



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

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

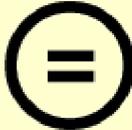
다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



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

폐시추공 활용 시추장비 시험 사례분석과  
문제점에 관한 연구

A Study on a Case and Problems for the Test of Drilling  
Equipment Using the Closed Exploration Well

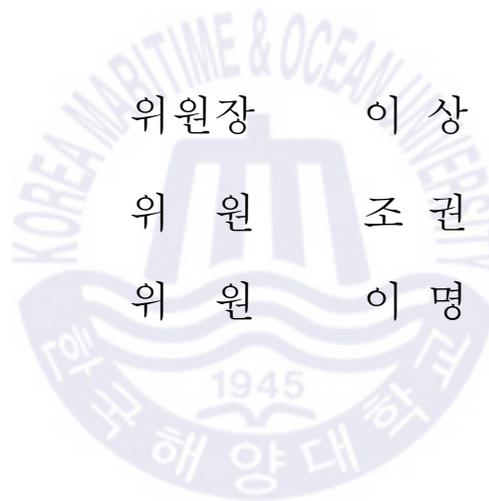
지도교수 조권희

2020 년 2 월

한국해양대학교 대학원

해양플랜트운영학과  
윤성진

본 논문을 윤성진의 공학석사 학위논문으로 인준함.



위원장 이 상 태 (인)

위 원 조 권 회 (인)

위 원 이 명 호 (인)

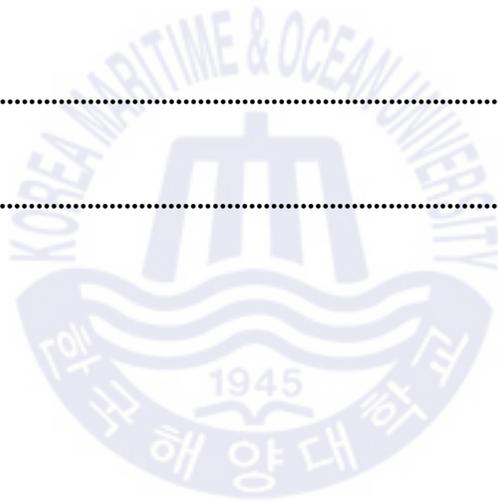
2019년 12월 16일

한국해양대학교 대학원

# 목 차

List of Tables .....	iii
List of Figures .....	iv
List of Abbreviations .....	v
Abstract .....	vii
제1장 서 론 .....	1
1.1 연구배경 및 목적 .....	1
1.2 연구내용 .....	5
1.3 연구방법 및 구성 .....	6
1.3.1 연구의 방법 .....	6
1.3.2 논문의 구성 .....	6
제2장 연구의 이론적 배경 .....	8
2.1 해양플랜트 시추산업 .....	8
2.1.1 해양플랜트 사업분야 소개 .....	8
2.1.2 국내 시추선 건조 경쟁력 분석 .....	13
2.2 시추선 주요장비 .....	15
2.2.1 시추공정 이해 .....	15
2.2.2 주요 장비소개 .....	18
제3장 폐시추공 활용 시추선 시운전 사례연구 .....	26
3.1 폐시추공 활용한 시운전 사례 .....	26
3.2 장비 시험시 발생한 주요 문제점 이해 .....	38

제4장 폐시추공 활용 시추선 시운전시 주요 문제점 연구 .....	40
4.1 위험도 분석을 통한 환경요인 문제점 분석 .....	40
4.1.1 위험도 분석 절차 이해 .....	40
4.1.2 위험도 분석 수행과 문제점 분석 .....	44
4.2 안전을 계산을 통한 하중 문제점 분석 .....	51
4.2.1 시추공 사양 .....	51
4.2.2 기준별 침강여부에 대한 안정성 연구 .....	53
4.3 문제점 분석결과 요약 .....	59
제5장 결론 .....	60
참고문헌 .....	62
감사의 글 .....	65



## List of Tables

Table 1.1 Study flow .....	7
Table 2.1 The definition of water depth on offshore industry .....	9
Table 2.2 The value chain of offshore industry .....	12
Table 2.3 The construction status of drilling unit as per built year .....	13
Table 2.4 The type of MODU .....	15
Table 2.5 Drilling mud process and equipment .....	22
Table 3.1 Information of Jujak-1 well .....	26
Table 3.2 Operational preparedness schedule for delivery .....	28
Table 3.3 Daily IAT activities & status .....	29
Table 4.1 What if evaluation example .....	42
Table 4.2 Consequence criteria .....	42
Table 4.3 Likelihood criteria .....	43
Table 4.4 Risk ranking matrix .....	44
Table 4.5 Hazard identification .....	45
Table 4.6 HAZID worksheet (Base case) .....	46
Table 4.7 HAZID worksheet (50 % Softer soil) .....	47
Table 4.8 HAZID worksheet (50 % Stiffer soil) .....	48
Table 4.9 The type of casing .....	52
Table 4.10 Axial load around wellhead .....	53
Table 4.11 API RP 2A WSD - 7.4, 2.2 Clause .....	55

