

## 해상에서의 LNG 생산을 위한 공정 고찰

김승혁\*, 하문근\*, 김병우\*, M. SADASIVAM\*, 구근희\*

\*삼성중공업 조선플랜트 연구소

### Study of Process for Offshore LNG Production

KIM SEUNG-HYUK\*, HA MUN-KEUN\*, KIM BYUNG-WOO\*,

M. SADASIVAM\*, KOO KEUN-HOE\*

\*Ship & Plant Research Institute, Samsung Heavy Industries, Koje, 656-710, Korea

**KEY WORDS:** LNG 액화 천연가스, 해상 LNG 생산, LNG 생산 공정, 공정 모사

**ABSTRACT:** Liquefied Natural Gas(LNG) continues to attract modern gas industries as well as domestic markets as their main energy source in the recent years. This is mainly because LNG is inherently cleaner and more energy efficiency than other fuels. Offshore LNG production plant is of interest to many oil producing companies all over the world. This article discuss about the production process encountered while developing such a production facility. Typical offshore oil and gas processing required for oil stabilization and other optional units that can be added to the facilities. The production process can broadly be divided into five major units namely, (i) Oil Stabilization unit, (ii) Gas Treatment unit, (iii) Methane Recovery unit, (iv) Distillation unit and (v) LNG Liquefaction unit. The process simulation was carried out for each unit with a given wellhead composition. The topside facilities of offshore LNG production plant will be very similar to the process adopted in offshore processing platform along with the typical onshore LNG production plant. However, the process design problems associated with FPSO motion to be taken care of while developing floating LNG production plant.

### 1. 서론

LNG는 Liquefied Natural Gas(액화 천연가스)의 약어로서 지하에서 뽑아 올린, 매탄을 주성분으로 하는 천연가스를 수송 및 저장을 위해 -163 °C의 초저온 상태로 냉각하여 그 부피를 약 1/600로 줄인 무색 투명한 액체를 말한다. 제2차 세계대전 이후 부탄이나 프로판을 액화한 액화 석유가스(LPG)가 새로운 열원으로 사용되고 있었으나, 천연가스의 풍부한 매장량과 냉동 액화기술의 진보에 따라 액화 천연가스가 새로 등장하게 되었다. 액화 천연가스는 연소시 단위 질량당 발생하는 열량이 디젤이나 가솔린에 비해 높아 일반 가정은 물론 산업현장에서도 다양한 목적으로 사용되고 있어 전 세계적으로 수요량이 크다. 액화 천연가스는 연소시 주로 수증기와 탄산가스만 발생하므로 공기오염의 염려가 적고 열효율도 높은 편이다. 또한, 공기보다 비중이 작아 유출되었을 때 쉽게 공기 중으로 환기가 가능하며, 발화온도가 높아 액화 석유가스나 부탄가스에 비

해 폭발의 위험성이 비교적 적다.

최근의 기술진보로 극저온 처리 기술이 발달되어 가스를 극저온까지 냉각하여 액화시키거나, 액화한 가스를 그대로 저온으로 저장하고 처리하는 기술 및 재료에 대한 연구가 진척되어 현재는 액화 천연가스를 대량으로 저장하고 수송하는 것이 가능하게 되었다.

천연가스는 전 세계적으로 확인된 매장량의 20% 정도가 해상에 매장되어 있으며, 최근에는 해양가스전 개발의 경제성이 재평가되어 해상에서 LNG를 생산하고 저장하여 수송하는 새로운 개발시스템이 요구되고 있다. LNG 생산공정은 가스정으로부터 생산되는 가스를 적절한 공정을 거쳐서 사양에 맞는 LNG와 콘덴세이트 오일 그리고 부산물들을 생산하도록 최적화하여 설계되어야 한다. 이러한 LNG 생산공정은 가스정과 해상의 특성에 따라 고정식 자켓 플랫폼 혹은 부유식 생산 및 저장선인 FPSO에 적용될 수 있다. 또한 해상에서의 LNG생산 설비는 운전조건이 열악하고 설치 면적에 많은 제약은 받기 때문에 안전하고 최적화된 생산을 할 수 있도록 설계되어야 한다.

제1저자 김승혁 연락처: 거제시 신현읍 장평리530 삼성중공업

055-630-6270 mc97@samsung.co.kr

## 2. 공정 분석

LNG 생산공정은 공정의 기능에 따라 다음의 5개의 유닛으로 구분하고자 한다.

