



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](#)

공학석사 학위논문

Deepwater Horizon 사고 사례분석을 통한 심해  
시추선 사고의 인적요인에 관한 연구

A study on the human factor of deepwater drilling units through the  
analysis of incident of Deepwater Horizon



2018 년 2 월

한국해양대학교 대학원

해양플랜트 운영학과  
강 민 승

본 논문을 강민승의 공학석사 학위논문으로 인준함.

위원장 이 강 기 (인)

위원 이 명 호 (인)

위원 예 병 덕 (인)



2017년 12월 18일

한국해양대학교 대학원

# 목 차

<b>List of Tables</b> .....	v
<b>List of Figures</b> .....	vi
<b>초 록</b> .....	viii
<b>Abstract</b> .....	x
<b>1. 서 론</b> .....	1
<b>2. Deepwater Horizon 사고분석</b>	
2.1 사고의 개요 .....	3
2.2 사고원인-Eight(8) key findings .....	4
2.3 인적 요인 .....	13
2.3.1 운항 및 시추작업 지연 .....	14
2.3.2 Negative-pressure test .....	14
2.3.3 유정제어 미실시 .....	15
2.3.4 탄화수소/가스의 기관실 유입 .....	16
2.3.5 BOP 정비 불량 .....	17
2.4 Deepwater Horizon 사고이후 개정사항 .....	18
2.4.1 Dual blind shear ram .....	18
2.4.2 Acoustic pod .....	19
2.4.3 BOP re-certification .....	20
2.4.4 BP 조사팀 권고사항 .....	21
2.5 인적 요인에 관한 고찰 .....	22

### 3. Kick & Blowout Mechanism

3.1 개요 .....	23
3.2 Kick .....	24
3.3 Blowout preventer .....	24
3.3.1 LMRP 구성 .....	25
3.3.2 BOP stack 구성 .....	26
3.4 인적요인의 영향 .....	29

### 4. Kick, Blowout과 인적요인 상관관계

4.1 논문의 사고 사례 인용 .....	30
4.2 자료준비 및 대립가설 .....	32
4.3 포아송 분포 및 요인분석 개요 .....	34
4.4 빈도분석 .....	35
4.5 포아송 모델 .....	44
4.6 KMO와 Bartlett's test .....	45
4.7 인적요소의 개선점 .....	46
4.8 추후 연구 방향 .....	48

### 5. 결론

5.1 결론 .....	50
5.2 향후 과제 .....	51

감사의 글 .....	52
-------------	----

참고문헌 .....	53
------------	----

부록 A. Accidents list .....	57
----------------------------	----

부록 B. KMO & Bartlett's test 결과 .....	64
--------------------------------------	----

## List of Tables

<b>Table 4.1</b> Frequency table(1981~2015) .....	35
<b>Table 4.2</b> Accident list for kick + human factor + blowout .....	36
<b>Table 4.3</b> Accident list for blowout without kick .....	37
<b>Table 4.4</b> Example of risk matrix(Odfjell drilling 2013) .....	37
<b>Table 4.5</b> Frequency statistics .....	38
<b>Table 4.6</b> Accident list yearly basis .....	40
<b>Table 4.7</b> Kick list yearly basis .....	41
<b>Table 4.8</b> Human factor yearly basis .....	42
<b>Table 4.9</b> Blowout yearly basis .....	43
<b>Table 4.10</b> Poisson model .....	44
<b>Table 4.11</b> Descriptive statistics .....	45
<b>Table 4.12</b> Correlation matrix .....	45
<b>Table 4.13</b> KMO and Bartlett's test .....	45
<b>Table 4.14</b> Extracted OLF recommendation and Norsok corrective action .....	47

(Appendix)

<b>Table A.1</b> BOP, Kick, Human factor and Blowout list .....	57
---	----

## List of Figures

<b>Fig. 2.1</b> Eight key findings .....	4
<b>Fig. 2.2</b> Hydrocarbon zones and potential flow paths .....	5
<b>Fig. 2.3</b> Exterior and interior of 9 $\frac{7}{8}$ in hanger seal assembly .....	6
<b>Fig. 2.4</b> Positive-pressure test(Real-time data) .....	7
<b>Fig. 2.5</b> Negative-pressure test(Real-time data) .....	8
<b>Fig. 2.6</b> Pressure increase during the sheen test(Real-time data) .....	9
<b>Fig. 2.7</b> Simplified drawing of the MGS .....	10
<b>Fig. 2.8</b> Photograph of AFT deck of Deepwater Horizon .....	10
<b>Fig. 2.9</b> Simplified schematic of the AMF control system .....	11
<b>Fig. 2.10</b> Photographs of Deepwater Horizon BOP TCP .....	12
<b>Fig. 2.11</b> Likely status of BOP rams immediately after Auto-shear initiation .....	13
<b>Fig. 2.12</b> Centralizer .....	15
<b>Fig. 2.13</b> Showing a starboard jet flame .....	16
<b>Fig. 2.14</b> Dual blind shear ram .....	18
<b>Fig. 2.15</b> Acoustic control pod .....	19
<b>Fig. 2.16</b> Approval codes for drilling systems and equipment .....	20
<b>Fig. 2.17</b> BP's analysis of defensive barrier penetration leading to the Macondo blowout .....	21
<b>Fig. 3.1</b> Choke & Kill manifold .....	23
<b>Fig. 3.2</b> Typical configuration of a subsea BOP .....	25
<b>Fig. 3.3</b> Blind shear ram .....	26
<b>Fig. 3.4</b> Variable bore ram .....	27
<b>Fig. 3.5</b> IBOP .....	27
<b>Fig. 3.6</b> Choke & Kill line flow scheme .....	28

**Fig. 4.1** The most frequent sources of articles were these eight journal and magazines ..... 30

**Fig. 4.2** A snapshot of the Trident database showing six references mapped onto the human barrier ..... 31

**Fig. 4.3** Human factors barriers in the decision cycle for kick detection ..... 32

**Fig. 4.4** Snapshot for SPSS24 coding ..... 33

**Fig. 4.5** Bar graph for Accident, Kick, Human factor and Blowout ..... 39

**Fig. 4.6** Hercules jack-up blowout ..... 48



# Deepwater Horizon 사고 사례분석을 통한 심해시추선 사고의 인적요인에 관한 연구

강 민 승

해양플랜트운영학과

한국해양대학교 대학원

## 초 록

OPEC 감산합의에 따른 오일쇼크 후, 해양플랜트 시장은 급격히 성장하여 Semi-rig, Jack-up, Drillship 등의 급격한 증가를 가져왔다. 해양 시추유닛의 증가함에 따라 이에 따른 사고도 2000년대 중반에 많이 발생하였다.

특히, 2010년 4월 10일 발생한 Deepwater Horizon 사고는 시멘트 파손, BOP(Blowout preventer)오작동, 관련 절차서의 부재 및 인적요소가 혼합된 최악의 사고로 기록된다. 그리고 여러 가지 사고 원인 중 시멘트 파손에 의한 Kick을 발견할 기회가 있었음에도 불구하고 Blowout 사고가 발생하였으며, Blowout 사고에 대응한 비상훈련이 이루어지지 않았음이 확인되었다. 즉 이 사고는 근본적으로 인적요인에서 기인한 것으로 판단된다.

시추작업 중에는 Kick 발생할 가능성이 항상 존재하며 Kick을 조절하지 못하였을 경우 유정폭발(Blowout)로 이어진다. Kick 현상은 유정과 Formation의 압력차에 의해 Reservoir 내의 Formation 유체가 순식간에 제어 불가능하게 되는 현상을 말한다. Kick은 표면으로 이동하여 심각한 폭발 및 환경파괴, 많은 복구비용을 필요로 하는 결과가 초래되는데, 이를 유정폭발이라고 한다. 따라서 유정제어를 통해 Kick 및 유정폭발 발생을 제어하는 절차서 및 방법들이 개발되어 왔다.

가장 중요한 사항은 Well barrier가 Reservoir와 Rock formation에 근거하여 설립 및 설계되어야 한다는 것이다. Well barrier의 최종 방어 수단은 BOP이다. BOP는 유정 내의 모든 Barrier가 제어되지 않을 때 계획되지 않은 탄화수소가 방출되는 것을 방지하는 가장 중요한 수단이다. BOP가 제대로 작동하지 않을 경우 치명적인 인적, 물적 및 환경적 피해를 초래하게 된다.

Deepwater Horizon 사고 사례 분석을 통해 Kick 제어와 Blowout 및 인적요소 사이에 서로 관련성이 있음을 확인하였다. Deepwater Horizon 사례가 다른 시추선 사고에도 적용되는지 확인하기 위해 본 논문에서는 인적요소, Kick 제어 및 Blowout 사고와의 상관관계에 대해 분석하였다.

분석에 사용된 사고사례는 Trident V 프로그램으로 분석된 1981년부터 2015년까지의 60건이며, 인적요소가 예측 불가능한 Kick 발생 및 심각한 유정폭발에 어떠한 영향을 주는지 SPSS 프로그램을 통해서 분석하였다.

분석 결과 인적요소는 Kick의 제어에 더 많은 영향을 주는 것으로 판단되었고 이 결과를 토대로 향후 선급 및 국제표준기구의 관련 규정 개정 방안에 관해 제안하였다.

**KEY WORDS:** Deepwater Horizon, Kick, Blowout, BOP, Human factor, Blind shear ram

# A study on the human factor of deepwater drilling units through the analysis of incident of Deepwater Horizon

Kang, Min Seung

Department of Offshore Plant Management

Graduate School of Korea Maritime and Ocean University

## Abstract

After the oil shock following the OPEC cut-off, the offshore plant market has grown rapidly, resulting in a dramatic increase in semi-rig, jack-up, and drill ship. As the number of drilling units increased, accidents related drilling operation have been increased especially in the middle of 2000's

In particular, the April 10, 2010 Deepwater Horizon accident was recorded as the worst accident involving broken casing cement, blowout preventer(BOP) malfunction, absence of related procedures, and human factors. And it was confirmed that there was a blowout accident despite the opportunity to find the kick due to cement damage among various causes of accidents, and no emergency training related to a blowout accident occurred. This phenomenon was found to be fundamentally related to human factors.

During drilling operation, there is always a possibility of kick, and if the kick can not be controlled, it leads to oil blast (Blowout). Kick phenomenon refers to the phenomenon that the formation fluid in the reservoir is instantly uncontrollable due to the pressure difference between the well and the formation. And kick moves to the surface, causing severe explosion

and environmental destruction, requiring a lot of recovery costs. Therefore, procedures and methods have been developed to control the occurrence of kick and oil blast explosion through oil well control.

Most importantly, the well barrier should be established and designed based on reservoir and rock formation. The final defense of the well barrier is BOP. BOP is the most important means of preventing unexpected hydrocarbons from being released when all the barriers in the well are uncontrolled. However, if the BOP does not work properly, it will cause fatal human, material and environmental damage.

Deepwater Horizon accident case analysis showed that kick control, blowout and human factors are related to each other. In order to clarify whether the Deepwater Horizon case applies to other drill ship accidents, this study analyzed the correlation between human factor and kick control and blowout accident.

The analysis used in this study is 60 cases from 1981 to 2015 analyzed by Trident V program. This study analyzed through SPSS program that the impact of human factors on unexpected kick occurrence and serious oil spill explosion.

As a result of this analysis, it was judged that the human factor had more influence on kick 's control. Based on this result, this thesis proposed the revision of relevant regulations of the Classification society and International Standards Organization.

**KEY WORDS:** Deepwater Horizon, Kick, Blowout, BOP, Human factor, Blind shear ram

## 제 1 장 서 론

1973년 10월 제4차 중동전쟁 발발 이후 페르시아 만의 6개 산유국들이 가격인상과 감산에 돌입하여 배럴당 2.9불이었던 원유(두바이유) 고시 가격은 4불을 돌파했다.<sup>1)</sup> 1974년 1월엔 11.6불까지 상승하였으며, 이를 계기로 미국을 비롯한 서방국가들은 원유 생산을 육상에 의존하지 않고 해양으로 눈을 돌리기 시작하였다. 1970년대 후반에는 이란이 석유 수출을 전면 중단함에 따라 2차 석유파동이 발생하여 13불이었던 유가가 39불까지 치솟아 해양 채굴에 대한 관심은 더욱 더 증가하였다.

해양 채굴에 서방국가들이 한참 관심을 가질 무렵인 1988년 7월 6일 북해의 해양플랜트인 Piper Alpha 호의 폭발사고로 167명의 사망자가 발생하였으며, 이로 인하여 해양플랫폼에 대한 안전기준이 대폭 상향되었다.

1990년에 들어와서 Semi-rig, Jack-up 및 Drill ship을 이용한 해양탐사와 시추작업이 본격적으로 시작되었으며, 특히 2005년부터 2014년까지 유가가 배럴당 100불을 넘나드는 초고유가 시기에는 해양플랜트 시장이 최대의 호황을 누리게 되었다. 2014년 이후 배럴당 20불대의 저유가 시기를 지나 현재는 약 50~60불 정도를 유지하고 있으나 약 10년간의 호황기에 과도하게 공급된 플랜트로 인하여 해양플랜트 산업계의 불황은 여전히 지속되고 있다.

해양탐사 및 시추 유닛이 증가함에 따라 관련한 해양 사고도 2000년대 중반 이후 급증하였으며, 이에 따라 기기의 신뢰성 향상 및 해양플랜트 승선원 교육과 훈련에 관해 더 많은 관심을 가지게 되었다. 특히 2010년 4월 10일 발생한 Deepwater Horizon 사고는 선원 11명의 목숨을 앗아갔으며, 멕시코 만에 엄청난 규모의 해양오염을 일으켰다. Deepwater Horizon 사고는 시멘트 파손, BOP오동작, 관련 절차서의 부재 및 인적요인이 혼합된 최악의 해양플랜트 사고이다.

이 연구는 Deepwater Horizon의 8가지 사고원인에 관해 서술하였고 사고원인에서 인적요인 5가지를 찾아낸 후, Kick 및 Blowout 사고와의 관련성을 검토하였다. 그리고 인적요인과 Kick 및 Blowout의 상관관계가 다른 해양사고에서도 비슷한 경향이 있는지

1) 위키피디아(2017.11.06. 08:35)

확인하기 위하여 1981년부터 2015년까지의 60건의 BOP 관련 사고를 SPSS program을 통해 분석하였다. 그리고 이러한 분석 결과를 토대로 향후 선급 규정 및 국제 규정 등의 개정방향에 대하여 제안하였다.

이 논문은 서론을 포함하여 총 5장으로 구성되어 있으며, 세부사항은 아래와 같다.

제 2장에서는 Deepwater Horizon 사고 이후 BP에서 조사한 8가지 사고원인에 대해 서술하였으며, 이 원인들 중 특히 인적요인과 관련이 있는 5가지 원인에 대하여는 보다 상세하게 고찰하였다. 그리고 Deepwater Horizon 사고를 계기로 개정 또는 보완하게 된 사항들에 대하여 검토하였다.

제 3장에서는 Kick 및 Blowout 발생의 일반적인 현상에 관해 서술하였다.

제 4장에서는 1981년부터 2015년까지 해양 심해 시추 관련사고 60건 중, Kick 발생횟수 54건, Blowout 발생 횟수 19건 및 사고와 관련한 인적요인에 의한 사고로 규정된 28건 사고에 관한 빈도분석, 포아송 모델(Poisson model) 및 KMO (Kaiser-Meyer-Olkin) 와 Bartlett's test 등을 실시하였다. 그리고 인적요인이 Kick 제어와 Blowout 사고 중 어떤 부분에 더 많은 영향을 미치는지 분석하고 이에 따른 향후 선급 및 국제표준기구의 관련 규정의 개정 방향에 관해 제안하였다.

제 5장 결론에서는 이상의 연구결과를 요약하였으며, 인적요인이 Kick 및 Blowout에 미치는 영향을 바탕으로 앞으로 발전 방향 및 향후 연구과제에 대해 기술하였다.

## 제 2 장 Deepwater Horizon 사고 분석

### 2.1 사고의 개요

2010년 4월 20일 21시 40분경, Macondo well(Mississippi Canyon Block 22)에서 유정제어 실패로 인한 탄화수소 유입으로 폭발 및 화재사고가 발생하였으며, 그 결과 Deepwater Horizon이 침몰하였다. 승조원 126명 중 11명이 사망하고 17명이 심각한 부상을 당했으며, 87일(4월20일 ~ 7월15일) 동안 약 4,900,000 Barrel의 탄화수소가 누출되는 대형 참사였다. 누출유정은 약 5개월 후인 2010년 9월 19일 공식적으로 봉인되었다.(British petroleum, 2011)

사고로 인해 약 180,000Km<sup>2</sup>의 해역에 해양오염이 발생하였고, 멕시코 만(Gulf of Mexico)의 16,000종 해양생물의 약 50%에 직, 간접적 피해가 발생하였으며, 용선주인 BP는 Clean water act 위반으로 620억 불의 배상금을 지불하였다<sup>2)</sup>.

BP 최종 사고 보고서는(2011) 사고 원인을 **Fig. 2.1**과 같이 8가지로 규정하였다.

1. The annulus cement barrier did not isolate the hydrocarbons.
2. The shoe track barriers did not isolate the hydrocarbons.
3. The negative-pressure test was accepted although well integrity had not been established.
4. Influx was not recognized until hydrocarbons were in the riser.
5. Well control response actions failed to regain control of the well.
6. Diversion to the mud gas separator resulted in gas venting onto the rig.
7. The fire and gas system did not prevent hydrocarbon ignition.
8. The BOP emergency mode did not seal the well.

---

2) 2016년 7월 26일 미연방법원은 25억불 추가 배상을 판결하였다(United States Environmental Protection Agency, 2017).

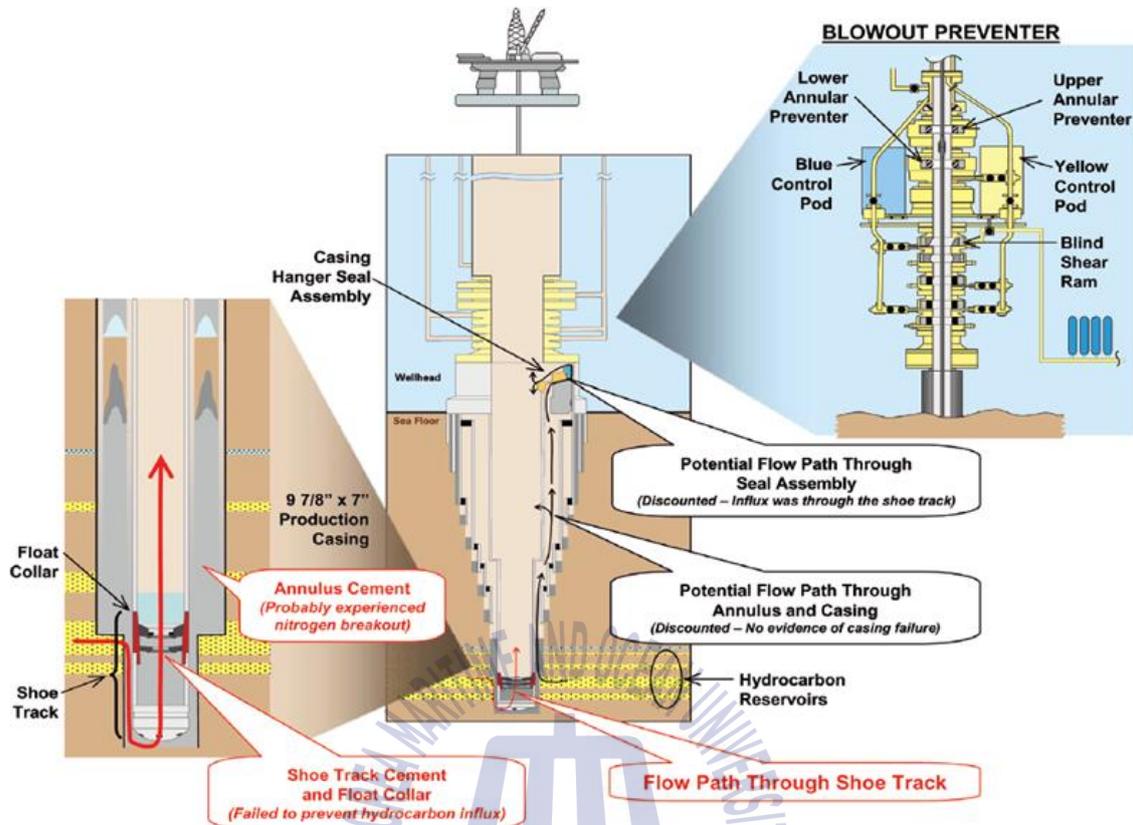


Fig. 2.1 Eight key findings

(Source : BP, Deepwater Horizon accident investigation report)

## 2.2 사고 원인 - Eight(8) Key findings

(1) Key finding 1. The annulus cement barrier did not isolate the hydrocarbons.

가장 근본적인 사고 원인으로는 유정의 Cement barrier가 파괴되어 탄화수소가 유입된 것이 지적되었다. 사고는 가장 마지막 시추공을 시추할 때 발생하였는데, 이 부분은 유정의 마찰을 최소화하기 위하여 작은 사이즈의 시추파이프를 사용하기 때문에 시추가 어렵다. 또한 유정의 형태형성을 위해 정확한 머드(Mud) 중량이 요구된다.

