

해저 유정 제어 시스템에서의 누수 경로 FTA 분석

유원우* · 박민선* · 양영순** · 류원선*** · 장범선*

*서울대학교 조선해양공학과

**서울대학교 조선해양공학과 및 해양시스템공학 연구소

***제주대학교 해양시스템공학과

FTA of Leakage Path in Subsea X-mas Tree System

Won-Woo Yoo*, Min-Sun Park*, Young-Soon Yang**, Won-Sun Ruy*** and Beom-Seon Jang*

*Department of Naval Architecture and Ocean Engineering, Seoul National University, Seoul, Korea

**Department of Naval Architecture and Ocean Engineering And Research Institute of Marine Systems Engineering, Seoul National University, Seoul, Korea

***Department of Ocean System Engineering, Jeju National University, Jeju, Korea

KEY WORDS: Subsea production system 해저 생산 시스템, Subsea X-mas tree system 해저 유정 제어 시스템, Well 유정, Leakage 누수, FTA(Fault tree analysis)

ABSTRACT: The growing need for energy (oil and gas) has led to offshore resource development. As a reflection of this trend, there have been many advances in the technologies used for the subsea production systems that make offshore resource development possible. As the technologies for subsea production systems continue to grow, a subsea X-mas tree, the core equipment in a subsea production system, is required to have more functions than before. Generally, these complex functions lead to a change in its configuration. Therefore, this paper investigates a change in a subsea X-mas tree system to enhance system understanding, and conducts a leakage path analysis of a subsea X-mas tree system. Utilizing the recent configuration of the subsea X-mas tree, an identification of the leakage path and a quantitative risk analysis for the leakage using an FTA (fault tree analysis) are conducted.

1. 서 론

해저 생산 시스템 기술의 광역적인 진보가 점점 더 깊은 수심에서의 유정 개발을 가능하게 함에 따라, 해저 유정 제어 시스템(Subsea X-mas tree system)의 기능이 변화하였다. 해저라는 특별한 환경 속에서 유정에 대한 압력 제어를 주요 목표로 삼았던 과거 20-30년 전과는 달리 현재의 Subsea X-mas tree system은 전체 광구를 아우르는 해저 생산 시스템의 역할을 위한 하나의 집합체로 발전하고 있으며, 전체 시스템의 핵심 장비로 자리 잡고 있다.

해저 산업(Subsea industry)은 2010년 4월에 있었던 멕시코 만 대규모 사고에서도 알 수 있듯이(Choi et al., 2011), 한 번의 사고가 단순히 막대한 자원 손실에 대한 영향뿐만 아니라 그 밖의 환경오염 등에서 사회적으로 미치는 영향이 타 산업에 비해 매우 큰 편이다. 이미 육상이나 천해에 주로 사용되는 수직 타입(vertical type)의 X-mas tree system에 대한 안전성 평가(Corneliusson, 2006; Eivind and Sigbjorn, 2007)는 연구가 많이 성숙되어 있지

만, 심해에 주로 사용되는 수평 타입(Horizontal type)에 대한 연구는 상대적으로 부족한 상황이다. 따라서 본 논문에서는 심해의 X-mas tree system에 적합한 형상에 대하여 조사하고, 이와 같은 변화에 대응하는 유정 형상까지 고려하여 누수 경로(Leakage path)를 분석하였다. 이를 통해 이미 Vertical X-mas tree system의 위험도 평가에는 적용된 바가 있는 FTA(Fault tree analysis)(Corneliusson, 2006)를 이용하여 Horizontal X-mas tree system에서의 누수 경로에 관한 정량적 위험도 평가를 함으로써 시스템의 문제점을 찾아보고자 한다.

2. Subsea X-mas Tree System

유가 상승에 따른 석유 자원의 희소가치 상승 및 유정 개발 비용의 증가는 보다 제한적인 해저 환경에서의 작업이 가능한 해저 생산 시스템 기술의 발전을 이끌었고, 이에 따라 기존 형상과 다른 적합한 유정 제어 시스템 형상 설계가 필요해졌다.

Received 29 November 2012, revised 13 June 2013, accepted 14 June 2013

Corresponding author Young-Soon Yang; +82-2-880-7330, ysyang@snu.ac.kr

© 2013, The Korean Society of Ocean Engineers

It is noted that this paper is revised edition based on proceedings of SNAK 2011 in Mokpo.