## List of Figures

Fig. 1.1 Oil price trend .....	1
Fig. 1.2 Global offshore E&P field development spending .....	1
Fig. 1.3 Sanctioned capital expenditure by development type .....	2
Fig. 1.4 Jack up dayrate / Floater-dayrate / MODU price as per years .....	2
Fig. 1.5 World forecast for production(L), drilled(R) .....	3
Fig. 2.1 Many of the earliest offshore oil well were drilled from piers at summerland in santa barbara county, california, 1901 .....	8
Fig. 2.2 The height of jacket for fixed type .....	9
Fig. 2.3 The type of offshore unit .....	10
Fig. 2.4 The structure of offshore industry .....	11
Fig. 2.5 Stena drillship of samsung heavy industry .....	14
Fig. 2.6 Drilling Process with mud and riser .....	16
Fig. 2.7 Trip in-out on drillfloor under derrick .....	17
Fig. 2.8 Deep sea drilling video .....	18
Fig. 2.9 Drilling equipment under derrick .....	19
Fig. 2.10 Drilling string .....	21
Fig. 2.11 Drilling well control equipment - BOP .....	23
Fig. 2.12 Drilling equipment - Riser .....	24
Fig. 2.13 Drilling equipment - Casing .....	25
Fig. 3.1 Endurance test(L), BOP test(R) .....	37
Fig. 3.2 Fishing nets were removed on wellhead by ROV .....	37
Fig. 3.3 Cleaning of corrosion cap removal(L), BOP latching(R) .....	37
Fig. 3.4 Some cracking around the wellhead on the sea bed - ROV video	38
Fig. 4.1 The risk assessment process .....	40
Fig. 4.2 Overview of risk assessment methods .....	41
Fig. 4.3 Offset illustration diagram .....	43
Fig. 4.4 (Sample) Drilling riser offset and loading schematic / Flex joint rotation as per vessel offset .....	49
Fig. 4.5 Riser stack-up / Flexjoint rotations .....	50
Fig. 4.6 Wellhead/Conductor stack up .....	51
Fig. 4.7 Woodside-Jujak-1 riser and conductor analysis .....	54
Fig. 4.8 Long term axial capacity of the production well conductor .....	57

## List of Abbreviations

ABS	American Bureau of Shipping
AHTS	Anchor Handling Tug Supply - vessel
API	American Petroleum Institute
BOP	Blowout Preventer
CCB	Cuttings Containment Blower
DFO	Drilling Fluid Operator
DSME	Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering
E&P	Exploration and Production
EBT	Elevated Backup Tong
EDS	Emergency Disconnect System
FEED	Front End Engineering Design
FMEA	Failure Mode and Effects Analysis
FPSO	Floating Production Storage and Offloading
GOM	Gulf Of Mexico
GRA	Global Riser Analysis
HAZID	Hazard Identification
HAZOP	Hazard and Operability
HHI	Hyundai Heavy Industries
IAT	Integration Acceptance Test
IOC	International Oil Company
ISO	International Organization for Standardization
KBC	Knuckle Boom Crane
KIPS	Kilo Pounds
LER	Lower Electrical Room
LFJ	Low Flex Joint
LMRP	Lower Marine Riser Package
MCS	Mud Control System

MD	Maersk Drilling
MMC	Multi Machine Control
MODU	Mobile Offshore Drilling Unit
MT	Multi Thread connector
NDT	Non Destructive Testing
NOC	National Oil Company
PS	Power Slip
POOH	Pull Out Of Hole
RLD	Rigid Lockdown
RMS	Rig Management System
ROP	Rate Of Penetration
ROV	Remotely Operated Vehicle
RP	Recommended Practice
RTU	Remote Terminal Unit
Semi-Rig	Semi submersible drilling-Rig
SHI	Samsung Heavy Industries
SIT	System Integration Test
TDS	Top Drive System
TLP	Tension Leg Platform
VIV	Vortex Induced Vibration
WHH	Wellhead Housing
WOB	Weight On Bit
WSD	Working Stress Design
WT	Wall Thickness

# 폐시추공 활용 시추장비 시험 사례분석과 문제점에 관한 연구

윤 성 진

해양플랜트운영학과  
한국해양대학교 대학원

초록

2000년대 중반부터 세계 석유가격의 상승으로 해양플랜트 시장은 급격히 증가하였고, 한국의 시추선 건조계약 물량도 급격히 증가하였다. 한국 조선소는 다량의 시추선 건조 실적을 통해 세계 최고의 생산성을 확보 하였고, 기술뿐만 아니라 가격적 경쟁력도 충분히 앞서 있었다.