BP는 Cement barrier가 파손된 원인에 대하여 해당 유정에 사용된 시멘트 현탁액의 질소 비율이 잘못되었기 때문이라고 주장하고 있다. 즉, 시멘트 현탁액의 질소 비율이 18~19% 이어야 하고 Halliburton<sup>3)</sup>에서도 초기 Cementing 설계에서 상기 비율로 되어

3) Cementing 기기 회사

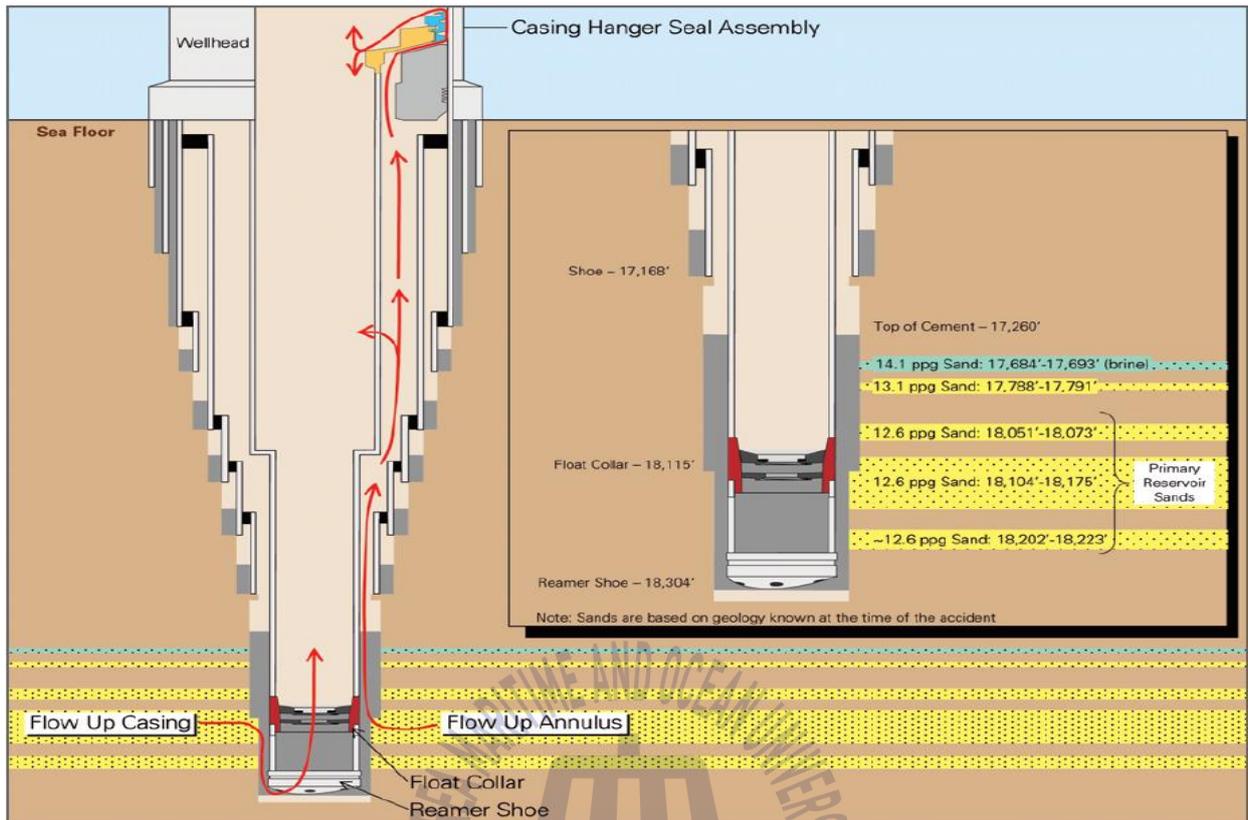


Fig. 2.2 Hydrocarbon zones and potential flow paths  
(Source : BP, Deepwater Horizon accident investigation report)

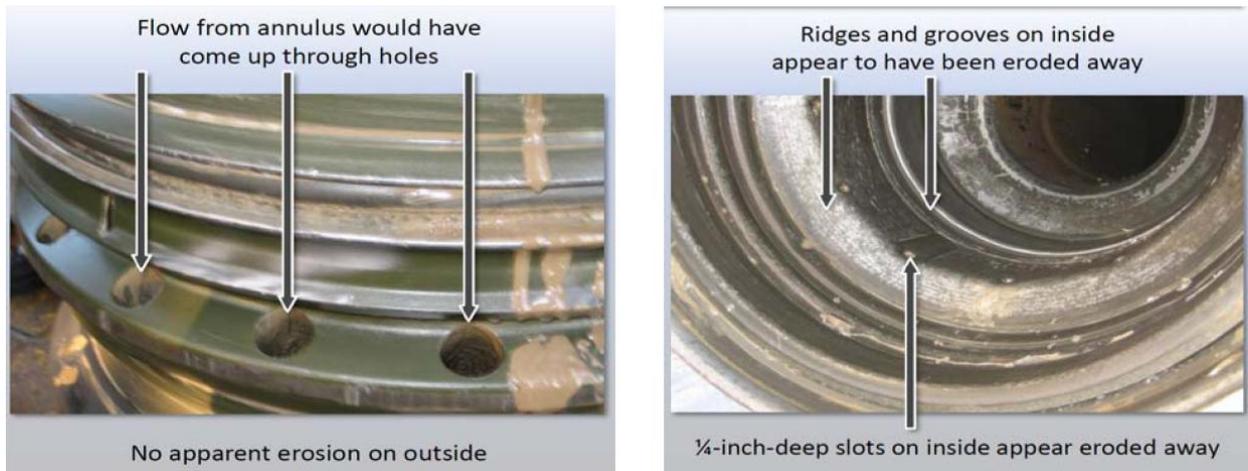
있지만 실제 사용된 시멘트 현탁액의 질소 비율은 12.98% 이었기 때문에 파손되었다고 주장하고 있다. 하지만 사고 후 BP는 동일 조건에서 최상의 비율을 실험실에서 실험을 실시하였고, 결과는 15%일 때 가장 이상적인 비율이란 결과가 도출되었다.

이에 반하여 Halliburton은, 해당 유정에는 21개의 Centralizer가 사용되어야 하지만 6개만 사용되었던 것이 원인이라고 주장한다.<sup>4)</sup>

가장 근본적인 원인이지만 시멘트가 파손된 원인은 아직 정확히 밝혀지지 않았다. 그러나 조사 후 발견된 결함에서부터 추정된 결과, Cementing 작업에 필요한 Halliburton Technical Service의 효율적인 표준작업서가 없어서 사고가 발생되었다는 결론을 내리게 된다.<sup>5)</sup>

4) 출처 : The University of Berkeley, Final report on the investigation of the Macondo well blowout, PP29~32

5) 출처 : BP, Deepwater Horizon accident investigation report, PP.33~36



**Fig. 2.3** Exterior (left) and interior (right) of 9 7/8 in hanger seal assembly  
 (Source : The University of Berkeley, Final report on the investigation of the Macondo well blowout)

(2) Key finding 2. The shoe track barriers did not isolate the hydrocarbons.

Shoe track barrier는 **Fig. 2.2**에서와 같이 Float collar와 두 개의 역류 방지 밸브로 구성되어 있는데, 시멘트가 파손되거나 기타의 이유로 탄화수소가 Casing 내부로 침입하는 것을 방지하는 역할을 한다. Casing hanger seal assembly도 마찬가지로 Casing 외부로부터 탄화수소가 침입하는 것을 방지하는 역할을 한다.

그러나, 탄화수소 Shoe track barrier를 통해 유입된 탄화수소가 Casing hanger seal assembly에 영향을 주었을 것이라 판단하였지만, 조사결과 **Fig. 2.3**의 Hanger seal 내부에 침식발생으로 탄화수소 유입을 방지하지 못한 것으로 결론 내렸다.<sup>6)</sup>

(3) Key finding 3. The negative-pressure test was accepted although well integrity had not been established.

시추 마지막 작업에는 시멘트를 Casing과 reservoir에 방벽역할을 하도록 설치한다. 그리고 설치 후 시멘트의 견고성 확인을 위해 Positive & Negative pressure test를 실시한다.

Positive-pressure test는 유정을 고압으로 유지하여 유정에서 외부(Oil reservoir)로

6) 출처 : The University of Berkeley, Final report on the investigation of the Macondo well blowout, PP33~34

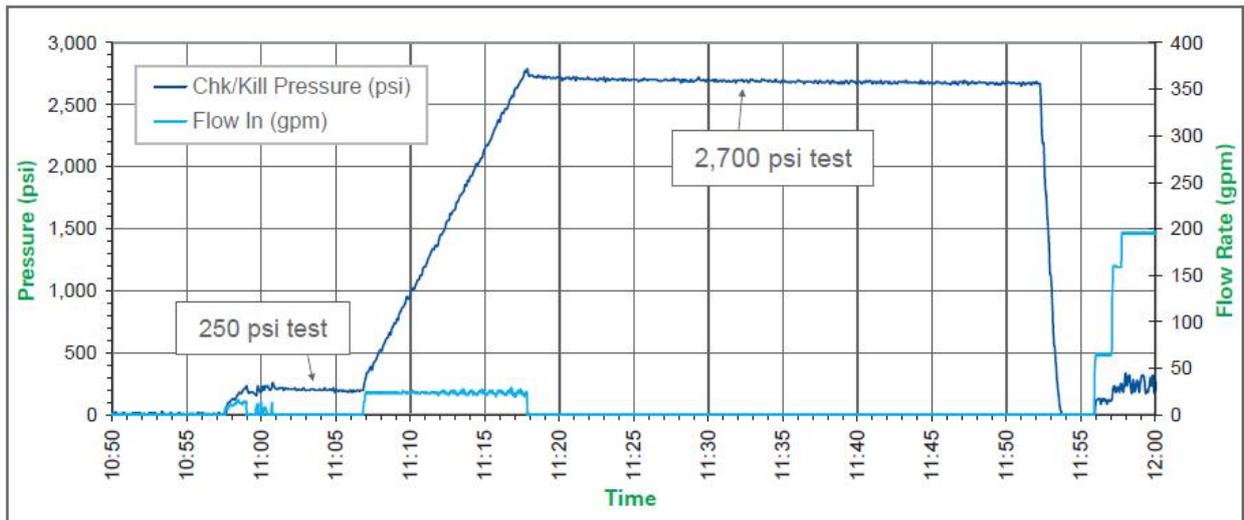


Fig. 2.4 Positive-pressure Test(Real-time data)

(Source : BP, Deepwater Horizon accident investigation report)

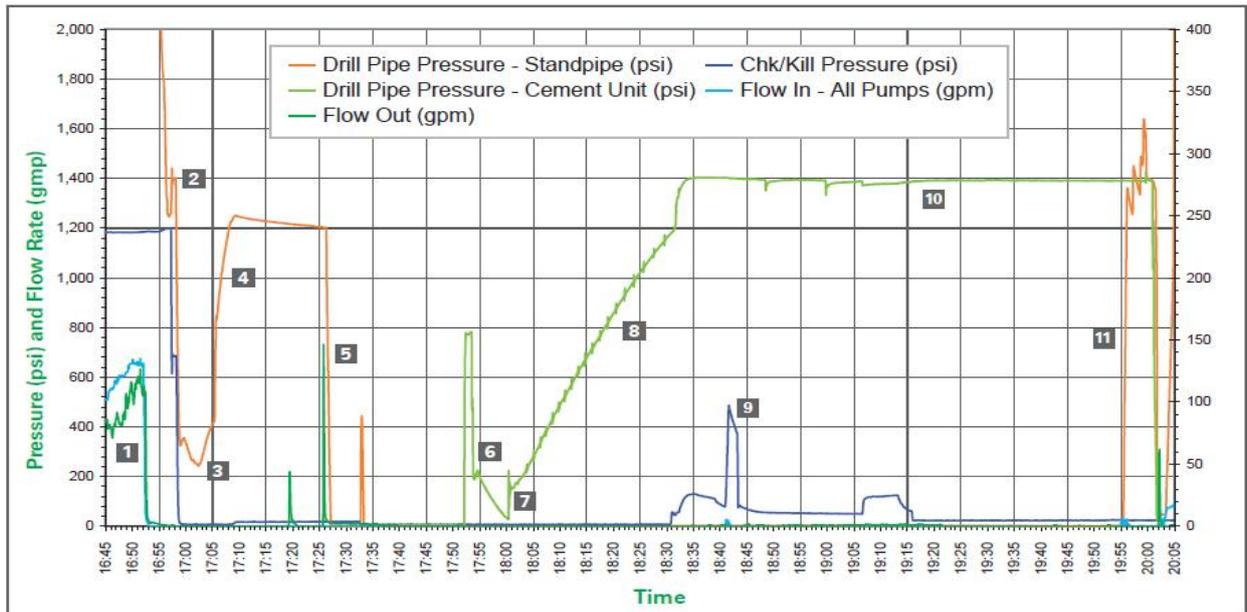
시멘트 견고성을 확인하는 테스트이며, 250psi로 5분 동안 유지하는 저압 테스트를 실시한다. 그리고 이상이 없을시 2,700psi로 압력을 상승한 뒤 30분이 유지되는지를 확인한다. Fig. 2.4와 같이 저압 및 고압테스트는 이상 없이 11:55분경 종료되었다.

Positive-pressure test가 이상 없이 종료되면, Negative-pressure test를 실시하는데, Reservoir에서 유정내로 탄화수소가 누설되는지를 확인하는 테스트이며, 1,200psi까지 압력을 상승한 뒤 30분 동안 유정 내부의 압력이 상승하는지 확인한다. 하지만, Fig. 2.5의 기호 8번에 표시된 것과 같이 1,200psi까지 상승하고 펌프를 정지했음에도 불구하고 비정상적으로 1,400psi까지 상승하였다.

(4) Key finding 4. Influx was not recognized until hydrocarbons were in the riser. and Key finding 5. Well control response actions failed to regain control of the well.

Positive 및 Negative 테스트 후 Spacer<sup>7)</sup>배출을 위해 Overboard dump valve를 개방하였고, Sheen test를 위해 머드펌프를 정지하였다. 그러나 펌프를 정지하였음에도 불구하고, 시추파이프 내부의 압력은 Fig. 2.6과 같이 계속적으로 상승하였다. 압력상승에도 불구하고, 21:14분(폭발 약30 분전) Sheen test후 선원은 머드펌프를 이용하여 유정에 해수를 넣고 Spacer를 배출하는 작업을 계속 실시하였다. 그리고

7) Drilling fluid와 Cement slurry를 분리하기 위해 사용되는 Insoluble-Solid weight.



- 1 Spacer displacement complete; mud pumps stopped.
- 2 Annular preventer closed; attempt to bleed drill pipe pressure to zero.
- 3 Drill pipe pressure decreases to only 273 psi; annular preventer leaking.
- 4 Drill pipe pressure increases as annular preventer leaks; hydraulic closing pressure increased to seal annulus.
- 5 Drill pipe pressure bled to zero for negative-pressure test.
- 6 Decision made to conduct negative-pressure test via kill line; kill line opened; 3 bbls to 15 bbls bled to cement unit.
- 7 Shut in kill line at cement unit, drill pipe pressure starts to increase.
- 8 Drill pipe pressure slowly increases to 1,400 psi.
- 9 Fluid pumped into kill line to confirm full; kill line opened to mini trip tank for monitoring.
- 10 Discussion ongoing about 'annular compression' and 'bladder effect' while monitoring kill line; drill pipe pressure static at 1,400 psi.
- 11 Negative-pressure test concluded, declared a success; preparation made to continue displacement.

Fig. 2.5 Negative-pressure test(Real-time data)

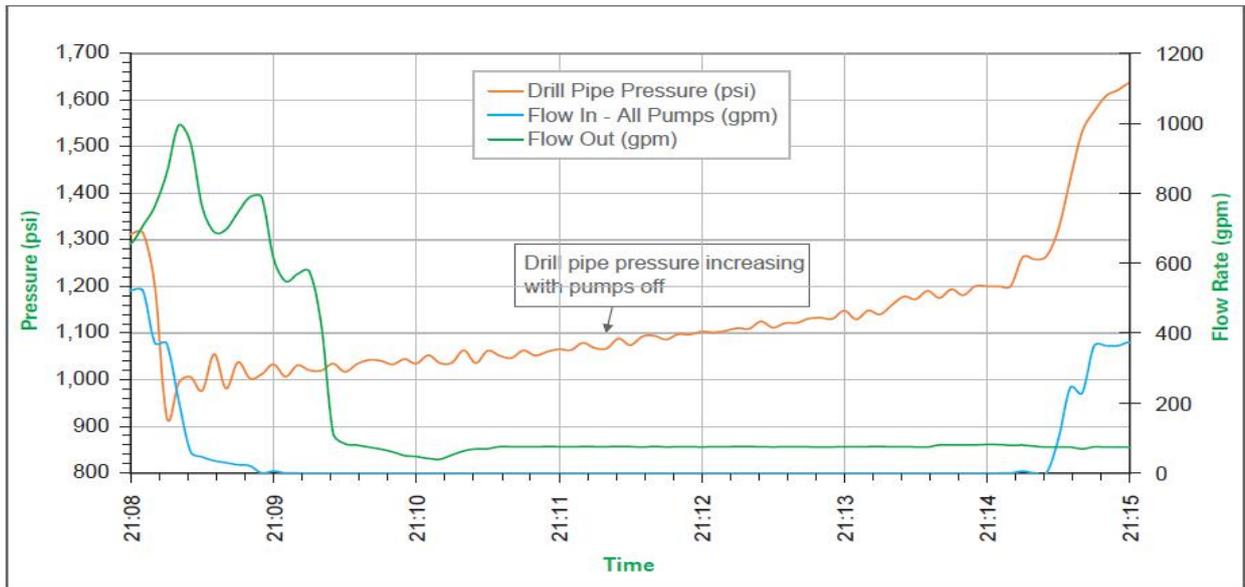
(Source : BP, Deepwater Horizon accident investigation report)

21:31분 머드펌프를 다시 정지하였음에도 불구하고 시추파이프 내부의 압력은 3분 만에 1,240psi에서 1,750psi로 상승 후 21:47분 5,730psi로 다시 상승하였다.

(5) Key finding 6. Diversion to the mud gas separator resulted in gas venting onto the rig.

Mud gas separator(MGS)는 시추작업 중 발생하는 소량의 가스를 분리하는 역할을 하는 장치이다<sup>8)</sup>. 이렇게 분리된 가스는 안전구역의 대기로 방출된다. 하지만, 21:41분

8) Diverter(3-way valve)를 통해 Gumbo conveyor(Shale shaker-정상적인 작업), MGS(머드와 가스가 포함) 및 Emergency chute(비상시 선외 직접 배출)로 머드처리작업을 선택할수 있다.



**Fig. 2.6** Pressure increase during the sheen test(Real-time data)  
 (Source : BP, Deepwater Horizon accident investigation report)

선원들은 이상이 있음을 감지하고 Diverter를 MGS로 전환하게 된다. 하지만 MGS의 용량 초과로 인해 **Fig. 2.7**의 12" Gas outlet vent line으로 탄화수소가 넘치게 된다. 이로 인해 본선은 광범위한 구역에 가연성가스 및 탄화수소가 확산되었다.

확산된 가스는 기관실 Intake fan을 통해 기관실로 흡입(**Fig. 2.8**)되었고, 가스와 같이 흡입된 공기는 발전기 흡기로 공급되어 발전기는 Overspeed trip으로 정지되었고, 기관실의 어떤 발화원에 의하여 화재가 발생되었다. 그리고 6" Relief valve(선의 배출)가 자동 작동되어 선외 배출이 되긴 하였지만, 본선의 화재를 막기에는 역부족이었다.

(6) Key finding 7. The fire and gas system did not prevent hydrocarbon ignition.

MGS vent line에서 넘친 가스와 탄화수소는 **Fig. 2.8**의 각종 발전기 흡기로 공급되고 가연성가스 탐지기(Combustible gas detector-CGD)가 기관실 흡기 근처에 설치되었으나, CGD는 기관실 가스침입 방지 장치와 자동 연동되지 않아 HVAC system이 기관실로 가스유입이 되는 것을 막지 못했다. 즉, Fire & Gas system은 가시 가청의 알람을 자동으로 발생하였지만, 기관실 환기장치의 Fire damper를 자동 폐쇄하는 장치가 없었다.

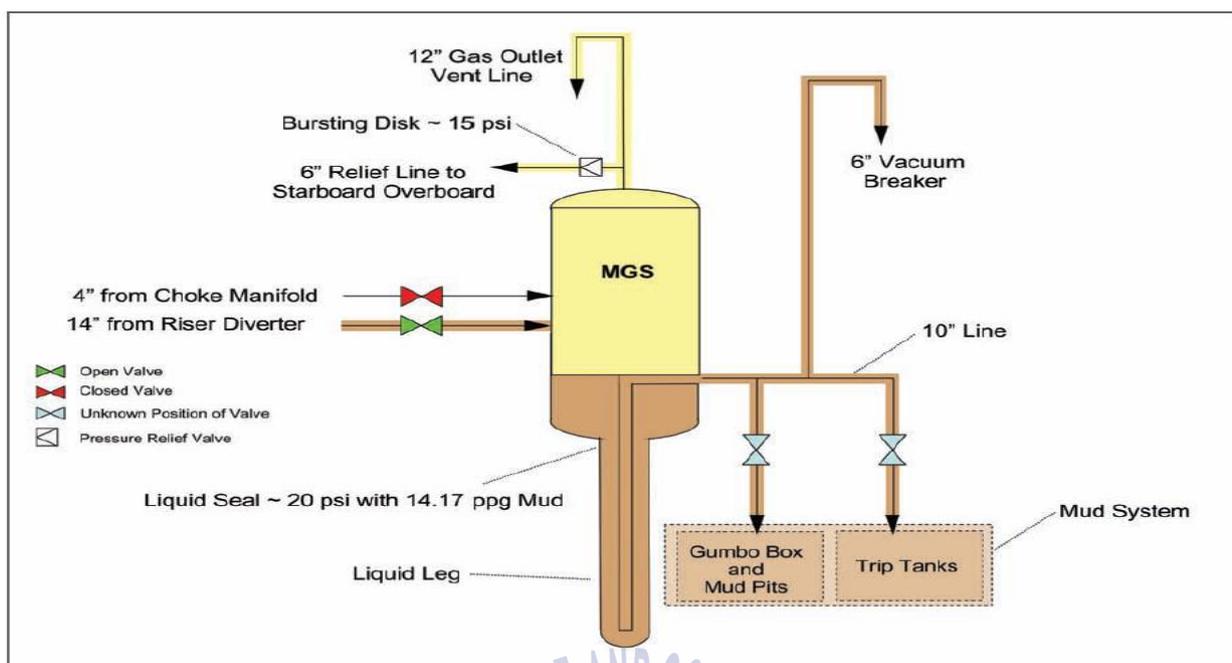


Fig. 2.7 Simplified drawing of the MGS  
 (Source : BP, Deepwater Horizon accident investigation report)

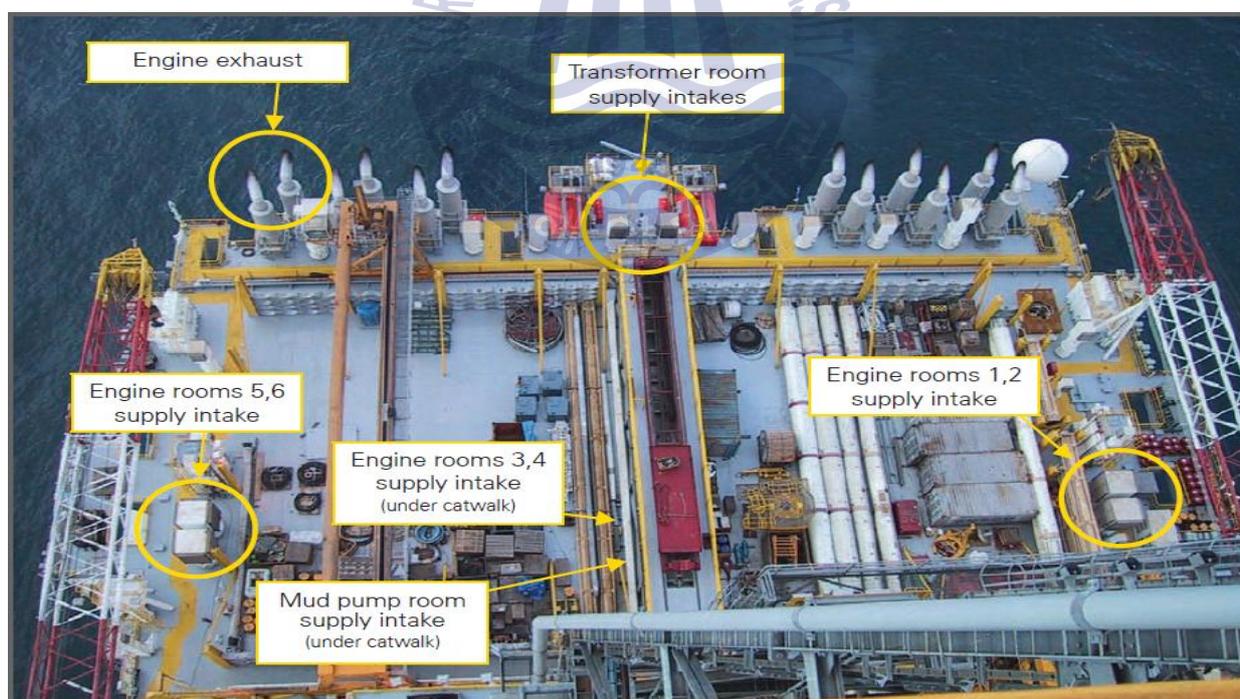


Fig. 2.8 Photograph of AFT deck of Deepwater Horizon  
 (Source : BP, Deepwater Horizon accident investigation report)

(7) Key finding 8. The BOP emergency mode did not seal the well.

