

Subsea System 최적 설계 요소에 관한 연구

최한석^{1,†} · 도창호² · 이승건²
포항공과대학교 엔지니어링대학원¹
부산대학교 조선해양공학과²

Study on Parameters for Optimum Design of Integrated Subsea System

Han-Suk Choi^{1,†} · Chang-Ho Do² · Seung-Keon Lee²
Graduate School of Engineering Mastership, Pohang University of Science & Technology¹
Dept. of Naval Architecture and Ocean Engineering, Pusan National University²

Abstract

The mitigation of gap between technology and its applicability in the oil and gas industry has led to a rapid development of deepwater resources. Historically, subsea wells have good track records. However, an ever increasing water depths and harsher environments being encountered are currently posing challenges to subsea production. Complex subsea systems are now being deployed in ways rarely encountered in previous development schemes. These increasingly complex systems present a number of technical challenges. This study presents the challenges in subsea production systems, considering the technical and safety issues in design and installation associated with current development modality.

Keywords : Subsea control system(SCS, 해저생산제어시스템), Subsea production system(SPS, 해저생산시스템), X-Tree(생산정), Well(유정), Umbilical(생산제어용 유체 공급라인), Subsea control module(SCM, 해저생산제어모듈), Fishing friendly structure(FFS, 해저 설비보호구조)

1. 서론

국제 에너지 기구(IEA, International Energy Agency)에 따르면 2010년 현재 일일 석유 생산량은 약 8천9백만 배럴이며 중국, 인도 등 신흥개발도상국의 빠른 경제 성장으로 인해 지속적인 에너지 수요 증가가 예상되고 있으나 2030년 일일 석유생산량이 약 1억배럴 수준으로 예측되고 있어 향후 전세계적인 에너지 공급 부족 현상이 발생할 가능성이 높아지고 있다.

현재 대체 에너지원으로 주목받고 있는 수소, 풍력, 태양열, 지열, 조력 등 신재생 에너지는 2035년까지 약 3배의 수요 증가가 예상(IEA World Energy Outlook, 2010) 되기도 하나, 연료 효율 및 막대한 초기투자비용과 유가 안정에 따른 정책적 지원 감소 등에 따른 영향으로 석유 수요에 영향을 미치기에는 상당한 시간을 필요로 할 것으로 예측되며, 원자력 또한 지난해 일본의 원전 사고 이후 위험 관리 측면에서 부정적인 평가를 받고 있어 과거 경제성 등을 이유로 보류되었던 심해 유전에 대한 개발 요구가 오히려 더욱 증가되고 있는 상황이다(Choi, 2008).

현재 심해 유전개발은 이미 2003년 ChevronTexaco사에서 Gulf of Mexico(GOM) Toledo 지역 최대수심 3052m까지

Drilling에 성공(Offshore, 2005) 함으로써 수심 3000m 시대를 열었으며, 현재도 높은 기술 수준과 Know-how를 보유한 선진 소수업체들이 독점적 위치에서 오일 메이저 업체들과 장기간 관계를 유지하고 있어 초기 기술이전 및 시장진입에 상당한 애로가 예상된다(Devegowa, 2003; Leffler, et al., 2003).

심해저 생산 설비 시장은 향후 5~6년간 전 세계적으로 약 40조원의 규모로 예측되고 있으며 중국이나 인도의 경제 성장에 따라 오일 소비량은 더욱 확대될 것으로 예측되고 있다. 현재 일일 생산량 중 약 1천만 배럴 정도가 심해저에서 생산되고 있으며 육상이나 연안의 경우 이미 개발이 성숙단계에 진입하여 획기적인 생산량 증가가 불가능하기 때문에 심해저에 대한 개발 요구는 앞으로 더욱 확대될 전망이다, 국내의 기술력은 거의 전무한 상태이며 최근에서야 정부 주도의 신성장 동력 사업 및 국책과제로 해당 분야에 대한 기술개발이 추진 중인 상황이나 국내 기업의 시장 조기 진입을 위해서는 관련 기술의 체계적인 정리와 소개가 필수적이며 지속적으로 요구되는 시점이다.

이에 본 연구에서는 2010년 BP사의 오일유출사건 조사(Choi, et al., 2011)와 그 동안의 Subsea System에 대한 광범위한 조사와 설계 및 설치 경험을 바탕으로 해저 생산 및 제어 시스템의 특징 및 주요 구성 장비 소개와 설계시 고려되어야 할 요소에 대해 기술하고, 최적설계 수행 결과를 예시하였다.

2. 생산 제어 시스템

2.1 Type and Function of Control System

해저 생산설비에 적용되는 제어시스템은 시스템의 복잡성, 반응속도, 개별 제어, 데이터 피드백, 해저 생산설비와의 거리 및 이로 인한 Umbilical의 Size 등의 요구에 따라 크게 5가지 정도로 분류되며 주요 장단점은 아래와 같다.

- 1) Direct Hydraulic Control System
- 2) Piloted Hydraulic Control System
- 3) Sequential Piloted Hydraulic Control System
- 4) Multiplexed Electro-Hydraulic Control System
- 5) All Electric Control System

최근 심해저 개발이 가속화됨에 따라 Platform 상부의 제어 장비와 해저에 위치한 생산 장비와의 거리가 점점 멀어지게 되어 과거 3~4km 이내에서 사용되었던 Direct Hydraulic Control 또는 Piloted Hydraulic System 방식보다 더욱 복합적이나 반응 속도 및 신뢰도가 향상된 제어 방식인 Multiplexed Electro-Hydraulic System이 주를 이루고 있으며 최근에는 Hydraulic Pressure를 이용한 반응속도 제한 문제를 해소할 수 있는 All Electric 제어 시스템이 도입되고 있는 추세이다.

생산 제어 시스템에 소요되는 장비들은 크게 상부 생산 제어 장비와 해저 생산 제어 장비로 구분되며 해저 생산정(Subsea X-Tree), 생산 집합 장비(Manifold 및 Template) 등에 위치한 해저 생산 설비용 밸브 및 초크 작동을 정상적으로 제어함으로써 생산을 통제하고, 생산 장비의 제어에 이상이 발생할 경우 시스템을 안전하게 차단(Emergency Shutdown)하는 기능을 가지고 있으며 아래를 고려하여 설계되어야 한다(API 17A, 2010).

