을 때, 철판에 비해 유리가 가지는 허용 응력 값이 작고 이로 인해 유리는 철판 대비 적은 힘에 의해서 깨지게 된다.

이와 같이 같은 철판이더라도 Tank를 구성하는 Shell의 재질이 무엇인지에 따라 Stress 값도 정해져 있다. 아래 표 3-2는 API 650 Table 5.2a 'Permissible Plate Materials and Allowable Stresses'의 일부를 발췌한 것인데, 이를 보면 Plate Specification에 따라 Product Design Stress 값이 숫자로 표현되어 있다. 표 3-2는 이 중 Sample Material인 A283-C Specification의 Stress 값을 발췌한 것이다. 여기서 Plate Specification은 ASTM(American Society for Testing and Materials)에서 지정한 재료의 Specification을 의미한다. 철판이라고 하더라도 그 철판의 구성이 어떤 지에 따라 해당 물질의 특성은 달라지기 때문에 이에 대해서 ASTM에서 기준을 정하여 재료를 규정한다.

[표 3-2] Tank Shell 재료 A283-C의 Allowable Stress

Plate Specification	Product Design Stress S_d (Mpa)
A283-C	137

그런데, 같은 재료일지라도 온도에 따라 다를 것이라는 건 예상할 수 있다. 그림 3-4 'Yield Strength Reduction Factors' 표를 보면 온도 별 Factor값이 존재한다. 재료가 가지는 고유의 Allowable Stress 값에 온도 별 Factor 값을 곱해주어 Allowable Stress 값을 결정하게 된다. 즉, Allowable Stress는 재질 별로 정해져 있는 상수이나, 온도에 따라 Factor 값을 곱해주어야 하므로, Allowable Stress 값은 온도에 의해 결정되는 종속변수이고, 온도가 독립변수라고 볼 수 있다.

Table M-1a—(SI) Yield Strength Reduction Factors

Temperature (°C)	Minimum Specified Yield Strength (MPa)		
	< 310 MPa	From ≥ 310 to < 380 MPa	≥ 380 MPa
94	0.91	0.88	0.92
150	0.88	0.81	0.87
200	0.85	0.75	0.83
260	0.80	0.70	0.79

Note: Linear interpolation shall be applied for intermediate values.

[그림 3-4] 온도 별 Reduction Factor

정리해보면 1-Foot Method에서 변수는 온도와 H (Design Liquid Level)임을 알 수 있다.

이번 연구를 위해 샘플로 선정한 Tank의 Construction Details를 살펴보면 표 3-3과 같다. 이는 실제 Construction Details에 포함된 항목 중 일부만 발췌하였다. 실제 Detail로는 표 3-3의 내용 뿐 아니라 Tank Bottom Plate의 두께나 경사도, Roof Type, 두께, 재질, Tank 설치 Specification, Tank의 중량, 시공사 및 발주사 등등 굉장히 많은 정보가 포함되어 있으나, 이번 연구에 필요한 Shell과 관련된 것만 아래 표 3-3과 같이 발췌하였다.

[표 3-3] Construction Details

Construction Details						
Material Specs	Shell	A283-C	Roof	A283-C	Bottom	A283-C
Shell Courses Number		EIGHT (8)				
Plate Width & Thickness	(1) 2438 x 19t		(2) 2438 x 14t	(3) 2438 x 12t	(4) 2438 x 9t	
	(5)1829 x 7t		(6) 1829 x 6t	(7)1829 x 6t	(8) 1861 x 6t	

Construction Details에는 많은 정보가 포함되어 있는데, 이 중 하나가 Material Specs. 이다. 이는 위에서 말한 ASTM에서 규정한 재료의 Code를 의미하는데, 샘플 Tank의 Shell 재료는 표 3-3에서 볼 수 있듯이 A283-C로 표현되어 있다. 이를 API 650에 표기된 재료별 Allowance Stress에서 찾아보면 표기되어 있음을 확인할 수 있고, Sample인 '표 3-2 재료별 Allowance Stress' 에도 A283-C를 확인할 수 있다. 실제로 A283-C 재료는 플랜트에서 가장 많이 사용되고 있는 Carbon Steel 재료 중 하나이다. 이런 식으로 재료의 Specification이 정해져 있고, 이에 대한 Allowable Stress 값, Reduction Factor 등을 이용하여 설계 온도와 재료에 따른 변수 분석을 할 수 있음을 알 수 있다.

3.5. 설계 온도 (Design Temperature)

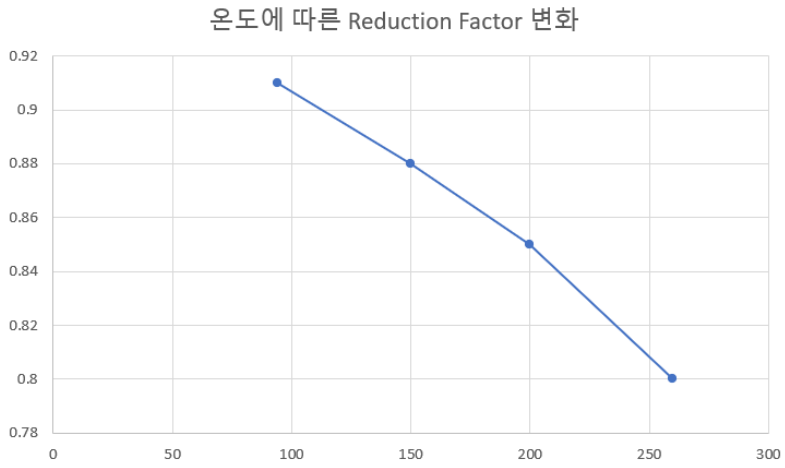
1-Foot Method와 위에서 살펴본 Allowable Stress를 토대로 확인해 보면, 온도가 높아지면 Reduction Factor가 작아지고, Allowable Stress는 작아지고, 두께는 정해져 있는 상수이므로 H (Design Liquid Level) 값이 작아져야 한다. 반대로 온도가 낮아지면, Reduction Factor가 작아지고 Allowable Stress 값은 커지고, H 값은 커져야 한다.

즉, 유체의 Design 온도와 Design Liquid Level 은 반비례하며,

설계 온도 대비 고온의 유체를 저장하기 위해서는 Liquid Level을 낮추면 가능하다는 것을 알 수 있다.

API 650에서 온도 별 Reduction Factor는 구간 별 일정한 상수로 지정이 되어 있다. 실제로 재료의 구체적인 온도 별 Reduction Factor 값은 함수로 이루어져 있겠지만, API 650에서는 이를 단순화하여 특정 온도에서의 Reduction Factor 값 만을 소개하고 있다. 예를 들면 그림 3-4의 Reduction Factor에서 310 MPa 미만일 경우, 150℃에서는 0.88, 200℃에서는 0.85의 Reduction Factor 값을 가진다. 만약 180℃이면서 320 MPa의 Yield Strength를 가질 때의 정확한 Reduction Factor를 구하고 싶다면, 선형 보간법(Linear Interpolation)을 통해 구할 수 있지만, 실제 산업에서는 이를 적용하지 않고, 보수적인 값으로 적용하여 표에 나와있는 값인 0.75를 주로 적용한다. 선형 보간법을 이용한다면 이보다 높은 값의 Reduction Factor 가 나올 것이다.