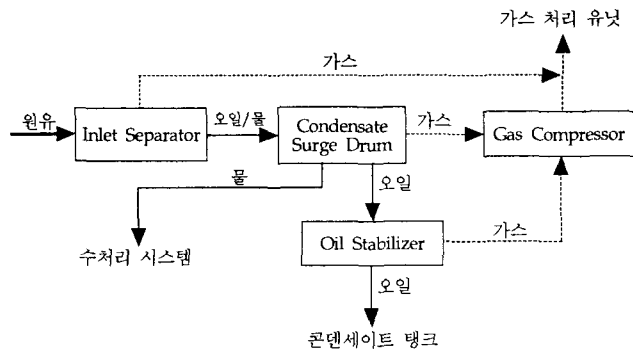
- ① 오일 안정화 유닛
- ② 가스 처리 유닛
- ③ 메탄 회수 유닛
- ④ 증류 유닛
- ⑤ LNG 액화 유닛

유정에서 생산되는 원유는 오일 안정화 유닛에서 가스와 오일, 물로 분리된다. 분리된 오일은 안정화되어 콘덴세이트 탱크에 저장된다. 분리된 가스는 가스 처리 유닛에서 가스 속에 포함되어 있는 황화수소와 이산화탄소 등 유해성분을 제거한다. 유해성분이 제거된 가스는 메탄 회수 유닛에서 메탄을 생산하고 나머지 가스는 증류 유닛을 통해서 부산물들을 생산한다. 회수된 메탄은 액화 유닛에서 액화된 후에 LNG 탱크에 저장된다.

### 2.1 오일 안정화 유닛

유정에서 생산된 원유는 Fig. 1에서 보여주듯이 맨 처음 오일 안정화 유닛에서 처리된다. 원유는 inlet separator에서 가스가 분리된다. 분리된 가스는 가스처리 유닛으로 보내진다. inlet separator에서 분리된 콘덴세이트는 stabilizer에 들어가기 전에 가열된다. 가열된 콘덴세이트는 surge drum에서 오일 속의 물이 분리된다. 오일로부터 물을 분리하기 위해서는 surge drum 안에 mellapack 등의 장치가 필요하다. 분리된 물은 수처리 시스템에서 적절한 처리를 거쳐 해상으로 방출된다. 일차로 물이 제거된 오일은 coalescer와 필터를 거치면서 오일 속에 남아있는 물과 염분을 제거한다. coalescer와 필터를 거친 오일은 stabilizer에서 증류를 통해서 안정화된다. stabilizer는 7단으로 구성되어 있고, 4번째 단에서 나오는 오일은 stabilizer의 바닥에서 나오는 안정화된 오일로부터 열을 회수한다. stabilizer의 상단에서 나오는 가스는 2단계의 압축을 거쳐 inlet separator에서 분리된 가스와 합쳐진 후에 가스처리 유닛으로 보내진다. 압축된 가스를 냉각하여 응축된 액체는 surge drum으로 재순환된다. 안정화된 오일은 열교환기에서 냉각된 후에 콘덴세이트 탱크에 저장된다.

Fig. 1 Schematic Diagram of Oil Stabilization Unit



### 2.2 가스 처리 유닛

오일 안정화 유닛에서 분리된 가스는 본 유닛에서 LNG의 사양과 환경문제에 맞도록 황화수소(H<sub>2</sub>S)와 이산화탄소(CO<sub>2</sub>), 수증기, 수은 등 유해성분이 제거된다. 본 유닛은 패키지 시스템으로 일반적으로 선주가 제작자로부터 구입하여 설치하게 된다.

유해성분을 제거하는 방법은 제거하려는 성분에 따라 달라질 수 있으나, 육상과 해상에서 통상적으로 사용되는 방법이 사용될 수 있다. 여기서는 황화수소(H<sub>2</sub>S)와 이산화탄소(CO<sub>2</sub>)를 제거하는 일반적인 방법을 설명하고자 한다. 황화수소와 이산화탄소를 포함한 가스는 amine contactor에서 처리된다. Tab. 1은 여러 가지 amine에 대해서 황화수소와 이산화탄소를 흡수할 수 있는 효율을 보여준다. 순수한 amine은 매우 강하기 때문에 물에 희석하여 사용해야 하며, Tab.1의 물과의 비율을 유지할 때 최고의 효율로 이용할 수 있다.