본선에는 BOP의 BSR(Blind shear ram)을 작동시키는 2가지 방법이 있다. **Fig. 2.9**와 같이 하나는 TCP(Toolpusher's control panel)에서 스위치를 누르는 것이고, 나머지 하나는 AMF(Automatic mode of function)<sup>9)</sup>로 자동 작동하는 방법이다. 선원의 증언에 의하면 폭발이 발생할 때 본선 선원은 TCP에서 스위치를 누르지 않았던 것으로 추정된다.

사고 후 본선선원의 증언에 의하면, 첫 번째 폭발 발생 후 Subsea Supervisor는 **Fig. 2.9**의 TCP내의 EDS(Emergency disconnect sequence)<sup>10)</sup> push button(5번)은 작동했던 것으로 추정된다. 하지만 유압시스템이 파손되어 EDS push button 작동한 뒤 Loss of hydraulic power 알람이 발생하였다.



Deepwater Horizon  
BOP Control Panel (Left-hand side)

Deepwater Horizon  
BOP Control Panel (Right-hand side)

1. Autoshear Arm/Disarm.
2. AMF Enable/Disable.
3. High-pressure shear button.
4. Three flow meters.
5. EDS button.
6. Lower and upper annular preventer open/close indication lights.

7. High-pressure casing shear.
8. Lower (test), middle and upper rams.
9. BOP regulator control buttons.
10. Dedicated alarm lights.
11. Alarm display.

**Fig. 2.9** Photographs of Deepwater Horizon BOP TCP  
(Source : BP, Deepwater Horizon accident investigation report)

9) AMF는 MUX cable손상 또는 Hydraulic conduit line 파손 시 BSR을 자동폐쇄 하는 기능

10) 비상시 BOP의 BSR 작동 후 BOP stack과 LMRP(Lower marine riser package)를 분리하기 위한 비상장치.

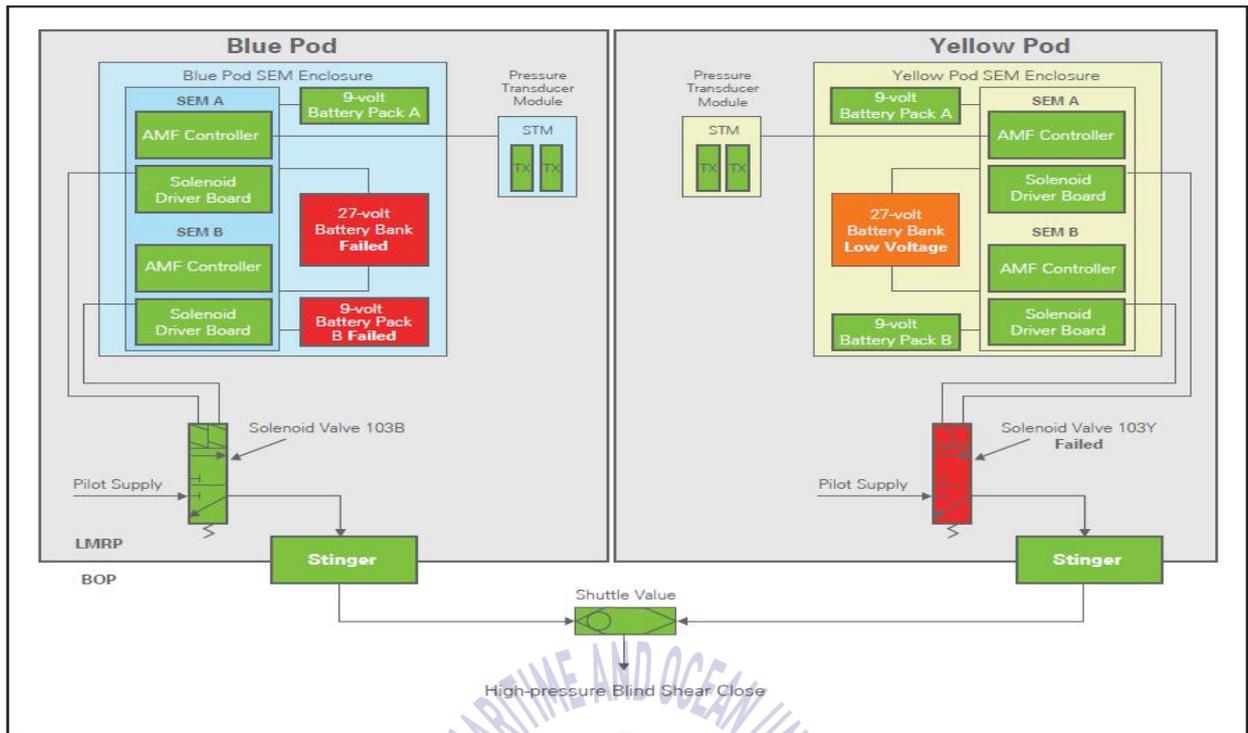


Fig. 2.10 Simplified schematic of the AMF control system  
(Source : BP, Deepwater Horizon accident investigation report)

폭발 및 화재가 Multiplex(MUX) Cable<sup>11)</sup> 및 Hydraulic line의 손상을 가져왔으며, 그 결과로 인해 고압 BSR 폐쇄장치 및 EDS가 작동되지 않았을 것으로 추정된다.

AMF 역시 작동하지 않았던 것으로 추정된다. Fig. 2.10와 같이 사고 후 BOP를 인양하여 확인 결과 Yellow pod는 BSR을 폐쇄 신호를 보내는 Solenoid 103번이 손상되었으며, Blue pod는 Solenoid 103을 작동시키는 충전지 전압이 낮은 것을 확인하였다.

사고 후 계속되는 기름 누출로 인해 ROV(Remote operated vehicle)를 투입하여 ROV Hot stab intervention에서 BSR을 폐쇄하는 시도가 있었다. 하지만 BSR 잠금장치에 누설을 발견하고 수리 후 다시 시도하였을 때 BSR은 Autoshear에 의해서 벌써 폐쇄되어 있었으나 기름 누출은 계속 진행되었다.

그리고 Fig. 2.11의 Test VBR, Upper, Middle VBR 및 Annular preventer를 폐쇄하려고 시도하였으나, 유압시스템 누설로 인해 실패하였다.

11) 전원공급 케이블이 이중화 되어 있으며, Blue pod 및 Yellow pod로 구성됨.

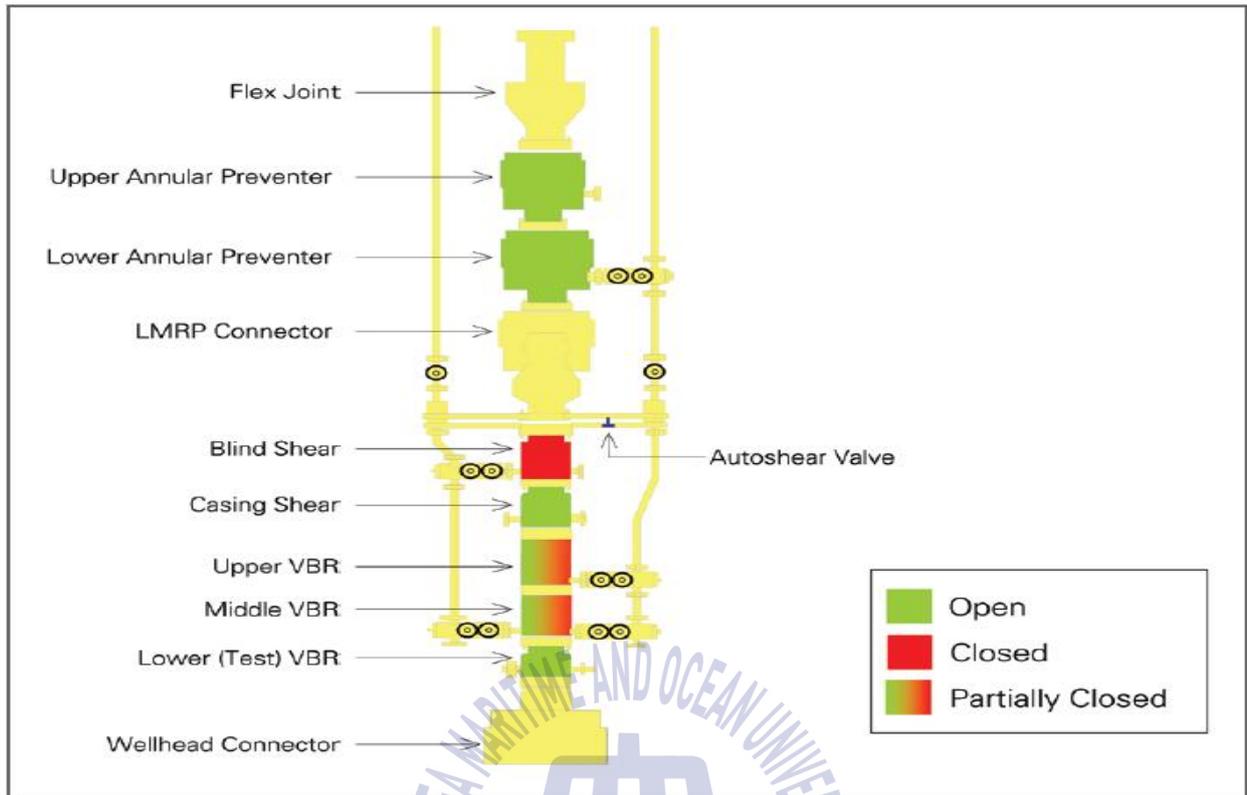


Fig. 2.11 Likely status of BOP rams immediately after Auto-shear initiation  
(Source : BP, Deepwater Horizon accident investigation report)

### 2.3 인적요인

Deepwater Horizon 관련하여 2장에 서술된 것과 같이 8가지 요소로 의해 사고가 발생하였다. 이중 인적요소 부분과 Blowout사고 및 Kick발생과의 연관성을 알아보려고 한다. 8가지 요소 중 인적요인은 아래의 5가지 항목으로 요약 된다.

1) Key finding 3 : Negative-pressure test 결과를 잘못 판단하고 다음 작업을 진행하였다.

2) Key finding 5 : 탄화수소가 Riser 및 시추파이프 내부에 존재했다는 것을 그래프 및 압력계 등으로 인지할 수 있었음에도 불구하고 아무런 유정제어 활동이 없었다.

3) Key finding 6 : Diverting을 잘못된 판단으로 인해 Emergency chute로 배출해야 했음에도 불구하고 MGS로 탄화수소를 유인하여 사고가 확산되었다. 이로 인해 MGS Overflow되어 Drill floor부터 선박의 전 구역으로 탄화수소 및 가스가 확산되었다.

4) Key finding 7 : Engine room intake shut-down을 실시해야 했으나 기관실로 탄화수소 가스가 유입되어 화재가 발생하였다.

5) Key finding 8 : 초기 Blowout발생시 BOP의 TCP EDS를 작동하여 안전한 곳으로 이동해야 했으나 초기에 작동하지 않아 BOP의 유압시스템 고장을 초래하였다. 또한, 사고조사결과 BOP필수 정비사항을 많이 누락된 것을 발견하였다.

### 2.3.1 운항 및 시추작업 지연

Berkeley대학 사고 연구서에(2011) 따르면 Macondo well(Mississippi Canyon Block 22)은 Transocean 소속의 Marianas 호가 2009년 10월 6일부터 시추작업을 진행하고 있었다. 하지만 11월 8일 허리케인 Ida로 인해 심각한 손상으로 시추작업이 불가능하여 수리를 위해 입거를 하게 되고 2010년 1월 30일 Deepwater Horizon 호가 Macondo well에 도착하여 2010년 2월 6일부터 남은 시추작업을 시작하였고 유정의 시추작업이 약 3개월가량 지연되어 BP 및 Transocean에서 많은 손실이 발생하였다.

상기와 같은 이유로 Deepwater Horizon에서는 Macondo well의 시추작업에 필요한 부속품 공급에 미비함이 발생하였는데 대표적인 것이 Centralizer 공급이다. 계획상 필요한 Centralizer는 21개가 필요했지만 2010년 4월 14일 6개의 Centralizer만 본선에서 이용 가능하여 15개를 추가로 요청하였다. 2010년 4월 16일 추가 15개가 공급이 되었지만, 본선에 맞지 않은 규격의 것이 공급되어 다시 반품하는 일이 발생하였다. 이때 본선 규격에 맞는 Centralizer가 공급될 때까지 기다려야 했지만 운항지연으로 인해 시추작업을 계속 진행하게 되었다. 이로 인해 Fig. 2.12의 좌측 그림과 같이 Casing이 정중앙에 위치하여야 Cement가 고르게 분포될 수 있지만 Centralizer 부족으로 인해 우측 그림과 같이 Casing 자체가 편심 발생하여 골고루 분포되지 못해 유정 내 Cementing 작업이 제대로 이루어지지 않아 Kick이 발생하였다.

### 2.3.2 Negative-pressure test

Positive-pressure test는 2,700psi로 이상 없이 종료되었고, Negative-pressure test는 1,200psi에서 실시하였으나, 1,400psi까지 압력상승을 하였음에도 불구하고 유정에 이상이 없다고 판단하였다. 이런 현상을 두고 선원들은 'Annular compression<sup>12)</sup>' 에 의한 압력 상승으로 생각하고 대수롭지 않게 생각하였고, Negative-pressure test가

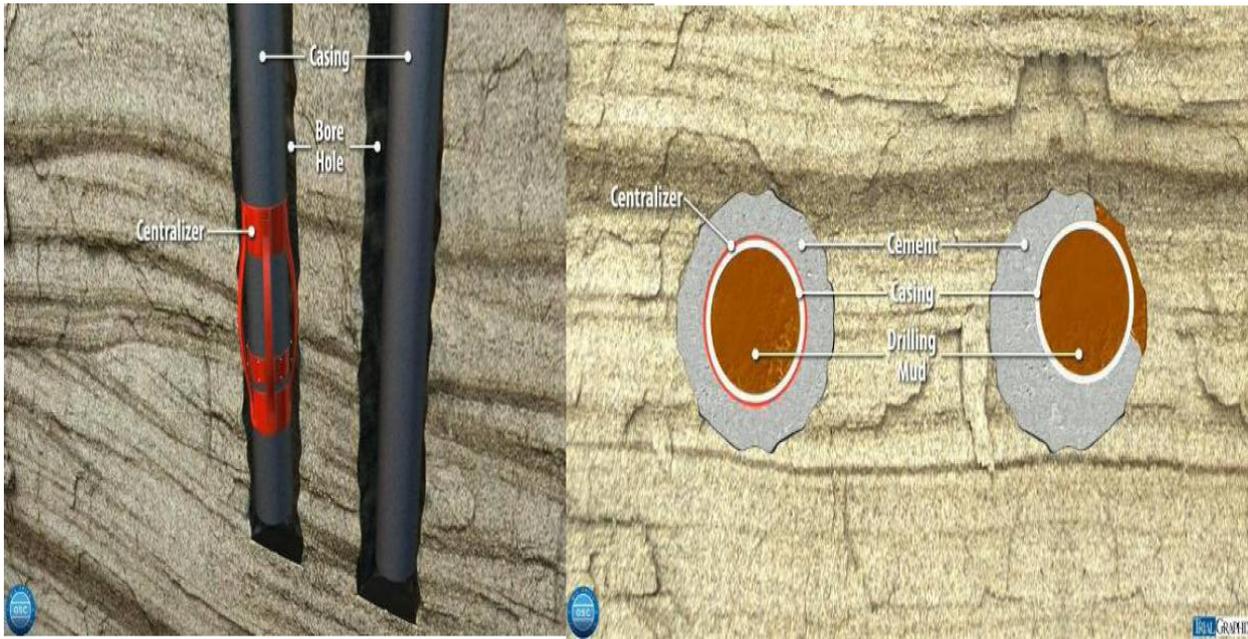


Fig. 2.12 Centralizer

(Source : The University of Berkeley, Final report on the investigation of the Macondo well blowout)

성공적 이었다고 판단한다. 그리고 시추 최종작업인 해수를 Casing에 주입하여 Spacer를 Kill line으로 드레인하는 작업을 실시하는 중 유정내부의 압력불균형으로 인해 사고가 발생하였다. 이후 조사팀이 발견한 사실은 Annular compression에 의한 압력상승이 200psi까지는 되지 않는다고 결론 내렸다.

BP 조사팀의 최종 결론은(2011) Negative-pressure test가 성공적 이었다고 본선 선원들이 판단실수를 했고, Negative-pressure test 관련한 표준 절차서가 마련되어 있지 않아 선원들이 테스트 성공 여부를 판단할 수 있는 기준이 없음을 발견하였다.

### 2.3.3 유정제어 미실시

BP 최종 보고서는(2011) Negative-pressure test가 성공했다고 판단한 뒤 유정압력이 급상승했음에도 불구하고, Choke & Kill line 사용 및 IBOP(Inner BOP) 폐쇄 및 LMRP의 Annular ram 폐쇄 등의 유정 제어 활동을 전혀 하지 않았고, Influx가 Drill floor까지 도달하고 나서야 이상이 있음을 판단하고 Diverter를 MGS로 방향을 바꾸었다. MGS는

12) Negative-pressure test시 LMRP(Lower marine riser package)의 Annular ram을 닫는데, 이 영향 때문에 압력이 상승했다고 판단하였다.



**Fig. 2.13** Showing a starboard jet flame

(Source : BP, Deepwater Horizon accident investigation report)

소량의 머드 속에 있는 가스/탄화수소를 분리하는 장치이지만 대량의 탄화수소를 분리할 수는 없었다. Fig. 2.13에서와 같이 MGS Relief valve로 폭발할 때 탄화수소가 유입되었음을 확인하였다. Diverter방향을 Emergency chute를 통해 선외 배출을 해야 했음에도 불구하고 이와 같은 활동을 하지 않아 사고가 확산되었다.

### 2.3.4 탄화수소/가스의 기관실 유입

유정제어 미실시 하여, MGS에서 Overflow된 탄화수소는 Drill floor부터 시작하여 본선의 전 구역에 확산되었다. 본선에는 가연성 가스 탐지기(Combustible gas detector)가 27개가 설치되어 있었지만, 그중 가시가청의 작동되었던 탐지기는 13개뿐이었다. 본선에 설치된 C&E(Cause and Effect) 및 F&G(Fire and Gas)시스템은 가연성 가스 탐지기가 작동하여도 Fire damper가 자동으로 폐쇄되는 시스템은 아니다. 그리고 탄화수소가스가 기관실 흡기로 유입되고 No. 3 & 6번 발전기가 가동 중이었지만, 모두 Overspeed trip되었고, 그 후 Blackout 상태가 되었다. Blackout 후 약 5초 후 첫 번째

폭발이 이루어졌고, 그 후 약 10초 후 2번째 폭발이 발생하였다.

본선은 자력 추진은 불가능한 선박이지만, DP3 선박으로 발전기 흡기 Damper 제어를 할 수 있었다면, 안전한 곳으로 이동이 가능한 선박이었지만 이런 활동을 전혀 할 수 없었다.

### 2.3.5 BOP정비 불량

사고 전 Transocean에서 실시한 내부감사 및 BOP 인양 후 BP 보고서는(2011) 아래와 같은 문제점을 지적하였다.

● **Maintenance** : 2009년 9월 실시한 BP 내부감사에서 BOP유지 보수 관리일지가 명확하게 기술되지 않음을 지적하였다. 그리고 사고 후 BOP인양 후 점검결과 Yellow pod와 Blue pod 모두 중요부품을 Non-OEM part를 사용한 것이 발견하였다.

● **Leaks** : BOP유압시스템에서 총 6곳의 누설을 발견하였고, 이들 누설부위가 BSR 및 유정폐쇄의 어떤 부분에 영향을 줄 수 있는지는 발견하지 못하였다.

● **Testing** : Macondo well에서 BOP를 Wellhead안착 전, AMF 및 ROV Intervention 시스템을 점검하지 않았다. 그리고 사고당시의 표준규격에 따르면 고압 BSR 테스트는 정기적인 점검에 포함되지 않았다.

또한, 사고 후 조사팀은 지난 8년간의 검사결과를 검토한 결과 AMF 및 ROV에 대한 점검이 전혀 이루어지지 않았음을 발견하였다.