선형 보간법이란, 끝 점 값을 직선으로 연결한 후, 해당 직선을 따라 선형으로 중간 값을 추정하는 방법이다. 위의 Reduction Factor를 예로 들면 각각의 포인트 지점만 알 수 있는데, 선형 보간법을 이용하면 아래 그림 3-7과 같이 포인트를 직선으로 연결하여 중간 지점의 값을 예상할 수 있다.



[그림 3-5] 온도에 따른 Reduction Factor (선형 보간법) (<310MPa)

예를 들면 125℃에서의 Reduction Factor는 위의 선형 보간법을 적용한 그래프를 통해 0.89~0.90 중간의 어떤 값임을 유추할 수 있다. 이를 정확히 알기 위해서는 해당 직선의 함수가 필요한데, 비례식을 통해 선형 보간법을 이용한 94℃~150℃ 범위의 함수를 아래와 같이 계산해 볼 수 있다. (3-2)는 그림 3-4에 표기된 94℃의 Reduction Factor 값 0.91과 150℃의 Reduction Factor값 0.88을 직선으로 그었을 때의 함수를 나타낸다.

$$(y - 0.91) / (x - 94) = (0.88 - 0.91) / (150 - 94) \tag{3-2}$$

(3-2)를 y에 대하여 정리를 하면 아래 (3-3)과 같이 정리할 수 있고, 이를 y = ax + b 와 같은 형태로 다시 정리하면 (3-4)로 나타낼 수 있다.

$$y = 0.91 + (0.88 - 0.91)(x-94) / (150-94) \tag{3-3}$$

$$y = -0.00053571x + 0.96035714 \tag{3-4}$$

x에 우리가 원하는 온도인 125를 대입하면, y값은 0.89 가 나오고 이것이 125℃일 때의 Reduction Factor임을 알 수 있다. 이를 통해 125℃일 때의 A283-C 자재의 Allowable Stress 값은 137에 Reduction Factor를 곱한 122.40 임을 알 수 있다.

이와 같은 방법으로 API 650에 표기되어 있는 재질의 Allowable Stress 값을 구할 수 있고, 이를 통해 원하는 온도에서의 Stress 값을 알고, 온도를 알기 때문에 Design Liquid Level과의 관계를 이용하여 1-foot Method를 통해 보관 가능함을 알 수 있다.

3.6. 최적화 (LP Modeling)

고온의 유체를 Tank에 투입 시 그에 따른 Liquid Level을 낮춰야 한다는 것을 위에서 알게 되었다. 하지만 무작정 기준 없이 Liquid Level을 낮춰야 한다고 하면 안되기 때문에, 이에 대한 최적화가 필요하다. 예를 들어 설계온도가 90℃이고, Design Liquid Level이 15m인 Tank에 200℃의 유체를 투입한다고 가정해보자. Liquid Level인 15m까지 유체를 저장하지 않고 1m까지만 보관을 한다면, 당연히 보관이 가능할 것이다. 여기서 우리가 필요한 최적화 값은 200℃ 유체의 보관 가능 최대 높이를 찾아야 한다.

H 값의 최대값을 찾아야 하며, 이에 대한 변수는 온도 1개만 있는 1차함수이다. 목적함수와 제약조건식이 모두 1차함수로 표현되어 있는 수리적 모델의 최적화 방법 중 하나인 LP Modeling (Linear Programming Modeling)을 사용하여 H의 최대값을 구할 수 있다.

이를 확인하기 위해 Sample Tank를 표 3-2와 같이 선정을 하였다. Sample Tank Shell의 재질은 모두 A283-C이고, 이 재질의 Allowable Design Stress 값은 표 3-4와 같이 137이다. 각 Shell의 높이는 1~4 Shell은 2,438mm, 5~7 Shell은 1,829mm, 마지막 8번째 Shell은 1,861mm가 사용되었다.

[표 3-4] Tank Shell Course별 두께, 재질 및 Stress

Shell Course No.	Course Width (mm)	Material	Allowable Design Stress S_d(MPa)
1~4	2,438	A283-C	137
5~7	1,829		
8	1,861		

표 3-5와 같이 현재 설치된 Tank에 사용된 Thickness를 Used Thk열에서 확인할 수 있고, 1-Foot Method를 사용하여 계산된 Calculation Design Thickness를 확인할 수 있다. Calculation Design Thickness 보다 Used Thickness 가 두껍다면 사용 가능한 것이라고 볼 수 있다. Used Thickness는 최초 탱크 건설 시에 가지고 있는 기본 Data를 가지고 계산된 두께에 발주사에서 설정한 Corrosion Allowance를 포함하기 때문에 계산된 값보다는 무조건 두꺼울 수밖에 없다. 아래 표 3-5를 보면 모든 Shell에서 Calculation Design Thickness 값보다 Used Thickness가 두꺼움을 확인할 수 있다.

[표 3-5] Shell Course 두께 비교 - 기존 Tank Level에 90℃ 투입

Shell Course No.	Liquid Height (m)	Calculation Design Thickness (mm)	Used Thickness (mm)
1	15.14	16.27	19
2	12.70	13.85	14
3	10.26	11.42	12
4	7.83	8.99	9
5	5.39	6.56	7
6	3.56	4.74	6
7	1.73	2.92	6
8	-	1.20	6

이 Data에 200℃ 유체를 투입하였을 때의 Thickness를 계산한 것이 표 3-6이다. 표 3-6을 보면 2,3,4번 Shell의 Design Thickness가 Used Thickness보다 두껍고, 이는 200℃ 조건을 만족하지 못하게 되므로 사용할 수 없는 것으로 확인할 수 있다. 이렇게 되는 이유는 위에서 언급한 Reduction Factor 값이 90℃인 경우에는 1이지만, 200℃인 경우에는 0.85이기 때문에 Calculation Design Thickness 값이 기존보다 더 두껍기 때문이다.

[표 3-6] Shell Course 두께 비교 - 기존 Tank Level에 200℃ 투입

Shell Course No.	Liquid Height (m)	Calculation Design Thickness (mm)	Used Thickness (mm)
1	15.14	18.88	19
2	12.70	16.02	14
3	10.26	13.17	12
4	7.83	10.31	9
5	5.39	7.46	7
6	3.56	5.32	6
7	1.73	3.17	6
8	-	1.15	6

표 3-6에서 알 수 있는 사실은 Calculation Design Thickness를 더 낮추어 Used Thickness보다 얇게 해야 한다는 것이다. 이를 위

해서 Calculation Design Thickness가 계산되는 식을 확인하면, 1-foot Method를 통해 결국 Liquid Height 값을 낮춰야 함을 알 수 있다. 이를 확인하기위해 임의로 Liquid Level을 12m로 변경하면, 표 3-7과 같이 모두를 만족할 수 있음을 확인할 수 있다. 표 3-7에는 Liquid Level을 12m로 변경하고, 200℃의 Design Temperature를 설정하였을 때 계산된 값들을 정리하였다. 이 때의 Reduction Factor는 0.85이다.