Tab. 1 Max. Acid Gas Loading for different Amines

Amine	Lean Amine Strength (Weight%)	Max. Acid Gas Loading (Moles Acid/ Mole Amine)	
		CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S
MEA (Monoethanolamine)	15~20	0.5	0.35
DEA (Diethanolamine)	25~35	0.45	0.3
TEA, MDEA (Triethanolamine, Methyldiethanolamine)	35~50	0.3	0.2
DGA (Diglycolamine)	45~65	0.5	0.35

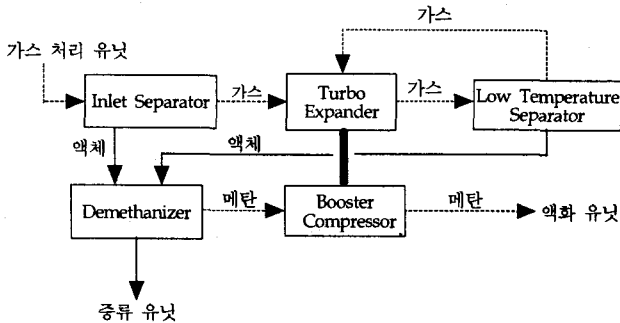
Amine 용제는 contactor에서 황화수소와 이산화탄소를 흡수하는 매질로 사용된다. Contactor는 일반적으로 20단(stage) 정도로 사용된다. 황화수소와 이산화탄소를 흡수한 rich amine은 flash drum에서 적당한 압력으로 낮춰지고 rich/lean amine 열교환기에서 가열되어 amine 재생기로 보내진다. 이 재생기에서 황화수소와 이산화탄소는 제거되고 lean amine은 재생된다. 재생기 또한 20단(stage)으로 구성되어 있다. 재생된 amine은 contactor로 다시 보내져서 계속 순환하면서 황화수소와 이산화탄소를 제거한다.

Contactor에서 처리된 가스에 포함되어 손실되고, 재생기에서 제거된 유해성분과 함께 손실된 물과 amine을 서지(surge) 탱크에서 보충해 주어야 한다.

### 2.3 메탄 회수 유닛

가스 처리 유닛에서 황화수소와 이산화탄소를 제거한 천연가스로부터 메탄을 회수하기 위해서 turbo expander가 사용된다.(Fig. 2 참조) 열교환기에 의해서 가스는 매우 낮은 온도로 냉각되고, 낮은 온도는 메탄의 회수를 촉진시켜 준다. 온도가 낮은 액체와 가스는 저온 분리기(LTS)에서 분리되고, 분리된 액체는 Joule-Thomson 밸브를 통과하면서 압력이 낮아지면서 더욱 냉각된다. Inlet separator에서 분리된 가스는 turbo expander로 보내진다. Expander에서 팽창하면서 온도가 낮아지고, 팽창에 의해서 발생한 일은 재압축을 하는데 사용된다. 팽창에 의해서 생긴 액체와 밸브의 출구에서 생긴 액체는 Demethanizer로 보내진다. Demethanizer의 바닥에서는 메탄을 제외한 에탄과 무거운 물질이 생산된다. demethanizer에서 나오는 가스는 저온분리기에서 분리된 가스와 합쳐지고, 열교환기를 거치면서 본 유닛으로 공급되는 유체를 냉각한 후에 액화 유닛으로 보내진다. 메탄을 많이 포함하고 있는 생산 가스의 일부는 expander의 압력을 조절하는데 사용된다. Turbo expander를 설계할 때는 효율적인 열교환에 주의하여 열교환기를 배치하여야 한다.