● **Modification** : 1999년 신조이후, BOP 유압시스템에 두 번의 개조작업이 이루어졌으나, 이 개조 작업들이 BOP유압 시스템에 어떤 영향을 미치는지 평가 및 조사가 미흡하였다. 개조작업 중 첫 번째는 Lower annular preventer를 10,000 psi에서 5,000 psi로 변경하였으며, 두 번째는 Lower VBR을 Test VBR로 개조를 하여 기존에 유정봉쇄에 사용되는 Ram이 3개에서 2개로 감소하였다.

● **Diagnostics** : Deepwater Horizon의 BOP 진단 절차서는 제어시스템의 중요 부품 부분이 누락되어 있었고, 본선의 절차서는 제어 시스템 결함을 발견하기에는 충분하지 않았다.

## 2.4 Deepwater Horizon 사고이후 개정사항

Deepwater Horizon 사고 이후 API 및 선급 규정에 대대적인 개정이 이루어 졌으며 압력테스트, BOP 점검 및 Risk-based 접근 방식에 대해 많은 신규 규정이 적용되었다. 현장에서 적용된 기계적 주요 변경 사항은 아래와 같다.

### 2.4.1 Dual blind shear ram

최근의 시추선들은 Fig. 2.14 의 화살표 같이 BSR을 Upper BSR & Lower BSR 이중으로 설치하여 BSR 1개가 유정을 봉쇄 실패할 경우 다른 하나가 이 역할을 이중으로 할 수 있게 하였다. 이중으로 설치한 다른 이유는 유정 제어 실패할 경우 시추파이프를 절단하고 이동해야 하는데 Drill pipe tool box(시추파이프 연결 부분)가 BSR 부근에 설치되어 있을시 시추파이프 절단이 쉽지 않은 단점을 보완할 수 있다.

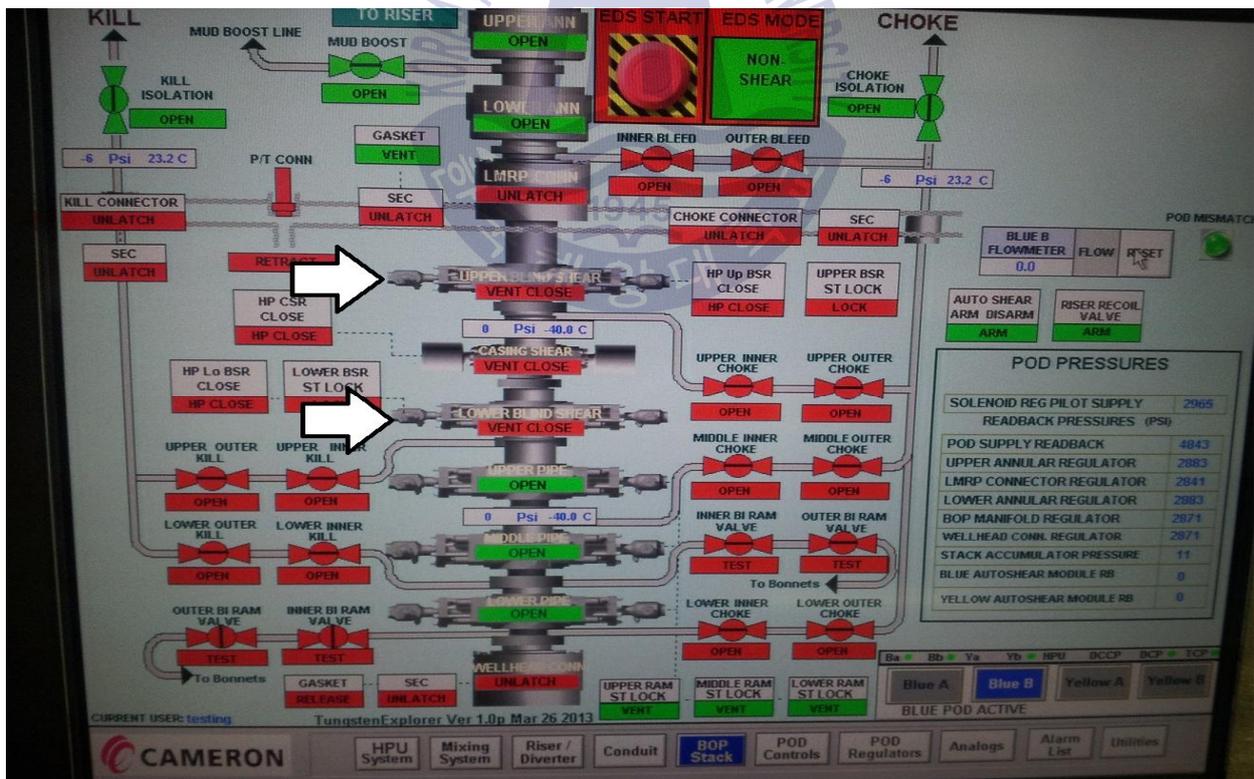


Fig. 2.14 Dual blind shear ram

(Source : Tungsten Explore-Vantage Drilling(DSME HN.3615) TCP)

## 2.4.2 Acoustic pod

Deepwater Horizon의 AMF는 유압시스템의 고장 또는 전원단절이 되었을 때 BSR 작동이 자동 시스템이었지만, 최근 시추선은 Acoustic pod를 설치하여 위급사항 발생할 경우 선원이 휴대용 Acoustic pod panel을 가지고 구명정을 타고 퇴선하면서 BSR을 작동할 수 있다.

Acoustic pod는 **Fig. 2.15** 의 그림과(NOV, 2012) 같이 구성되며 BOP Stack에 위치하고 Acoustic accumulator에 344bar(5,000psi)의 압력을 저장하고 있으며, 압력의 일부는 감압밸브를 통해 207bar(3,000psi) 감압하여 Arm을 작동시킨다. BOP Stack이 바다에 내려졌을 때는 자동으로 Arm이 작동하며 Battery-powered acoustic electronic unit을 통해 비상상황이 발생할 경우 최소의 BOP작동을 가능하게 한다.

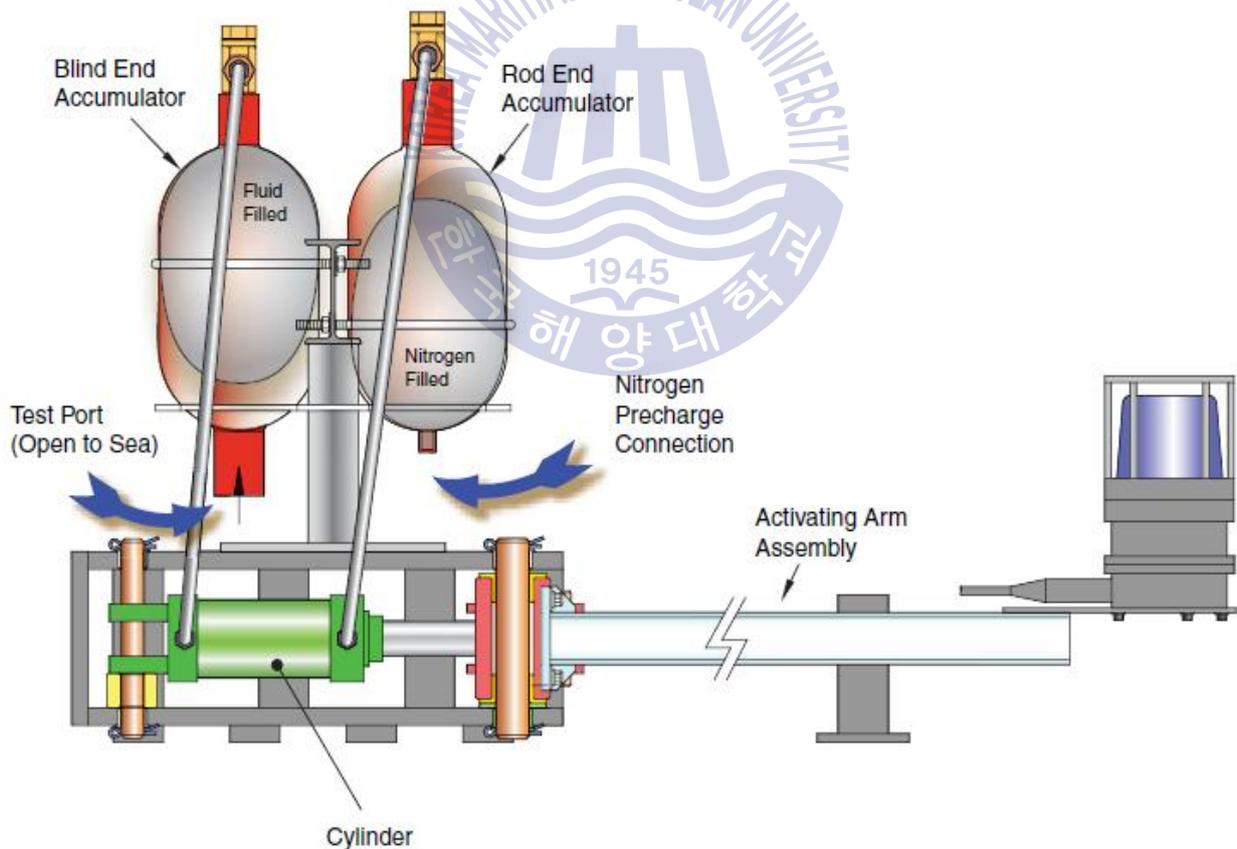


Fig. 2.15 Acoustic control pod: Self-Activating arm assembly  
(Source : NOV User's manual for Acoustic control pod)

### 2.4.3 BOP re-certification

사고 발생 후 API 및 선급 규정에 많은 개정이 있었고 그중 가장 큰 개정은 5년마다 BOP 증서를 재발행 하도록 한 것이다.

선급 중에서는 가장 발 빠르게 관련 규정을 개정 실시하였던 ABS(American Bureau of Shipping, 2012)규정을 살펴보면, Fig. 2.16와 같이 CDS(Classification of Drilling Systems) guide 4장 3.5.2 IRC and CoC 규정에 의해 5년마다 BOP 및 관련 장치의 증서를 재발행 한다.

또한, BOP 증서 재발행 외에도 Drilling equipment maintenance plans (DEMP) 및 Maintenance records를 선급 승인받은 뒤, 운항선은 연차/중간/정기 검사를 실시할 때 현장검사관의 서명을 받아야 한다.

Equipment	Components	Design Review & Approval Letter (7)	IRC (6)	MAC	Survey at Vendor (10)	CoC/ SR	Testing at Vendor (1, 3, 10)	Testing On-board	Testing Remarks
Blowout Preventer	Assembled BOP System and LMRP System					SR		a and b2	Commissioning test to verify proper integrity and functionality of assembled BOP and LMRP
Blowout Preventer	Assembled BOP System					SR		a and b2	Commissioning test to verify proper integrity and functionality of assembled BOP System
Blowout Preventer Equipment	Accumulators (Seamless) <sup>(9)</sup>	X		X	X	SR	b1	a and b2	
Blowout Preventer Equipment	Accumulators (Welded)	X		X	X	SR	b1	a and b2	
Blowout Preventer Equipment	Acoustic Control System (Accumulators, Transponder Receiver, Acoustic Control)	X		X	X	SR	a and b1	a and b2	"a" is the functional testing and failure modes validation, as required
Blowout Preventer Equipment	Autoshear System	X			X	SR	a	a	"a" is the functional testing and failure modes validation, as required
Blowout Preventer Equipment	BOP Stack Assembly	X	X	X	X	SR & CoC	a and b1	a and b2	"a and b2" – Onboard testing of assembled BOP stack. See Note 2
Blowout Preventer Equipment	BOP Stack Structural Frame	X		X	X	SR	e		"e" – See "Lifting Attachment" in this Table for test loads
Blowout Preventer Equipment	BOPs (Annular and Ram)	X	X	X	X	SR & CoC	a and b1	a and b2	Shear rams are to be tested to rated/specified shear capacity in accordance with 3/3.1.3.vii) Prototype testing in accordance with API Spec 16A See Note 2

Fig. 2.16 Approval codes for drilling systems and equipment

(Source : ABS CDS Guide Table 1)

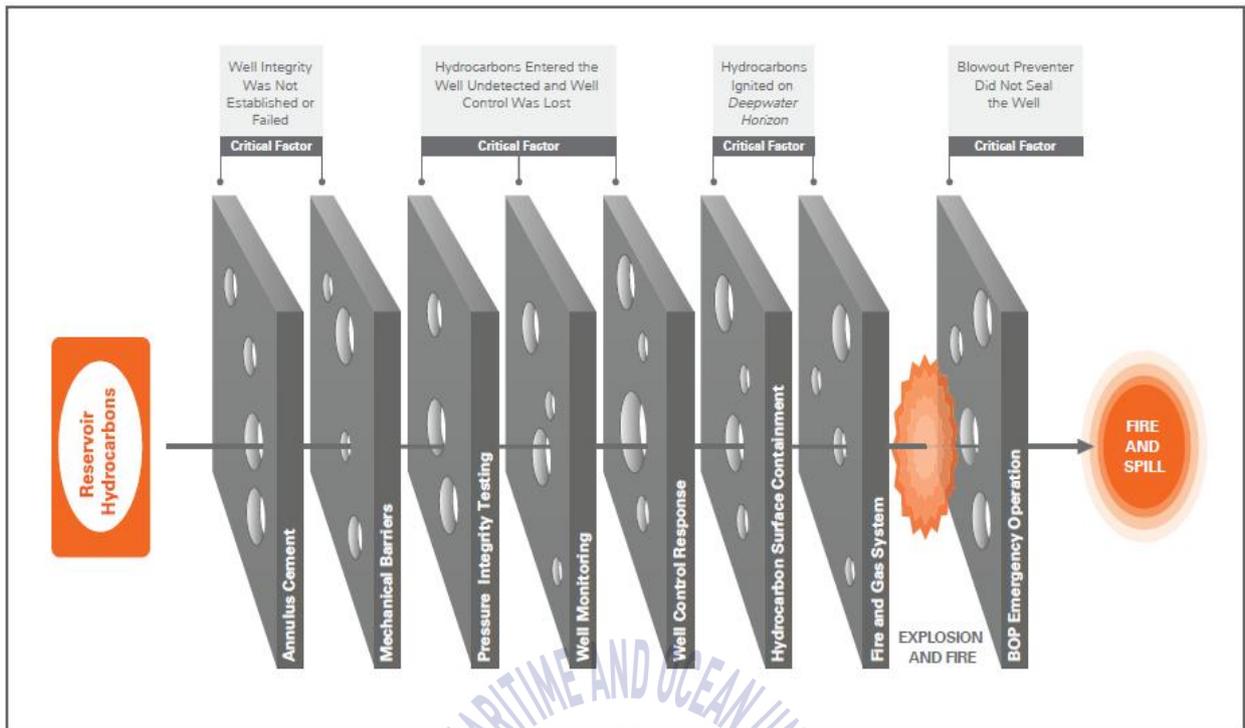


Fig. 2.17 BP' s analysis of defensive barrier penetration leading to the Macondo blowout

(Source : BP, Deepwater Horizon accident investigation report)

#### 2.4.4 BP조사팀 권고사항

사고 후 BP 최종 보고서는(2011) 사고 원인에 관해 8가지 Defensive barrier를 Fig. 2.17 과 같이 분석하고 사고 원인에 관한 예방조치를 발표하였다. 예방조치의 주요 사항은 절차서 수정 및 관리 방법에 관한 내용으로 대략적인 것은 아래와 같다. 특히, Negative-pressure test시 최소한 아래의 사항을 포함하도록 규정하고 있다.

- 테스트 목적
- BOP에 요구되는 최소 ram 타입, 수량 및 용량
- BOP에 요구되는 최소 비상유정 제어작동 시스템.
- 고압/고온 시 Foam cement의 설계 및 테스트 방법 상세기술.

## 2.5 인적 요인에 관한 고찰

지금까지 설명한 Deepwater Horizon 사고의 경우, Kick 및 Blowout 발생에 관한 인적 요인으로는 Centralizer 수량 부족 및 Negative-pressure test 결과해석 오류, Foam slurry cement의 질소 함유량에 대한 이견, BOP 정비 불량 등의 문제점이 발견되었다.

사고 이후 Human Reliability Associates에서 실시한 감사 결과서(HRA, 2011) 따르면 인적요인에 관련된 아래의 6가지 질문사항에 대한 정확한 해답을 요구하였으나 적절한 해답을 듣지 못했다.

- 왜 관련 절차서 사용하지 않았는가?
- 유정제어에 대한 판단이 유효하였는가?
- Slurry design은 안전관리 시스템에 누락되었는가? HAZOP 실시하지 않았는가?
- Centralizer 수량변경 이유? 변경할 때 Halliburton과 BP사이에 협의가 있었는가?
- 선원들은 왜 MGS만 사용하고 Em'cy chute를 사용하지 않았는가?
- 비상제어 훈련이 효율적으로 이루어 졌는가?

Deepwater Horizon 사고 이후 API (American Petroleum Institute), NORSOK (Standards Norway) 등 많은 국제기구들이 2.4장에서 서술한 기계적 요소에 관해 많은 개정이 이루어졌지만, 상기 6가지 질문에 관한 인적요소의 개정에 대해서는 소극적이었으며, 특히 Blowout 사고 방지를 위한 BOP 관련 규정에 관해 많은 개정이 있었지만 Kick 발생에 관한 개정은 많이 이루어지지 않았다.

지금까지 살펴본 바와 같이 Kick 및 Blowout은 드릴유닛에서 가장 중요한 요소이며, 이를 방지 및 제어하기 위해 수많은 기기들이 설치 및 작동된다. 3장에서는 Kick 과 Blowout mechanism을 설명하고 이를 방지하기 위한 주요기기들을 서술하였다.

## 제 3 장 Kick & Blowout Mechanism

### 3.1 개요

시추시 발생하는 고압의 가스와 오일을 Kick이라고 부른다. 따라서 Kick이 발생하기 전에 미리 예측하거나 발생한 Kick을 빨리 감지하여 유정 제어 절차에 따라 신속히 제어하여 Kick 발생으로 인한 재앙이 발생하지 않도록 해야 한다. 그리고 시추 과정에서 유정을 통해 가스와 탄화수소가 역류하는 현상이 발생하여 폭발로 이어지는 것을 유정 폭발(Blowout) 이라고 한다. 13)

Kick이 감지되면 일차적으로 시추 머드가 첫 번째 방어선 작용을 한다. 시추 머드로 방어가 되지 않을 경우 이차적으로 LMRP의 Annular ram을 작동하여 유정을 안전하게 폐쇄한 후 **Fig. 3.1**의 Choke & Kill manifold를 통해 본격적인 유정제어를 시작한다. BOP 내에 갇힌 가스를 머금고 있는 시추 머드는 Choke line을 통하여 드릴 유닛 상부로 이송된다. 그리고 Mud & gas separator(MGS)에 이송되어 Baffle plate와 부딪히면서 가스와 머드가 분리되고, 분리된 가스는 시추탑 최상부로 보내져 대기로 방출된다.



**Fig. 3.1** Choke & Kill manifold

(Source : SHI, HN.7076 Ocean rig drillship)

13) ABS, 2012, *Drillship Training course(CDS)*, American Bureau of Shipping.

## 3.2 Kick

Kick이 발생하는 원인은 주로 아래와 같이 요약할 수 있다.<sup>14)</sup>

● Trip-out시 시추동(Drill string)을 빼낼 때 피스톤 효과에 의해 Kick이 발생할 가능성이 높다. Casing과 암벽사이에 Cement가 견고하게 접착되지 않은 상태에서 Kick이 발생하면 Casing이 통째로 뽑혀 나가는 지하 유정 폭발이 발생한다.

● Well 내부에 Open formation이 있을 경우. 머드 순환이 되지 않음.

● 머드 밀도가 Formation과 비교하여 불충분할 때.

Kick이 발생하기 전 발견되는 징후는 아래와 같이 요약할 수 있다.

● 일정한 유량의 머드를 고압 머드 펌프에서 토출하여 시추를 수행함에도 불구하고 회수되는 머드의 유량이 증가하여 Active mud tank체적이 증가할 때 또는 Tank의 체적이 현저히 감소할 때.

● 시추 파이프와 Casing, Riser사이의 머드가 가스 유입되어 밀도가 낮아질 때

● HP머드 펌프의 토출압력이 비정상적으로 높아지는 경우

● 고압 머드 펌프의 작동이 중지되었는데도 불구하고 머드가 계속 유입되는 경우

● Hook load가 증가할 때(가스 유입으로 부력이 약해졌음을 의미함).

● ROP(Rate of penetration-시추 굴진속도)가 증가할 때(가스가 암편과 머드의 이송 속도를 높여 ROP가 증가함)

## 3.3 Blowout preventer

BOP 구조는 신뢰성 분석 논문(Elisabeth Draegebo, 2014) 의하면 **Fig. 3.2**와 같이 크게 BOP stack과 LMRP(Lower marine riser package)로 구성되어 있다. 비상시 BOP Stack의 Blind shear ram(BSR)을 작동 후, LMRP Connector를 open하여 LMRP를 BOP Stack으로부터 분리한 뒤 안전한 곳으로 이동하도록 설계되어 있다.