[표 3-7] Shell Course 두께 비교 - Tank Level을 12m로 변경 후 200℃ 투입

Shell Course No.	Liquid Height (m)	Calculation Design Thickness (mm)	Used Thickness (mm)
1	12.00	15.20	19
2	9.56	12.32	14
3	7.12	9.49	12
4	4.69	6.64	9
5	2.25	3.78	7
6	0.42	1.64	6
7		1.15	6
8		1.15	6

표 3-7을 통해 Liquid Level을 낮추면 기존 설치된 Tank에 고온의 유체를 보관할 수 있음을 확인할 수 있었다. 그렇다고 Liquid Level을 임의로 무작정 낮추기만 한다면 플랜트 Tank 운영이 효율적이

지 못하게 되므로, Liquid Level을 얼마나 낮추어야 하는지 알아내는 작업이 필요하다. 이를 위해 Liquid Level 값을 최적화하여 200℃의 유체를 보관할 수 있는 최대의 Liquid Level을 확인해야 한다. 이를 위해 적용할 최적화 방법은 '2장 2절 최적화'에서 소개한 선형 계획법(LP Modeling)이다. 각각의 Shell 별로 두께와 LP Modeling 식을 아래와 같이 작성할 수 있다. 우선 (3-5)와 같이 본 LP Modeling의 목적함수를 작성한다. 본 LP Modeling의 목적이 Liquid Level의 최대값을 구하는 것이기 때문에 (3-5)로 표현할 수 있다. (3-6)은 (3-5)를 만족하기위한 제약 조건을 나타낸 것으로, 각 Shell의 Calculated Design Thickness 값이 Used Thickness 값보다 작거나 같아야 한다는 조건을 표현한 것이다.

$$\text{Maximize} \quad H \tag{3-5}$$

Subject to

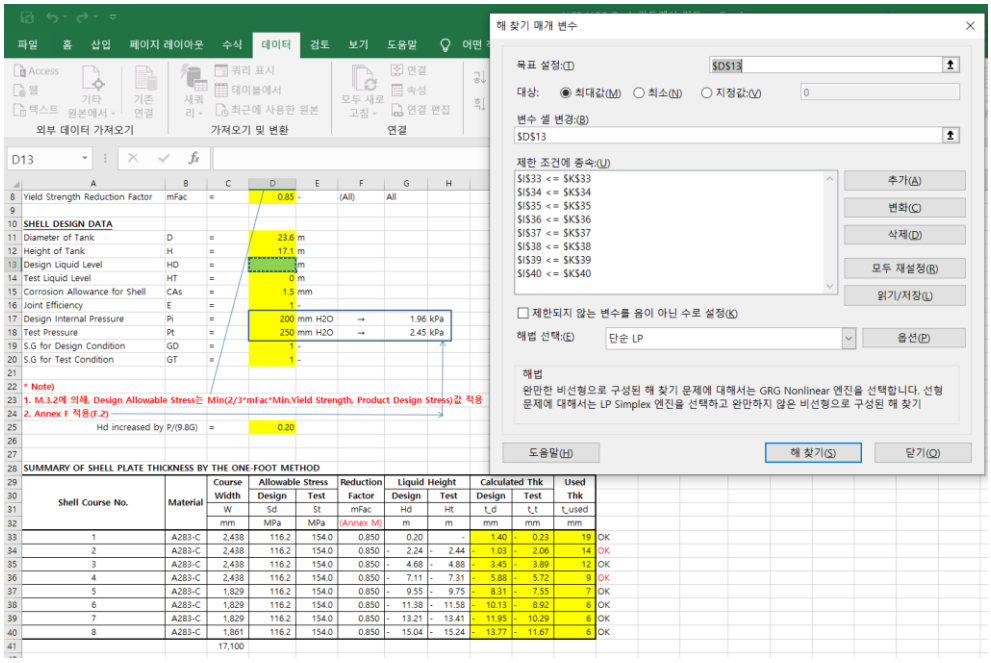
$$t_d1 \le t_used1$$
$$t_d2 \le t_used2$$
$$t_d3 \le t_used3$$
$$t_d4 \le t_used4$$
$$t_d5 \le t_used5$$
$$t_d6 \le t_used6$$
$$t_d7 \le t_used7$$
$$t_d8 \le t_used8$$

t_d_i : i번 Shell의 Calculated design Thickness

t_used_i: i번 Shell의 Used Thickness

위의 LP Modeling을 풀기 위한 방법으로는 가우스 오퍼레이션(행렬 계산) 원리를 이용한 심플렉스(Simplex)법을 이용하는 것이다. 심플렉스법은 선형 계획법에 사용되는 수법의 한 가지로, 하나의 가능 기저해로부터 출발하여 적절한 기저 변수의 교체와 그것에 따르는 피벗 연산을 행하여 목적 함수의 값을 최대(또는 최소)로 하는 기저 변수와 그 값을 구하는 방법이다[22].

현재 우리가 주로 쓰는 프로그램인 Excel이나 R 같은 프로그램에서 심플렉스법을 이용하여 값을 구할 수 있다. Excel의 '해 찾기' 기능이 그것 중 하나이다. 이를 사용하여 다른 수식 셀 값에 대한 제약 조건 또는 제한에 따라 목표 셀의 최적의 값을 찾을 수 있다. 가능한 최적화 기법으로는 비선형 GRG(Generalized Reduced Gradient method, 완만한 비선형 문제), LP Modeling, Evolutionary(비곡선 문제)가 있으며, 우리는 선형 문제이므로 LP Modeling을 통해 해 찾기를 이용할 수 있다.



[그림 3-6] Excel의 해 찾기 과정

위 그림과 같이 최적화하고자 하는 셀인 Design Liquid Level을 최대값 찾기로 지정을 하고, 제한 조건으로 위에서 설명한 8개의 Course 별 조건을 입력해 준다. 그리고 해법으로 단순 LP를 선택한 후 해 찾기를 진행하면, LP Modeling을 통해 찾은 Design Liquid Level의 최대값을 찾을 수 있다.

SHELL DESIGN DATA								
Diameter of Tank	D	=	23.6	m				
Height of Tank	H	=	17.1	m				
Design Liquid Level	HD	=	14.94816	m				
Test Liquid Level	HT	=	14.948158	m				
Corrosion Allowance for Shell	CAs	=	1.5	mm				
Joint Efficiency	E	=	1	-				
Design Internal Pressure	Pi	=	200	mm H2O	→	1.96	kPa	
Test Pressure	Pt	=	250	mm H2O	→	2.45	kPa	
S.G for Design Condition	GD	=	1	-				
S.G for Test Condition	GT	=	1	-				
* Note)								
1. M.3.2에 의해, Design Allowable Stress는 Min(2/3*mFac*Min.Yield Strength, Product Design Stress)값 적용								
2. Annex F 적용(F.2)								
Hd increased by	P/(9.8G)	=	0.20					

SUMMARY OF SHELL PLATE THICKNESS BY THE ONE-FOOT METHOD

Shell Course No.	Material	Course Width	Allowable Stress Design	Allowable Stress Test	Reduction Factor	Liquid Height Design	Liquid Height Test	Calculated Thk Design	Calculated Thk Test	Used Thk	
		W	Sd	St	mFac	Hd	Ht	t_d	t_t	t_used	
		mm	MPa	MPa	(Annex M)	m	m	mm	mm	mm	
1	A283-C	2,438	116.2	154.0	0.850	15.15	14.95	16.28	11.00	19	OK
2	A283-C	2,438	116.2	154.0	0.850	12.71	12.51	13.85	9.17	14	OK
3	A283-C	2,438	116.2	154.0	0.850	10.27	10.07	11.43	7.34	12	OK
4	A283-C	2,438	116.2	154.0	0.850	7.83	7.63	9.00	5.51	9	OK
5	A283-C	1,829	116.2	154.0	0.850	5.40	5.20	6.57	3.68	7	OK
6	A283-C	1,829	116.2	154.0	0.850	3.57	3.37	4.75	2.30	6	OK
7	A283-C	1,829	116.2	154.0	0.850	1.74	1.54	2.93	0.93	6	OK
8	A283-C	1,861	116.2	154.0	0.850	- 0.09	- 0.29	1.11	- 0.44	6	OK

[그림 3-7] 해 찾기 결과 값 자동 입력 : 14.95

LP Modeling을 통해 계산된 결과는 위 그림과 같이 14.95m임을 알 수 있고, 이는 Liquid Level을 14.95m 만큼 보관하는 것이 200℃ 유체를 보관하는 최적화된 양임을 의미한다.