Fig. 2 Schematic Diagram of Methane Recovery Unit



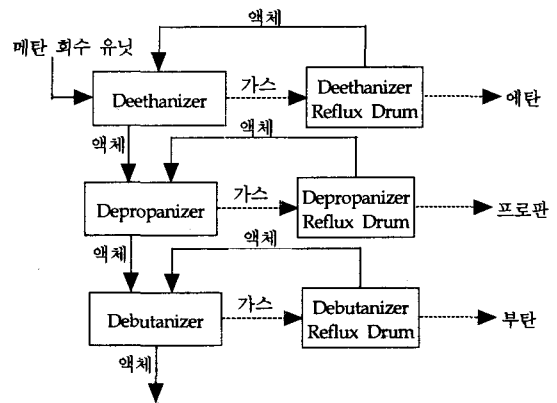
### 2.4 증류 유닛

Fig. 3에 보여주고 있는 증류 유닛은 LNG 생산공정에서 선택적으로 적용할 수 있다. 선주가 요구하거나 LPG, 에탄, 프로판, 부탄 등의 부산물들이 많이 생산된다면 에너지 활용의 목적으로 적용될 수 있다.

본 유닛에서는 에탄, 프로판, 부탄과 같은 가벼운 성분들이 분리된다. 이러한 생산물들은 액화 유닛에서 메탄을 냉각하는데 사용되거나, 생산량이 많을 경우에는 LPG 같은 에너지로도 이용될 수 있다. 본 유닛에서는 통상적인 증류의 방법이 사용된다. Deethanizer에서 가장 가벼운 에탄이 분리되어 reflux drum을 거치면서 응축된 성분은 다시 deethanizer로 되돌려지고 에탄은 분리된다. 이와 유사한

과정을 통해서 depropanizer에서 프로판이, debutanizer에서 부탄이 분리된다. 프로판-부탄 칼럼을 설치함으로써 추가로 프로판과 부탄을 분리할 수 있다. 각각의 증류 칼럼에는 열회수를 위한 열교환기가 설치된다. 이러한 부산물들은 천연가스 액화 유닛에서 메탄을 액화하기 전에 냉각시키는 용도로 사용된다.

Fig. 3 Schematic Diagram of Distillation Unit



### 2.5 LNG 액화 유닛

액화 유닛 또한 LNG 생산공정에서 선택적으로 적용할 수 있다. 선주가 요구하거나 필요한 유틸리티가 충분히 공급되는 경우에 적용할 수 있다.

메탄 회수 유닛에서 생산된 메탄가스는 본 유닛에서 액화되어 hull의 LNG 탱크에 저장된다. 천연가스를 액화하는 방법은 공급되는 가스의 조건과 조성에 따라서 여러 가지가 있다. 무엇보다도 에너지를 최소화할 수 있는 액화 방법을 적용해야 한다. 액체 질소를 팽창하여 냉각하는 방법도 효율적이다.

## 3. 공정 모사

화학공정 및 석유/천연가스 공정을 모사할 수 있는 범용 S/W인 HYSYS plant를 이용해서 LNG 생산 공정을 모사 하였다. HYSYS의 각 모듈을 이용하여 주요기기와 시스템을 모델링하고 각각 기기별로 물질수지의 평형(Heat & Mass Balance)을 구하였다. 다음단계로 유닛별로 물질수지의 평형을 구하고, 최종적으로 전체 공정에 대한 물질수지의 평형을 완성하였다.

공정모사를 통하여 각 기기 및 유닛의 용량과 온도 및 압력의 운전조건을 구하였다. 또한 유정에서 올라오는 원유가 공정을 거쳐서 최종생산물이 얼마나 생산되는지 그리고 그 생산물의 사양 및 조성을 알 수 있다. 또한 공정 모사를 통해서 이러한 생산을 하기 위해서 필요로 하는 유틸리티의 양을 추정할 수 있다. 본 공정 모사는 Tab. 2, Tab. 3의 유정에 대한 조건 및 용량과 조성을 적용하여 수행하였다.

Tab. 2 Feed Conditions

항목	내용
Vapour Fraction	0.97
온도	110.1 °C
압력	45.37 bara
밀도	35.04 kg/m <sup>3</sup>
유량	1108.9 T/hr

일반적으로 유정의 생산기간에 따른 용량과 조건 및 조성 등 유정의 정보는 선주로부터 제시된다. 본 연구에서는 실제 생산 가능한 유정에 대하여 생산공정에 공급되는 조건과 조성을 바탕으로 하여 공정을 모사 하였다.