- 1) 안전하고 효율적인 운전이 가능한 안전장치(Fail Safe) 시스템 설계
- 2) 유지보수 용이, 신뢰성 구축
- 3) 제3자 검증을 통한 안전성 및 신뢰성 확보
- 4) SCS 전용 UPS(Uninterruptible Power Supply) 사용으로 시스템의 안정적 운용
- 5) 생산정을 추가로 연계개발 할 수 있는 여분 설비 확보

2.2 Topside Control Equipment

상부 생산 제어 장비는 해저 생산정 제어 장비(Subsea Control Unit), 해저 생산용 전력 및 신호 제어 장비(Subsea Power and Communication Unit), 생산 장비용 유압 공급 장비(Hydraulic Power Unit), Umbilical 상부 연결 장비(Topside Umbilical Termination Unit), 전력 공급 장비(Uninterruptible Power Supply) 및 녹부식 방지용 케미컬 공급 장비(Chemical

Injection Unit) 등으로 구성되며, 시스템의 장기적 안정성 확보를 위해 신뢰성 분석(Failure Modes, Effects and Criticality Analysis) 및 국제 산업규격과 표준에 의한 각종 표준 시험 등 엄격한 품질 관리 시스템에 의해 규제된다.

2.2.1 Subsea Control Unit

해저 생산정은 SCS와 ICSS(Integrated Control Safety System) 사이의 인터페이스 역할을 하는 SCU에 의해 모니터링 및 제어된다. SCU는 Platform 상부의 기계장비실(IEE, Instrument Equipment Room)에 위치하며 해저 생산정 내부 및 SCM에 위치한 밸브와 센서들을 원격 조종하고 데이터 교환 동작 등의 명령을 내릴 수 있으며 각종 센서에 대한 제어 정보들을 HMI(Human Machine Interface)를 통해 확인할 수 있다. (HHI & FMC, 2010)

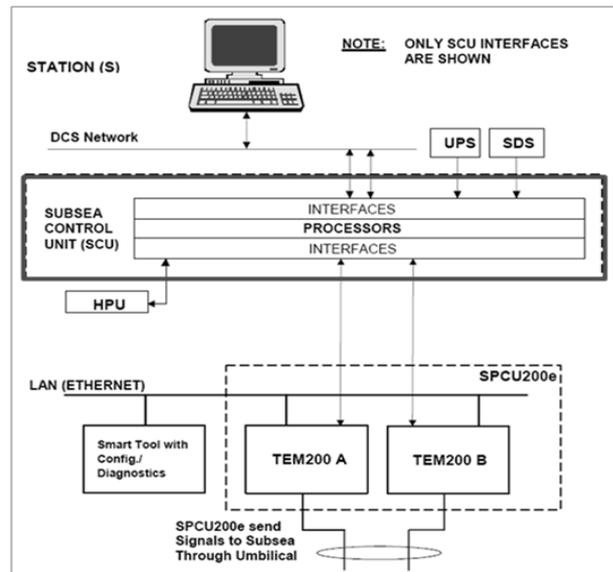


Fig. 1 Interface diagram of SCU (HHI & FMC, 2010)

SCU는 SPCU 내부의 TEM(Topside Electric Module)과 인터페이스되며, SCU의 명령 메시지를 받은 SPCU가 실제로 Umbilical을 통해 SCM과 신호를 주고받도록 구성되어 있으며 UPS로부터 상시 전원을 공급받아 동작된다.

SCU의 주요 기능은 하기와 같다.

- 1) SPCU로부터 데이터 접수 및 모니터링
 - Subsea X-Tree 센서 및 SCSSV(Surface Controlled Subsurface Safety Valve) 상태
 - Downhole 게이지 데이터(압력 및 온도)
 - SCM 내부의 HP/LP Line 압력 및 흐름 상태
 - 생산 유체내 Sand 감지 데이터 및 비율 계산
 - Flowmeter 데이터
 - 시스템 상태 및 알람

- 2) 초크 등 밸브 작동 상태
- 3) 케미컬 주입 모니터링
- 4) SCM 내부 COV(Change Over Valve) 동작 상태
- 6) HPU 상태 감지 및 Pump 동작/정지 명령
- 7) 알람 상태 지속 체크
- 8) DCS(Distributed Control System)와 Modbus TCP/IP 이 중 여분(Dual Redundant) 교신을 통한 데이터 교환
- 9) SEM의 자체점검 데이터(Housekeeping Signals) 모니터링

2.2.2 Subsea Power and Communication Unit

SPCU는 SCU로부터 명령을 받아 Power/Communication Signal을 SCM으로 전달하거나, 해저 생산설비로부터 전해지는 각종 센서 정보 등을 SCU로 보내는 Interface 역할을 수행한다.

SPCU와 인터페이스를 이루는 장치로는 SCU, UPS, Umbilical 등이 있으며 Umbilical을 통해 SCM으로 Power와 Signal을 전달하기 위한 Modem 및 Power Unit이 그 내부에 설치되어 있다.

SPCU는 Contingency를 대비한 Redundancy 개념이 도입되어야 하며 각각의 SPCU A와 B는 Topside UPS 시스템에서 개별적으로 Redundant UPS Power를 공급받도록 설계되며 Platform의 기계장비실(IER, Instrument Equipment Room)에 위치하므로 Hazardous Zone에 대한 고려는 필요치 않다.

2.2.3 Hydraulic Power Unit

X-Tree 내부 및 SCM에 위치한 밸브 및 초크 작동을 위한 LP/HP 유압 공급 장치(HPU)는 Platform에 위치하며, 공급 탱크(Supply Reservoir), 회수 탱크(Return Reservoir), LP/HP 펌프회로, 긴급차단밸브(ESD Valve), 압력 유지장치(Regulators), 축전지 등으로 구성되어 있으며 주요 기능은 하기와 같다.

- 1) Subsea X-Tree내의 Valves 작동을 위해 충분한 Pressure와 Flow Capacity로 Hydraulic Fluid를 공급
- 2) Fluid Quality(Cleanliness)를 유지
- 3) 자동 또는 수동 시스템으로 작동 가능
- 4) SCU와의 모니터링 컨트롤 인터페이스
- 5) HP/LP의 여분 시스템 구축
- 6) 각각의 HP와 LP 공급 라인에 분리된 ESD 시스템을 포함하며 Umbilical 라인을 격리하거나 감압

2.2.4 Topside Umbilical Termination Unit

TUTU는 Platform 상부에 설치되는 Umbilical의 끝단부 연결장치로, HPU로부터 공급되는 유압, UPS로부터 공급되는 전기, CIU로부터 공급되는 케미컬(MEG, MeOH 및 Si/Cl) 라인들을 Umbilical과 연결시켜 해저 생산설비로 전달한다.

2.2.5 Uninterruptible Power Supply

UPS는 SCS 작동에 필수 장비인 SPCU, Modem Unit, SCU에 Electric Power를 공급하는 기능을 수행한다. Electric Power의 예측하지 못한 공급 차단으로 인해 발생할 수 있는 시스템의 Shutdown을 방지하기 위해 UPS는 Dual Redundancy 개념이 적용되며, 각각의 UPS는 시스템 전체 Electrical Load를 공급할 수 있는 용량과 함께 시스템의 확장성을 고려하여 설계된다.