14) 출처 : 김성원, 심해 드릴쉽의 이해(2015) PP.180~183

### 3.3.1 LMRP 구성

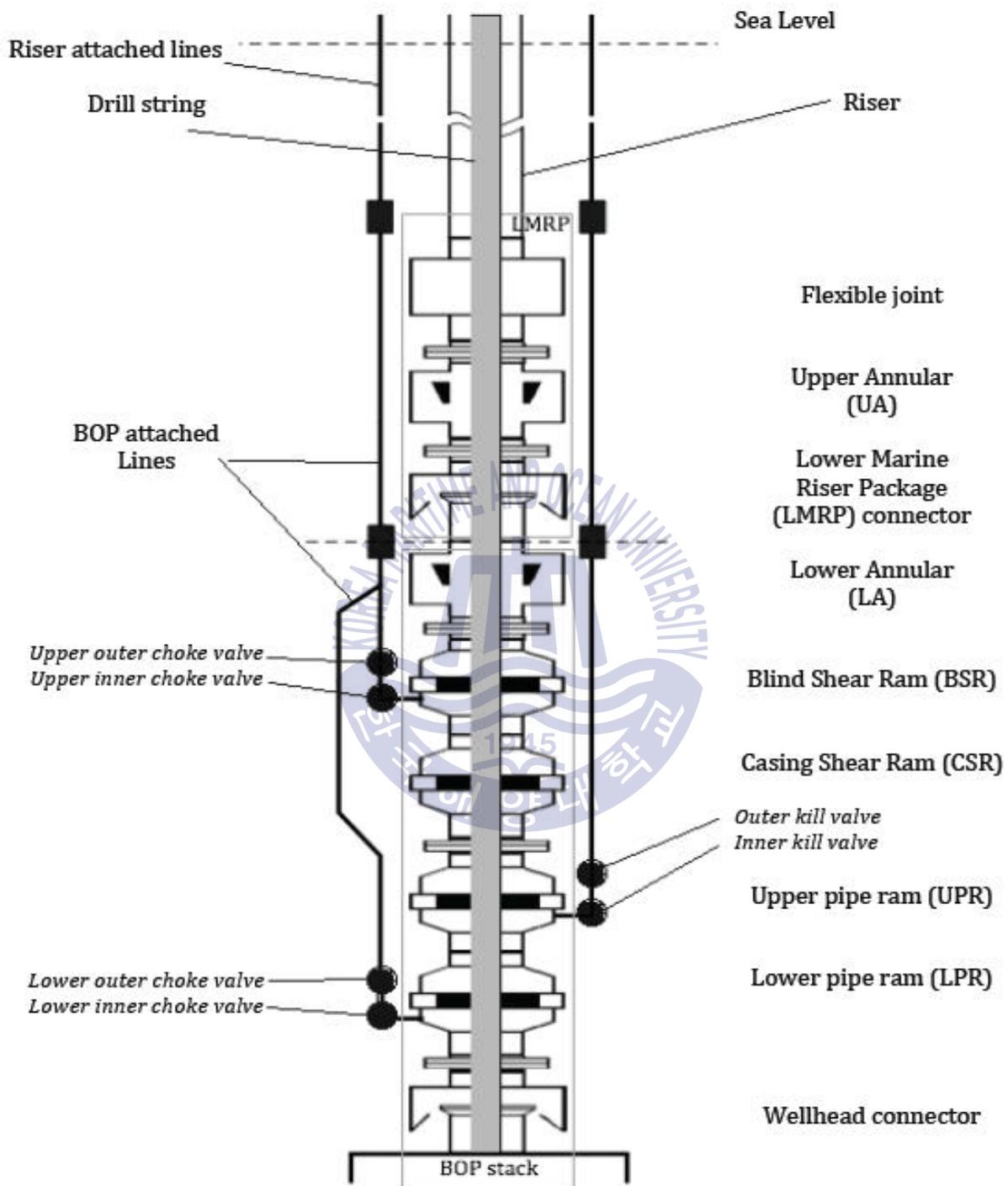


Fig. 3.2 Typical configuration of a subsea BOP

(Source : Elisabeth Draegebo, Reliability analysis of blowout preventer systems)



**Fig. 3.3** Blind shear ram  
(Source : ABS, CDS Training course)

LMRP는 Riser system과 BOP stack 사이의 중간 역할을 수행하며, 시추 중 기상악화 또는 비상 상황시 **Fig. 3.2**의 점선부분에서 BOP stack과 Marine riser를 분리하여 안전한 곳으로 이동 할 수 있게 하는 역할을 한다. LMRP는 아래와 같이 크게 3부분으로 구성된다.

- Flexible Joint : 시추선의 수평적 움직임을 상쇄하는 역할을 하며, 본선과 BOP의 수평 편차 10도까지 보정할 수 있다.
- Annular Preventer : 고무재질의 Ram이며 Wellbore를 폐쇄하거나 봉인하는 역할을 할 수 있다.
- LMRP Connector : LMRP를 BOP Stack으로부터 분리하는 역할을 한다.

### 3.3.2 BOP Stack 구성

BOP Stack은 **Fig. 3.2**와 같이 몇 개의 Ram과 Wellhead connector, Choke&Kill 등으로 구성된다. 추가로 Top drive 내부에 IBOP(Internal BOP)가 설치되어 있다.

#### 1. Blind Shear Ram(BSR)

BSR은 BOP stack에서 가장 중요한 Ram으로써 **Fig. 3.3**과 같이 시추동을 절단하고 유정을 폐쇄하는 역할을 한다. BSR은 비상상황에서 가장 마지막에 사용되는 Ram으로써 작동 후 LMRP 와 Marine riser를 BOP Stack에서 분리하여 본선을 안전한 곳으로 이동해야 한다.



**Fig. 3.4** Variable bore ram  
(Source : ABS, CDS Training course)

### 2. Variable Bore Ram(VBR)

**Fig. 3.4**와 같이 시추파이프 외측에서 Wellbore를 폐쇄하는 역할을 하며, 각각 다른 사이즈의 시추파이프에 사용가능하다.

### 3. IBOP(Internal BOP)

**Fig. 3.5**와 같이 시추파이프를 작동 및 회전시키는 Top drive내부에 IBOP가 설치되어 시추파이프 내부에서 탄화수소/가스가 역류하는 것을 방지 역할을 한다.



**Fig. 3.5** IBOP  
(Source : ABS, CDS Training course)

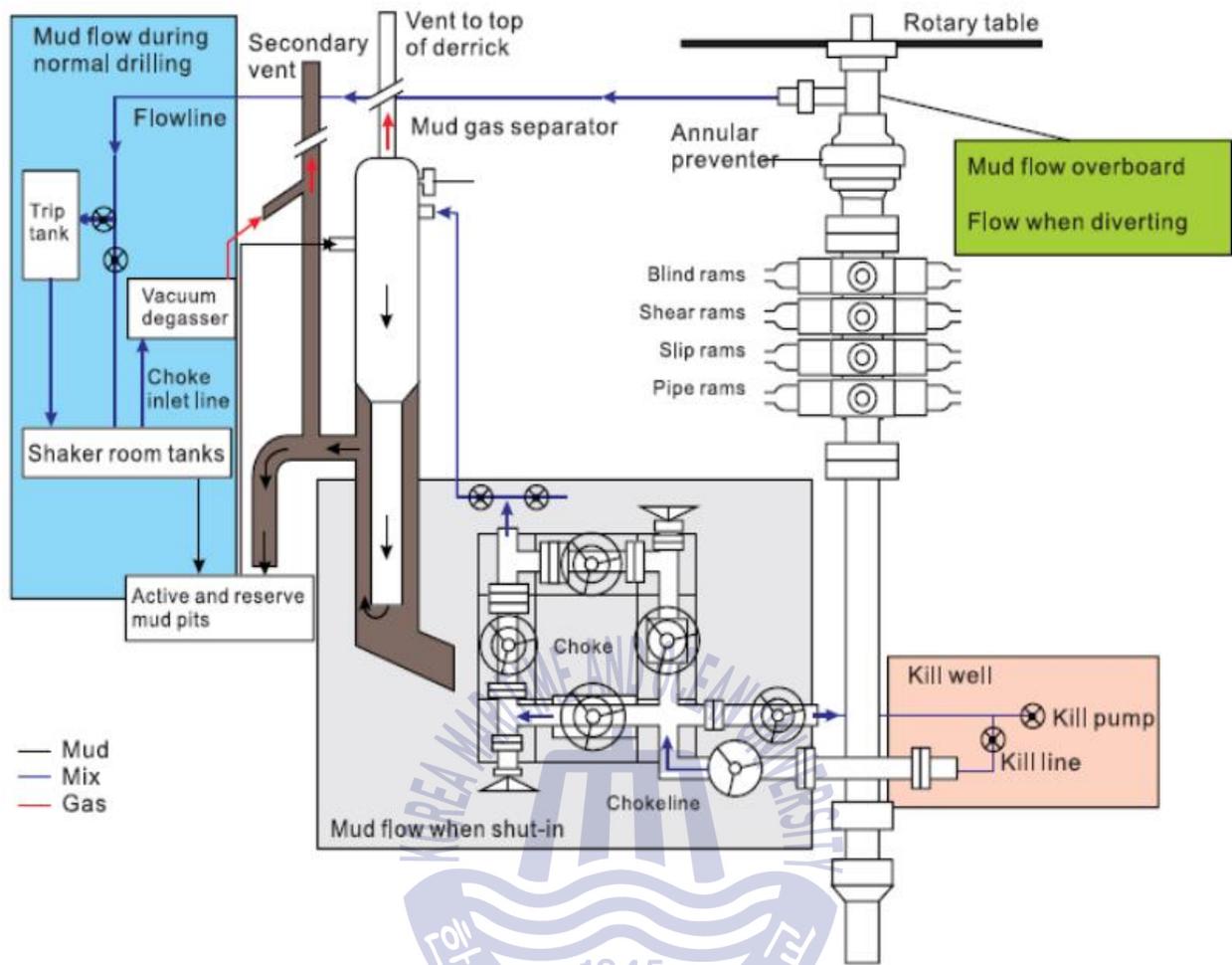


Fig. 3.6 Choke & Kill line flow Scheme  
(Source : ABS, CDS Training course)

#### 4. Choke and Kill

Fig. 3.6과 같이 Kick 발생시 Kill line을 통해 고압의 머드 압력을 공급하여 Kick이 역류하는 것을 막아주고 고압의 Kill line이 계속적으로 유정 내에 있으면 다음 시추 작업을 진행할 수 없으므로 Choke line을 통해 가스/기름이 포함된 머드를 Mud gas separator로 보내 머드 및 가스를 분리하는 역할을 한다.

#### 5. Wellhead Connector

유압으로 작동되는 Wellhead connector는 BOP 하부와 Wellhead housing사이를 연결하는 역할을 한다.

### 3.4 인적요인의 영향

3장의 1 ~ 3절에서 서술한 바와 같이 Kick & Blowout 방지를 위해 여러 가지 장치가 설치 및 작동되고 있음에도 불구하고 시추 사고는 오히려 증가하고 있다. 사고의 증가는 장비 문제 보다는 인적요인이 더 큰 영향을 주는 것으로 판단되며 시추 관련 사고를 줄이기 위해서는 인적요인이 Kick 제어 및 Blowout 사고 재발 방지를 위해 중요하다.

4장에서는 심해 시추선 사고 관련한 Kick, Blowout 및 인적요인의 상관관계를 분석하고자 하며 결과를 토대로 향후 인적요인으로 인한 사고 재발 방지를 위한 관련 규정 개정의 방향에 관해 알아보하고자 한다.

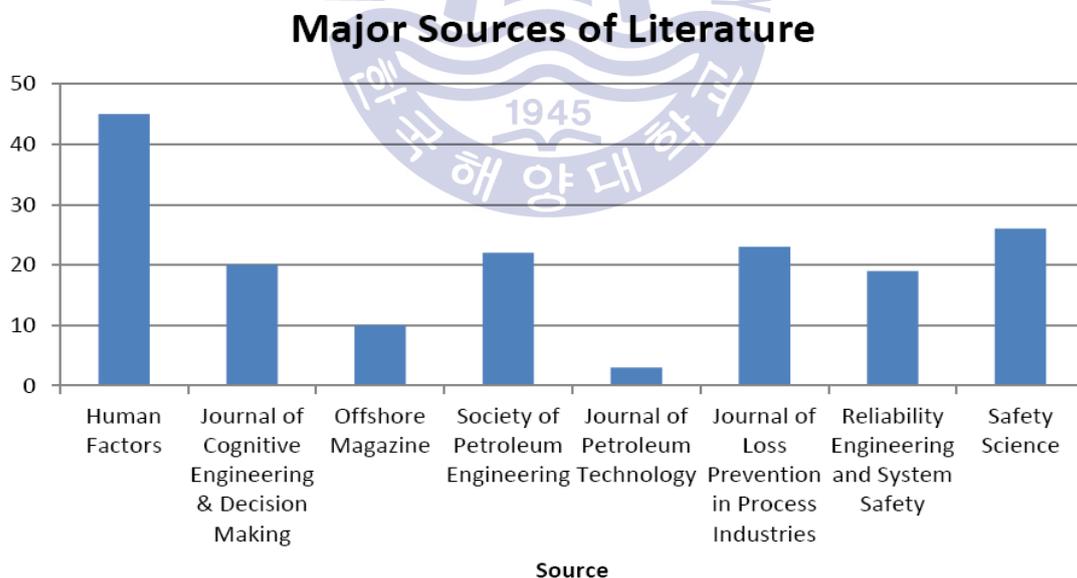


## 제 4 장 Kick, Blowout과 인적요인 상관관계

### 4.1 논문의 사고 사례 인용

2장에서 서술한 바와 같이 Deepwater Horizon의 사고 요소 8가지 중 5가지가 인적요소와 관련 있다는 것을 확인하였다. 단순히 계산을 하면 인적요소가 차지하는 비중이 약 63%(5/8 x 100)를 차지한다. Dr. Mark F. St John의 연구에(2015) 의하면 **Fig. 4.1**에서와 같이 심해 시추선의 Kick & Blowout 사고 중 45%가 인적요소와 관련이 있는 것으로 나타났다. Deepwater Horizon의 경우 45%를 훨씬 능가하는 63% 임을 감안하면 인적요소가 얼마나 많은 영향을 주었는지 예상할 수 있다.

John 박사의 논문은 1981년~2015년까지 60건의 사고 리스트를 이용하여 **Fig. 4.2**와 같이 사고 분석을 각 기기별 또는 구체적인 인적요소로 분류한 다음 해당 사고에 인적요소가 작용했는지를 결정하여 147개의 Human factor barrier를 구분한 뒤 인적요소가 45%라는 결론을 지었다.



**Fig. 4.1** The most frequent sources of articles were these eight journal and magazines

(Source : A Human factors decision aid integrating deepwater drilling tasks, incidents and literature review(2015))

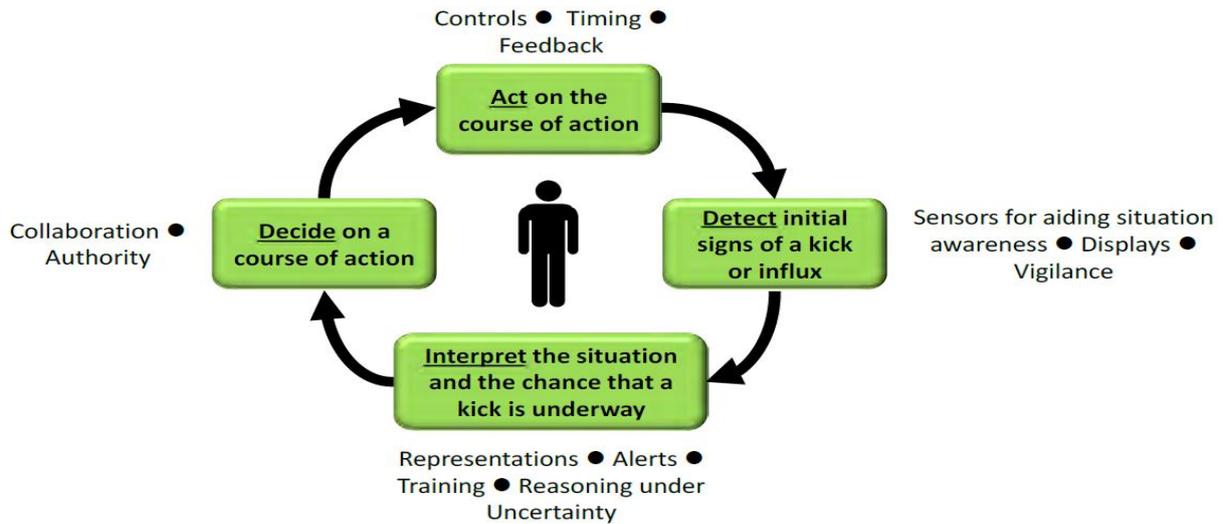
Id	BowtieName	TC	EF	EFComp	EFsubcomp	EFsubcompelement	UserRole	Barrier
1	RHS	Detect kick	Equipment	Suitable	PVT and pressure sensor displays are available	NULL	Driller	PVT and pressure sensor displays are implemented for the driller
2	RHS	Detect kick	Equipment	Suitable	PVT and pressure sensor displays are available	NULL	Mud Logger	PVT and pressure sensor displays are implemented for the mud logger
3	RHS	Detect kick	Equipment	Suitable	PVT and pressure sensor displays are available	NULL	Company Man	PVT and pressure sensor displays are implemented for the company man
4	RHS	Detect kick	Equipment	Suitable	PVT and pressure sensor displays are available	NULL	On-Shore Center	PVT and pressure sensor displays are implemented for the on shore center
5	RHS	Detect kick	Equipment	Suitable	PVT and pressure sensor displays are available	NULL	Any Frontline Team Member	PVT and pressure sensor displays are implemented for any frontline team mem... <a href="#">more</a>
6	RHS	Detect kick	Equipment	Suitable	Cameras and displays of the separator and pits	NULL	Driller	Cameras or other views of the separator and pits are implemented for the dr... <a href="#">more</a>
7	RHS	Detect kick	Equipment	Suitable	Cameras and displays of the separator and pits	NULL	Mud Logger	Cameras or other views of the separator and pits are implemented for the mu... <a href="#">more</a>
8	RHS	Detect kick	Equipment	Suitable	Cameras and displays of the separator and pits	NULL	Company Man	Cameras or other views of the separator and pits are implemented for the co... <a href="#">more</a>
9	RHS	Detect kick	Equipment	Suitable	Cameras and displays of the separator and pits	NULL	On-Shore Center	Cameras or other views of the separator and pits are implemented for the on... <a href="#">more</a>
10	RHS	Detect kick	Equipment	Suitable	Cameras and displays of the separator and pits	NULL	Any Frontline Team Member	Cameras or other views of the separator and pits are implemented for any fr... <a href="#">more</a>
11	RHS	Detect kick	Equipment	Suitable	Information technology for distributed decision making	NULL	Driller	Effective information technology remote discussion is implemented for the d... <a href="#">more</a>
12	RHS	Detect kick	Equipment	Suitable	Information technology for distributed decision making	NULL	Mud Logger	Effective information technology remote discussion is implemented for the m... <a href="#">more</a>
13	RHS	Detect kick	Equipment	Suitable	Information technology for distributed decision making	NULL	Company Man	Effective information technology remote discussion is implemented for the c... <a href="#">more</a>
14	RHS	Detect kick	Equipment	Suitable	Information technology for distributed decision making	NULL	On-Shore Center	Effective information technology remote discussion is implemented for the o... <a href="#">more</a>

Fig. 4.2 A Snapshot of the Trident database showing six references mapped onto the Human factors barrier

(Source : A Human factors decision aid integrating deepwater drilling tasks, incidents and literature review(2015))

또한, 상기 논문은 Fig. 4.3 에서와 같이 Decision-shaping factors에 관해 Detection / Interpretation / Deciding / Acting 구분하였고 기타 Performance shaping factors에 관해 Training / Maintenance / Supervision 등으로 구분한 뒤 147개의 Human factor barrier 중 Kick 감지에 관한 Human factor barrier를 40개로 분류하였다.

Deepwater Horizon 사고의 경우 Kick detection 실패 및 Interpretation (Negative-pressure test 결과 해석 오류), Deciding(결과해석 오류에도 불구하고 시추작업 진행), Acting(탄화수소 역류시 MGS를 사용한 점) 모든 부분에서 Decision-shaping factor에 해당되며, 기타 shaping factor에서 Training



**Fig. 4.3** Human factors barriers in the decision cycle for kick detection  
 (Source : A Human factors decision aid integrating deepwater drilling tasks, incidents and literature review(2015))

(비상 상황시 적절한 훈련 미흡) 및 Maintenance(BOP 정비 불량 및 화재감지기 작동불가), Supervision(부족한 Centralizer 수량에 대한 감독 및 소통 미흡) 등에 해당된다.

본 논문에서는 John 박사의 연구결과를 참조하여 인적요소가 결정된 사고 리스트를 분석하였다. 60건의 사고 중 Kick과 Blowout중 어느 쪽이 인적요소의 비중이 높은지를 판단하여, 향후 API 및 NORSOK 등의 국제표준의 방향에 대해서 제안하였다.

## 4.2 자료 준비 및 대립가설 결론

본 장에서는 통계분석 프로그램 SPSS 24를 이용하여 부록A 의 60건의 사고리스트에 관해 사고발생, Kick, Human factor 및 Blowout의 상관관계를 Fig. 4.4과 같이 Coding후 연도별로 분석하였다.

분석에 사용되는 귀무가설(Null hypothesis)은 “Blowout과 인적요인은 상관관계가 있다” 이며 대립가설(Alternative hypothesis)은 “상관관계가 없다” 로 규정하였다.