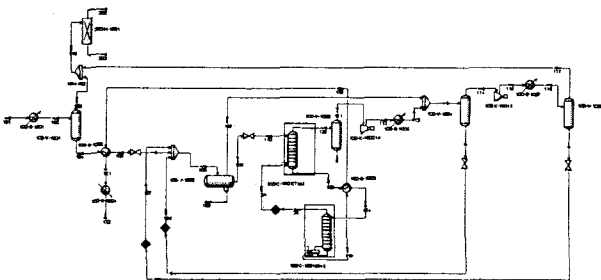
Tab. 3 Feed Compositions

성분	Mole Fraction
Methane	0.7198
Ethane	0.0353
Propane	0.0177
i-Butane	0.0053
n-Butane	0.0038
C <sub>5</sub> +	0.0151
Nitrogen	0.0129
CO <sub>2</sub>	0.12
H <sub>2</sub> O	0.0701
H <sub>2</sub> S	0.0
Total	1.0

### 3.1 오일 안정화 유닛

HYSYS의 각 모듈을 이용하여 오일 안정화 유닛의 주요기기 와 시스템을 모델링하고 각각 기기별로 물질수지의 평형(Heat & Mass Balance)을 구하여 유닛 전체에 대한 물질수지의 평형을 구하였다. 공정모사를 통하여 각 기기의 용량과 온도 및 압력의 운전조건을 구하였다. Fig. 4는 오일 안정화 유닛의 공정 모사를 위한 공정 흐름도이다.

Fig. 4 Process Simulation of Oil Stabilization Unit



오일 안정화 유닛에서는 오일을 가열하여 오일 속에 남아있는 가벼운 성분들을 제거하여 오일을 안정화시킨다. 생산된 콘덴세이트 오일의 주요 사양은 Tab. 4와 같다.

Tab. 4 Specification of Condensate

항목	사양
TVP at 35 °C	< 14 psia max.
RVP	12 psi
Base Sediment & Water	0.5 %
생산량	51.9 T/hr
Max. Rundown Temp.	32 °C

### 3.2 가스 처리 유닛

황화수소와 이산화탄소 등 유해성분이 제거하는 본 유닛은 패키지 시스템으로 제작자로부터 공급되어 설치되게 된다. 따라서 본 유닛에 대해서는 공정모사를 수행하지 않았다. 가스 처리 유닛에서 생산된 가스는 Tab. 5, Tab. 6의 조건과 조성을 갖도록 제작자로부터 공급을 받는다.

Tab. 5 Feed Conditions

항목	내용
Vapour Fraction	1.0
온도	50.0 °C
압력	43.64 bara
밀도	33.19 kg/m <sup>3</sup>
유량	743.7 T/hr

Tab. 6의 조성을 살펴보면 가스 속에 포함되어 있는 이산화탄소와 황화수소 및 수증기가 제거되었다. 만약 이산화탄소의 함량이 너무 많아서 원하는 만큼 제거되지 못한 경우에는 membrane이나 molecular sieve 같은 특수한 시스템을 적용하여야 한다.

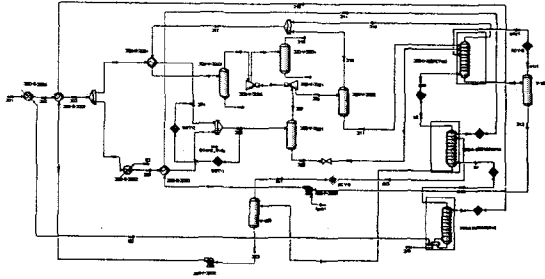
Tab. 6 Feed Compositions

성분	Mole Fraction
Methane	0.8934
Ethane	0.0438
Propane	0.0217
i-Butane	0.0063
n-Butane	0.0044
C <sub>5</sub> +	0.0117
Nitrogen	0.016
CO <sub>2</sub>	0.006
H <sub>2</sub> O	0.0
H <sub>2</sub> S	0.0
Total	1.0

### 3.3 메탄 회수 유닛

메탄 회수 유닛의 주요기기와 시스템을 모델링하고 각각 기기별로 물질수지의 평형(Heat & Mass Balance)을 구하여 전체 유닛에 대한 물질수지의 평형을 구하였다. 공정모사를 통하여 각 기기의 용량과 온도 및 압력의 운전조건을 구하였다. Fig. 5는 메탄 회수 유닛의 공정 모사를 위한 공정 흐름도이다.

Fig. 5 Process Simulation of Methane Recovery Unit



메탄회수 유닛을 구성하는 주요 기기의 용량과 운전조건은 Tab. 7, Tab. 8과 같다.