즉, 근본적인 기능(유정 제어) 측면에서는 기존의 시스템과 유사하지만, 시추, 유정 완결, 해저 설치, 제어, 흐름 견실성, 유지 및 보수와 같은 측면의 다른 작업들을 연결시키는 통합적인 연결고리로서의 한 층 더 발전된 개념의 설계가 요구되고 있다(Bai and Bai, 2010). 이러한 기술 발전에는 기존 유정의 시추 구멍 직경을 줄여 시추 기간 및 전체 예산 감소에 기여하는 Light well construction, 하나의 중심 시추 구멍에 측면 구멍을 추가하여 주변의 저류층까지 생산을 가능하게 하는 Multi-lateral & Smart wells, 장거리에서 현상을 모니터링하고 오류를 진단하여 상황에 맞는 의사 결정을 컴퓨터를 이용하여 내리는 RM&D(Remote monitoring and diagnostic maintenance), 생산을 가속화시키고 파이프라인과 같은 주요 생산 장비의 스펙을 낮추어 비용을 줄일 수 있는 Subsea boosting & Processing 등이 존재한다(Fenton, 2009). 육상이나 천해에 주로 쓰이는 수직 타입의 시스템보다 수평 타입의 시스템이 열거한 기술들의 관점에서 유리한 점(타 장비와의 상호관계)을 지니며(Bai and Bai, 2010), 이에 따라 상대적으로 높은 수준의 기술을 요하는 심해저 생산 시스템은 주로 수평 타입을 이용하고 있어, 본 연구에서도 수평 타입을 고려하였다.

3. 분석 대상 선정

Fig. 1 (a)는 분석 대상이 되는 유정의 형상이다. 일반적인 유정 형상과 비교했을 때, 3개의 GLV (Gas lift valve, 노란색)와 BSV (일반적으로 SCSSV (Surface controlled subsurface safety valve)) 옆에 위치한 ASV (Annulus safety valve)를 추가로 가지고 있다. 분석하고자 하는 Subsea horizontal X-mas tree에 맞는 적절한 형상으로 선정하였다. 다양한 기술 변화에 따라 여러 가지 기능이 추가된 것을 반영하기 위해 Gas lift system 등이 적용된 유정 형상으로 채택한 것이다.

Fig. 1 (b)는 분석 대상이 되는 Subsea horizontal X-mas tree (Caspar, 2009)이다. 앞서도 언급하였듯이 최근 심해저 유정 개발에 주로 쓰이는 Subsea horizontal X-mas tree를 분석 대상으로 삼았다.

4. Leakage Path Analysis

4.1 Failure mode 정의

누수(Leakage)와 관련된 고장 유형(Failure mode)은 시스템을 구성하는 구성 요소들의 특성에 따라 나누었다(Vesterkaer, 2002).