UPS의 Battery 백업은 Host-facility Power가 차단되어도 최소 30분간 시스템을 운영할 수 있는 용량이어야 하며, Input Voltage와 Current, Output Frequency, Bypass Mode, On-line Mode 및 Failure 정보는 SCU에 의해 Monitoring 되어야 한다.

2.2.6 Chemical Injection Unit

CIU는 해저 시스템 운용 및 수화물(Hydrate) 생성 방지에 필요한 케미컬(MEG, MeOH, Cl 및 Si)을 여과하여 해저 설비로 공급하는 역할을 수행하는 장비이다.

CIU의 공급 압력은 Well Bore, Subsea X-Tree 등으로 케미컬을 공급하는데 충분해야 하며, 지정된 유체의 청결도를 만족해야 한다. 일반적으로 직접 컨트롤되지만 Regulated Supply Pressure, Non-regulated Supply Pressure, Fluid Level, Pump 및 Filter 상태, Return Flow 등은 SCU에 의해 모니터링 및 제어된다.

2.3 Subsea Control Equipment

해저 생산 제어 장비는 해저 생산정(Subsea X-Tree), 생산제어용 유체 공급라인(Umbilical), 해저 생산제어모듈(Subsea Control Module), 제어용 유체 배분 모듈(Umbilical Distribution Module) 및 각 라인별 연결을 위한 EFL(Electric Flying Lead) & HFL(Hydraulic Flying Lead)로 구성(ISO 13628-6, 2006)되며, 해저 특성상 장기적 안전성 확보를 위한 신뢰성 확보를 위해 상부 생산제어 설비와 함께 신뢰성 분석(FMECA)을 실시한다.

2.3.1 Umbilical

Umbilical은 Subsea System에 있는 Valves의 제어를 위한 Hydraulic Fluid의 이송, Subsea System의 Operation에 필요한 Chemicals의 이송 및 Electric Power 공급 등을 할 수 있도록 HP 및 LP Hydraulic Fluid Lines, Chemical Lines 및 Electric Lines이 하나의 Bundle로 구성되어 있으며 Surface Control System과 Subsea Production System 사이를 연결하게 된다(ISO 13628-1, 2005; ISO 13628-5, 2009). Umbilical의 자세한 구성 및 기능은 다음과 같다.

- 1) HP Hydraulic Fluid Line
고압(High Pressure) Hydraulic Fluid를 이송하는데 사용되는 라인이다. 주로 10,000psi 이상의 압력 범위에 쓰이며,

Well의 Down Hole에 설치된 SCSSV의 제어에 사용된다.

2) LP Hydraulic Fluid Line

저압(Low pressure)의 Hydraulic Fluid를 이송하는데 사용되는 라인이며, 주로 5,000psi 까지의 압력 범위에 쓰이며, Subsea X-Tree 내의 Master Valve, Wing Valve, Chemical Injection Valve 및 Annulus Valve의 제어에 사용된다.

3) Chemical Injection Fluid Line

Subsea System Operation 및 Hydrate 생성 방지를 위해 요구되는 Chemicals(e.g. MEG, MeOH, Cl 및 Si)가 이송되는 Line이다. SPS의 Chemical 주입 요구 압력에 따라, CIU의 주입 압력이 결정된다.



Fig. 2 Typical cross-section of an umbilical

Umbilical 각각의 Line들은 Dual Redundancy 개념이 적용되며, 각각의 Line 설계압력은 해저 생산설비까지의 길이 및 압력 강하(ΔP)를 고려하여 결정하여야 한다. Hydraulic Line 및 Chemical Line의 재질은 주로 Thermo-plastic 또는 Stainless Steel이 사용되며, Valve의 작동 반응속도(Response Time) 및 Hydraulic Fluid 및 Chemical과의 호환성 검사(Compatibility Test) 결과에 따라 최종 선정된다.

또한 Umbilical은 단위 기계 장비가 아니라 Platform으로부터 해저 생산설비까지 부설이 되어져야 하는 조건을 만족하여야 하므로 반드시 아래 설치시의 제약 요소를 초기 계획부터 고려하여 시공성을 확보하여야 한다.

- 1) MBR(Minimum Bending Radius) – Drumming/Service
- 2) Minimum and Maximum Breaking Load
- 3) Maximum Working Load (Straight)
- 4) Stability against Environmental Loads
- 5) Pull-in Operation through I/J-Tube
- 6) Pulling Head Design
- 7) Maximum Tensioiner Load
- 8) Repair Method, in case damage

2.3.2 Umbilical Distribution Module

Umbilical을 통해 전달된 Hydraulic(LP, HP), Chemical (MEG, MeOH, Cl/Si), Electric Line 등은 UDM을 통해서 각 X-Tree로 분배된다.

Umbilical을 통해서 해저생산 설비로 전달된 Hydraulic Fluid, Chemical 및 Electric Power는 Umbilical 끝에 부착된 UTA(Umbilical Termination Assembly)를 거쳐 SDU(Subsea Distribution Module)와 EDU(Electric Distribution Module)로 연결되며 다시 각각의 Subsea X-Tree로의 분개가 이루어지며 주요 구성 요소는 아래와 같다.

- UDM Foundation Mudmat
- Umbilical Termination Assembly (UTA)
- Subsea (Hydraulic) Distribution Unit (SDU)
- Electrical Distribution Unit(EDU)

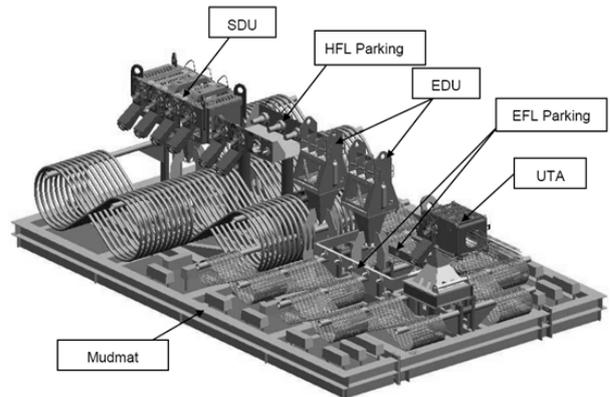


Fig. 3 3D Model of UDM (HHI & FMC, 2010)

UDM과 X-Tree의 연결을 위한 Hydraulic Flying Lead(HFL) 및 Electric Flying Lead(EFL)는 Cow Horn에 Pre-rigging하여 해저에서 ROV를 이용하여 설치하기도 한다.