국내 시추선 건조의 경쟁력을 높이기 위한 다양한 노력 중, 2014년 10월경 동해 폐시추공을 이용한 시추선 시추장비 시운전 테스트가 국책과제로 수행되었다. 조선소 인근 수심 100m 해역에서 이루어졌던 테스트가 실제 심해조 건과 같은 1,800m에서 수행됨으로써 중국, 싱가포르 등의 경쟁국가 대비 확고한 기술적 경쟁력 우위를 가지게 되었다. 그러나 불행히도 석유가격 변수로 인한 해양플랜트 유정개발 시장의 축소로 국내 시추선 건조계약이 이루어지지 않게 되었다. 결국 폐시추공 활용 시추장비 테스트는 지속적인 실제

사업으로 연계 되지 못하였고 관심 속에서 잊혀 버렸다.

본 연구에서는 폐시추공을 이용한 첫 시추장비 시운전 테스트 사례를 분석하고 균열의 원인으로 지목된 요인들을 연구하였다. 실제로 시추선 시추장비 시운전 테스트 수행 중 14일째 유정주변에 균열이 발생하였다. 해외 분석기관이 원인을 조사하였으나 접근하기 쉽지 않은 심해조건 때문에 추가적인 실질조사가 불가하여 결국 직접적인 원인은 규명되지 않았다. 따라서 기존의 분석보고서를 검토하였고 균열의 원인으로 환경요인과 하중요인이 지목됨을 이해하였다. 두 가지 요인에 대하여 다음과 같이 해석 및 계산과정을 중심으로 연구하였다. 환경요인에 대해서는 글로벌라이저해석(GRA)의 환경조건 값을 미국선급(ABS)의 ‘석유와 가스에 대한 위험평가 응용에 관한 지침서(guidance note on risk assessment application)’을 통해 문제요인으로 도출함으로써 균열의 원인판별 여부를 재해석하였다. 하중요인에 대해서는 미국석유협회(API)의 ‘고정형 플랫폼의 계획, 설계, 시공을 위한 권장사례(recommended practice for planning, designing and construction fixed offshore platforms-working stress design)’을 통하여 안전율(safety factor) 계산을 수행함으로써 균열의 원인판별 과정을 이해하였다.

결과적으로 본 연구는 세계최초로 우리나라에서 수행된 폐시추공을 활용한 시추장비 시운전 테스트 사례를 이해하고 실제로 발생한 균열의 원인판별 과정을 수행함으로써 향후 국내 폐시추공 활용 테스트의 안전성 확보과 성공을 제고에 밑거름이 되고자 한다.

**KEY WORDS:** 시추장비 시험, 폐시추공, 해양플랜트, 위험도 분석, 안전율

# A Study on a Case and Problems for the Test of Drilling Equipment Using the Closed Exploration Well

Yun, Sung Jin

Department of Offshore Plant Management  
*Graduate School of*  
*Korea Maritime and Ocean University*

## Abstract

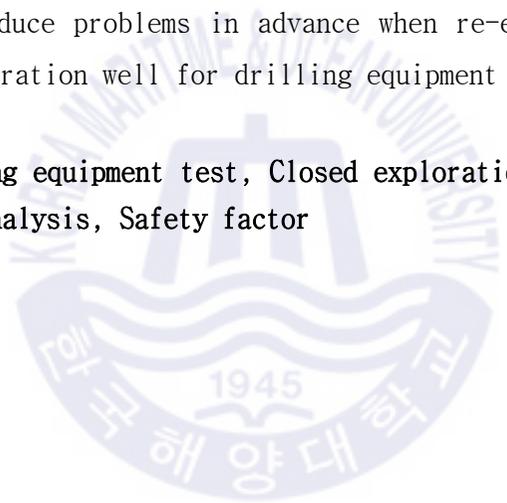
Since the mid-2000s, as the global oil price has risen, the offshore plant market has sharply increased. The Korean shipyards have secured the world's best productivity through large-scale drilling unit construction, and it was well ahead of the price competitiveness as well as technology.

Among various efforts to enhance the competitiveness of domestic drilling unit construction, the first test using closed exploration well for drilling equipment of drilling unit was carried out in October 2014 in Korea. However, the offshore-well development market has been depressed, and has not been linked to sustainable business, unfortunately.

In this study, we first understand the problems of crack around closed exploration well through the case study of the national project. And then the environmental causes identified as problem factors were studied based on the 'guidance note on risk assessment application' of the ABS, and the axial load causes identified as problem factors were studied based on the 'safety factor of API RP for planning, designing and construction fixed offshore platforms-working stress design' to determine whether it were direct problem causes.