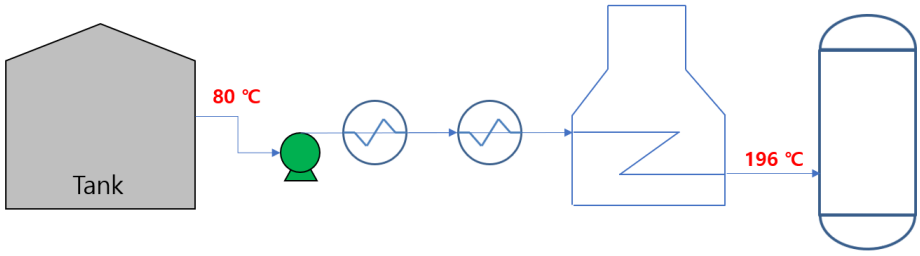
제 4 장 Case 적용 사례

4.1. Case 1 : 공정 Start-Up 적용 Case

4.1.1. Overview

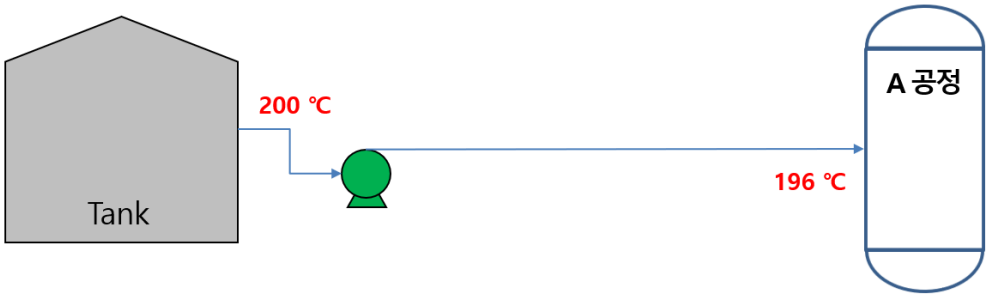
정유/석유화학 공장에서는 정기적으로 공장 전체의 가동을 멈춘 후 보수작업을 진행한다. 이를 정기보수라고 하는데, 공장의 안전성을 위해 필수적으로 짧게는 1년, 길게는 5년 주기로 공장의 가동을 멈추고 개방하여 노후된 부품을 교체하거나, 오염된 설비 청소, 촉매 교체, 비파괴 검사 및 육안 검사를 통한 주요 설비들의 부식 정도를 확인하는 것을 의미한다. 가동이 멈춘 공장을 재가동할 때에는 Start-Up을 해야 하는데, Start-Up 시에는 Tank에 저장되어 있는 유체를 공정 투입 온도까지 승온해야 한다. 유체의 온도를 높이는 방법으로는 열교환기나 Heater를 이용하는데, 공정 투입 온도까지 도달하는데 1일~2일 정도의 시간이 소요된다. 이를 그림으로 나타내면 아래 그림 4-1과 같다.

그림 4-1에서는 Tank에서 80℃로 나온 유체가 펌프를 거치고 2대의 열교환기, Heater를 통해 196℃까지 온도가 올라가는 것을 볼 수 있다. 이렇게 온도가 올라가기까지 걸리는 기간이 1~2일이 소요된다.



[그림 4-1] Tank 온도 80℃ Start-Up 모식도

이 때 Tank의 보관 가능 온도가 200℃까지 가능하다면, 열교환기나 Heater를 통한 승온 과정 없이 유체를 바로 공정에 투입 가능해지고, 승온에 필요한 시간만큼 공장 가동 시간이 늘어나고, 늘어난 시간만큼 추가 생산이 가능하다. 이를 그림으로 나타내면 아래 그림 4-2와 같다. Tank에서 200℃로 나온 유체는 별도의 Heating하는 공정인 열교환기나 Heater 없이 그래로 펌프를 통해 A공정으로 투입된다. 이런 경우에는 온도를 올리는 기간이 소요되지 않으므로 1~2일의 기간을 단축할 수 있다. 즉, 예정된 시간보다 1~2일 먼저 제품 생산이 가능하다는 것을 의미한다.



[그림 4-2] Tank 온도 200℃ Start-Up 모식도

4.1.2. 경제성 검토

Start-Up 시 유체 승온 시간은 평균 1.5일이며, A 회사의 최근 5년(2015년 ~ 2019년) 간 공장 Shut Down 횟수는 4회이다. 이는 연간 평균 Shut Down 횟수가 0.8회임을 의미한다. A 회사의 5년 평균 연간 영업이익은 7,832억원이고, 이를 하루 영업이익으로 환산하면 21.46억원이다. Shut Down 1회당 추가 생산으로 인한 영업이익은 32.18억원(1.5일) 이며, 이를 1년 평균 추가생산 영업이익으로 환산하면 25.75억

원이다.

즉, 이번 프로젝트를 공장 Shut Down에 적용하면 연간 25.75억 원의 이익을 가져올 수 있음을 알 수 있다. 이 추가 생산에 따른 이익을 아래 표 4-1과 같이 나타내었다.

[표 4-1] Case 1 적용 시 추가 생산 이익 (영업이익 기준)

Start Up 시 유체 Heating 시간 (추가 생산 가능 시간)	1.5 일
최근 5년간 공장 Shut down 횟수	4 회
1년 평균 Shut down 횟수	0.8 회
연간 영업이익 (억 원) (5년 평균)	7,883
일간 영업이익 (억 원)	21.46
추가 생산 (1회) 이익 (억 원)	32.18
1년 평균 추가생산 이익 (억 원)	25.75

추가로 이를 영업이익 기준이 아닌 매출 기준으로 환산 시 연간 565.15 억원의 추가 매출을 가져올 수 있으며, 이를 표 4-2와 같이 정리하였다. 이는 565.15억원의 추가 이익을 뜻하는 것은 아니고 565.15 억원의 추가 매출이 생김을 뜻한다.

[표 4-2] Case 1 적용 시 추가 생산 매출 (매출 기준)

Start Up 시 유체 Heating 시간 (추가 생산 가능 시간)	1.5 일
최근 5년간 공장 Shut down 횟수	4 회
1년 평균 Shut down 횟수	0.8 회
연간 매출액 (억 원) (3년 평균)	171,900
일간 매출액 (억 원)	470.96
추가 생산 (1회) 이익(억 원)	706.44
1년 평균 추가생산 이익 (억 원)	**565.15**

본 Case 검토는 연간 영업이익 및 매출에 따라 추가 생산 이익이 달라지게 된다. 다시 말하면, 요즘과 같은 저유가로 인해 정유사들이 적자이거나 영업이익이 적은 시기에는 추가 생산이익이 마이너스가 되거나 적을 수 있음을 의미하고, 적절한 시기에 맞추어 본 Case를 적용해야 할 것이다.