Tab. 7 Flowrate and Operating Condition for Equip.

Equip.	Flowrate (kg/hr)	Upstream Press. (bara)	Upstream Temp. (°C)	Downstream Press. (bara)	Downstream Temp. (°C)
Booster Compressor	940960.7	17.9	32.5	22.9	55.9
Turbo Expander	651974.0	42.3	-48.4	19.0	-81.8

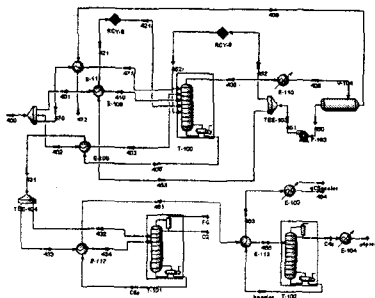
Tab. 8 Flowrate and Operating Condition for Demethanizer

Column	# of Stage	Feed Flowrate (kg/hr)	Product Flowrate (kg/hr)	Operating Condition	
				Press. (bara)	Temp.(°C)
Demethanizer	11	743720.0	640960.0	19.31	-81.8/39.8

### 3.4 증류 유닛

증류 유닛의 주요기기와 시스템을 모델링하고 각각 기기별로 물질수지의 평형(Heat & Mass Balance)을 구하여 전체 유닛에 대한 물질수지의 평형을 구하였다. 공정모사를 통하여 각 기기의 용량과 온도 및 압력의 운전조건을 구하였다. Fig. 6은 증류 유닛의 공정 모사를 위한 공정 흐름도이다.

Fig. 6 Process Simulation of Distillation Unit



증류 유닛을 구성하는 주요 기기의 용량과 운전조건은 Tab. 9와 같다.

Tab. 9 Flowrate and Operating Condition for Demethanizer

Column	# of Stage	Feed Flowrate (kg/hr)	Product Flowrate (kg/hr)	Operating Condition	
				Press. (bara)	Temp.(°C)
Deethanizer	25	105450.7	28524.1	18.2	5.1/50.4
Depropanizer	30	76771.0	25000.5	17.0	44.6/112.7
Debutanizer	20	51661.1	21500.4	12.0	45.2/128.3

### 3.5 LNG 액화 유닛

메탄 회수 유닛에서 생산된 메탄가스는 본 유닛에서 액화되어 hull의 LNG 탱크에 저장된다. 본 유닛은 패키지 시스템으로 제작자로부터 공급되어 설치되게 된다. 따라서 본 유닛에 대해서는 공정모사를 수행하지 않았다. 액화 유닛에서 생산된 LNG의 사양은 Tab. 10과 같다.

Tab. 10 Specification of LNG

항목	사양
Feed Composition	95 % Methane
온도	-166.2 °C
압력	1.02 bara
밀도	446.2 kg/m <sup>3</sup>
생산량	629.0 T/hr (5.5 MMTPA)

## 4. 결론

해상의 천연가스정을 개발하기 위한 LNG 생산공정을 오일안정화, 가스처리, 메탄회수, 증류, LNG 액화의 공정별로 분석함으로써 각 공정의 흐름과 기기의 운전을 이해하고, 적용 가능한 공정의 방법에 대해서 검토하였다.

실제로 생산 가능한 유정을 대상으로 하여 각 공정을 모사함으로써 물질수지의 평형을 구하였다. 공정모사를 통하여 기기의 용량과 온도 및 압력의 운전조건을 계산하였고, 각 공정별로 생산되는 생산물의 조성구성과 유량 및 사양을 확인할 수 있었다.

이상과 같이 LNG 생산공정을 분석하고 공정모사를 수행해 봄으로써 해상에서의 LNG 생산을 위한 개념설계의 중요한 기초를 마련하였다고 판단된다. 이를 바탕으로 공정흐름도, piping & instrumentation diagram(P&ID), 기기 용량 계산 및 datasheet, 배관재질 및 사양 등 LNG 생산을 위한 기본설계를 수행할 수 있을 것으로 평가된다.

## 참고 문헌

- (1) 해상 LNG Terminal 설계기술 개발 완료 보고서, 2001년
- (2) 대형 LNG FPSO 개발 완료 보고서, 2002년
- (3) HYSYS.Process Simulation Basis