In conclusion, these research procedures will be a good guideline to prevent and to reduce problems in advance when re-executing the test using closed exploration well for drilling equipment of drilling unit

**KEY WORDS:** Drilling equipment test, Closed exploration well, Offshore, Risk analysis, Safety factor



# 제 1 장 서 론

## 1.1 연구배경 및 목적

석유와 가스 산업(oil & gas industry)은 에너지 산업으로서, 현재까지 전 세계 주요 에너지원인 석유의 가격(oil price)에 따라 해양플랜트의 투자 현황 트렌드(trend)가 변동된다. Fig. 1.1과 같이 2016년 초에 가장 낮은 국제유가가 형성되어 전 세계 국영석유기업(NOC)<sup>1)</sup>, 국제석유기업(IOC)<sup>2)</sup> 등의 탐사와 생산(E&P, Exploration & Production)투자 비용이 최저로 내려가 Fig. 1.2, Fig. 1.3과 같이 해양플랜트 프로젝트 투자비용도 하강국면을 맞이했다.



\*출처 : 통계청 (2019.10)

Fig. 1.1 Oil price trend

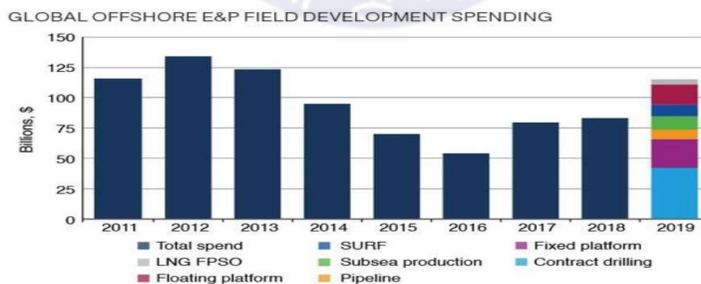


Fig. 1.2 Global offshore E&P field development spending <sup>[1]</sup>

1) NOC : National Oil Company, 국영석유기업

2) IOC : International Oil Company, 국제석유기업

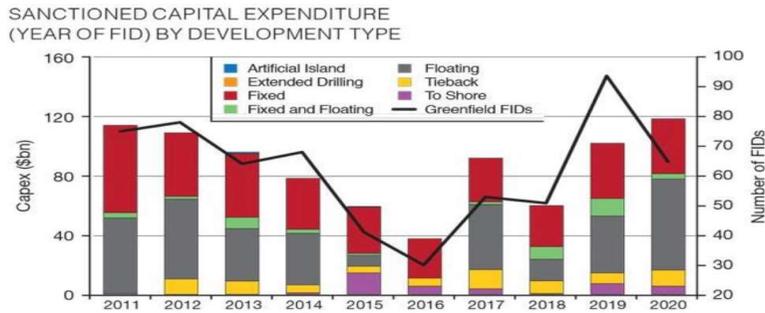
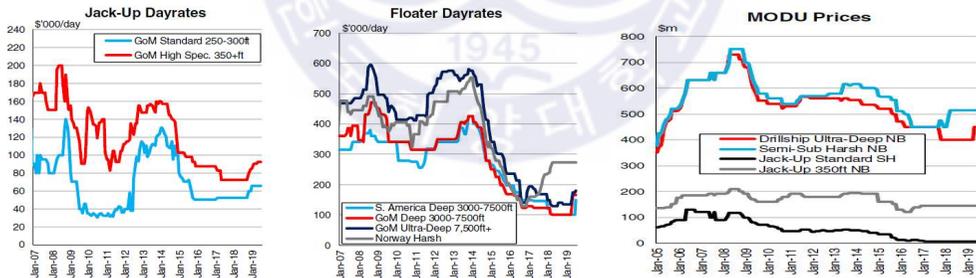


Fig. 1.3 Sanctioned capital expenditure by development type [1]

더불어, Fig. 1.4에서 보여주는 바와 같이 2016년경부터 하락한 시추시장의 용선료(dayrate)는 여전히 회복세를 보이지 못하고 있는 실정이다. 천해(연근해) 부근의 시추는 주로 고정형(fixed)의 잭업리그(jack up-rig)가 투입되며, 250 ft ~300 ft (76 m~91 m) 투입형은 걸프만(GOM, Gulf Of Mexico)의 표준형으로 현재 약 65,000 \$/day를 형성하고 있다. 이에 반해 심해에 투입되는 부유식(floater)은 드릴십(drillship), 세미리그(semi-rig) 등이 있으며, 3,000 ft~7,500 ft (914 m~2,286 m) 투입형은 현재 약 180,000 \$/day를 형성하고 있다.