실제로 표 4-3과 같이 2020년 1분기 기준 국내 정유 4사는 적자를 면치 못하고 있다. 국내 정유 4사의 영업 손실 합이 총 4조 3775억이며, 이런 기조가 4분기 내내 지속된다면, 17조 5천억원의 연간 손실이 될 수 있다는 계산이 나온다. 이런 시기에는 생산을 하여 판매를 할수록 손해를 보게 되므로 정기보수 기간을 단축하는 것이 아니라 오히려 늘리는 것이 회사에 도움이 될 수 있다. 반대로 영업이익이 잘 나오는 기간에는 정기 보수를 최대한 짧게 가져가고 생산량을 최대한으로 늘려

야 할 것이다.

[표 4-3] 2020년 1분기 국내 정유사 영업이익

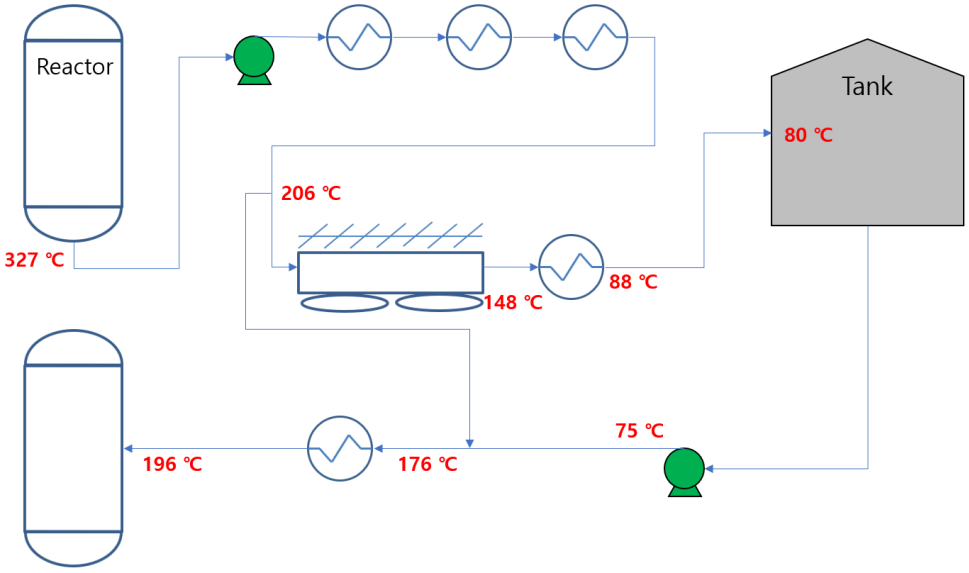
회사명	영업 이익 (억원)
A	-17,752
B	-10,318
C	-10,073
D	-5,632
합계	-43,775

4.2. Case 2 : 비효율적인 공정 Flow 개선 Case

4.2.1. Overview

플랜트 운영에 있어서 회사는 플랜트에 많은 부분에 대하여 유체의 온도, Flow, Pressure 등을 monitoring 하고 있다. 플랜트를 운영하다 보면 비효율적인 부분이 생길 수 있으나, 방대한 크기의 플랜트의 효율성에 대해 면밀히 관리하는 데에는 어려움이 따른다. 플랜트를 운영하는 데에 있어서 비효율적인 부분을 발견하고 이를 효율적으로 바꾸게 되면 에너지 절감이 가능하게 되며, 이에 대한 운전비용 및 설비 비용 등의 경제적 효과를 가져올 수 있다.

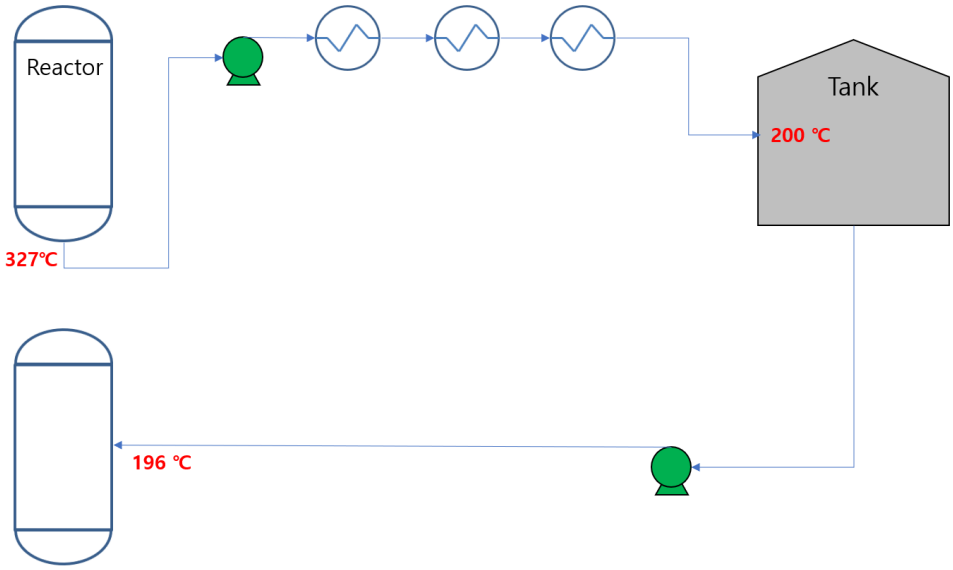
이를 위해 아래 그림 4-3과 같은 Sample을 선정하였다. 그림 4-3은 본 연구를 처음 시작하게 된 Case이며, 앞에 1.1.2에서 소개했듯 개선이 필요한 부분인 것으로 판단하였다. 반응기에서 327℃로 유체가 나와서 총 4대의 열교환기와 1대의 Air Fin Fan Cooler를 거쳐 80℃로 탱크에 투입된다. 이 탱크에서 유체는 다시 고온의 유체와 만난 후 열교환기 1대를 거쳐 다시 196℃로 온도가 올라가는 공정을 거치게 된다. 이를 도식화 한 것이 그림 4-3이다.



[그림 4-3] Case 2 적용 전 Sample 공정 모식도 (As-is)

즉, 327℃→80℃→196℃의 온도 흐름이 있어서 효율이 떨어짐을 알 수 있다. 이 때, Tank에 80℃가 아닌, 200℃를 보관할 수 있다면, 327℃→196℃의 온도 흐름을 가지고, 효율성 증가를 가져옴으로써 수익성 증가를 가져올 수 있다.

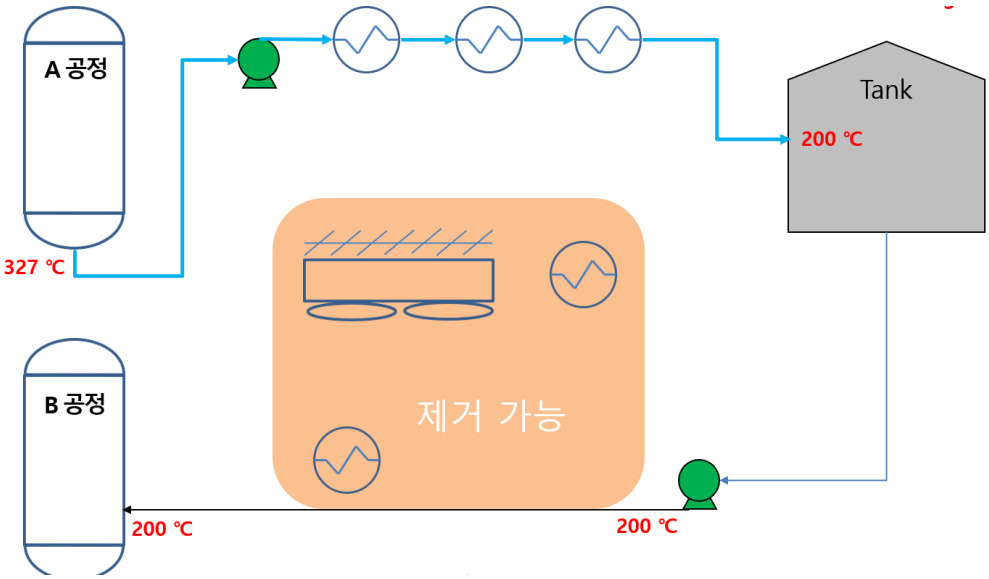
이를 반영한 변경된 Sample은 아래 그림 4-4와 같다.