UDM Mudmat은 그 상부에 설치되는 모든 장비들을 지지하고 Umbilical과 HFL, EFL 등의 설치시 발생하는 잔여 장력(Residual Tension), ROV에 의한 하중 및 환경 하중 등을 견딜 수 있도록 설계되어야 한다(ISO 13628-8, 2002).

특히 UTA의 경우, Trawling에 의해 Snagging Load가 작용할 경우를 대비하여 UTA Receptacle Funnel과 Mudmat이 Hinge 형태로 연결되는 'Weak Link Design'이 적용되어 UDM 구조의 영구적인 손상이 방지되도록 설계되어야 한다.

2.3.3 EFL 및 HFL

EFL은 Electrical Power 및 Signal을 UDM의 EDU에서 X-Tree에 위치한 SCM까지 연결시켜주는 역할을 하며, HFL은 Hydraulic (LP, HP) 및 Chemical(MEG, MeOH, Cl/Si)을 X-Tree로 전달하는 기능을 수행한다.

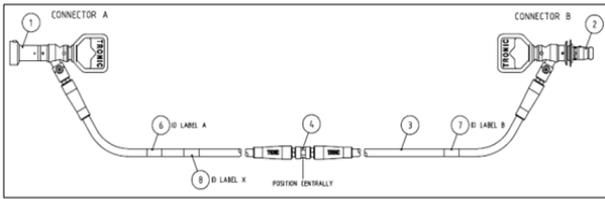


Fig. 4 Electric flying lead (EFL)

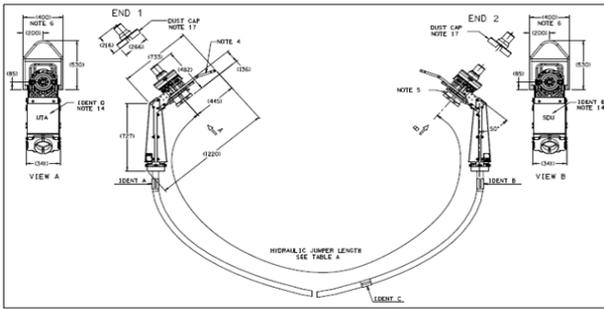


Fig. 5 Hydraulic flying lead (HFL)

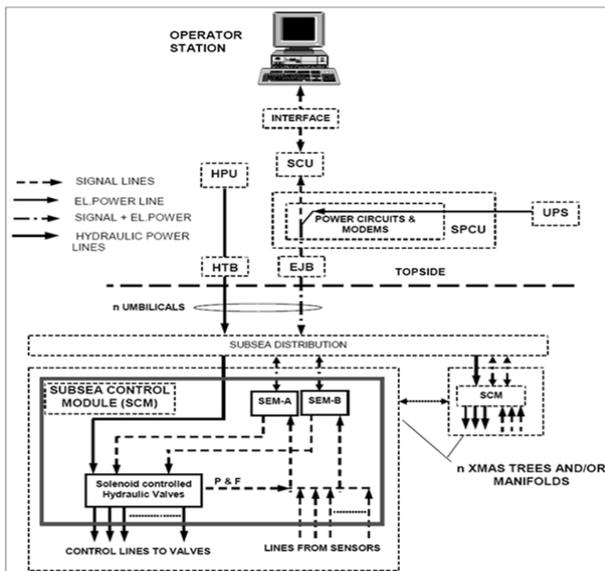


Fig. 6 Interface schematic of SCM

2.3.4 Subsea Control Module

SCM은 UDM의 SDU로부터 LP 및 HP Hydraulic Fluid와 Chemical을, EDU로부터 Electrical Power 및 Communication Signal을 공급 받으며 시스템을 모니터링하여 자가 진단된 데이터들은 SCU로 전송하게 된다. SCM은 X-Tree의 Subsea Control Module Mounting Base (SCMMB)에 ROV를 이용하여 설치 및 회수가 가능하도록 설계(ISO 13628-8, 2002)되며 내부에는 LP/HP 유압이 공급되는 Port를 선택하는 Change-over Valve가 설치되며 또한 각 Valve의 제어를 위한 Directional Control Valve (DCV)가 있어 특정 밸브의 개폐 명령이 있을 경우 해당 밸브 Actuator로 유압을 공급하며 라인 손상 등 긴급상황 하에서는

De-latch 되어 Actuator로 유압 공급을 차단하여 Valve가 자동으로 닫히도록 하는 Fail-safe 기능이 탑재된다.

2.3.5 기타 주요 장비

상기 장비들 외에도 안전 운동을 위한 압력 및 온도 측정용 Transmitter(PT 및 TT), Production Fluid 내의 Sand의 양을 측정할 수 있는 Sand Detector(SD), Chemical의 주입량을 조절하는 Chemical Injection Throttle Valve(CITV) 그리고 Well Fluid의 유량을 측정하는 Flowmeter 등이 있다.

Pressure Transmitter 및 Temperature Transmitter(PT/TT)는 Subsea X-Tree내의 압력 및 온도를 측정하는 장치이다. 하나의 압력 용기속에 압력 및 온도의 측정이 가능하도록 구성되어 있으며, CanBus 통신 프로토콜을 사용한다.

주요 Production Piping 내부 또는 부품에 Sand에 의한 Erosion이 발생시 운용 중 위험을 초래할 수 있으므로 Production Fluid 내의 Sand 함량에 대한 모니터링은 필수적이며 Operation시 이에 대한 적절한 조치는 필수적이다.

Production Fluid 내의 Sand 함량은 통상 Acoustic Sand Detector(ASD)를 이용하여 측정하며 함량 및 Erosion 효과 등을 모니터링하는 신호는 SCM을 통해 TCS로 전송되도록 설계되어야 한다.

또한 SCM에는 연결된 장비에는 Production Line에 주입되는 Chemical Injection의 유량을 조절하는 Chemical Injection Throttle Valve(CITV) 또는 Chemical Injection Dosing Valve(CIDV)가 있으며 Chemical 주입량은 두 압력 센서 사이의 Orifice를 통과할 때 압력 강하를 측정함으로써 계산된다. 특히, 최근 개발된 Dual Core CITV의 경우, 각기 다른 2 Chemical Line의 주입량 조절이 가능한 장점이 있다.

Production Fluid의 유량 측정을 위해 Single Phase Flowmeter(SPFM) 또는 Condensate 및 수분의 함량을 각각 측정할 수 있는 Wet Gas Flowmeter(WGFM)가 적용된다. Flow의 양은 다른 센서들과 마찬가지로 SCM을 통해 TCS로 전송되어 Rate 계산에 사용된다. Flow Rate 계산에는 ΔP 이외에도 압력과 온도 측정치가 사용되며 계산된 Flow Rate의 정확도는 95% 신뢰도에서 $\pm 5\%$ 정도의 오차를 가지도록 계획된다.