\*출처 : Clarkson Research (2019.08)

Fig. 1.4 Jack up dayrate / Floater-dayrate / MODU price as per years

투입되는 MODU<sup>3)</sup>중에 심해 시추의 일당 용선료는 천해용보다 3배 이상 비싸다. 즉 장착되는 시추장비가 고가의 장비가 이용되며, 이는 곧 유닛(unit)의 비용증가와 연결된다. 심해 시추를 위해 정교한 유정컨트롤(well control) 성과와

3) MODU : Mobile Offshore Drilling Unit

고압(high pressure) 외압에 견디는 장비사양이 필요로 하며, 사람이 직접 운영 및 유지보수(operating & maintenance)를 하는 것이 불가능하기 때문에 무인잠수정(ROV, Remotely Operated Vehicle)라는 로봇을 이용한 시추활동이 요구된다. 무인잠수정(ROV) 운영에 최적화된 심해용 장비 기능이 고려되기에, 천해용과 달리 별도의 기능과 사양이 개발 및 적용 되어야한다

한국이 관심 있는 심해용 드릴십의 경우 상위 그래프와 같이 용선료가 여전히 하락세를 보이고 있으며, MODU 계약가격(contract price) 역시 눈에 띄는 상승을 보이지 못하고 있다. 기본적으로 국제유가의 당락에 따라 석유와 가스 산업의 움직임이 유도되며, 이는 곧 해양플랜트 탐사와 생산(E&P)산업 중 탐사(E, Exploration)에 해당하는 시추산업과도 연관된다. 물론 다양한 변수에는 국가 간의 국제적 정세도 포함되어 있기에 손쉽게 시장의 전망을 예견할 수는 없지만, Fig. 1.5와 같이 해외유수의 기관에서 예측하는 자료를 보면, 해양플랜트 시장의 완만한 상승세를 보여주고 있으며, 수많은 자본과 인력이 오랜 세월동안 투입되어 있는 산업이기에 긍정적 해석을 해 볼 수도 있다.

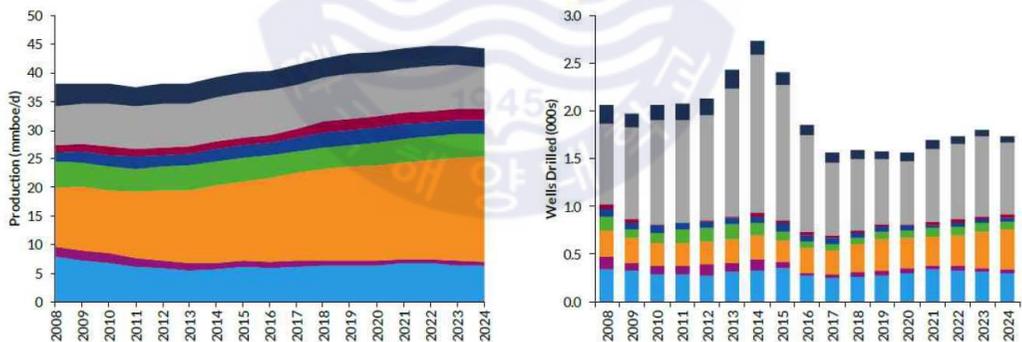


Fig. 1.5 World forecast for production(L), drilled(R) [2]

그러므로 해양플랜트 시추시장을 막연히 암울하다고만 볼 수 없다. 다시 찾아올 수 있는 시추산업의 상승세를 맞이하여 여전히 시추선(drilling unit) 건조 계약가의 가격 경쟁력 만을 앞세우기란 싱가포르와 중국 때문에 어려운 실정이며, 가격의 장벽을 넘기 위해서는 한국만의 독자적인 기술자립 및 개발을 내세워야만 한다. 시추선 건조 이후 시추장비 시운전 테스트는 전 세계 모든 조선

소에서 수행되는 일련의 절차이기에, 한국만의 독자적인 경쟁력으로 자랑할 수 있는 사례를 찾아 연구할 필요가 있다.

본 연구는 과거 2014년 세계최초로 동해 폐시추공을 이용한 시추선 시추장비 테스트 국책과제의 사례연구를 통해 유정(wellhead) 주변에 발생한 균열(crack)의 문제점을 인지하고, 문제요인으로 지목되었던 환경과 하중요소를 위험도 분석 및 안전율 계산을 통해 분석한다. 이를 통해 향후 폐시추공을 활용한 시추장비 시운전 테스트 재 수행 시 시추공 주변 균열발생을 미연에 방지할 수 있는 방안을 제시하고자 한다.