[그림 4-4] Case 2 적용 후 Sample 공정 모식도 (To-be)

그림 4-4에서는 그림 4-3과 달리 열교환기 4대가 아닌 3대만 거쳐 200℃까지만 유체의 온도를 낮추고, 200℃로 탱크에 투입되게 된다. 200℃로 보관되는 유체는 다시 별도의 승온과정이나 냉각과정이 없이 그대로 다음 공정으로 투입된다.

이렇게 변경된다면, 일부 배관 공사를 위한 투자비가 필요하다. 하지만 아래 그림 4-5와 같이 3개의 설비를 사용하지 않음으로써 가져오는 설비 비용 및 설비 운전비용 절감을 가져올 수 있다.



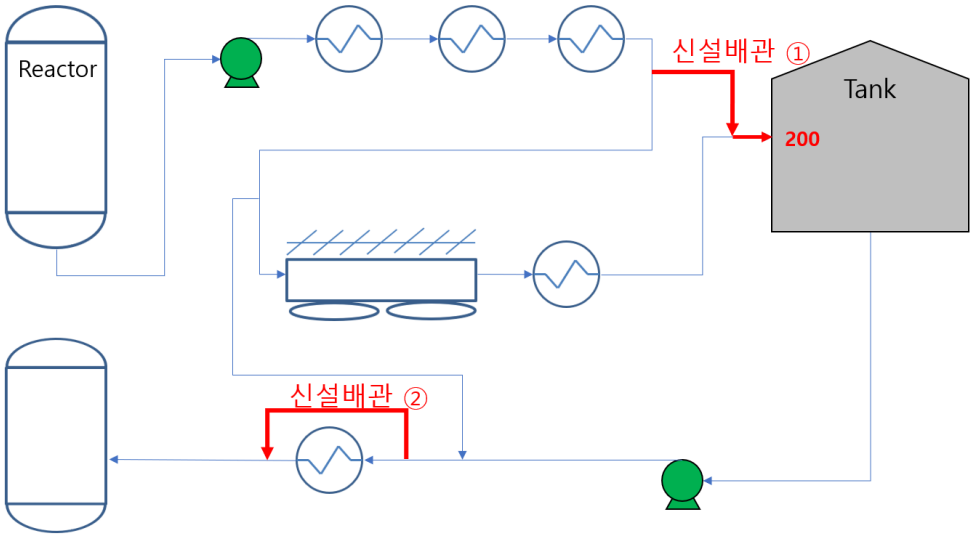
[그림 4-5] Case 2 적용 후 제거 가능한 설비

여기서 Reactor는 2종 이상의 물체를 일정 온도, 압력 하에서 촉매를 개입시켜 반응을 일으키는 장치로, 고온, 고압의 공정이므로 반응 후의 물질 역시 고온이다. Pump는 동력을 이용하여 액체의 압력을 높여주는 장치로, 압력의 차이를 통해 유체를 이송해주는 이송 장치이다. 열교환기는 2개 이상의 유체의 온도 차이를 이용하여 열교환을 시키는 장치이다. Air Fin Fan Cooler는 Motor가 장착된 Fan을 통해 Tube 내의 유체의 온도를 낮추는 역할을 하는 장치를 말한다.

4.2.2. 경제성 검토

그림 4-4로 변경하기 위해서는 추가 배관은 2군데 설치가 필요하며, 추가 배관 설치가 필요한 부분은 그림 4-6과 같다. 그림 4-6의 신설배관 ①은 유체가 3번째 열교환기에서 Air Fin Fan Cooler로 가지 않고 바로 탱크로 갈 수 있도록 신규 배관을 설치하는 것이다. 신설배관 ②는 탱크 후단에 있는 펌프에서 나가는 유체가 마지막

열교환기를 거치지 않고 바로 다음 공정으로 투입될 수 있도록 By-pass 배관을 설치하는 것이다.



[그림 4-6] Case 2 적용을 위한 배관 신설 모식도

신설배관 ①과 신설배관 ②의 투자비를 산출해 보았다. 각각 자재비, 시공비로 이루어져 있으며, 자재나 인건비의 경우 시기나 환경에 따라 금액이 달라질 수 있다. 우선 신설배관 ①의 경우 배관 Size는 6” 이며, 재질은 Carbon Steel 재질이고, 상세 Specification은 A106이다. A106 역시 앞에서 언급한 ASTM에서 지정한 Specification이며 가장 흔하게 쓰이는 Carbon Steel 재질 중 하나이다. 신설배관 ①의 배관 길이는 현장에서 확인하였을 때 약 500m였으며, 이는 다른 공정에 적용할 시에는 별도로 측정이 필요한 사항이다. 이번에 Sample로 선정한 공정에는 현장에서 확인한 500m 기준으로 투자비를 산정하였다. 표 4-4와 같이 각각의 자재비와 수량을 이용하여 자재비를 산정하였다. 자재비는 최근 3년간 발주 이력을 통해 단가를 산정하였기 때문에 시기, 환경에 따라 달라질 수 있다.

[표 4-4] 신설 배관 ① 자재비

분류	Description	단위	수량	단가 (원)	금액 (원)
Pipe	6” A106 S40	M	500	30,000	15,000,000
Elbow	6” A106 S40	EA	10	50,000	500,000
Flange	6” #300 S40	EA	10	60,000	600,000
Bolt/Nut	3/4”, 130mm	EA	240	1,800	432,000
합계					16,532,000

아래의 표 4-5는 신설배관 ①의 시공비를 산정한 내역이다. 실제 시공시에는 여러 간접비가 발생하지만, 이는 용접사의 용접 Point 당 단가에 포함하여 적용하였다. 용접사 단가가 의미하는 것은 일반적으로 현장에서 1 Dia Inch 당 용접사의 단가를 의미하는데, 여기서 1 Dia Inch는 배관 크기가 1”인 배관 한 Point를 용접하는데 들어가는 공수를 뜻한다. 즉, 6”배관 한 Point를 용접하는데에는 6 Dia Inch의 단가가 투입되며, 6”배관 한 Point는 단가 50,000원일 시 300,000원의 용접비가 발생하게 된다. 신설배관 ①에서의 용접 Point는 150 Point이고, 장비는 크레인을 2일 사용한다고 가정하였다. 고온의 배관이므로 보온자재의 자재비 및 시공비를 포함하였으며, 이를 관리하는 관리비도 포함하여 시공비는 86,900,000원이 산정되었다. 이를 정리한 것이 표 4-5이다. 본 시공비는 현장에서 확인한 Sample이기 때문에 실제 다른 Case에 적용할 때에는 현장에서 필요한 배관의 길이나, 배관이 꺾이는 부분의 수량, 이에 따라 추가되는 용접사 비용에 대해서도 반영하여야 한다. 또한 물량이 크레인 1대로 하루면 소화할 수 있는 물량인지, 아닌 경우에 크레인을 얼마나 사용해야 하는지도 현장에 맞추어 투자비를 산정해야 한다.