\*Blowout accidents.sav [데이터세트1] - IBM SPSS Statistics Data Editor

	Name	Date	Location	WaterDepth	Kick Occurred	Human Error	Operator	DrillContract	Blow out
1	Byford Dolphin	18-Jun-81	North Sea	1165	Yes	No	Saga Petroleum A/S	Dolphin Services A/S	No
2	Eugene Island Block 10 - 1983	20-Oct-83	GOM	<500	Yes	No	Transco Exploration Co.	Penrod Drilling Co.	Yes
3	Blowout of Gas and Condensate at Shell Et Al Uniacke G-72	22-Feb-84	Nova Scotia	518	No	No	Shell Canada Resources / Petro-Canada	Sverre Ditlev-Simonsen Drilling	Yes
4	Green Canyon Block 69 [Kick 1]	14-Sep-84	GOM	1465	Yes	Yes	Conoco, Inc.	Zapata Offshore	No
5	Green Canyon Block 69 [Kick 2]	14-Sep-84	GOM	1465	Yes	Yes	Conoco, Inc.	Zapata Offshore	No
6	Loss of Well Control at Mobil Et Al West Venture N-91	20-Sep-84	Nova Scotia	125	Yes	Yes	Mobil Oil Canada, Ltd.	Zapata Offshore	No
7	Well No. 24, South Pass Block 60 - 1992	26-Dec-92	GOM	<500	Yes	No	ARCO	Noble Drilling Inc.	Yes
8	Well B-2, South Marsh Island Block 90 - 1994	15-Mar-94	GOM	<500	No	No	Exxon Corp.	Noble Drilling Inc.	No
9	Platform A, Eugene Island Block 380 - 1996	24-Jan-96	GOM	338	Yes	No	Oryx Energy Co.	Nabors Offshore	Yes
10	East Cameron Block 328 - 1997	01-Apr-97	GOM	243	Yes	Yes	American Exploration Co.	Pride Offshore Drilling	Yes
11	Vastar Resources	30-Apr-98	GOM	659	Yes	Yes	Vastar Resources, Inc.	Nabors Offshore	No
12	Newfield Exploration Co.	09-Sep-99	GOM	463	No	No	Newfield Exploration Co.	OSCA (coiled tubing operator)	Yes
13	Murphy Exploration & Production Company (Inc 1)	28-Feb-00	GOM	2223	No	Yes	Murphy Exploration & Production Co.	Diamond Offshore Drilling, Inc.	No
14	Venoco (Inc 1)	19-Nov-00	PAC	739	Yes	Yes	Venoco, Inc.	Kenai Drilling	No
15	Forest Oil Corp.	01-Mar-01	GOM	191	Yes	Yes	Forest Oil Corp.	Enesco International	Yes
16	Exxon Mobil	24-Mar-01	PAC	1075	Yes	No	Exxon Mobil Corp.	Heritage	No
17	Tri-Union Development Corp	06-Jul-01	GOM	169	Yes	No	Tri-Union Development Corp.	Nabors Offshore	No
18	Helis Co.	13-Jul-01	GOM	91	Yes	Yes	William G. Helis, Co.	Pride Offshore Drilling	Yes
19	Argo, LLC	24-Oct-01	GOM	1488	Yes	No	Argo, LLC	Nabors Offshore	No
20	BP Amoco	21-Nov-01	GOM	1290	Yes	No	BP Amoco	Helmerich & Payne	No
21	BP Exploration & Oil, Inc - 2	08-Aug-02	GOM	225	Yes	No	BP Exploration & Production, Inc.	Diamond Offshore Drilling, Inc.	Yes
22	BP Exploration & Production, Inc - 3	14-Nov-02	GOM	210	Yes	Yes	BP Exploration & Production, Inc.	Diamond Offshore Drilling, Inc.	No
23	Anadarko E&P Co.	08-Mar-03	GOM	30	Yes	No	Anadarko Petroleum Corp.	Pride Offshore Drilling	Yes
24	Chevron E&P, Inc - 2	22-Apr-03	GOM	150	Yes	No	Chevron Exploration & Production, Inc.	Pride Offshore Drilling	No
25	Energy Partners, Ltd	09-Feb-04	GOM	23	Yes	Yes	Energy Partners, Ltd	Enesco Offshore Drilling, Inc.	Yes
26	Jim Cunningham	20-Aug-04	Mediterranean	3650	Yes	Yes	Rashpetco (British Gas)	Transocean	Yes
27	Amerada Hess Corp.	21-Oct-04	GOM	3855	Yes	No	Amerada Hess Corp.	Noble Drilling Inc.	No
28	Venoco (Inc 2)	18-Nov-04	PAC	739	Yes	Yes	Venoco, Inc.	Elco (wellhead service compa...	Yes
29	Hunt Oil_08Mar05	08-Mar-05	GOM	159	No	No	Hunt Oil Co.	Diamond Offshore Drilling, Inc.	Yes
30	ChevronTexaco Loss of Well Control	16-May-05	GOM	1987	Yes	Yes	ChevronTexaco Corp.	Noble Drilling Inc.	No
31	W&T Offshore, Inc - 2	28-May-05	GOM	108	Yes	No	W&T Offshore, Inc	Pride Offshore Drilling	Yes
32	W&T Offshore, Inc - 3	30-Nov-05	GOM	230	Yes	No	W&T Offshore, Inc	Global Santa Fe, Inc.	Yes

\*Blowout accidents.sav [데이터세트1] - IBM SPSS Statistics Data Editor

	이름	유형	너비	소수점자리	레이블	값	결측값	열	맞춤	속도	역할
1	Name	문자	69	0		없음	없음	40	원쪽	명목	입력
2	Date	날짜	10	0		없음	없음	10	오른쪽	척도	입력
3	Location	문자	13	0	{1, GOM}...	없음	없음	11	왼쪽	명목	입력
4	WaterDepth	문자	26	0		없음	없음	10	원쪽	명목	입력
5	KickOccured	숫자	3	0	{1, Yes}...	없음	없음	5	오른쪽	명목	입력
6	HumanError	숫자	3	0	{1, Yes}...	없음	없음	7	오른쪽	명목	입력
7	Operator	문자	42	0		없음	없음	27	원쪽	명목	입력
8	DrillContract	문자	31	0		없음	없음	20	원쪽	명목	입력
9	Blowout	숫자	3	0	{1, Yes}...	없음	없음	5	오른쪽	명목	입력
10											
11											
12											
13											
14											
15											
16											
17											
18											
19											
20											
21											
22											
23											
24											
25											
26											
27											
28											
29											
30											
31											
32											
33											
34											
35											
36											

Fig. 4.4 Snapshots for SPSS 24 coding

### 4.3 포아송 분포 및 요인분석 개요15)

#### 1. 포아송 분포

포아송 분포(Poisson distribution)는 단위 시간 안에 어떤 사건이 몇 번 발생할 것인지를 표현하는 이산 확률 분포이다. 예를 들면, 주어진 시간 내에 전화가 걸려오는 횟수, 어떤 지역에서의 1일 교통사고 사망자 수, 하루 동안 고장 나는 기계의 수 등이다. 정해진 시간 안에 어떤 사건이 일어날 횟수에 대한 기댓값을  $\lambda$ 라고 했을 때, 그 사건이  $n$ 회 일어날 확률은 다음과 같다.

$$f(n;\lambda) = \Pr(X = n) = \frac{\lambda^n 2.71828^{-\lambda}}{n!}$$

포아송 분포는 이항 분포의 특수한 형태로 볼 수 있다.

$$X \sim B(n, p)$$

이항분포를 따르는 위와 같은 확률변수  $X$ 에서,  $n$ 이 대단히 크고  $p$ 가 대단히 작을 경우, 이 확률변수  $X$ 는  $\lambda=np$ 인 푸아송 분포로 근사할 수 있다.  $\lambda$ 값에 따른 포아송 분포의 확률 질량 함수를 계산하여 만들어 놓은 표를 누적 포아송 분포표이며 여러 가지 확률을 편리하게 계산할 수 있다.

#### 2. 요인 분석 - KMO(Kaiser-Meyer-Olkin) 와 Bartlett

요인분석은 변수들 간의 상호 연관성을 분석해서 공통적으로 작용하고 있는 요인들을 추출하여 전체 자료를 대변할 수 있는 변수의 수를 줄이는 기법이다. 즉, 중복되는 변수들을 줄여서 보는 사람이 쉽게 파악할 수 있게 만드는 기법이다. 변수의 수를 줄이면 연구 모형이 간단해 질수 있다. 이런 요인분석을 확인하는 방법은 KMO 와 Bartlett 테스트가 주로 사용된다.

KMO테스트는 입력변수들 간의 상관계수제곱들과 편 상관계수 제곱들을 모두 더한 값 중에서 상관계수제곱의 합이 차지하는 비율값을 KMO라고 하고 이 값이 클수록 요인분석에 적합하다. KMO값의 분명한 기준은 없지만, 통상적으로 0.9이상일 때 아주

15) 출처 : 노경섭, SPSS & AMOS 21 제대로 알고 쓰는 논문 통계분석(2015)

좋음, 0.8이상일 때 좋음, 0.6~0.7 일 때 통상적으로 가능함, 0.5이상일 때 좋지 못함 이고 0.4이하는 적합하지 못하다고 판단한다.

Bartlett 테스트는 모집단으로부터 추출한 표본의 상관계수 행렬식 값을 계산하여 상관계수 행렬이 단위행렬인지 아닌지를 카이제곱분포를 이용하여 검증하는 방법이다. 즉, 상관계수 행렬이 대각행렬인가를 검정하는 것으로써, 상관계수가 대각행렬일 경우 변수 간의 상관관계가 없다는 것을 의미하며 P값이 0.05보다 작은 경우 대각행렬이 아니라는 것을 의미한다.

KMO 와 Bartlett test 중 스크리 도표(Scree plot)는 최초요인 추출작업에서 얻은 고유치의 값을 요인의 수에 대하여 산포도로 표시하였을 때 고유치의 값은 지수함수 분포와 비슷한 형태를 보여준다. 이때 고유치의 도표가 지수함수처럼 매끄러운 곡선 형태로 나타나면 요인분석에 부적합하며 적어도 한군데 이상에서 꺾임이 있어야 요인분석에 적합함을 의미한다.

#### 4.4 빈도 분석

Table 4.1 Frequency table(1981~2015)

	Accident		Kick		Human factor		Blowout	
	Frequenc y	Percen t	Frequen cy	percen t	Frequen cy	Perce nt	Frequen cy	Percen t
Yes	60	100	54	90.0	28	46.7	19	31.7
No	0	0	6	10.0	32	53.3	41	68.3
Tot al	60	100	60	100	60	100	60	100
Yea rly	1.76		1.59		0.82		0.59	

사고 리스트는 1981년부터 2015년까지 Blowout 관련 사고만을 정리한 자료이며, **Table 4.1**과 같이 Kick, 인적요인 및 Blowout 발생 횟수를 정리하였다. 이 표에서 알 수 있듯이, 34년간 60건의 사고 중 54번의 Kick이 발생하고 19번의 Blowout이 발생하였으며 관련된 인적요인은 28건으로 조사된다.

단순 산술 계산한 사고 발생횟수는 전체 사고 60건 중 제어 불가능한 Kick 발생횟수는 54건으로 90%(54÷60 x 100) 사고가 관련 있으며, Kick발생 54건 중

인적요인 26건으로 약 48%(26÷54 x 100) 관계가 있으며, Kick 발생 54건 중 Blowout 16건으로 BOP의 유효성은 약 30%이며, **Table 4.2**와 같이 Blowout 사고 16건 중 인적요인 9건으로 약 56%(9÷16 x 100)가 관련되며, 모두 해양 또는 대기 오염사고 발생하였다.

**Table 4.2** Accident list for kick + human factor + blowout

Name	Date	Location	Water Depth	Operator	Drill Contract
East Cameron Block 328 - 1997	1997-04-01	GOM <sup>16)</sup>	243	American Exploration Co.	Pride Offshore Drilling
Forest Oil Corp.	2001-03-01	GOM	191	Forest Oil Corp.	Ensco International
Helis Co.	2001-07-13	GOM	91	William G. Helis, Co.	Pride Offshore Drilling
Energy Partners, Ltd	2004-02-09	GOM	23	Energy Partners, Ltd	Ensco Offshore Drilling, Inc.
Jim Cunningham	2004-08-20	Mediterranean	3,550	Rashpetco (British Gas)	Transocean
Venoco (Inc 2)	2004-11-18	PAC <sup>17)</sup>	739	Venoco, Inc.	Elco (wellhead service company)
Montara	2009-08-21	Timor Sea	250	PTT Exploration & Production AA	Atlas / West Atlas
BP Exploration & Production, Inc. - Macondo <sup>18)</sup>	2010-04-20	GOM	4992	BP Exploration & Production, Inc.	Transocean Ltd.
South Timbalier	2013-07-24	GOM	154	Walter Oil & Gas Corp	Hercules Offshore

16) Gulf of Mexico

17) Pacific OCS Region(California)

18) Deepwater Horizon

**Table 4.3** Accident list for blowout without kick

Name	Date	Location	Water Depth	Operator	Drill Contract
Blowout of Gas and Condensate at Shell Et Al Uniacke G-72	1984-02-22	Nova Scotia	518	Shell Canada Resources / Petro-Canada	Sverre Ditlev-Simonsen Drilling
Newfield Exploration Co.	1999-09-09	GOM	463	Newfield Exploration Co.	OSCA (coiled tubing operator)
Hunt Oil_08Mar05	2005-03-08	GOM	159	Hunt Oil Co.	Diamond Offshore Drilling, Inc.

**Table 4.4** Example of risk matrix(Odfjell drilling 2013)

Consequence	Probability				
	A(1) 0-20%	B(2) 20-40%	C(3) 40-60%	D(4) 60-80%	E(5) 80-100%
SEVERITY RATING	Has occurred in industry	Once in ten years	More than once in ten years	Once in one year	Once in one month
5(75)SEVERE	75	150	225	300	375
4(25)MAJOR	25	50	75	100	125
3(10)CONSIDERABLE	10	20	30	40	50
2(5)LIMITED	5	10	15	20	25
1(1)LOW	1	2	3	4	5

예외적인 경우로, **Table 4.3**과 같이 Kick이 발생하지 않았으나 Blowout이 발생한 사고는 3건이 있으며, 해양오염은 발생하지 않았다. 그리고 **Table 4.4**의 3건 사고는 OREDA<sup>19)</sup>에 근거한 위험도 분석에서 Considerable rating 으로서 위험성이 낮은 것으로 인식되어 예외적인 경우로 간주하였다.

19) OREDA 는 Offshore & Onshore Reliability Data 의 약자이며 1981년 노르웨이 석유협회에서 설립하였고 초기 OREDA의 목적은 안전장치를 위한 신뢰도 데이터 수집이었지만 현재는 데이터 수집을 통해서 보수와 운전데이터 분석, 신뢰도 변환, 높은 품질의 신뢰도 데이터베이스의 설립, 여러 회사가 참여한 설비보수와 안전기술(RAMS) 등을 통해서 안전과 설계비용을 개선하기 위함. OREDA 출판물로 나온 최근 자료는 OREDA-2002 을 말하며, OREDA-97은 유럽 10개 정유사에서 참여하였고, 7600 개 설비 Unit에 11,150 고장 Event에 대하여 수집된 자료이다“ [출처] OREDA (Offshore & Onshore Reliability Data)|Wikipedia(2017.06.29. 17:00)

**Fig. 4.4 ~ 4.5** 및 **Table 4.6 ~ 4.9**는 사고발생, Kick발생, Blowout 및 인적요인을 연도별로 정리한 통계량, 도수분포표 및 히스토그램을 작성한 결과이다.

**Table 4.5**와 같이 사고 발생, Kick 및 인적요인의 평균은 2004~2005이고, Blowout 평균은 2000이며, 분산(Variance)값도 63.474로 다른 요소들과 확연한 차이가 있으며 도수분포표 및 히스토그램도 상당한 차이가 있음을 알 수 있다.

또한, Kick과 인적요인은 분산, 평균 및 왜도에서 거의 비슷한 도수분포표 및 히스토그램 결과를 확인할 수 있다.

즉, 인적요인은 Blowout 사고발생보다는 Kick에 더욱더 큰 영향을 미친다고 할 수 있다.

**Table 4.5** Frequency statistics

		Accident	Kick	Human factor	Blowout
N	Valid	60	54	28	19
	Missing	0	6	32	41
Mean		2004.42	2004.96	2005.32	2000.84
Standard Deviation		9.296	9.107	9.596	7.967
Variance		86.417	82.942	92.078	63.474
Skewness		-.976	-1.121	-1.025	-1.080
Std. Error of Skewness		.309	.325	.441	.524
Kurtosis		.399	.826	.465	1.129
Std. Error of Kurtosis		.608	.639	.858	1.014

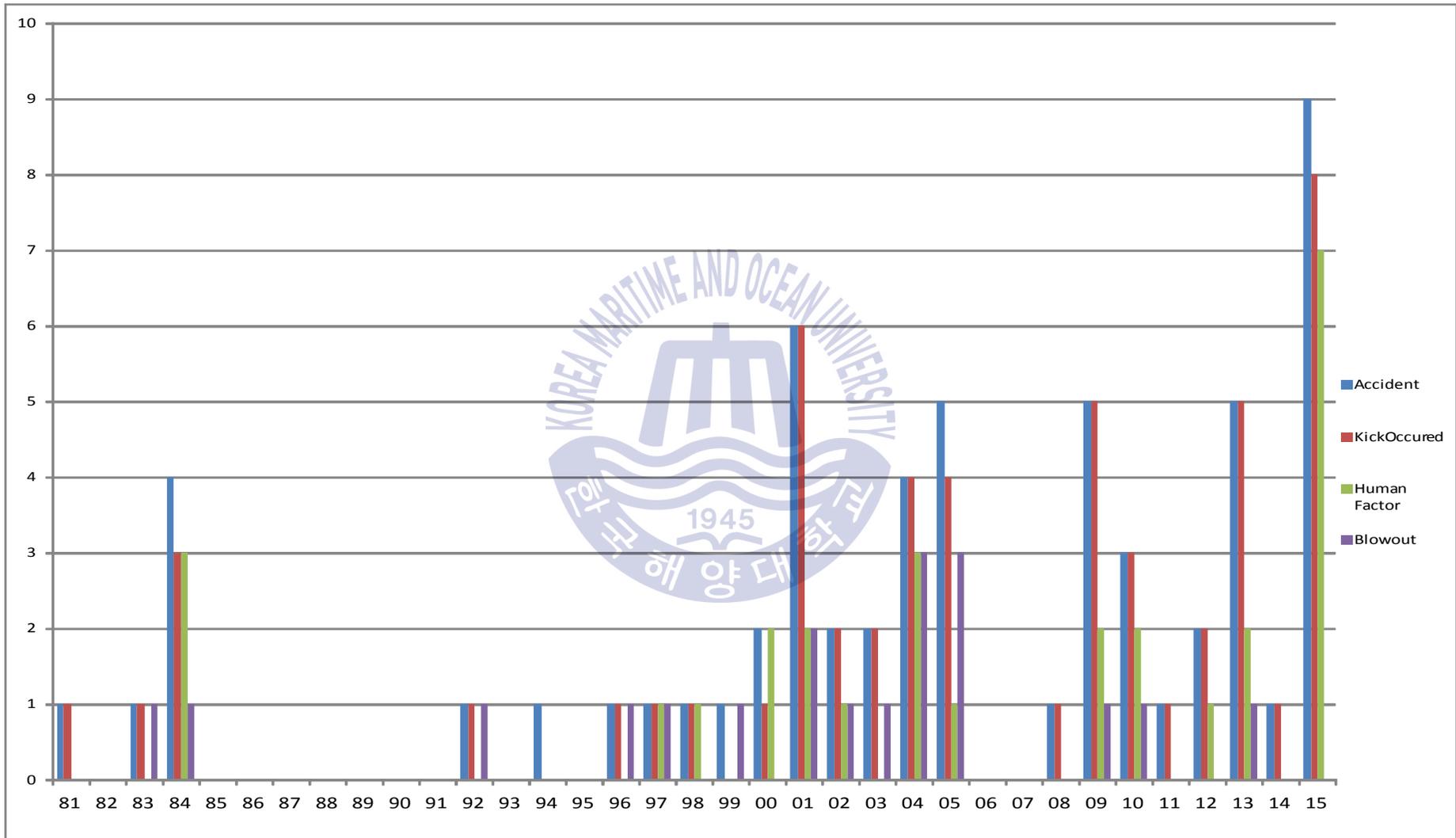
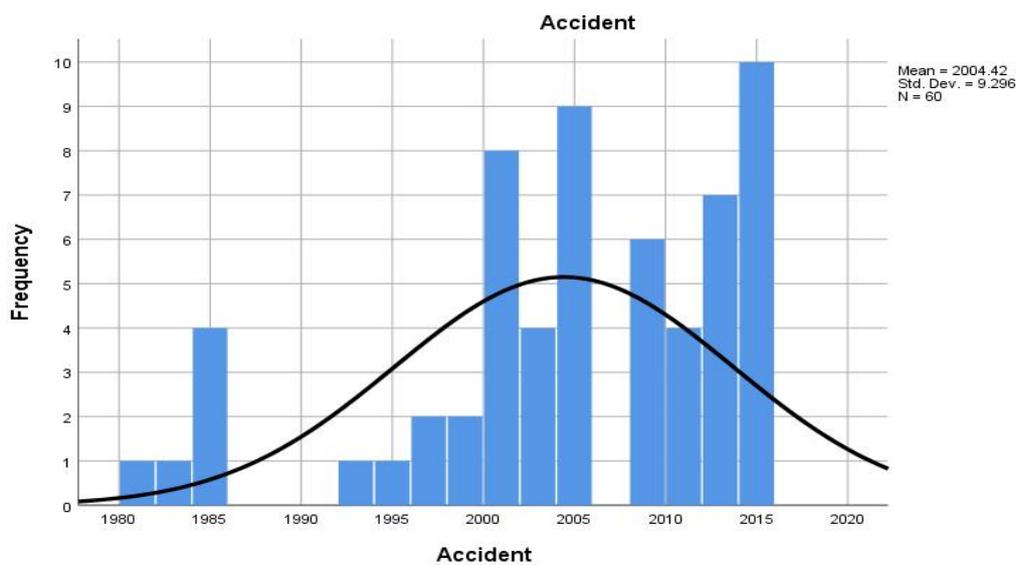


Fig. 4.5 Bar graph for Accident, Kick, Human factor and Blowout

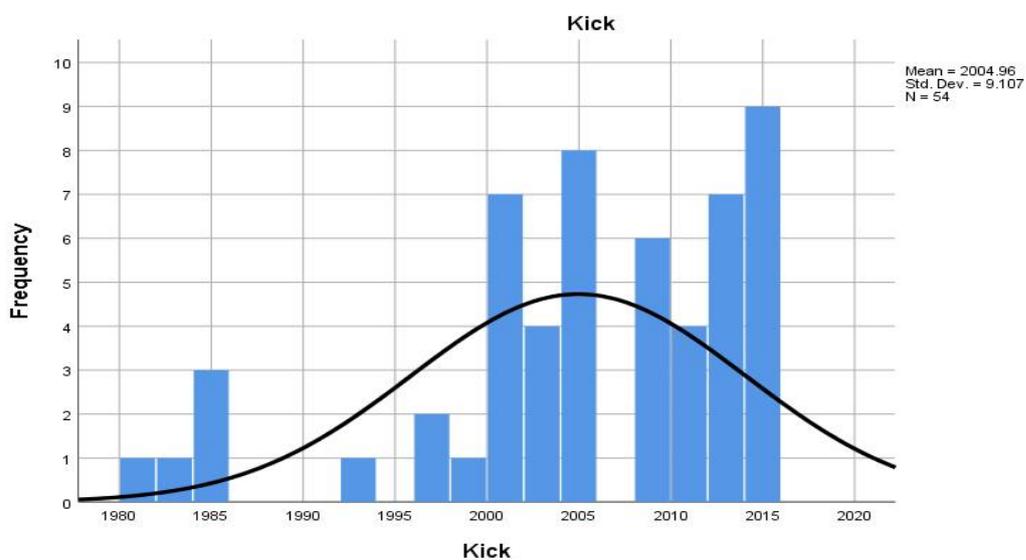
**Table 4.6** Accident list yearly basis