## 1.2 연구 내용

수심 1,798.2 m에 위치한 폐시추공을 이용하여 시추선의 통합수락테스트(IAT: Integration Acceptance Test)를 수행하였으며, 이 과정 중 폐시추공의 유정 위치에서 예상하지 못한 토양분리 문제가 발생되었고 이와 관련하여 유정 건전성 평가(wellhead stability assessment)가 외부 전문기관에 의해 수행되었다. 데이터(data) 인자로서 토양정보(soil data), 환경조건(environmental conditions), 측정각(measured angles), 무인잠수정 비디오(ROV's video), 해저장비중량(subsea weight) 등이 활용되었다.

통합수락테스트 수행 중 발생한 문제에 대하여, 위험도 분석을 통한 환경요인 분석과 안전율 계산을 통한 하중분석 이 두 가지 관점에서 연구하고자 한다. 위험도 분석을 통한 환경요인 분석을 위해 국제표준기구(ISO, International Organization for Standardization)의 ISO 17776을 고려하였으나, 이는 “Mobile offshore units as defined in this document are excluded.” 조건으로 인해 배제하였고, 미국선급(ABS)<sup>4)</sup>의 ‘석유와 가스에 대한 위험평가 응용에 관한 지침서(Guidance note on risk assessment application)’을 기초로 한 연구를 수행하고자 한다. 안전율(safety factor) 계산을 통한 하중분석을 위해서는 미국석유협회(API)<sup>5)</sup>의 ‘고정형 플랫폼의 계획, 설계, 시공을 위한 권장사례(Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms-Working Stress Design)’을 기초로 한 안전율 연구를 수행하고자 한다.

---

4) ABS : American Bureau of Shipping, 미국선급

5) API : American Petroleum Institute, 미국석유협회

## 1.3 연구방법 및 구성

### 1.3.1 연구의 방법

연구 방법은 문헌 및 실증 연구를 병행하였다.

첫째, 문헌 연구는 해양플랜트 산업에 대한 고찰과 시장분석 및 특징 이해를 위하여 Clarkson research, Offshore market journal 및 통계청 정보를 통하여 신뢰성 있는 최신의 시황정보를 분석함으로써, 본 연구의 배경, 즉 연구이후의 해양플랜트 시추시장 활성화에 대한 간접적인 기대효과를 이해하도록 하였다.

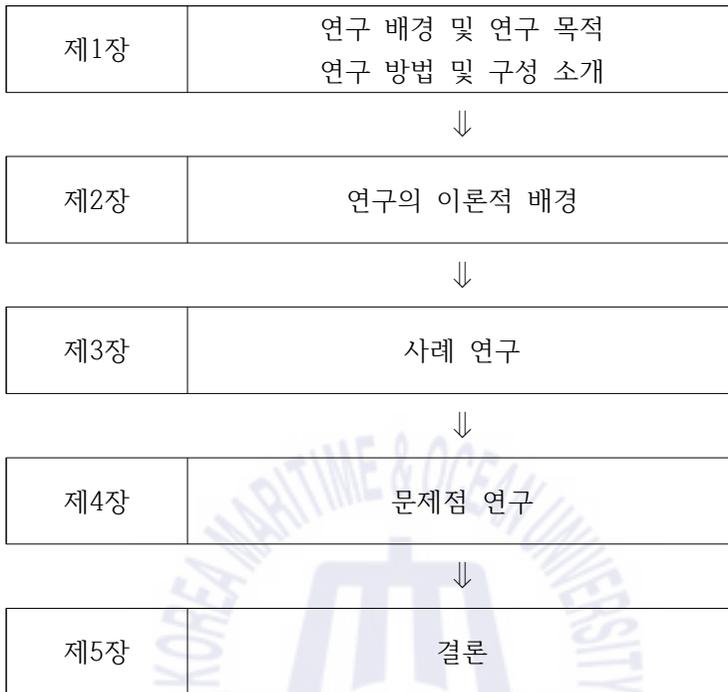
둘째, 실증연구는 2014년에 수행된 국책과제 사례 정보를 기초로 문제요인을 찾아내고 이를 위험도 및 안전을 분석을 통해 안정성 평가를 수행하였다. 단, 폐시추공을 활용한 시추선 시운전 시추장비 테스트를 위해선 국내법 행정절차 및 관련 법규통과, 케이터링 사업 계약, 지역 연계 허가권 획득, 공유수면 점사용 허가, 운영주체 및 참여사 선정, 선주사와 조선소와의 계약 변경 및 보험 등 많은 고려사항이 있지만, 본 연구에서는 기술부분만을 고려하였다.

### 1.3.2 논문의 구성

본 논문은 총 5개의 장으로 구성되어 있으며, Table 1.1과 같이 각 장별 연구의 구성내용은 다음과 같다.