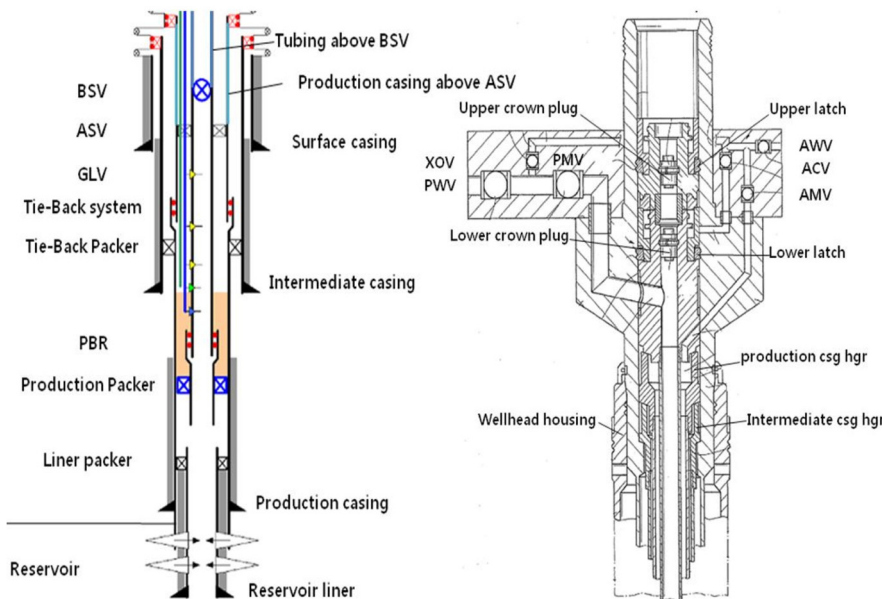
우선 밸브의 고장 유형은 크게 두 가지로 나눌 수 있다. 첫 번째로 밸브가 제 기능을 못하고 내부로의 유출을 야기하는 경우를 ITL(Internal leakage)로 정의하였다. ITL은 다시 밸브가 열린 상태에서 닫힌 상태로 바뀌어야 하는 상황에서 그 작업 자체를 수행하지 못하는 FTC(Fail to close on demand)와 통로를 열린 상태에서 닫힌 상태로 변화시키는 것에는 성공하였으나 닫힌 상태에서 내부로 유출이 일어나는 LCP(Leakage in closed position) 등으로 나뉠 수 있으나, 내부 유출의 유형에 따라 사고결과가 달라지는 것이 아니므로 본 연구에서는 내부 유출을 ITL 하나로 통합하여 다룬다.

또한 두 번째로 밸브의 고장으로 인해 내부로의 유출이 아니라 외부로 바로 유출되는 경우가 있는데, 이 또한 세부 항목으로 나누지 않고 모든 외부 유출의 경우를 EXL (External leakage)이라 정의하고 통합하였다.

ITL과 EXL로 나뉘는 밸브의 고장 유형을 제외한 그 밖의 장비들의 유출은 모두 일반적인 외부 유출 경우의 누수로 정의한다.

4.2 Leakage Path Assumption

먼저 다루고자 하는 누수 발생 상황을 설명하고자 한다. 본 논문은 해저 생산 시스템이 원유 및 가스에 대한 생산 작업을



(a) The target of the analysis (Well)
Fig. 1 The target of the analysis

(b) The target of the analysis (Subsea horizontal X-mas tree)

BSV	Tubing safety valve First barrier
ASV	Annulus safety valve First (annulus) barrier
GLV	Gas lift valve
PBR	Polish-bore receptacle
PMV	Production master valve Second barrier
PWV	Production wing valve Crossover valve
XOV	communication between annulus line and production line
AMV	Annulus master valve Second (annulus) barrier
AWV	Annulus wing valve
ACV	Annulus control valve
Lower latch	Latch on the tubing hanger
Lower crown plug	Bypass system

진행하고 있을 때, 어떠한 문제가 발생하여 유정 제어 시스템 선에서 유동의 흐름을 멈추게 하려는 작업 상황을 다룬다.

또한 유동의 흐름은 압력 차에 의하여 지하에서 지상으로 올라가는 경우만 생각하고 누수 경로(Leakage path)를 분석한다(Vesterkaer, 2002). 따라서 유동이 역류하여 누수가 발생하는 경우는 본 논문의 고려 사항에서 제외된다.

마지막으로 보조 라인(Annulus line) 내부보다 생산물이 흐르고 있는 생산 라인(Production line) 내부가 항상 압력이 높다고 가정하여 보조 라인(Annulus line)에서 생산 라인(Production line) 쪽으로의 누수 또한 고려 대상에서 제외된다.

4.3 Leakage Path

분석한 누수 경로는 Fig. 2와 같다. 이해의 편의성을 위해 유정에서의 상황(Fig. 2 (a))과 Subsea horizontal X-mas tree에서의 상황(Fig. 2 (b))을 나누어 표현하였다. Fig. 2 (a)의 상부 A, B, C, P 박스는 차례로 Annulus line A, B, C, Production line을 의미하며 Fig. 2 (b)의 하부의 A, B, C, Production line과 각각 연결이 되며 Surroundings 박스는 누수 사건(Leakage event)을 나타내는 박스이다.