3. 해저 생산 시스템

3.1 X-Tree System

X-Tree란, 각종 Valves류 및 Valve가 부착된 Block과 Piping 및 피팅류(Fittings)의 조립체로 Well Tubing의 상부에 설치되어 고압의 원유 혹은 가스의 생산을 제어하기 위해 10,000psi 또는 15,000psi 압력을 견딜 수 있도록 설계되며, 크게 생산용(Production X-Tree)과 주입용(Injection X-Tree)으로 구분한다.

X-Tree는 또한 Dry Tree, Wet Tree(Subsea X-Tree)로 구분되는데 이는 X-Tree가 설치되는 위치에 의해서 구별이 이루어지며,

Dry Tree는 주로 고정식 플랫폼이나 TLP, Spar 등의 Platform에 설치된다.

3.1.1 X-Tree 시스템의 주요 구성

X-Tree의 Main Block은 Composite Valve Block(CVB), Production Wing Block(PWB), Annulus Wing Block(AWB)과 Wellhead와 연결되는 Tree Connector, 그리고 CVB의 전면에 위치하여 Downhole과의 Hydraulic / Electric Line의 연결 통로가 되는 EH-5 Penetrator 등으로 구성된다.

CVB는 Production Master Valve(PMV), Annulus Master Valve(AMV), 그리고 Annulus Access Valve(AAV) 등의 Valve가 장착되며, Tubing Hanger Orientation Sleeve (Isolation Stab), Wellhead와의 연결을 위한 Torus-IV Connector 등도 CVB에 포함된다.

Annulus Wing Block(AWB)의 경우, Pressure / Temperature 센서가 연결되며 내부에는 AMV와 AAV가 설치된다.

PWB에는 Production Wing Valve (PWV), Cross Over Valve (XOV)가 설치되며, Chemical Injection 및 PT 센서가 연결된다. Production Flowloop의 Downstream에 위치하며 CVB 와 결합된다.

EH-5 Penetrator는 X-Tree와 Tubing Hanger 사이의 Hydraulic 및 Electric Connection(Downhole Sensor와 연결) 의 연결 또는 해제 기능을 갖추고 있다. 또한 Upper Crown Plug 와 Lower Crown Plug 사이 공간의 테스트시 사용되는 Wireline Plug Test Line을 연결하는 역할도 수행한다(ISO 13628-4, 2010).

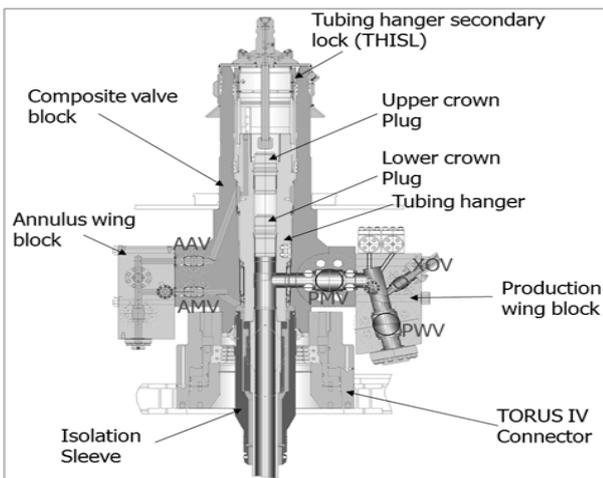


Fig. 7 Main block of x-tree(HHI & FMC, 2010)

3.1.2 X-Tree 주요 밸브 및 기능

1) Surface Controlled Subsurface Safety Valve

Well Drilling 후 설치되는 1차 안전밸브로서, 유정의 주 차단 밸브의 기능을 한다. 유정의 Production Tubing에 설치되기 때문에 Check Valve의 형태를 지니게 되며 TCS에서 제어한다.

2) Production Master Valve

X-Tree에 있는 차단용 밸브(Isolation Valve)로 SCSSV에 이은 2차 차단 밸브의 기능을 한다. 사용되는 밸브 종류로는 주로 게이트 밸브(Gate Valve)가 쓰인다.

3) Production Wing Valve

주로 PMV와 동일한 유형의 밸브이지만, 기능상 PMV의 보조 밸브의 역할로 Production Line의 이중 차단용(Double Isolation) 기능을 PMV와 함께 수행한다. Production Choke Valve(PCV)에 의해 Well Fluid가 막혔을 경우 Well의 Shutdown시 사용되는 주 차단밸브이다.

4) Annulus Master Valve

Annulus Bore의 차단 역할을 하는 밸브로 일반적으로 Open 상태에 있으며, 이를 통해 AMV 뒤쪽의 압력 센서로 Annulus Bore의 압력을 지속적으로 모니터링 할 수 있도록 한다. AAV(Annulus Wing Valve)는 AMV 와 함께 Annulus Bore를 차단하는 역할을 수행한다.

5) Chemical Injection Valve

Subsea X-Tree에는 Well 및 Production Fluid의 특성에 따라 CI(Corrosion Inhibitor), SI(Scale Inhibitor), MEG, MeOH 등의 Chemicals이 주입되며 이의 주입량을 통제하는 밸브이다.

6) Production Choke Valve

생산되는 원유나 가스의 유량 제어 및 제한의 기능을 수행하며 유량 제어의 목적이므로 안전 차단 밸브의 기능으로는 고려하지 않는다. 급격한 압력 강하로 인하여 밸브 전 후단의 급격한 온도 강하를 수반하므로 해당 부분의 재질 선정에 주의하여야 하며, 적절한 화학물질(MEG, MeOH)를 주입하여 하이드레이트 생성에 의한 Valve 오작동을 방지하여야 한다.

3.1.3 X-Tree 기타 주요 Assembly

X-Tree는 Main Block 및 주요 밸브 외에도 다음과 같은 기타 주요 Assembly 로 구성된다(API 17D, 2003).

1) Lower Tree Frame

X-Tree의 하중을 지탱하며 운송이나 설치 시에 Protection 을 제공하는 역할을 한다. Frame에는 Anode가 부착되어 X-Tree Assembly 및 Wellhead에 Cathodic Protection을 제공한다.

2) Subsea Control Module Mounting Base

SCMMB는 SCM이 연결되는 Port로 기본적으로 SCM 하단부와 Interface가 완전히 동일하여, SCM 하부의 Hydraulic 및 Electric Connector를 SCMMB 하부의 커넥터로 연결해주는 역할을 수행한다. 실제 해저에서 운용중 SCM에 고장이 발생하는 경우, SCM Running Tool을 활용하여 SCM의 회수 및 설치를 수행할 수 있다.