제1장은 연구의 배경과 목적 그리고 연구방법 및 구성으로 기술하였다. 연구의 배경단락은 해양플랜트 시추산업의 시장분석으로 채웠으며, 본 연구가 필요성과 타당성 위주로 설명 하였다. 제2장은 연구의 이론적 배경을 기술하였다. 해양플랜트 시추산업에 대해 전반적인 설명을 구술하였고, 이후 시추선의 주요 공정 및 장비 설명을 통해 본 연구의 기본적인 기술사항들을 이해시키고자 하였다. 제3장은 폐시추공 활용사례 연구를 통해 시운전 절차의 전반적인 이해를 바탕으로 발생한 주요 문제점을 도출하고자 하였다. 제4장에서는 앞서 언급한 주요 2가지 문제점을 각기 다른 분석기준을 적용하여 안정성에 대한 연구를 수행하였다. 제5장은 위의 결과를 정리한 결론부이다.

Table 1.1 Study flow



## 제 2 장 연구의 이론적 배경

### 2.1 해양플랜트 시추산업

#### 2.1.1 해양플랜트 사업분야 소개

석유와 가스 산업은 최초에 육상으로부터 석유가스를 탐사, 시추(drilling), 생산하기 위한 활동에서 시작된다. 1850년대부터 석유를 찾기 위한 노력이 시작되었으며, 미국의 펜실베이니아주 타이티스빌(titusville)의 드레이크 유전(drake well)에서 최초의 유전개발에 성공한다. 1년간의 노력으로 30 m 깊이를 파서 하루 35배럴의 소량 석유를 생산한 기록이 있다. 이후 유전지대의 수많은 굴착으로 인해 산유량은 점차 늘어났으며, 10% 미만의 성공률의 마구잡이식 시추에서 탐사장비의 발달과 슈퍼컴퓨터의 등장으로 최첨단 지질구조 분석을 통한 경제성을 고려한 방식으로 변화 되었으며, 현재는 석유지질조사, 지구화학 탐사, 탄성과 탐사, 물리검층, 가치매장량 평가, 생산기획 및 설치 등 여러 단계의 공학적, 경제학적 절차를 거쳐 시추작업이 진행된다<sup>[3]</sup>.

해양시추는 육상시추의 발전에 따라 1897년 미국 캘리포니아 썸머랜드 해변에서 Fig. 2.1과 같이 육지와 연결된 시추 구조물(jetty)에 의한 시추로써 시작되었다. 이후 구조물의 발달로 1928년에는 얇은 수심의 잠수식 시추선이 개발되었으며, 1932년에는 처음으로 시추장비를 장착한 고정식 구조물과 시추지원 선박이 개발되었다.



Fig. 2.1 Many of the earliest offshore oil well were drilled from piers at summerland in santa barbara county, california, 1901

산업의 발달로 지속적으로 석유 수요가 늘어남과 거대 자본투입의 바탕으로 수심이 더 깊은 곳으로 시추장비가 발달하게 되었으며, 1953년에 최초의 시추장비를 설치한 드릴십이 등장하였다. 또한 거칠고 깊은 바다에서 뛰어난 안전성을 제공하는 4~8개 정도의 다리를 가진 형태의 반잠수식 세미리그도 제작되었다.

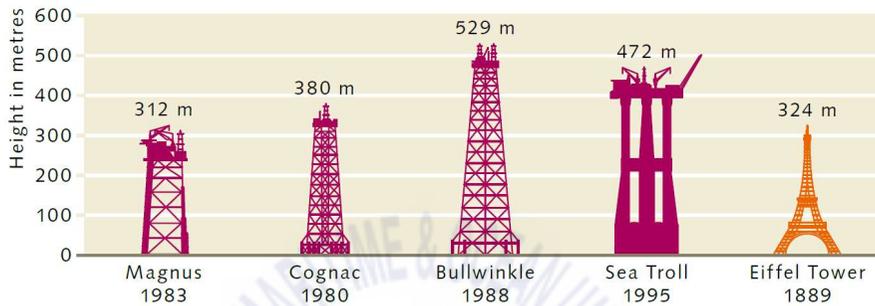


Fig. 2.2 The height of jacket for fixed type

석유와 가스의 시추 및 생산을 위한 기술은 점차 깊은 바다로 나아갔으며, Fig. 2.2와 같이 고정형 타입의 경우 점차 자켓(jacket)의 높이가 높아져 갔으며, 연근해에서 수심 3,000 m급 심해로 그 범위가 확대되고 있다. 심해에 대한 정의는 산업계 마다 시각이 조금씩 차이가 나지만, 통상적으로 500 m 이상을 심해로 분류한다<sup>[4]</sup>.