5. FTA of Leakage Path in the Well and the Subsea Horizontal X-mas Tree

5.1 Assumption

누수를 최상위 사건(Top event)으로 두는 Fault tree를 그리는데 바탕이 된 자료는 4.3절의 Fig. 2와 같다. 하지만 Fault tree를 작성하고 해석하는데 있어서는 한 가지 가정을 더 추가하였다. 유정 내의 케이싱(Casing)에서 누수 발생 시, 시멘팅의 정도에 따라 외부로 유출될 수 있는 가능성을 Fig. 2에는 포함시켰는데, 이를 Fault tree를 작성하는데 있어서는 누수가 일어나지 않게 시멘

팅을 충분히 잘 구성하였다고 가정을 하여, 시멘팅의 정도에 따라 외부로 유출될 수 있는 경우를 제외하였다. 즉, 케이싱을 통한 누수는 일어나지 않는다고 가정하였다. 시멘팅을 유정 제어 시스템의 구성 요소로 보기에 어렵기 때문에 시스템 분석에 영향을 주지 않기 위해 외부 조건의 제약을 둔 것이다. 따라서 이를 Fault tree 작성과 해석에 반영하였다.

5.2 Fault Tree of Leakage in the Well and the Subsea Horizontal X-mas Tree

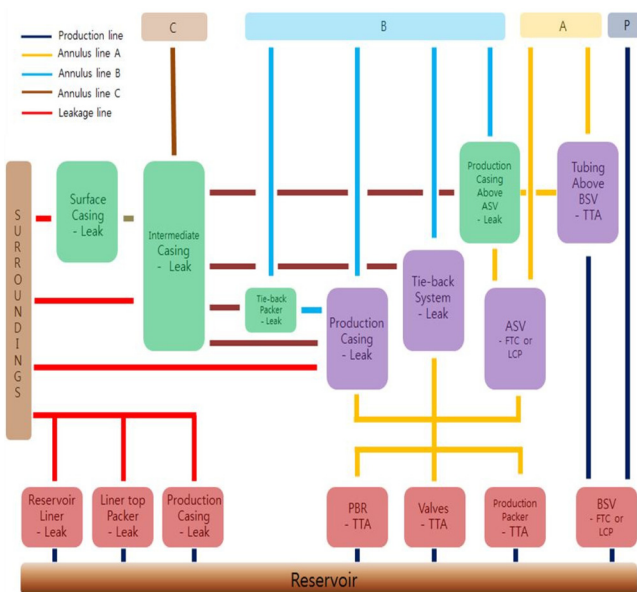
Fig. 2 다이어그램을 참조하여 작성한 Fault tree는 Fig. 3과 같다.

5.3 FTA Tool

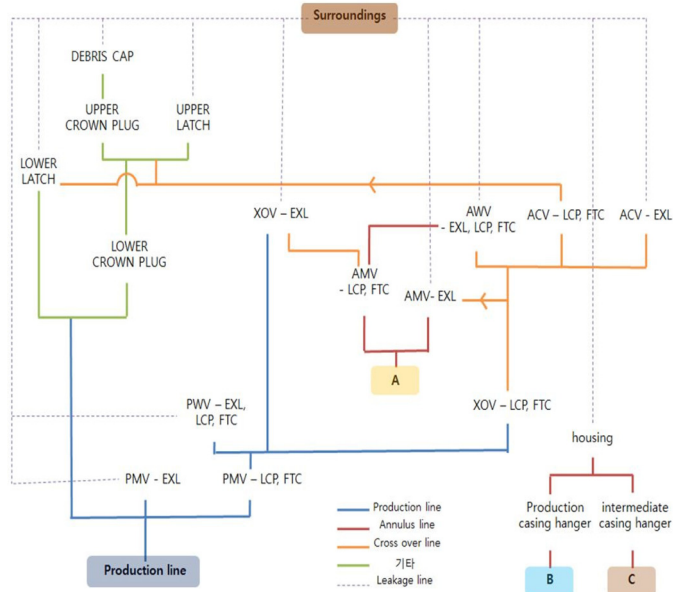
Fault tree를 작성하여 외부로의 누수 확률을 계산하고, 이를 해석하기 위한 툴로 OpenFTA 프로그램(FSC, 2005)을 사용하였다. OpenFTA는 Fault tree를 그리고 해석하고 출력하는 것이 가능한 공학용 툴이다. Fault tree를 그리는데 있어서 편리한 사용자 인터페이스를 가지고 있으며 Fault tree handbook(Vesely et al., 1981)을 참조하여 Fault tree 전체 부호를 지원한다.