	Frequency	Percent	Valid percent	Cumulative percent
1981	1	1.7	1.7	1.7
1983	1	1.7	1.7	3.3
1984	4	6.7	6.7	10.0
1992	1	1.7	1.7	11.7
1994	1	1.7	1.7	13.3
1996	1	1.7	1.7	15.0
1997	1	1.7	1.7	16.7
1998	1	1.7	1.7	18.3
1999	1	1.7	1.7	20.0
2000	2	3.3	3.3	23.3
2001	6	10.0	10.0	33.3
2002	2	3.3	3.3	36.7
2003	2	3.3	3.3	40.0
2004	4	6.7	6.7	46.7
2005	5	8.3	8.3	55.0
2008	1	1.7	1.7	56.7
2009	5	8.3	8.3	65.0
2010	3	5.0	5.0	70.0
2011	1	1.7	1.7	71.7
2012	2	3.3	3.3	75.0
2013	5	8.3	8.3	83.3
2014	1	1.7	1.7	85.0
2015	9	15.0	15.0	100.0
Total	60	100.0	100.0	



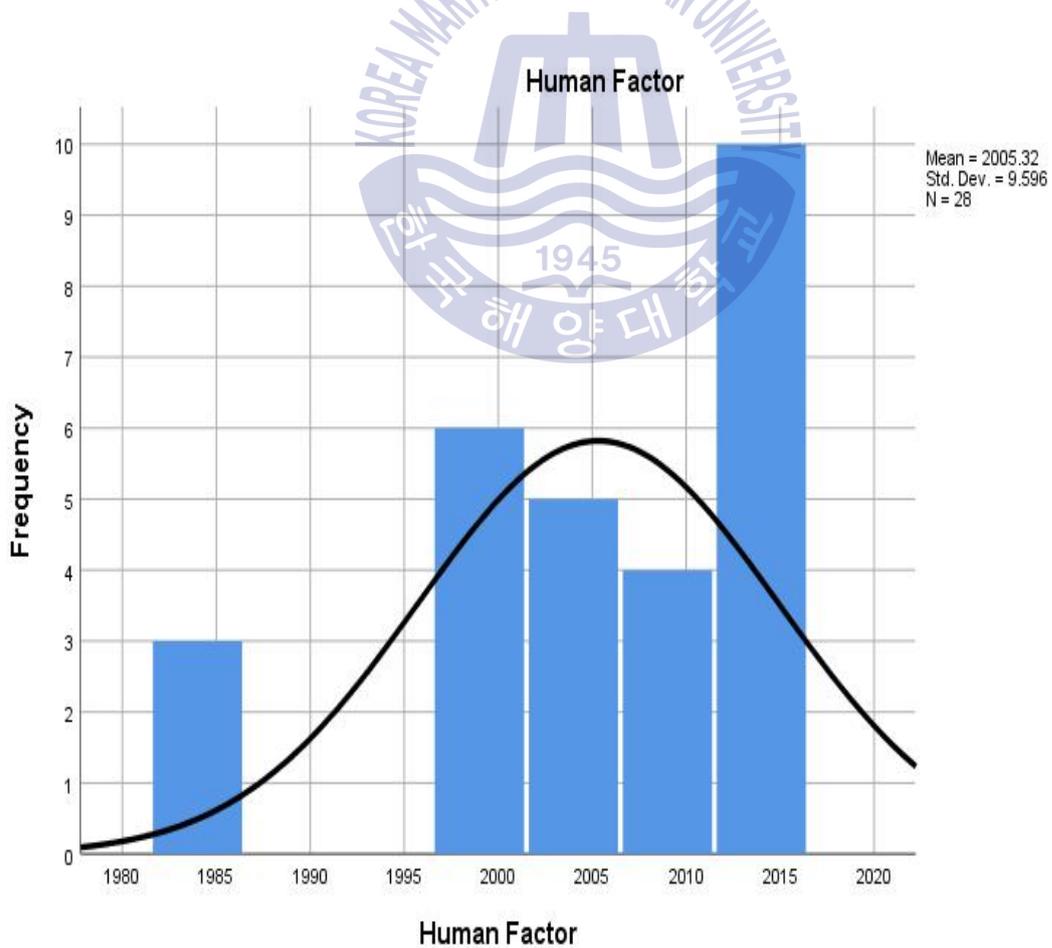
**Table 4.7 Kick list yearly basis**

	Frequency	Percent	Valid percent	Cumulative percent
Valid 1981	1	1.7	1.9	1.9
1983	1	1.7	1.9	3.7
1984	3	5.0	5.6	9.3
1992	1	1.7	1.9	11.1
1996	1	1.7	1.9	13.0
1997	1	1.7	1.9	14.8
1998	1	1.7	1.9	16.7
2000	1	1.7	1.9	18.5
2001	6	10.0	11.1	29.6
2002	2	3.3	3.7	33.3
2003	2	3.3	3.7	37.0
2004	4	6.7	7.4	44.4
2005	4	6.7	7.4	51.9
2008	1	1.7	1.9	53.7
2009	5	8.3	9.3	63.0
2010	3	5.0	5.6	68.5
2011	1	1.7	1.9	70.4
2012	2	3.3	3.7	74.1
2013	5	8.3	9.3	83.3
2014	1	1.7	1.9	85.2
2015	8	13.3	14.8	100.0
Total	54	90.0	100.0	
Missing System	6	10.0		
Total	60	100.0		



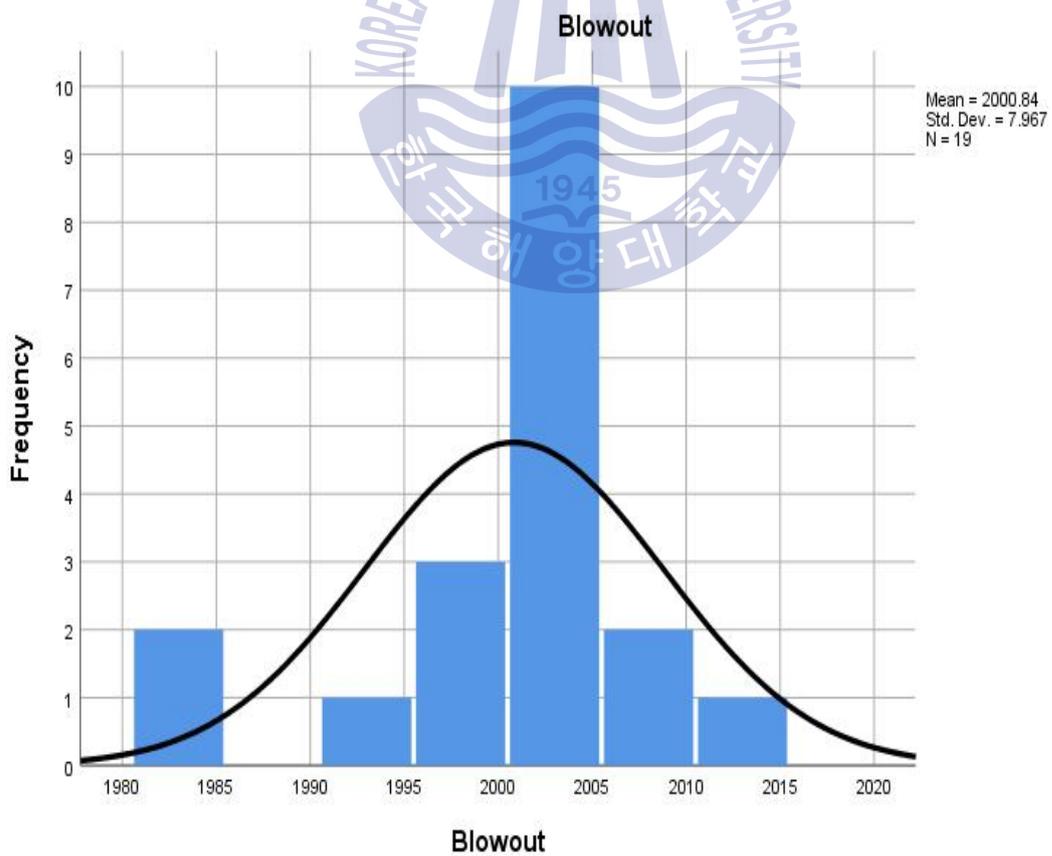
**Table 4.8** Human factor yearly basis

	Frequency	Percent	Valid percent	Cumulative percent
Valid	1984	3	5.0	10.7
	1997	1	1.7	3.6
	1998	1	1.7	3.6
	2000	2	3.3	7.1
	2001	2	3.3	7.1
	2002	1	1.7	3.6
	2004	3	5.0	10.7
	2005	1	1.7	3.6
	2009	2	3.3	7.1
	2010	2	3.3	7.1
	2012	1	1.7	3.6
	2013	2	3.3	7.1
	2015	7	11.7	25.0
	Total	28	46.7	100.0
	Missing System	32	53.3	
Total	60	100.0		



**Table 4.9** Blowout yearly basis

	Frequency	Percent	Valid percent	Cumulative percent
Valid	1983	1	1.7	5.3
	1984	1	1.7	10.5
	1992	1	1.7	15.8
	1996	1	1.7	21.1
	1997	1	1.7	26.3
	1999	1	1.7	31.6
	2001	2	3.3	42.1
	2002	1	1.7	47.4
	2003	1	1.7	52.6
	2004	3	5.0	68.4
	2005	3	5.0	84.2
	2009	1	1.7	89.5
	2010	1	1.7	94.7
	2013	1	1.7	100.0
	Total	19	31.7	100.0
Missing System	41	68.3		
Total	60	100.0		



## 4.5 포아송 모델

**Table 4.10** 에서와 같이 인적요인과 관련 있는 Kick & Blowout 모두 발생한 사고는 14.8%이며 15.6%로 예상되지만 인적요인이 없는 Blowout 사고의 경우 6.2% + 10.9%로 17.1%로 예상되어 15.6% 보다 약간 높다. 하지만, 인적요인이 있는 Kick 발생의 경우(Blowout 발생하지 않는 경우)는 26.6%로 다소 높은 편이다. 이로 인해 인적요인은 Blowout사고에 영향을 주기 보다는 Kick 발생에 높은 영향을 미치는 편이다.

**Table 4.10** Poisson Model

Cell Counts and Residuals <sup>a,b</sup>							
Kick Occured	Human factor	Blowout	Observed		Expected		Residual
			Count	%	Count	%	
No	No	No	1.500	2.3	1.000	1.6	.500
		Yes	3.500	5.5	4.000	6.2	-.500
	Yes	No	2.500	3.9	3.000	4.7	-.500
		Yes	.500	0.8	.000	0.0	.500
Yes	No	No	21.500	33.6	22.000	34.4	-.500
		Yes	7.500	11.7	7.000	10.9	.500
	Yes	No	17.500	27.3	17.000	26.6	.500
		Yes	9.500	14.8	10.000	15.6	-.500

Cell Counts and Residuals <sup>a,b</sup>					
Kick Occured	Human factor	Blowout	Standardized Residual	Adjusted Residual	Deviance
No	No	No	.500	77.576	.465
		Yes	-.250	-12449.305	-.256
	Yes	No	-.289	-12165.011	-.297
		Yes	12449.588	12449.588	4.307
Yes	No	No	-.107	-7093.972	-.107
		Yes	.189	12450.399	.187
	Yes	No	.121	12450.329	.121
		Yes	-.158	-12449.364	-.159

a. Model: Poisson

b. Design: Constant + KickOccured + HumanFactor + Blowout + KickOccured \* HumanError + KickOccured \* Blowout + HumanFactor \* Blowout + KickOccured \* HumanFactor \* Blowout

FREQUENCIES VARIABLES=Date KickOccured HumanFactor Blowout/STATISTICS=STDDEV VARIANCE MEAN /ORDER=ANALYSIS.

#### 4.6 KMO 와 Bartlett's test

Table 4.11 ~ 4.13에서와 같이 Kick, 인적요인 및 Blowout의 상관행렬 및 KMO와 Bartlett 테스트 결과이다. KMO 테스트 결과 샘플의 적합도가 0.489로써 0.8미만으로 요인분석을 실시하기 적절치 않다. 그리고 Bartlett 테스트는 유의도(Sig.)가 0.688로 0.05 이상이므로 대각행렬임을 의미하여 각 변수간 상관관계가 없다고 할 수 있다. 자세한 검증결과는 부록 B에 수록하였다.

Table 4.11 Descriptive statistics

	Mean	Std. Deviation	Analysis N
Kick	.90	.303	60
Human factor	.47	.503	60
Blowout	.32	.469	60

Table 4.12 Correlation matrix

		Kick	Human factor	Blowout
Correlation	Kick	1.000	.089	-.131
	Human factor	.089	1.000	.010
	Blowout	-.131	.010	1.000

Table 4.13 KMO and Bartlett's test

Kaiser-Meyer-Olkin Measure of Sampling Adequacy.		.489
Bartlett's Test of Sphericity	Approx. Chi-Square	1.477
	df	3
	Sig.	.688

## 4.7 인적요소의 개선점

앞서 설명한 Deepwater Horizon 사고의 경우, Kick 발생 인적 요인에서 Centralizer 수량 부족 및 Negative-pressure test 결과해석 오류, Foam slurry cement의 질소 함유량에 대한 이견 등의 문제점이 발견되었다. 사고 이후로 API(American Petroleum Institute), NORSOK(Standards Norway) 등 많은 국제표준기구들이 대대적인 개정을 했음에도 불구하고, Kick 제어 자체의 인적요소에 관한 대책은 부족하다. 예를 들면 NORSOK의 경우 사고 이후 OLF의(The Norwegian Oil Industry Association, 2011) 감사를 실시한 결과 Casing cement 및 Negative 압력 테스트에 관한 표준에 많은 개정이 이루어졌으나, Well test의 구체적인 사항 및 인적요소에 관한 내용은 찾아보기 힘들다. **Table 4.14** NORSOK D-010 4.2.3.5.3 Pressure test direction의 내용을 살펴보면, 유정 압력 테스트에 포함되어야 할 사항에 관해 추가적인 세부사항을 제시하고 있지만, 유정 압력 테스트 실시 중 압력 상승 또는 하강의 범위나 압력유지 최소 시간에 관해서는 제시하지 않고 있다.

분석 결과 인적요인은 Blowout 사고보다는 제어 불가능한 kick 발생에 더욱 큰 영향을 미친다. 60건의 사고 사례 중 Kick 발생횟수가 54건으로 90%의 사고가 제어 불가능한 Kick 발생에 의한 사고이다. Kick이 발생하지 않으면 Blowout 사고도 발생하지 않기 때문에 사고를 줄이기 위해 가장 중요한 것은 제어 불가능한 Kick의 발생횟수를 줄이는 것으로 판단된다. 또한, 54건의 Kick사고 중 인적요인은 26건으로써 약 48%로 상당히 높은 편이다.

Deepwater Horizon 사고 이후, Cementing에 대한 표준 절차서 및 Negative-pressure test 절차서등을 대폭 개정하였으나 2011년부터 2015년까지 Blowout 사고는 1건이나 Kick발생사고 횟수는 17건이나 발생하였고 이에 관련된 인적요인도 9건으로 약 52%로 여전히 높은 편이다. 제어 불가능한 Kick을 줄이기 위해서는 Cementing 표준 절차서 전면 재검토, Well pressure test 방법에 대한 검토 및 Choke & Kill valve의 효율적인 사용, Driller의 모니터링 강화, Negative-pressure test 표준화 등에 대해 관련 규정 개정이 필요할 것으로 판단된다.

**Table 4.14** Extracted OLF Recommendation and NORSOK corrective action

	OLF Recommendation	Norsok D-010 Rev.4
3	<p>a) Norsok D-010 should be updated to define the requirements related to inflow(negative) pressure testing clearly.</p> <p>b) Well programmes should provide a detailed procedure and acceptance criteria for all inflow tests. Inflow test should be conducted in a controlled manner with detailed procedures which have been approved by an authorized person, and accompanied by a demonstrated risk analysis. This should be covered in Norsok D-010.</p>	<p>4.2.3.5.3 Pressure test direction</p> <p>The test pressure should be applied in the direction of flow. If this is not possible or introduces additional risk, the test pressure can be applied against the direction of flow, providing that the well barrier element is constructed to seal in both flow directions.</p> <p>4.2.3.5.5 Inflow testing during drilling and well activities</p> <p>An inflow (negative pressure) test shall be described in a detailed procedure, which should contain the following information:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) an identification of the well barriers to be tested,</li> <li>b) identification of the consequences of a leak,</li> <li>c) the risk of inconclusive results due to large volumes, temperature effects, migration, etc,</li> <li>d) a plan of action in the event that leak occurs or if the test is inconclusive,</li> <li>e) a schematic diagram showing the configuration of test lines and valve positions,</li> <li>f) all operational steps and decision points,</li> <li>g) defined acceptance criteria for the test,</li> <li>h) verification of the secondary well barrier's ability to withstand differential pressure.</li> </ul> <p>The following apply for the execution of an inflow test:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) Volume and pressure control shall be maintained at all times during displacement and testing.</li> <li>j) During inflow testing it shall be possible to displace the well to back overbalanced fluid at indication of flow or in case of inconclusive results.</li> <li>k) During displacement, non shearable components</li> </ul>

		<p>shall not be placed across the BOP shear ram.</p> <p>l) Displacement to a lighter fluid should be performed with constant bottom hole pressure.</p> <p>m) When the displacement is complete, the well shall be closed in without reducing the bottom hole pressure.</p> <p>n) The inflow test should be performed by bleeding down pressure in steps, to a pre-defined differential pressure.</p> <p>o) The pressure development should be monitored for a specified time period for each step.</p>
--	--	--

#### 4.8 추후 연구 방향

John 박사의 논문 분석결과 45%의 유정폭발 사고가 인적요소와 관계가 있으며 본 논문 분석결과는 인적요소는 Kick 발생과 더욱 밀접한 관계가 있음을 확인하였다. 하지만 이전에 설명한 바와 같이 국제표준기구 및 선급 규칙은 BOP 및 기계적 요소의 개정은 많이 이루어 졌으나 Kick발생 관련한 인적요소에 대해 개정사항이 많이 이루어지지 않았다. 추후 Kick 발생 관련한 규정을 OREDA에 근거한 Risk access 방식



**Fig. 4.6** Hercules jack-up blowout  
(Source : On Wings of care, Bonny Schumaker)

또는 기타의 방법으로 개정하는 방향에 관해 연구해야 할 것으로 생각된다.

또한, 2013년 7월 24일 Blowout사고가 발생했던 Hercules jack-up unit (**Fig. 4.6**)의 경우(Bonny Schumaker, 2015), 부상 또는 사망한 선원이 없었으며 기름유출도 발생하지 않았지만 가스분출로 인한 약간의 대기오염은 발생하였다. 하지만, 2010년 4월 10일 발생한 Deepwater Horizon 사고 경우와 동일하게 인적요인과 관련된 Kick & Blowout 사고 1건으로 동일하게 분석되었다. Hercules jack-up과 Deepwater Horizon을 동일하게 분석하기보다는 사고 규모, 인명 손실, 배상액 또는 기타 방법으로 차등을 주는 분석이 필요할 것으로 생각된다.



## 제 5 장 결 론

### 5.1 결론

본 논문에서는 Kick 및 Blowout 사고와 인적요인과의 관계를 살펴보았고, 각 장의 내용은 아래와 같다.

2장에서는 Deepwater Horizon 사고 원인 및 인적요인이 어떻게 작용되는지와 사고 이후 기계적 변경사항에 관해 살펴보았다.

3장에서는 Kick 및 Blowout방지를 위하여 시추유닛에 설치된 각종 기기의 운용에 관해 알아보았다.

4장에서는 각종 분석을 통해 아래와 같은 결론에 도달하였다.

#### (1) 빈도분석

평균, 왜도, 히스토그램 및 도수분포표를 이용하여 인적요인, Kick 및 Blowout 에 대해 빈도분석 실시하였다. 그 결과 인적요인은 Blowout 사고 발생보다는 Kick 제어에 더욱 더 큰 영향을 미친다는 것을 알 수 있었다.

#### (2) 포아송 모델

인적요인과 Kick, Blowout 모두 혼합되어 발생한 사고는 15.6%로 예상되지만 인적요인이 없는 Blowout 사고의 경우 17.1%로 예상된다. 하지만 인적요인에 의하여 Kick이 제어되지 않는 경우는 26.6% 로 다소 높은 수치로 예상되어 인적요인은 Blowout사고에 영향을 주기보다는 Kick 발생에 높은 영향을 미치는 편이다.

#### (3) KMO 와 Bartlett's test

Bartlett 테스트 결과 유의도(Sig.)가 0.688으로 대각행렬 즉, 변수 간의 상관관계가 없다는 결론이 도출되었으나, KMO 테스트 결과 샘플의 적합도가 0.489로서

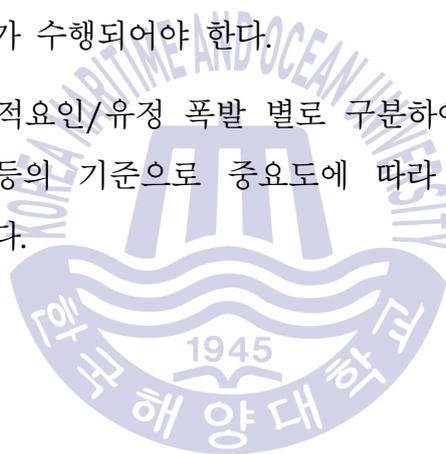
0.8미만으로 샘플을 요인분석을 실시하기가 적절치 않다.

(1)~(3) 항목에 따라 인적요인은 Blowout 사고 자체보다 Kick 제어에 더 큰 영향이 있으며, 관련 국제표준기구, 선급 규정 등에 제어 불가능한 Kick발생 방지를 위한 내용을 추가해야 할 것으로 생각된다. 이와 관련한 관련 절차서 개정도 Cement foam slurry 질소농도의 표준, 유정 내부 압력 변화에 대한 Driller의 모니터링 강화, Negative-pressure test의 압력 유지시간 및 압력 상승에 기준에 대한 표준 및 사고 전 비상대책 수립 등에 관해 더 많은 노력이 필요하다고 판단된다.

## 5.2 향후 과제

(1) 국제표준기구 또는 선급 규정을 인적요인이 Kick발생에 미치는 영향을 기준으로 개정되는 방향에 관해 연구가 수행되어야 한다.

(2) 모든 사고를 Kick/인적요인/유정 폭발 별로 구분하여 사고가 미치는 영향 또는 사고 규모, 사고 배상액 등의 기준으로 중요도에 따라 인적요인이 미치는 영향을 조사해야 할 것으로 생각된다.