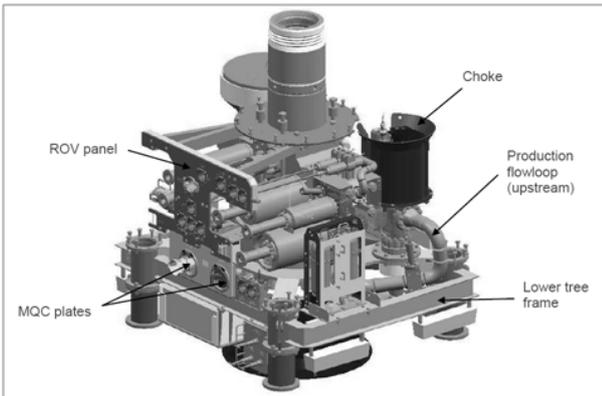


Fig. 8 Typical horizontal tree assembly(HHI & FMC, 2010)

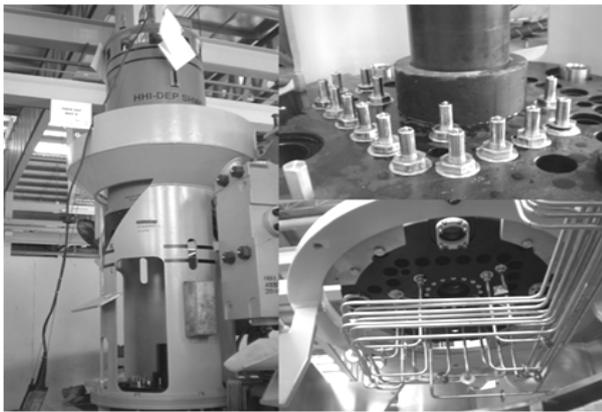


Fig. 9 SCM Funnel and SCMMB



Fig. 10 X-Tree FFS deployed configuration

3.1.4 Fishing Friendly Structure

FFS는 Trawl Board 등의 Fishing Equipment는 물론 Dropped Object들로부터 X-Tree를 보호하는 역할을 수행한다.

주로 Telescopic Type 또는 Leg를 접어 올릴 수 있는 Hinge Type으로 설계하여 X-Tree의 운송이나 설치시에 타구조물 특히 Drilling Unit의 Moon Pool과의 간섭을 최소화하도록 설계되어야 한다. Subsea에 설치될 경우 FFS의 끝단이 해저에 일부 묻히면서 Trawl의 Hooking에 의한 Snagging 위험이 최소화되도록 설

계한다.

3.1.5 Tubing Hanger System

Tubing Hanger는 고압의 Well Fluid와 외부 환경 사이에 이중 안전 차단벽(Double Pressure Barrier)의 역할을 하도록 X-Tree 내부에 설치되는 구조물로, 측면의 Production Outlet을 통해 Well Fluid가 Production Bore로 이송될 수 있도록 설치시 Tubing Hanger에 부착된 Orientation Sleeve와 X-Tree의 CVB Block 내부 Bore에 위치한 나선형 캠이 맞물리면서 하강시 위치와 자체 조정(Self Alignment)이 되도록 설계된다.

EH-5 Penetrator를 통해 연결되는 Downhole Line은 SCSSV 제어를 위한 Hydraulic Line과 DHPTT(Downhole Pressure and Temperature Transmitter)에 사용되는 Electric Line으로 구성되며, Horizontal Penetrator를 통한 Downhole Access 외에도 Tubing Hanger 상단의 Poppet Gate Valve가 수직방향의 Access를 제공하므로 Tubing Hanger를 설치하는 동안에도 THRT를 통해 Downhole의 모니터링이 가능하도록 설계된다.

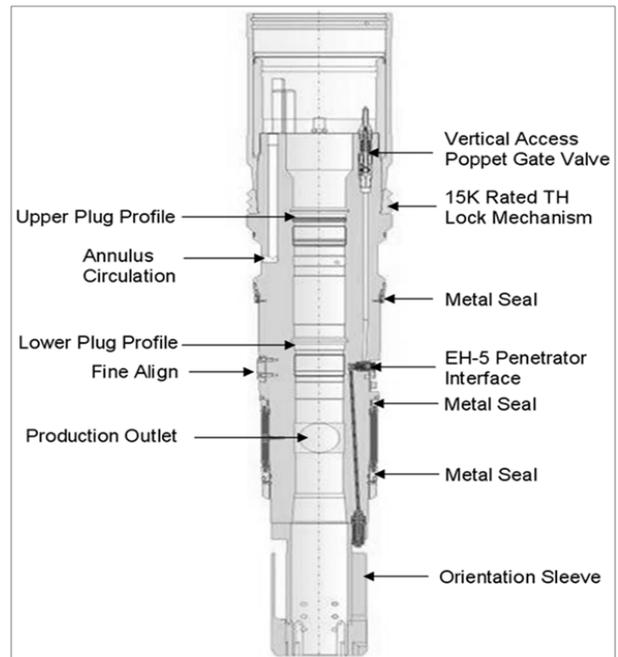


Fig. 11 Configuration of tubing hanger

3.2 Manifold and Tie-in System

Manifold는 각각의 단일 유정(Satellites Wells)에서 생산되는 Production Fluid를 모아 Pipeline으로 Process 설비가 있는 Platform으로 이송하기 위한 역할을 하는 구조물로 크게 Piping Module과 Support 구조로 이루어진다.

Manifold 하부 구조는 자중에 의해 안정성이 확보되어 지는 Gravity Type 또는 Pile을 이용하여 지지력을 확보하는 Piled

Type이 있으며 심해저의 경우는 Pile Driving이 용이하지 않아 Pile 내외부의 압력차를 이용하여 자체 관입이 가능한 Suction Pile Foundation을 이용하기도 한다.

Manifold 구조는 기본적인 권양, 운송, 설치, 운용시의 하중 조건 외에도 어선 및 어로 장비와 설치 선박 등에서의 낙하물로부터 밸브 및 Piping Module을 보호될 수 있도록 상부에 보호 구조가 설치되는 것이 일반적이며, 밸브의 설치 및 교체를 위해 보호 구조가 개폐 기능을 가질 수 있도록 힌지(Hinge) 구조로 설계되어야 한다.

Manifold와 해저 유정의 연결은 연결배관 (Flowline Jumper)로 이루어지며, Rigid 배관 또는 Flexible 배관이 가능하나 생산 유체 내의 Sand에 의한 침식의 영향을 최소화할 수 있는 Super Duplex 재질의 배관이 일반적으로 적용된다. Rigid 타입의 일반적인 연결배관 형태로는 고온 고압에 의한 팽창을 흡수할 수 있는 'M' 또는 'U' 형태의 배관 구조가 적용되며 해저에서의 환경 및 외력 조건에 의한 안정성, 진동(VIV) 및 해저 지반과의 인터페이스와 설치시의 연결성 등을 복합적으로 고려하여 설계된다.