5.4 참고 Database

Fault tree를 구성하고 있는 구성 요소의 확률을 구하기 위한 참고자료로 SINTEF(Stiftelsen for industriell og teknisk forskning; 노르웨이 연구소)의 OREADA - Offshore reliability data 5th edition. Volume 2 - Subsea equipment를 참조하였다(OREDA Participants, 2009). 이 자료는 노르웨이에서 지난 수십 년간 사용되고 있는 해저 생산 시스템의 실제 운영 통계자료를 포함하고 있기 때문에 본 논문에서 설정한 작업조건 및 환경조건에 일치한다고 보았다. 이 자료에서 제공되는 구성 요소의 신뢰성 자료 중 평균 고장률(Mean failure rate)을 이용하여 본 연구의 데이터베이스를 구축하였다.



(a) Leakage path diagram (Well)



(b) Leakage path diagram (Subsea horizontal X-mas tree)

Fig. 2 Leakage path diagram in the well and the subsea horizontal X-mas tree

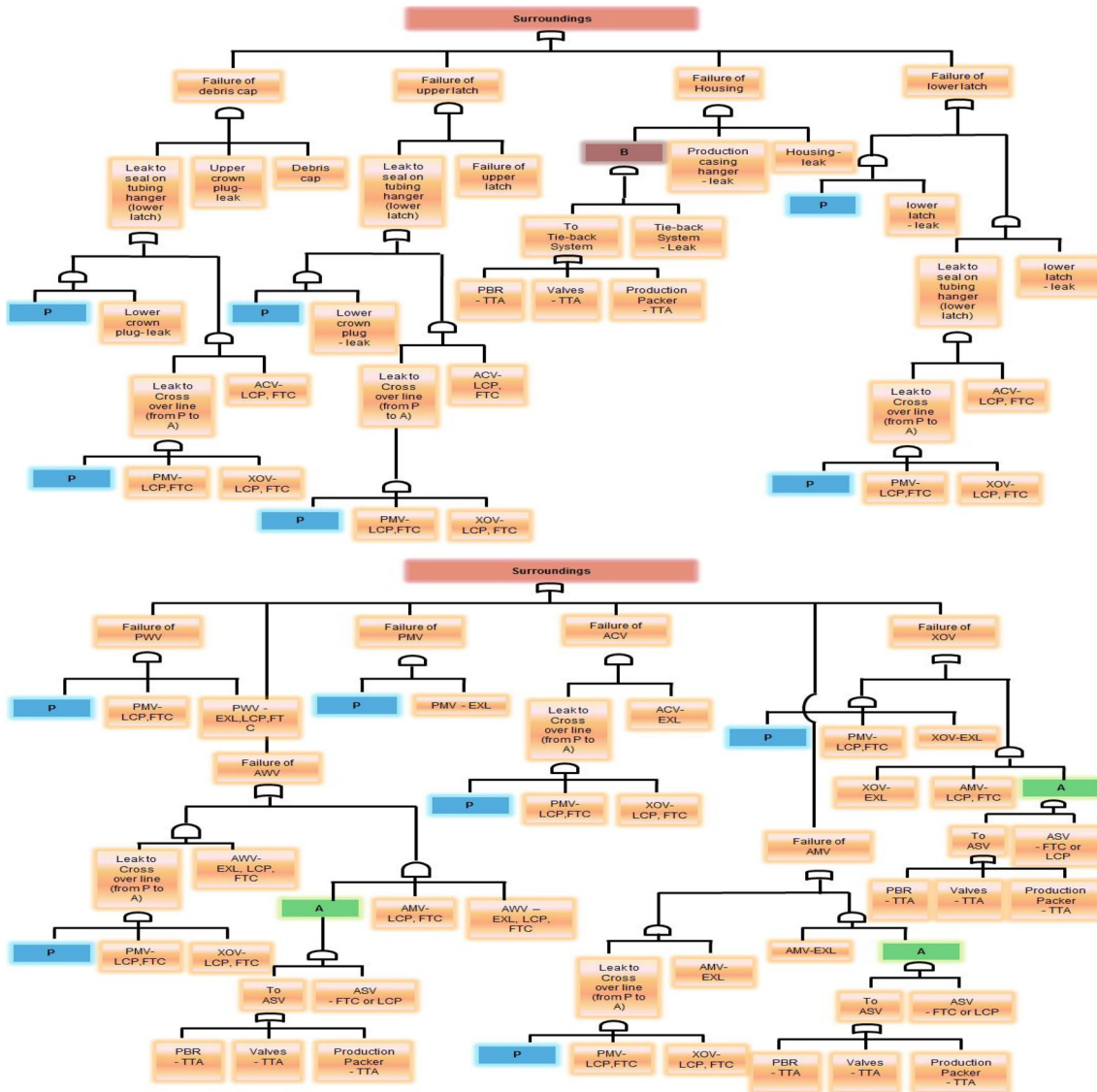


Fig. 3 Fault tree of leakage to surroundings

5.5 Failure Probability

5.4절에서 각 구성 요소의 고장률을 얻었는데, 본 논문에서 이용하는 OpenFTA가 Fault tree를 해석하기 위해 요구하는 구성 요소의 신뢰성 자료는 고장 확률이다. 따라서 주어진 고장률로 고장 확률을 계산해야 한다. 이를 위해서 확률 분포를 제품 수명 등에 주로 사용되는 분포인 지수 분포로 가정하여 확률 밀도 함수(PDF, Probability density function)를 구한다(OREDA Participants, 2009). $f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$ 로 나타나는 PDF에서 λ 는 고장률을 의미하고 t 는 대상의 운영 시간을 의미한다. 이를 적분하게 되면 구하고자 하는 확률 분포 함수(CDF, Cumulative distribution function) $F(t)$ 를 구할 수 있다(Banks et al., 2001). λ 를 5.4절에서 얻었으므로 남은 변수는 t 이다. t 를 정하기 위해서는 해저 생산 시스템의 일반적인 운영 시간을 고려해주는 것이 바람직하다. 해저 생산 시스템의 경우, 일반적으로 한번 설치가 되면 최소 10년 이상 운영이 되므로(Bai and Bai, 2010) 비교 목적 상 10년을 운영 시간 t 로 설정하여 그에 따른 고장 확률을 구하였다.

이를 통해 얻어진 각 구성 요소의 고장 확률 값은 아래의 Table 1과 같다.

5.6 FTA of Leakage in the Well and the Subsea Horizontal X-mas Tree