[표 4-5] 신설 배관 ① 시공비

분류	Description	단위	수량	단가 (원)	금액 (원)
용접사	6”	Point	150	50,000	45,000,000
장비비	크레인	EA	2	2,000,000	4,000,000
보온비 (자재포함)		LOT	1	30,000,000	30,000,000
관리비		LOT	1	7,900,000	7,900,000
합계					86,900,000

따라서 신설배관 ①의 자재비 16,532,000원과 시공비 86,900,000원을 합하여 투자비는 103,432,000원으로 계산되었다.

신설배관 ②의 자재비 및 시공비를 산출해 보면, 신설배관 ①과 같이 재질은 A106의 Carbon Steel이며, 배관은 10m로 굉장히 짧은 구간이었다. 자재비는 아래 표 4-6과 같이 1,082,800원이며, 시공비도 표 4-7과 같이 5,170,000원이 산정되었다. 총 합 6,252,800원으로 신설배관 ①에 비해 짧은 구간으로 투자비가 적게 소요됨을 알 수 있었다.

[표 4-6] 신설 배관 ② 자재비

분류	Description	단위	수량	단가 (원)	금액 (원)
Pipe	8” A106 S40	M	10	35,000	350,000
Elbow	8” A106 S40	EA	5	60,000	300,000
Flange	8” 300# S40	EA	4	65,000	260,000
Bolt/Nut	7/8”, 140mm	EA	96	1,800	172,800
합계					1,082,800

[표 4-7] 신설 배관 ② 시공비

분류	Description	단위	수량	단가 (원)	금액 (원)
용접사	8”	Point	3	50,000	1,200,000
장비비	크레인	EA	1	2,000,000	2,000,000
보온비 (자재포함)		LOT	1	1,500,000	1,500,000
관리비		LOT	1	470,000	470,000
합계					5,170,000

신설배관 ①과 신설배관 ②의 총 투자비는 1.1억원임을 알 수 있었다. 추가로 투입되는 금액 1.1억원과 비교하여 Case 2를 적용하였을 때 가져올 수 있는 비용 절감액을 산정하여야 본 Case가 경제성이 있는지 없는지 알 수 있다. 따라서 Case 2에 대하여 비용 절감액을 구해보았다.

비용 절감은 설비를 사용하지 않음에서 오는 설비의 비용과, 설비를 가동하는데 소요되는 운전비용으로 나눌 수 있다. 기존의 설비를 사용하지 않음으로써 얻을 수 있는 비용은 해당 설비의 설비 비용으로 구해보았다. 만약 본 설비를 구매하지 않았더라면 절감할 수 있을 것이라 생각되는 기회비용이라고 생각하면 된다. Air Fin Fan Cooler 1대의 금액 5억원, 열교환기 1대당 금액 3억원으로, 2기 총 6억원의 기회비용이 발생하였으며, 총 3기 합하여 총 11억원의 금액 절감을 가져올 수 있다.

다음으로 해당 설비들을 운전하지 않음으로써 가져올 수 있는 운전 비용을 계산해 보았다. 아래 표 4-8은 Air Fin Fan Cooler 1대의 운전 비용을 계산한 것이다. Air Fin Fan Cooler의 경우 Motor가 Fan을 돌려서 구동하는 설비로, 투입되는 에너지는 전기에너지만 있다고 가정하였다. 총 0.3억원의 운전 비용이 절감된다는 것을 알 수 있다.

[표 4-8] Sample Air Fin Fan Cooler 운전 비용

	Air Cooler 1	단위
Motor 전력	30	kW
한전 수전 단가	115	원/kWh
가동 시간	8,760	h
절감액	30,222,000	원

다음으로 열교환기의 운전비용을 표 4-9와 같이 계산해 보았다. 각각 열교환기의 Duty 용량을 기준으로 해당 열교환을 가져오기 위한 계산은 FOEB를 가지고 계산해 보았다. FOEB는 Fuel Oil Equivalent Barrel의 약자로, 연료유 환산 배럴이란 뜻이며 Fuel Oil을 1배럴 연소할 때 발생하는 에너지를 뜻하며, 이를 비용으로 환산할 때 사용되는 단위이다. 각 공장별로 사용되는 연료의 종류가 다를 수 있지만, 이번 Sample 열교환기 운전을 위해 사용되는 연료가 Fuel Gas라는 가정하에 비용 계산을 진행하였다. 해당 열교환기를 실제로 Fuel Gas로 운전을 한다면 아래와 같은 비용이 산출 될 수 있으나, 다른 연료를 통해 열교환기를 운전한다면 금액은 달라질 수 있다. 실제로 Steam이나 전기를 이용하는 경우가 많으나 실제 금액 산출이 어려워 Duty와 FOEB를 이용한 운전비용을 산출하였다. 표 4-9와 같이 열교환기 2대 운전 비용 절감액은 35.3억원임을 알 수 있다.

[표 4-9] Sample 열교환기 운전 비용

	열교환기 1	열교환기 2	단위
열교환기 Duty	2.42	1.87	MM kcal/h
원/FOEB	61,634		원/FOEB
FOEB/kcal	1,524,533		FOEB/kcal
가동 시간	8,760		h
1 MM	1,000,000		
운전 비용	1,991,941,848	1,539,227,792	원

이를 정리하면, 열교환기 2대와 Air Fin Fan Cooler 1대 설비를 사용하지 않음으로써 가져올 수 있는 설비 비용 11억원과 운전하지 않음으로 가져오는 운전 비용 절감이 연간 35.6억원임을 알 수 있다.

Case 1과 Case 2를 모두 적용한다고 가정하면, 연간 절감 금액이 각각 25.75억원, 35.6원이므로 연간 약 60억원 절감 가능함을 알 수 있다. 앞에서도 언급했지만, Case 1은 정유사가 적자이거나 영업이익이 적을 때에는 큰 효과가 없으나, 호황기인 경우에는 그만큼 더 큰 효과를 가져올 수 있음을 인지해야 한다.

제 5 장 결론

Tank 설계 온도와 변수들을 파악하여 Tank 설계 온도와 Liquid Level이 반비례함을 확인하였고, 기존 설비 수정 없이 고온의 유체를 저장할 수 있음을 확인하였다. 이 때 Liquid Level의 최적 값은 LP Modeling을 통해 구할 수 있으며, 이를 적용하였을 때의 경제성을 Case별 분석하여 공장 수익성 증가를 확인할 수 있었다. 이론 상으로 2가지 Case를 검토하였으며, 2가지를 모두 적용하였을 때에는 연간 60억원의 추가 수익을 가져올 수 있음을 확인했다. 또한 이를 매출액 기준으로 하면 연간 565억원의 추가 매출을 가져올 수 있다.

본 연구 이론의 실제 현장 적용을 위해서는 바로 적용하기 보다는 Pilot Test를 통한 안전성 추가 검증이 필요할 것이다. 실제 플랜트 현장에서는 이론이 100% 들어 맞지 않는 경우가 빈번히 발생하기 때문이다. 또한 본 연구 Case에서는 A 정유사의 5년 평균 연간 영업이익을 기준으로 산정된 것으로, 요즘과 같이 정유사가 적자이거나, 영업이익이 적은 시기에는 오히려 적용하지 않는 것이 회사에 도움이 될 수 있다. Shut down 기간을 단축하는 것 보다는 기간을 최대한 늘려 회사의 영업손실을 최소화할 수 있기 때문이다.