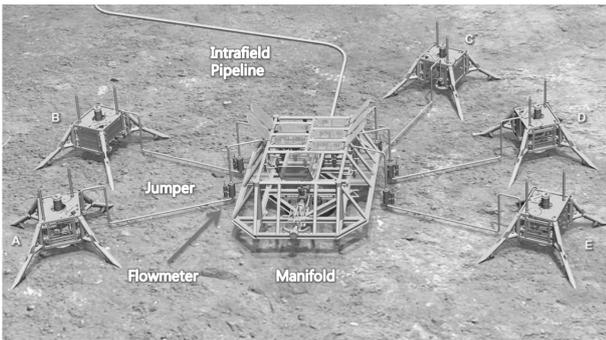


Fig. 12 3D model of manifold and tie-in system (Sourced from HHI & FMC subsea design package)

4. Study on Subsea System Design

해저생산시스템은 해저 유정으로부터 생산되는 오일 및 가스의 생산통제 및 제어를 위한 해저 생산정(Subsea X-Tree)과 생산된 오일 및 가스의 집합을 위한 Manifold 및 생산 유체의 이송을 위한 Pipeline System, 생산 통제를 위한 제어 장비 및 Umbilical 등이 통합된 시스템으로, Field의 특성, Reservoir의 용량 및 Production 계획을 고려한 X-Tree 사양 결정 및 X-Tree 또는 Manifold 등에 위치한 Valve와 Choke의 작동을 제어하는 Hydraulic, Electric Power & Signal 공급과 제어를 위한 Topside Control 장비에 대한 사양 결정, 생산 유체의 이송을 위한 Manifold 및 Pipeline 설계 등의 과정을 거쳐 이루어진다. 설계과정에 대한 사례 연구를 위해 Sample Field 및 Reservoir 데이터를 기준으로 해저 생산시스템 최적 설계를 수행하고 결과를 제시하였다.

4.1 Field Description and Reservoir Data

1) Field Basic Information

| | |
|----------------------------------|--------------|
| Water Depth (m) | 187 |
| Distance to Wells (km) | 13 (approx.) |
| Reservoir Datum Depth (m) | 3.267 |
| Reservoir Pressure (bar@datum) | 365 |
| Reservoir Temperature (°C@datum) | 74.2 |
| Viscosity (cP) | 0.031 |
| Compressive Factor (z-factor) | 1.04 |
| Gas Expansion Factor at Datum | 285 |
| Density (kg/m ³) | 194 |

2) Wellstream 주요 Composition (Mol %)

| | |
|-----------------------|------------|
| Methane | 99.52 |
| Ethane | 0.093 |
| Propane | 0.014 |
| i/n Butane | 0.004 |
| i/n Pentane | 0.004 |
| n-Hexane | 0.002 |
| M-Cyclopentane | 0.001 |
| n-Heptane | 0.003 |
| M-Cyclohexane | 0.001 |
| n-Octane | 0.005 |
| E-Benzene | 0.001 |
| n-Nonane | 0.005 |
| n-Decane | 0.003 |
| n-C ₁₁ | 0.003 |
| n-C ₁₂ | 0.002 |
| n-C ₁₃ | 0.002 |
| n-C ₁₄ | 0.002 |
| n-C ₁₅ | 0.001 |
| n-C ₁₆ | 0.001 |
| CO ₂ | 0.154 |
| N ₂ | 0.166 |
| H ₂ S(ppm) | 1.8 (max.) |

3) Well Performance

| | |
|---|----------|
| Gas Rate per Well (MMscfd) | 52.8 |
| (°C@30MMscfd) | 33.9 |
| Design SIP (psi) | 4.445 |
| Gas Gravity | 0.56 |
| H ₂ S (ppm,max) | 1.8 |
| CO ₂ (mol%,max) | 0.548 |
| Sand Particle Size (micron) (OHGP, D10/D50/D90) | 200/53/4 |

- 4) No. of Wells 4 + 1 Spare
- 5) Design Life (year) 30
- 6) Environmental Loading (m/s)

| | | | | |
|----------------------------------|------|----------------|-------|--|
| Extreme Current (1/10/100-Y) | | 0.53/0.61/0.69 | | |
| Current (Installation/Operation) | | 0.0~0.49 | | |
| Wave Condition | 1-Y | 10-Y | 100-Y | |
| H _s (m) | 5.7 | 9.4 | 14.3 | |
| T _z (sec) | 8.9 | 8.6 | 9.8 | |
| T _p (sec) | 12.5 | 12.4 | 14.5 | |
| T _p /T _z | 1.4 | 1.4 | 1.5 | |
| H _c (m) | 6.4 | 10.4 | 15.9 | |
| H _{max} (m) | 10.8 | 17.6 | 26.7 | |
| TH _{max,lower} (sec) | 11.1 | 11.0 | 12.8 | |
| TH _{max,mid} (sec) | 12.6 | 12.4 | 14.6 | |
| TH _{max,upper} (sec) | 13.8 | 13.6 | 15.9 | |

4.2 Result of System Sample Design

1) System Pressure Rating (psi)

| | |
|--------------------------------|--------|
| LP Line | 5,000 |
| HP Line | 10,000 |
| SCSSV | 10,000 |
| SI/CI Lines | 10,000 |
| MEG Lines | 10,000 |
| MeOH | 10,000 |
| X-Tree Production/Annulus Bore | 10,000 |
| Tubing Hanger Bore | 10,000 |
| Choke | 10,000 |
| Manifold Production Piping | 5,000 |
| Well Jumper | 5,000 |

* Sample로 제시된 Reservoir Pressure를 고려, Critical Parts 는 10,000psi로 선정.

2) Material Selection

| | |
|----------------------------------|--------------|
| X-Tree Production Wetted Parts | API HH |
| X-Tree Annulus | API EE |
| X-Tree Production Flowloop | API FF |
| X-Tree Cross-over Flowloop | API EE |
| Manifold Header and Branch | Super Duplex |
| Production Jumper and Connection | Super Duplex |
| SDU Tubing | Super Duplex |
| TUTU Tubing | AISI 316L |
| Gas Transportation Pipeline | API 5L-X65 |

* X-Tree Production 및 Annulus Part와 Flowloop는 생산유체의 특성을 고려하여 Sour Service 자재인 API 6A EE, FF 및 HH로 선정하고, Manifold Header 및 Branch와 Jumper

는 생산유체내의 Sand로 인한 Erosion 영향을 최소화하기 위해 Super Duplex 선정(NACE MR0175, 2009; API 6A, 2010).