5.5절 Table 1의 고장 확률 값을 fault tree에 대입하여 결과를 해석한다. 그 결과, 외부 누수에 대한 고장 확률 값은 2.648795×10^{-3} 이 나왔다. 전체 시스템 고장에 큰 영향을 미치는 구성 요소를 찾기 위하여 Fault tree의 최소 컷 세트(Minimal cut set; Second order(BSV&Lower latch, BSV&PMV-EXL))를 구하고 각각의 컷 세트의 확률 값을 계산한다. 또한 같은 목적으로 각 Table 2 (a)와 같이 각 구성 요소의 고장 공헌도와 중요도를 구하였다. 일차 사건(Primary event)은 구성 요소 자체의 고장을 의미한다. 즉, 구성 요소의 고장이 일차 사건이 되는 것이며 고장 공헌도와 중요도는 각각의 일차 사건이 시스템 고장에 미치는 영향을 나타내는 상대적인 지표로써의 의미를 가진다. 이를

Table 1 Failure probability (for 10 years) of components

Components	Failure probability (For 10years)	Components	Failure probability (For 10years)	Components	Failure probability (For 10years)	Components	Failure probability (For 10years)
liner top packer	0.047037762	production casing	0.018227826	AWV - EXL	0.005242211	Valves	0.386494474
PBR	0.047037762	prod. csg. above ASV	0.018227826	PMV - ITL	0.050371098	upper latch	0.013918233
production packer	0.047037762	intermediate casing	0.018227826	PMV - EXL	0.005242211	lower latch	0.042015806
tie back packer	0.047037762	surface casing	0.018227826	PWV - ITL	0.050371098	upper crown plug	0.096623618
tie back system	0.047037762	tubing above BSV	0.018227826	PWV - EXL	0.005242211	lower crown plug	0.096623618
wellhead housing	0.053692775	debris cap	0.050371098	ACV - ITL	0.096623618	ASV	0.050371098
intermediate csg. hgr.	0.034433207	AMV - ITL	0.050371098	ACV - EXL	0.004370422	BSV	0.050371098
production csg. hgr.	0.034433207	AMV - EXL	0.005242211	XOV - ITL	0.096623618		
reservoir liner	0.018227826	AWV - ITL	0.050371098	XOV - EXL	0.004370422		