## 감사의 글

짧다면 짧고 길다면 긴 대학원 생활은 저에겐 너무나 소중한 경험이었습니다. 처음엔 예전 학부 때와는 너무나 달라진 캠퍼스에 약간 적응이 되지 않았지만, 시간이 지나면 지날수록 학부학생 때의 추억들이 새록새록 기억나고 예전의 좋은 기억들을 다시 생각하게 하는 좋은 시간이었습니다. 하지만, 아직 뭔가 부족하고 배울 점이 아직 많이 남아 있다는 것을 느끼게 해준 시간이기도 했습니다. 배움에는 끝이 없고 아직도 많이 부족하지만 많은 가르침을 주신 분들께 깊은 감사드리며, 해양플랜트 운영학과에서 수학할 수 있는 기회를 주신 해양플랜트 운영학과 교수님들께 깊은 감사 드립니다.

먼저, 논문이 어떤 것 인지도 모르는 학생을 지도 학생으로 기꺼이 받아주시고 바쁘신 와중에도 논문의 완성도를 위해 아낌없는 조언을 해주신 예병덕교수님께 깊은 감사 및 존경을 표합니다.

해양플랜트의 미래에 관해 항상 좋은 말씀을 많이 해 주셨던 이명호교수님, 항상 열정적이고 재미있게 수업을 해 주신 조권희교수님, 학생들에게 하나라도 더 가르쳐 주시기 위해 노력하신 이상태교수님, 그리고 항상 웃는 얼굴로 학생 한명 한명을 반갑게 맞이해 주신 이강기교수님께 진심으로 감사드립니다.

해양플랜트 학과에서 같이 동문수학 하며 정을 나눈 원규식형님, 김시관님, 정성규님등 한분 한분께 감사드립니다. 또한, 논문에 관해 많은 조언을 해 주었던 김찬님 그리고 같은 논문팀에서 즐겁게 같이 많은 얘기를 나누었던 권상훈님, 최정현님, 김이완님, 신유리님 및 정민영님 께도 깊은 감사드립니다.

마지막으로, 항상 자식을 믿어 주시고 사랑으로 보살펴 주신 부모님께 감사하고 사랑한다는 말을 전하고 싶습니다.

다시 한번, 도움을 주신 모든 분들께 감사드립니다.

## 참고문헌

김성원, 2015, *심해 드릴쉽의 이해*, GS인터비전.

노경섭, 2015, *SPSS & AMOS 21 제대로 알고 쓰는 논문 통계분석*, 한빛 아카데미.

ABS, 2012, *Drillship Training course(CDS)*, American Bureau of Shipping.

ABS, 2015, *Guide for the Classification of drilling systems*, American Bureau of Shipping.

BP, 2010, *Deepwater Horizon accident investigation report*, British Petroleum.

Deepwater Horizon study group, 2011, *Final report on the investigation of the Macondo well blowout*, The university of California Berkeley.

Elisabeth Draegebo, 2014, *Reliability Analysis of blowout preventer systems*, Ph.D., Oslo: Norwegian University of Science and Technology.

Gcaptain, 2013. *Hercules jackup suffers loss of well control in U.S. Gulf of Mexico* [Online] (Updated 23 July 2013) Available at :

<http://gcaptain.com/hercules-jackup-hercules-265-suffers-loss-of-well-control-in-us-gulf-of-mexico/> [ Accessed 17 July 2017].

HRA, 2011, *Deepwater Horizon-Summary of Critical Events, Human Factors, Issues and*

*Implications*, Human Reliability Association.

Mark F. St John Ph.D. 2015, *A Human factors decision aid integrating deepwater drilling tasks, incidents and literature review*, [Online] (Updated 15 March 2015)

Available at : <http://pse.pacific-science.com/tridentv2>

[Accessed : 20/July/2017].

NOV, 2012, *User's Manual - Acoustic control pod, Shaffer blowout preventer stack*, National Oilwell Varco.

Standards Norway, 2004 & 2012, *NORSOK standard - D-010 Well integrity in drilling and well operations*, NORSOK.



## 부록 A. Accidents list

**Table A.1**은 Trident V program의 1981년부터 2015년까지의 BOP 관련한 사고 중, Kick, Human factor 및 Blowout 리스트이다.

**Table A.1** BOP, Kick, Human factor and Blowout list

Name	Date	Location	Water Depth	Kick Occurred	Human factor	Blow out	Operator	Drill Contractor
Cobalt International	2013-02-28	GOM	5510	Yes	No	No	Cobalt International	Ensco International
BP Exploration & Production, Inc. - Macondo	2010-04-20	GOM	4992	Yes	Yes	Yes	BP Exploration & Production, Inc.	Transocean Ltd.
LLOG Exploration Offshore, Inc.	2009-04-19	GOM	2013	Yes	No	No	LLOG Exploration Offshore, Inc.	Noble Drilling Inc.
[No descriptor provided in summary]Date of Incident: 22 December 2009	2009-12-22	GOM	2,032	Yes	No	No	NA	Transocean Ltd.
Amerada Hess Corp.	2004-10-21	GOM	3855	Yes	No	No	Amerada Hess Corp.	Noble Drilling Inc.
Venoco (Inc 2)	2004-11-18	PAC	739	Yes	Yes	Yes	Venoco, Inc.	Elco (wellhead service company)
Exxon Mobil	2001-03-24	PAC	1075	Yes	No	No	Exxon Mobil Corp.	Heritage
Argo, LLC	2001-10-24	GOM	1488	Yes	No	No	Argo, LLC	Nabors Offshore

Name	Date	Location	Water Depth	Kick Occurred	Human Factor	Blow out	Operator	Drill Contractor
BP Amoco	2001-11-21	GOM	1290	Yes	No	No	BP Amoco	Helmerich & Payne
Venoco (Inc 1)	2000-11-19	PAC	739	Yes	Yes	No	Venoco, Inc.	Kenai Drilling
Murphy Exploration & Production Company (Inc 1)	2000-02-28	GOM	2223	No	Yes	No	Murphy Exploration & Production Co.	Diamond Offshore Drilling, Inc.
Newfield Exploration Co.	1999-09-09	GOM	463	No	No	Yes	Newfield Exploration Co.	OSCA (coiled tubing operator)
Vastar Resources	1998-04-30	GOM	659	Yes	Yes	No	Vastar Resources, Inc.	Nabors Offshore
East Cameron Block 328 - 1997	1997-04-01	GOM	243	Yes	Yes	Yes	American Exploration Co.	Pride Offshore Drilling
Platform A, Eugene Island Block 380 - 1996	1996-01-24	GOM	338	Yes	No	Yes	Oryx Energy Co.	Nabors Offshore
Well B-2, South Marsh Island Block 90 - 1994	1994-03-15	GOM	<500	No	No	No	Exxon Corp.	Noble Drilling Inc.
Well No. 24, South Pass Block 60 - 1992	1992-12-26	GOM	<500	Yes	No	Yes	ARCO	Noble Drilling Inc.
Eugene Island Block 10 - 1983	1983-10-20	GOM	<500	Yes	No	Yes	Transco Exploration Co.	Penrod Drilling Co.
Green Canyon Block 69 [Kick 1]	1984-09-14	GOM	1465	Yes	Yes	No	Conoco, Inc.	Zapata Offshore

Name	Date	Location	Water Depth	Kick Occurred	Human Factor	Blow out	Operator	Drill Contractor
Blowout of Gas and Condensate at Shell Et Al Uniacke G-72	1984-02-22	Nova Scotia	518	No	No	Yes	Shell Canada Resources / Petro-Canada	Sverre Ditlev-Simonson Drilling
Loss of Well Control at Mobil Et Al West Venture N-91	1984-09-20	Nova Scotia	125	Yes	Yes	No	Mobil Oil Canada, Ltd.	Zapata Offshore
ChevronTexaco Loss of Well Control	2005-05-16	GOM	1987	Yes	Yes	No	Chevron Texaco Corp.	Noble Drilling Inc.
Energy Resource Technology	2013-07-07	GOM	146	Yes	No	No	Energy Resource Technology GOM, Inc.	NA
Black Elk Energy Offshore Operations	2012-09-27	GOM	182	Yes	Yes	No	Black Elk Energy Offshore Operations	Nabors Offshore
Mariner Gulf of Mexico LLC	2012-05-15	GOM	49	Yes	No	No	Mariner Gulf of Mexico LLC	Chet Morrison Contractors, Inc.
W&T Offshore, Inc_21Mar09	2009-03-21	GOM	375	Yes	No	No	W&T Offshore, Inc.	Rowan Drilling
Mariner Energy_06May 08	2008-05-06	GOM	287	Yes	No	No	Mariner Energy, Inc.	Pride Offshore Drilling

Name	Date	Location	Water Depth	Kick Occurred	Human Factor	Blow out	Operator	Drill Contractor
Hunt Oil_08Mar05	2005-03-08	GOM	159	No	No	Yes	Hunt Oil Co.	Diamond Offshore Drilling, Inc.
Green Canyon Block 69 [Kick 2]	1984-09-14	GOM	1465	Yes	Yes	No	Conoco, Inc.	Zapata Offshore
Forest Oil Corp.	2001-03-01	GOM	191	Yes	Yes	Yes	Forest Oil Corp.	Ensco International
Tri-Union Development Corp	2001-07-06	GOM	169	Yes	No	No	Tri-Union Development Corp.	Nabors Offshore
Helis Co.	2001-07-13	GOM	91	Yes	Yes	Yes	William G. Helis, Co.	Pride Offshore Drilling
BP Exploration & Oil, Inc - 2	2002-08-08	GOM	225	Yes	No	Yes	BP Exploration & Production, Inc.	Diamond Offshore Drilling, Inc.
BP Exploration & Production, Inc - 3	2002-11-14	GOM	210	Yes	Yes	No	BP Exploration & Production, Inc.	Diamond Offshore Drilling, Inc.
Anadarko E&P Co.	2003-03-08	GOM	30	Yes	No	Yes	Anadarko Petroleum Corp.	Pride Offshore Drilling
Chevron E&P, Inc - 2	2003-04-22	GOM	150	Yes	No	No	Chevron Exploration & Production, Inc.	Pride Offshore Drilling

Name	Date	Location	Water Depth	Kick Off	Occured	Human Factor	Blow out	Operator	Drill Contractor
Energy Partners, Ltd	2004-02-09	GOM	23	Yes		Yes	Yes	Energy Partners, Ltd	Ensco Offshore Drilling, Inc.
W&T Offshore, Inc - 2	2005-05-28	GOM	108	Yes		No	Yes	W&T Offshore, Inc	Pride Offshore Drilling
W&T Offshore, Inc - 3	2005-11-30	GOM	230	Yes		No	Yes	W&T Offshore, Inc	Global Santa Fe, Inc.
Chevron E&P, Inc - 1	2005-12-01	GOM	115	Yes		No	No	Chevron Exploration & Production, Inc.	Diamond Offshore Drilling, Inc.
Pisces Energy LLC	2013-04-10	GOM	262	Yes		Yes	No	Pisces Energy LLC	Rowan Drilling
Walter Oil & Gas Corp	2013-12-20	GOM	375	Yes		No	No	Walter Oil & Gas Corp	Rowan Drilling
Sedco 711	2009-12-23	North Sea		Yes		Yes	No	Shell UK Co.	Transocean Drilling U.K. Ltd.
Vermilion	2014-01-30	GOM	262 feet	Yes		No	No	Energy Ventures, LLC	Rowan Louisiana
South Timbalier	2013-07-24	GOM	154	Yes		Yes	Yes	Walter Oil & Gas Corp	Hercules Offshore
Jim Cunningham	2004-08-20	Mediterranean	3,550	Yes		Yes	Yes	Rashpetco (British Gas)	Transocean

Name	Date	Location	Water Depth	Kick Occurred	Human Factor	Blow out	Operator	Drill Contract
East Africa	2011-01-26	Mozambique	1,200	Yes	No	No	Sanitized	Sanitized
Montara	2009-08-21	Timor Sea	250	Yes	Yes	Yes	PTT Exploration & Production AA	Atlas / West Atlas
Norway Sharing to be Better #12	2015-11-02	North Sea	1,435	Yes	Yes	No	Unknown - Sanitized report	Unknown - Sanitized report
Norway Sharing to be Better #2	2010-03-28	North Sea	1,295	Yes	Yes	No	Unknown - Sanitized report	Unknown - Sanitized report
Norway Sharing to be Better #8	2015-11-02	North Sea	< 1,000	Yes	Yes	No	Unknown - sanitized report	Unknown - sanitized report
Norway Sharing to be Better #1	2015-11-02	North Sea	Unknown - sanitized report	Yes	Yes	No	Unknown - sanitized report	Unknown - sanitized report
Norway Sharing to be Better #11	2015-11-02	North Sea	Unknown - sanitized report	Yes	Yes	No	Unknown - sanitized report	Unknown - sanitized report
Byford Dolphin	1981-06-18	North Sea	1,165	Yes	No	No	Saga Petroleum A/S	Dolphin Services A/S

Name	Date	Location	Water Depth	Kick Occurred	Human Factor	Blow out	Operator	Drill Contract
Norway Sharing to be Better #3	2015-11-02	North Sea	267	Yes	No	No	Unknown - sanitized report	Unknown - sanitized report
Norway Sharing to be Better #4	2015-11-02	North Sea	350	Yes	Yes	No	Unknown - sanitized report	Unknown - sanitized report
Norway Sharing to be Better #5	2015-11-02	North Sea	394	Yes	Yes	No	Unknown - sanitized report	Unknown - sanitized report
Norway Sharing to be Better #7	2010-07-31	North Sea	368	Yes	No	No	Unknown - sanitized report	Unknown - sanitized report
Norway Sharing to be Better #9	2015-11-02	North Sea	Unknown - sanitized report	Yes	No	No	Unknown - sanitized report	Unknown - sanitized report
Norway Sharing to be Better #10	2015-11-02	North Sea	364	No	Yes	No	Unknown - sanitized report	Unknown - sanitized report

## 부록 B. KMO & Bartlett's test 결과

Kick, 인적요인 및 Blowout 사고 간의 상관행렬 및 KMO & Bartlett's test를 SPSS24 프로그램을 통해 얻은 결과이다.

FACTOR

```

/VARIABLES Kick HumanError Blowout
/MISSING LISTWISE
/ANALYSIS Kick HumanError Blowout
/PRINT UNIVARIATE INITIAL CORRELATION KMO EXTRACTION ROTATION FSCORE
/FORMAT SORT
/PLOT EIGEN ROTATION
/CRITERIA MINEIGEN(1) ITERATE(25)
/EXTRACTION PC
/CRITERIA ITERATE(25)
/ROTATION VARIMAX
/SAVE REG(ALL)
/METHOD=CORRELATION.
    
```



	Descriptive statistics		Analysis N
	Mean	Std. Deviation	
Kick	.90	.303	60
Human factor	.47	.503	60
Blowout	.32	.469	60

		Correlation matrix		
		Kick	Human factor	Blowout
Correlation	Kick	1.000	.089	-.131
	Human factor	.089	1.000	.010
	Blowout	-.131	.010	1.000

### KMO and Bartlett's test

Kaiser–Meyer–Olkin Measure of Sampling Adequacy.		.489
Bartlett's Test of Sphericity	Approx. Chi-Square	1.477
	df	3
	Sig.	.688

### Communalities

	Initial	Extraction
Kick	1.000	.594
Human factor	1.000	.856
Blowout	1.000	.714

Extraction Method: Principal Component Analysis.

### Total variance explained

Component	Total	Initial Eigenvalues		Extraction Sums of Squared Loadings	
		% of Variance	Cumulative %	Total	% of Variance
1	1.154	38.480	38.480	1.154	38.480
2	1.009	33.630	72.109	1.009	33.630
3	.837	27.891	100.000		

### Total variance explained

Component	Extraction Sums of Squared Loadings		Rotation Sums of Squared Loadings	
	Cumulative %	Total	% of Variance	Cumulative %
1	38.480	1.125	37.513	37.513
2	72.109	1.038	34.596	72.109
3				

Extraction Method: Principal Component Analysis.

### Component matrix<sup>a</sup>

	Component	
	1	2
Kick	.770	.023
Blowout	-.630	.563
Human factor	.405	.832

Extraction Method: Principal Component Analysis.<sup>a</sup>

a. 2 components extracted.

### Rotated component matrix<sup>a</sup>

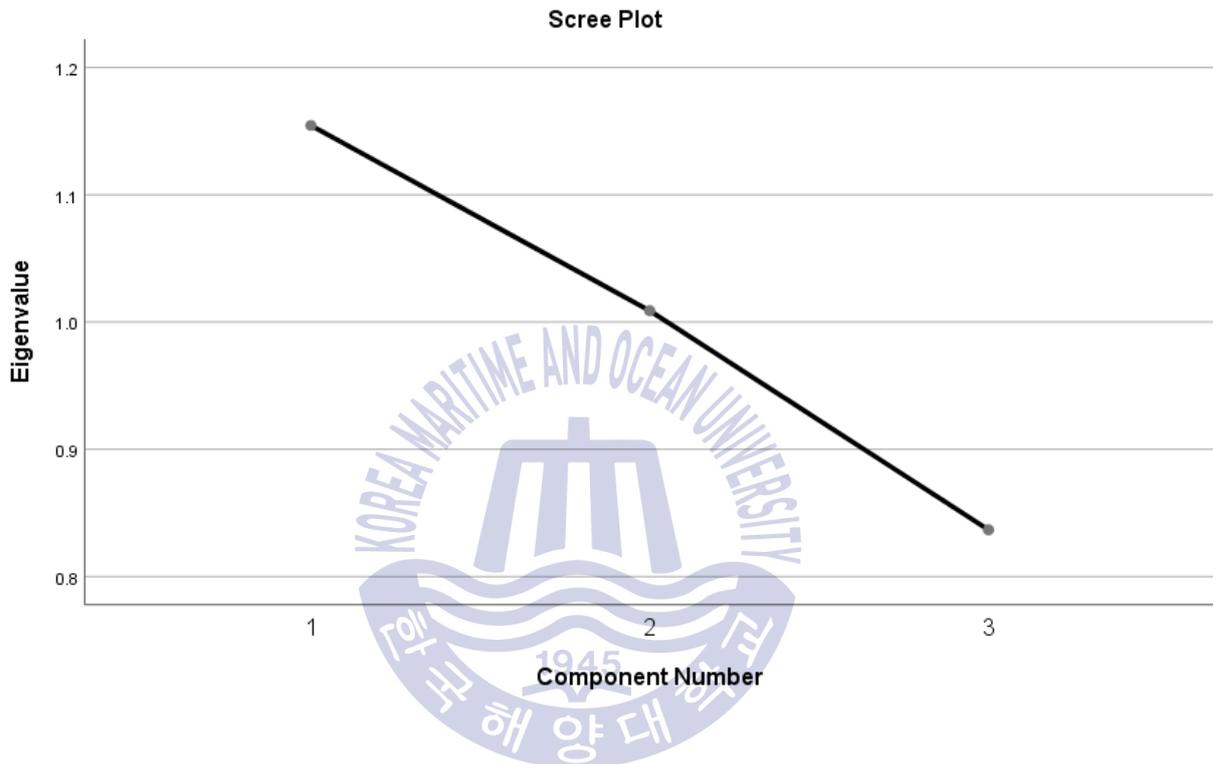
Component

	1	2
Blowout	.815	.222
Kick	-.679	.364
Human factor	.009	.925

Extraction Method: Principal Component Analysis.

Rotation Method: Varimax with Kaiser Normalization.<sup>a</sup>

a. Rotation converged in 3 iterations.



### Component transformation matrix

Component	1	2
1	-.895	.446
2	.446	.895

Extraction Method: Principal Component Analysis.

Rotation Method: Varimax with Kaiser Normalization.

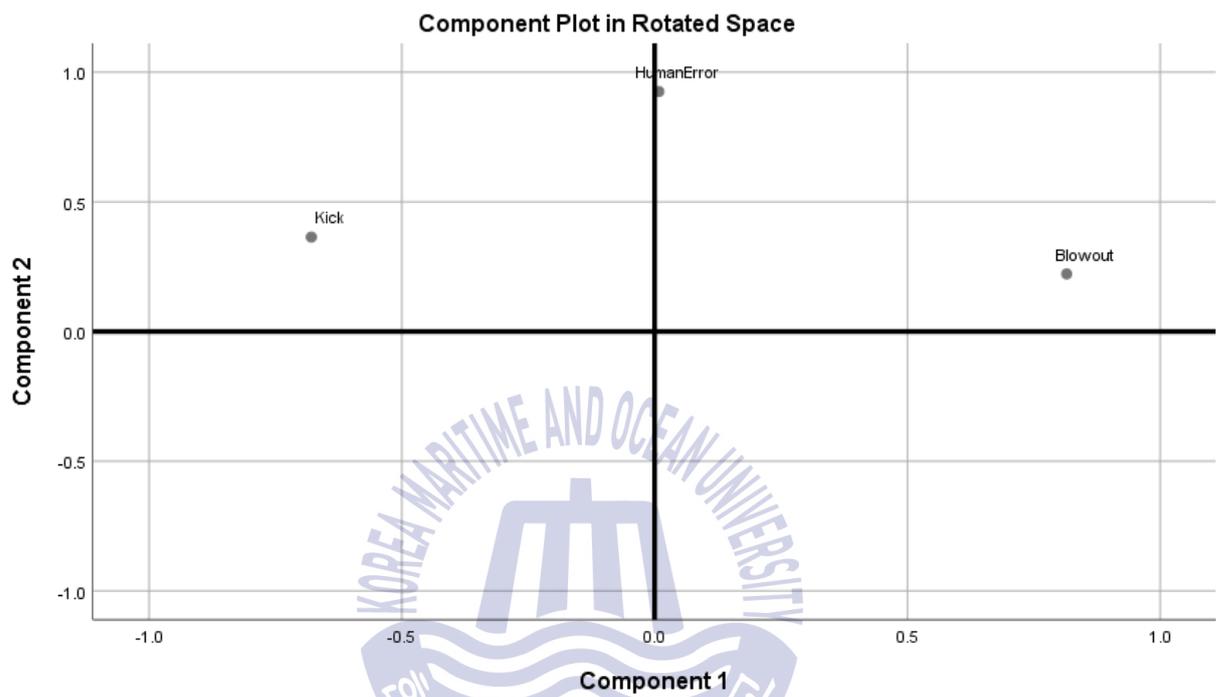
### Component Score Coefficient Matrix

	Component	
	1	2
Kick	-.587	.318
Human factor	.054	.895
Blowout	.737	.255

Extraction Method: Principal Component Analysis.

Rotation Method: Varimax with Kaiser Normalization.

Component Scores.



Component Score	Covariance Matrix	
	1	2
1	1.000	.000
2	.000	1.000

Extraction Method: Principal Component Analysis.

Rotation Method: Varimax with Kaiser Normalization.

Component Scores.