3) System Design – Topside Control Equipment

| | |
|------|----------------------|
| SCU | 1 |
| SPCU | 1 (SPCU A & B PKG) |
| HPU | HP690 x LP345 bar |
| CIU | 1 (MEG, CI/SI, MeOH) |
| UPS | 1 (145kV 230V 50Hz) |

4) System Design – Subsea Control Equipment Umbilical (Multiflexed Electro-Hydraulic Type)

| | Size (ID) | WP (bar) | Rating (bar) | Service |
|----|-------------------|----------|--------------|--------------|
| 1 | 1/2" | 345 | 690 | LP1 |
| 2 | 1/2" | 345 | 690 | LP2 |
| 3 | 1/2" | 690 | 690 | HP1 |
| 4 | 1/2" | 690 | 690 | HP2 |
| 5 | 3/4" | 425 | 425 | MEG |
| 6 | 1/2" | 517 | 517 | CI/SI |
| 7 | 3/4" | 425 | 425 | MeOH |
| E1 | 10mm ² | E1 | 0.6/1.0kV | Signal/Power |
| E2 | 10mm ² | E2 | 0.6/1.0kV | Signal/Power |

| | |
|-------------------------------------|------------------|
| UDM (with SDU, EDU, UTA) | 1 |
| SCM (Multiplexed Electro-Hydraulic) | 4 + 1 Spare |
| HFL (with MQC) | 4 |
| EFL | 8 (2 for X-Tree) |

5) Subsea Production System

| | |
|------------------------------|-------------------|
| Wellhead | UWD-15 |
| Subsea X-Tree (5" x 2", 10K) | 4 + 1 Spare |
| Manifold (slot) | 5 (incl. 1 Spare) |
| Production Piping (OD, inch) | 14 |
| Branch Piping (OD, inch) | 6.625 |
| Foundation (Suction Pile, m) | 9.4 x H14.6 |
| Jumper (OD, inch) | 6.625 (4EA) |

6) Gas Transportation (from Well to Process Platform)

| | |
|----------------------------|----|
| Pipeline System (OD, inch) | 14 |
|----------------------------|----|

5. 결론

본 연구에서는 최근 국가 신성장 동력 사업의 일환으로 추진중인 해저생산시스템(Subsea Production System) 분야 전반 및 주요 구성 장비들에 대한 특징과 설계시 고려 요소들을 제시하고, System 최적설계 사례로 향후의 관련 기술개발과 시장 진출에 기여코져 하였다. Subsea System 최적설계요소에 관한 연구를 통

하여 그 결과를 다음과 같이 요약한다.

1) 해저생산시스템 설계는 심해저에서의 특수성을 고려한 설계조건 선정과 그에 따른 최적 자재선정, 설치 및 유지보수의 용이성과 사용상의 안전성(ESD 및 Fail Safe), 그리고 잉여 운용성(Redundancy)을 초기 계획부터 종합적으로 반영하고 신뢰성 해석(Failure Modes, Effects and Criticality Analysis)을 통한 검증을 거쳐야한다. 설계요소 분석을 통하여 시스템의 장기적 사용 안정성을 확보하는 것이 필수적이다.

2) System 설계결과 예시에서는 주어진 Field Data 및 Reservoir Data를 기준으로 설계압력 (5,000~10,000psi)을 결정하였고, 해저 환경에서의 설계수명과 Downhole 접근성을 고려하여야한다. 설계코드, Data, 설계해석등을 통하여 해저 생산정은 5"x2" 10k급 Horizontal X-Tree를 선정하였다.

3) 자재는 설계 압력과 사용 조건을 고려하여 해저생산정의 경우 API 6A, Manifold Header 및 Branch와 Jumper는 Super Duplex, 그리고 생산유체 운송을 위한 해저배관 시스템은 API 5L-X65 자재를 적용하였다. 최적 자재 선정은 설계코드와 설계기준을 바탕으로 안전성, 운영성, 경제성에 의해 제시하였다.

4) 제어방식은 해저생산정과 Platform 통제장비와의 거리 및 통달성과 반응성을 고려, Multiplexed Electro-Hydraulic 제어 방식을 선정하였으며, 해저 생산정의 각종 Valve 통제를 목적으로 하는 HP 및 LP 라인 및 Electric Line은 이중으로 계획하였다. 본 연구에서는 시스템의 신뢰도(Reliability) 및 잉여 운용성(Redundancy)을 향상시키는 통제장비를 선택하였다.

6) 마지막으로 생산 계획 변경에 따른 추가 생산량 확보가 요구될 경우를 대비, 추가 해저생산정을 연결할 수 있는 Spare Slot을 Manifold 설계에 고려하고 제어시스템 설계에 운용 여분용량을 추가로 반영하였다. 잉여 운용성(Redundancy)과 시스템 확장성을 고려한 설계를하였다.

참 고 문 헌

- API. 6A, 2010. *Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment*.
- API. 17D, 2003. *Specification for Subsea Wellhead and Christmas Tree Equipment*.
- API. 17A, 2010. *Recommended Practice for Design and Operation of Subsea Production System*.
- Choi, H.S., 2008. Review of Deepwater Petroleum Exploration & Production. *Journal of Ocean Engineering and Technology*, 22(4), pp.72-77.
- Choi, H.S. Lee, S.K. & Do, C.H., 2011. Subsea Responses to the BP Oil Spill in the Gulf of Mexico. *Journal of Ocean Engineering and Technology*, 25(3), pp.90-95.

Devegowda, D., 2003. *An Assessment of Subsea Production Systems*. MSc. Houston, Texas A&M University.

Hyundai Heavy Industries Co., Ltd (HHI) & FMC Technologies. 2010. *Subsea Design Package for SHWE Project*, HHI.

International Energy Agency (IEA), 2010 *World Energy Outlook 2010*, IEA.

ISO. 13628-1, 2005. *Design and Operation of Subsea Production Systems - Part 1: General Requirements and Recommendations*.

ISO. 13628-4, 2010. *Design and Operation of Subsea Production Systems - Part 4: Subsea Wellhead and Tree Equipment*.

ISO. 13628-5, 2009. *Design and Operation of Subsea Production Systems - Part 5: Subsea Umbilicals General Information*.

ISO. 13628-6, 2006. *Design and Operation of Subsea Production Systems - Part 6: Subsea Production Control systems*.

ISO. 13628-8, 2002. *Design and Operation of Subsea Production Systems - Part 8: Remotely Operated Vehicle (ROV) Interfaces on Subsea Production Systems*.

Leffler, W.L. Pattarozzi, R. & Sterling, G., 2003. *Deepwater Petroleum Exploration & Production*. PennWell, Houston.

NACE. MR0175, 2009. *Materials for Use in H₂S - Containing Environments in Oil and Gas Production*. Offshore, 2005. *World Trends and Technology for Offshore Oil and Gas Operation*, May, PennWell, Houston.



최한석



도창호



이승건