Table 2 Component importance analysis

(a) Original important analysis			(b) Modified(BSV&Lower latch; half failure rate) importance analysis		
Component	Failure contribution	Importance	Component	Failure contribution	Importance
ACV-ITL	4.449865E-007	0.02%	ACV-ITL	2.253679E-007	0.03%
ACV-EXL	1.071444E-006	0.04%	ACV-EXL	5.426437E-007	0.06%
AMV-ITL	1.172092E-005	0.44%	AMV-ITL	1.172092E-005	1.31%
AMV-EXL	1.281825E-004	4.84%	AMV-EXL	1.275483E-004	14.21%
ASV	1.386183E-004	5.23%	ASV	1.386183E-004	15.45%
AWV	7.677129E-006	0.29%	AWV	7.042847E-006	0.78%
BSV	2.500343E-003	94.40%	BSV	7.361434E-004	82.03%
Lower crown plug	9.142863E-005	3.45%	Lower crown plug	4.630494E-005	5.16%
Lower latch	2.116382E-003	79.90%	Lower latch	5.416825E-004	60.36%
PBR	1.765843E-005	0.67%	PBR	1.765843E-005	1.97%
PMV-ITL	2.847640E-005	1.08%	PMV-ITL	1.442216E-005	1.61%
PMV-EXL	2.640559E-004	9.97%	PMV-EXL	1.337338E-004	14.90%
PWV	1.330079E-005	0.50%	PWV	6.736318E-006	0.75%
Upper crown plug	2.380335E-005	0.90%	Upper crown plug	1.205545E-005	1.34%
Upper latch	6.807027E-005	2.57%	Upper latch	3.447486E-005	3.84%
Valves (Downhole)	1.450938E-004	5.48%	Valves (Downhole)	1.450938E-004	16.17%
XOV-ITL	4.086771E-006	0.15%	XOV-ITL	2.069786E-006	0.23%
XOV-EXL	1.641781E-005	0.62%	XOV-EXL	1.094502E-005	1.22%
Debris cap	2.380335E-005	0.90%	Debris cap	1.205545E-005	1.34%
Intermediate Csg Hgr	4.179234E-005	1.58%	Intermediate Csg Hgr	4.179234E-005	4.66%
Production packer	1.765843E-005	0.67%	Production packer	1.765843E-005	1.97%
Tie-back system	4.179234E-005	1.58%	Tie-back system	4.179234E-005	4.66%
Wellhead housing	4.179234E-005	1.58%	Wellhead housing	4.179234E-005	4.66%

통하여 전체 시스템 고장에 큰 영향을 미치는 구성 요소가 BSV, Lower latch, PMV(EXL) 순이라는 것을 알 수 있었다.

Table 2에 포함되지 않는 구성 요소가 발생하는 이유로는 본 연구의 가정에 의해 누수가 발생하지 않는 요소가 있을 수 있다는 점과 각 단계의 방호벽(Barrier)의 상호 작용으로 누수에 영향을 미치지 않는 요소가 있을 수 있다는 점 등을 들 수 있다. 앞서 구

한 10년의 운영 기간 기준으로의 0.2648795%라는 확률 값은 안전하다고 볼 수도 있지만, 해저 산업의 특성 상, 단 한 번의 사고 발생이 비용 손실 및 환경오염 등 여러 부분에 있어 큰 파장을 일으키기 때문에 초기 비용이 증가하더라도 고장 확률을 가능한 낮추는 방향으로 가는 것이 좋다. 고장 확률을 낮추는 방법으로는 장비의 스펙 변경이나 중복 시스템(Redundancy system) 구성 등

이 있는데, 본 논문에서는 해석 결과 가장 영향이 컸던 두 구성 요소인 BSV, Lower latch가 개선을 통해 고장률이 0.5배가 되었다고 가정하고 고장 확률을 구해 보았다. 그 결과 누수 확률이 8.974497×10^{-4} 로 낮아졌다. 이때의 각 구성 요소의 고장 공헌도와 중요도는 Table 2 (b)와 같다. BSV와 Lower latch의 고장률을 기존의 0.5배로 줄이면 전체 고장 확률은 기존의 약 34% 수준으로 떨어지게 되며, 절대적인 확률 값 또한 한 단계의 오더가 낮아짐을 알 수 있었다.