추가로 부가적 소견으로, 고온의 유체를 오랜 기간 Tank에 보관하는 것으로 결정을 하고 현장에 적용을 한다면, 부식은 온도가 높을수록 활발해지는 특징이 있으므로 주기적으로 실시하는 Tank 개방 검사의 주기를 좀 더 짧게 진행하거나, Tank 개방 검사 시에 부식 정도를 파악하여 과거의 부식 속도와 비교하고 부식율에 대한 지속적인 추적이 필요할 것으로 보인다.

또한 Tank 내부 온도를 고온으로 유지하기 위해서 Tank 외부에 설치된 보온재를 추가 보강이 필요할 수 있다. 일반적으로 Specification이라는 것이 계산 식보다 더 여유를 두어 보수적으로 작성

되긴 하지만, 이를 감안하더라도 최초 Design Temperature와 보관하고자 하는 유체의 온도 차이가 큰 경우에는 보온재 보강이 필요할 것으로 보인다.

향후 과제와 전망으로 이번 연구에서는 한가지 종류의 유체를 저장하는 Tank에 대해서만 검토하였는데, 향후 후속 연구로 신규 Tank 설치 시, 한가지 종류 뿐 만 아니라, 정유사/석유화학사에서 주로 사용하는 여러가지 유체를 저장할 수 있는 Hybrid Tank 설치 가능성이나, Tank Shell의 응력을 강화할 수 있는 방법에 대한 연구를 한다면, 공장에서의 추가 수익을 얻을 수 있을 것이라 생각이 된다.

참고 문헌

[1] BP, “Oil: Refining Capacity”, BP Statistical Review of World Energy 2020 69th edition, p.29, June, 2020

[2] 이지혜, 옥지훈, 김부경, “최근 울산충남지역 석유정제 석유화학산업의 현황 및 향후 과제”, 한국은행 울산본부, 대전충남본부, July, 2017

[3] Theodoros Katopodis, Athanasios Sfetsos, “A Review of Climate Change Impacts to Oil Sector Critical Services and Suggested Recommendations for Industry Uptake”, Infrastructures, p.3, November, 2019

[4] 오소영, “현대케미칼 대산 유화공장, 유니폴 공정 도입… "고품질 PP 생산"”, 더구루, 2019년 6월 20일

[5] American Petroleum Institute, “Welded Steel Tanks for Oil Storage”, API 650 : Eleventh Edition, June, 2007

[6] Sunil Pullarcot, “Above Ground Storage Tanks : Practical Guide to Construction, Inspection, and Testing” CRC Press, Taylor & Francis Group, p.8~9, October, 2014

[7] Wang Li, Qianqian Shao, Jun Liang, “Numerical study on oil temperature field during long storage in large floating roof tank”, International Journal of Heat and Mass Transfer 130, p.175~186, October, 2018

[8] 이창훈, “외압에 의한 강제 저장 탱크 측벽의 좌굴에 대한 연구”, 연세대학교 공학대학원, June, 2002

[9] American Petroleum Institute, “Recommended Rules for Design and Construction of Large, Welded Low-pressure Storage Tanks”, API 620 : Tenth Edition, November, 1998

[10] 한국 산업 규격, “강제 석유 저장 탱크의 구조 (전체용접제)” KS B 6225, 기술표준원, December, 2006

[11] 일본 산업 표준 (Japanese Industrial Standard), "Welded Steel Tanks for Oil Storage", JIS B 8501, December, 2013

[12] Visal B, Sibin B, "Design and Analysis of Storage Tank", International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology, Vol.6, Issue 5, May, 2017

[13] Naghdali Hosseinzadeh, "Seismic Vulnerability Analyses of Steel Storage Tanks in an Oil Refinery Complex Using Dynamic Analyses", The 14th World Conference on Earthquake Engineering, October, 2008

[14] 배두병, 박장호, 오창국, "강재 액체저장탱크의 내진설계를 위한 설계기준 분석", Journal of Korean Society of Steel Construction, Vol.28, No.3, p.195~202, June, 2016

[15] 박찬우, 송찬호, 조홍현, "산업별 열교환기 개발동향(플랜트 분야)", Journal of the Korean Society of Mechanical Engineers, 58, p.49~54, October, 2018

[16] Alfa Laval, "Alfa Laval Air Fin Fan Cooler" https://www.alfalaval.kr/products/heat-transfer/finned-tube-air-heat-exchangers/finned-tube-air-heat-exchangers/

[17] Piping Engineering, "Air Cooled Heat Exchanger", Piping Engineering Knowledge base, October, 2013 http://www.piping-engineering.com/air-cooled-heat-exchanger.html

[18] Çengel, Yunus A, and Afshin J. Ghajar, "Heat and Mass Transfer: Fundamentals & Applications", New York: McGraw-Hill, 2011

[19] 박용국, 이민구, 정경권, 원영진, "혼합 정수 선형 계획법을 이용한 수송 계획 모델 설계", 전자공학회논문지, 53, p.166~174, November, 2016

[20] Dan Hoag, "Preventing Aboveground Storage Tank

Replacements with API-653 Tank Inspections", Commtank Article, November, 2016 https://www.commtank.com/tank-articles/preventing-storage-tank-replacement/

[21] Emenike N. Wami, Welis Mike Onunwor, Owhor Sampson Chisa, Jimmy Dorcas Etim , "Design of a Floating Roof Crude Oil Storage Tank of 100,000 BPD Capacity and Prototype Fabrication" , Journal of Scientific and Engineering Research, 4, p.318~329, September, 2017

[22] 전산용어사전편찬위원회, "컴퓨터인터넷IT용어대사전", 일진사, January, 2011

Abstract

Possibility of Storing Liquids in Tank at Higher Temperature than Design and Economic Analysis

Jahun JEONG
Department of Engineering Practice
Graduate School of Engineering Practice
Seoul National University

Cylindrical liquid storage tanks, which are oil storage facilities, are constructed after setting, calculating, and verifying design data to meet the specifications required by the plant at the time of initial construction. The design temperature, one of the important factors in the design data, represents the maximum temperature of the liquid that can be stored in the liquid storage tank, and is generally calculated according to the API (American Petroleum Institute) 650, which is the US standard commonly used by domestic refinery corporations. Therefore, a liquid storage tank has its own design data and it is not recommended to store liquid above the design temperature. For this reason, in order to store high temperature liquid in existing tank, a new tank must be installed. In addition, due to the design temperature limitation of the existing tank, the feed liquid temperature of the tank has to be lowered below the design temperature of the tank, and then the liquid from the tank is heated again to meet appropriate temperature required by next process.

In this case, the operational loss caused by inefficient heat managing processes can occur; therefore, this research has reviewed the idea that the plant can be operated more efficiently if liquid higher than the design temperature can be stored without taking heating up

and cooling process when being stored in the tank. In this research, the relationship between the tank shell thickness and the design liquid temperature is used to identify variables for storing liquid above the design temperature; and the variables were optimized through a linear program modeling. In addition, this research has considered the impact and applicable methods when the liquid can be stored above the design temperature.

Key words : Cylindrical Liquid Storage Tank, API 650, Design Temperature, Tank Shell Thickness, 1-foot method, Plant Cost Reduction, Plant Economic Analysis
Student Number : 2019-29780