6. 결 론

근래에 들어서 관심이 급증하고 있는 해저 생산 시스템 중에서도 그 역할의 범위가 점차 커지면서 중요성 또한 커지고 있는 subsea X-mas tree에 대하여, 최근(2009.12)에 소개된 subsea horizontal X-mas tree와 이에 맞는 적절한 유정 형상을 선정하여 누수 경로를 분석하고 이를 통해 FTA를 수행하였다. 그 결과, 운영 기간이 10년일 경우, 0.2648795%의 고장 확률을 가지며 이에 BSV와 Lower latch 두 구성 요소가 가장 큰 영향을 미친다는 것을 확인하였다. 고장 확률을 효과적으로 줄이기 위해서는 위의 두 구성 요소의 고장률을 줄일 수 있어야 된다고 제안하였는데, 이를 다른 구성 요소의 고장률은 고정시킨 채, 두 구성 요소의 고장률을 0.5배로 수정하여 다시 한 번 FTA를 수행함으로써 얻어진 결과(고장 확률: 0.08974497%)를 통해 검증하였다.

향후 연구 과제으로써 본 논문에서는 제안으로만 그친 BSV나 Lower latch의 고장률을 줄일 수 있는 방법에 대하여 구체적이고 현실적으로 제시하여, 그 방법을 사용하였을 때 얻을 수 있는 구성 요소의 실제 고장률을 가지고 계산한 고장 확률에 대한 정확한 정량적 비교 연구가 필요할 것이다.

후 기

본 논문은 해양시스템공학연구소(RIMSE)와 지식경제부의 재원으로 지식경제 R&D 전략기획단 미래산업선도기술개발사업의 지원을 받아 수행한 연구과제(10042556) 결과의 일부입니다.

REFERENCES

- Banks, J., Carson, II, J.S., Nelson, B.L., Nicol, D.M., 2001. Discrete-Event System Simulation - 3rd edition. Prentice-Hall, USA.
- Bai Y., Bai Q., 2010. Subsea Engineering Handbook, Elsevier, USA.
- Caspar G. L., 2009. Patent Application Publication - Christmas Tree and Wellhead Design. Pub. No US 2009/0294131 A1
- Choi, H.S., Lee, S.K., Do, C.H., 2011. Subsea Responses to the BP Oil Spill in the Gulf of Mexico. Journal of KSOE, 25(3), 90-95.
- Corneliusson, J. 2006. Well Safety - Risk Control in the Operational Phase of Offshore Wells. The Norwegian University of Science and Technology, Norway.
- Eivind H.O., Sigbjorn S., 2007. Integrity Assessment of Well Barrier Threatened by Increasing Casing Hanger Loads. Proceedings of SPE E&P Environmental and Safety Conference, Galveston, Texas, USA, 5-7 March 2007.
- Fenton, S.P., 2009. Emerging Roles for Subsea Trees: Portals for Subsea System Functionality. Proceedings of Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 4-7 May 2009.
- FSC Participants, 2005. OpenFTA Version 1.0 User Manual. Formal Software Construction Ltd., UK.
- OREDA Participants, 2009. OREDA Handbook, Volume 2 - Subsea Equipment 5th Edition. DNV(Det Norske Veritas), Norway.
- Vesely, W.E., Goldberg, F.F., Roberts, N.H., Haasl, D.F., 1981. NUREG-0492 Fault Tree Handbook. U.S. Nuclear Regulatory Commission, USA.
- Vesterkaer, R., 2002. Is it Necessary to Install a Downhole Safety Valve in a Subsea Oil / Gas Well? A Comparison of the Risk Level of a Well with, and without a Safety Valve. The Norwegian University of Science and Technology, Norway.