Table 2.1 The definition of water depth on offshore industry

Company	Water Depth(m)
Petrobras (brazil)	400~1,000 (Ultra deep water: above 1,000)
Shell, BP	above 500
Exxon	above 400

즉, 수심에 따라 관련된 시추 및 생산 장비의 기술적 구성이 달라지게 되며, 지역별 유정조건(well condition) (온도, 수심, 날씨, 지층, 토양, 해류 등)에 따라 다양한 종류의 해양플랜트<sup>6)</sup> 유닛이 적용된다. Fig. 2.3과 같이 용도에 따라 시추용, 생산용으로 크게 구분하며 해상 설치방식에 따라 고정식, 부유식으로 구분한다. 시추용으로 사용되는 해양플랜트의 종류에는 천해(연안)와 심해 용도로 구분되며, 최근에는 앞서 언급했듯이, 연안(shallow water)에서 심해(deep water)로 확대되고 있는 추세이다.



Fig. 2.3 The type of offshore unit <sup>[5]</sup>

해양플랜트 산업의 업체구성을 보면 다음과 같다, 에너지 자원을 생산하는 오일메이저(oil major company)가 가장 윗부분이며, 이어서 선사, 건조업체, 기자재 및 엔지니어링 업체 순으로 나열된다<sup>[6]</sup>. 참고로, Fig. 2.4 정보는 2013년 기준이며, 현재는 인수 및 합병 등으로 사라지거나 새로 만들어진 기업들이 다수 존재한다.

6) 해양플랜트는 바다에서 석유가스 자원의 시추와 생산, 처리등과 직접 연관된 시설, 구조물, 장비, 시스템 등을 총칭하며, 석유와 가스 산업 중 Offshore 부분 일컫는 한국어적 표현임[7].



\*출처: 산업연구원 (2013)

Fig. 2.4 The structure of offshore industry

또한 해양플랜트 산업은 대상지역에 대한 타당성 조사 및 탐사, 시추 및 원유매장량 평가, 여러 설계조건을 고려한 설계부문, 건조 및 제작 그리고 시운전 부분으로 구성되며, 상기에 언급된 수많은 국제석유기업(IOC), 국영석유기업(NOC)들과의 치밀한 프로젝트 관리 및 계획(project management & plan)을 통해 Table 2.2와 같이 1단계에서 부터 5단계까지 수행된다<sup>[6]</sup>.

Table 2.2 The value chain of offshore industry

<p>&lt;1단계, 타당성 조사 및 예비탐사 단계 (Exploration)&gt;</p> <p>해저면(Seabed) 지질 조사 및 물리적 조건에 대한 탐사를 하는데 주요 투입 선박은 지질탐사선인 Survey Vessel로 주로 인공지진파를 이용하여 탐사</p>
<p>&lt;2단계, 시추 및 평가단계 (Wildcat &amp; Appraisal Drilling)&gt;</p> <p>원유매장 가능 지역에 첫 시추작업을 수행하는 Wildcat Drilling, 이것이 성공하면 다시 몇 개의 유정(Well)을 더 시추하여 경제성을 평가한 후 개발투자 여부를 결정하는 평가 시추 (Appraisal Drilling)를 추진, 이때 투입되는 주요 선박 및 장비가 Drill Ship, Drill Rig, AHTS, Stand By등임</p>
<p>&lt;3단계, 설계(Design) 단계&gt;</p> <p>원유매장 지역의 각종 환경에 맞는 생산구조물을 설계하는데 설계는 개념설계 (Conceptional Design), FEED(Front End Engineering Design), 기본설계(Basic Design), 상세설계(Detail Design), 생산설계(Production Design)등이 있고 Load out, 운반, 설치 등에 필요한 엔지니어링 인Support Engineering도 수반됨</p>
<p>&lt;4단계, 건조 및 제작(Fabrication) 단계&gt;</p> <p>설계 기준에 따라 Offshore 선박 및 플랜트를 제작하는 단계로 Platform, FPSO, TLP, SPAR, Subsea-Production 설비 등이 주요 건조 대상이며, Subsea관련 장비 제작도 포함됨.</p>
<p>&lt;5단계, 운반(Transportation), 설치 및 시운전(Installation) 단계&gt;</p> <p>자항력을 가진 Semi- Submergible Ship이 Barge 및 Tug Boat로 운송 가능한 육상에서 최대한 많은 조립 및 완성을 한 후에 해상에서는 단순한 연결 작업(Hook-up)과 시운전 테스트(Commissioning)를 하는 것이 기본이며, 이후 해당 유전 Field에서 Subsea 부분과 해상 부분의 연결 설치작업(Installation)도 이루어짐. 이후 Final Commissioning 단계가 수행됨.</p>

\*출처: 대한무역투자진흥공사 (2015)

즉, 해양플랜트 산업은 석유를 위한 거대 자본과 기업뿐만 아니라 국가적 차원에서 접근해야만 하는 산업으로써 에너지 패권주의 개념과도 연관되어 있는 분야이다. 수많은 기업이 참여하고 수많은 기술적 이론과 경험을 필요로 하는 산업으로써 1800년대부터 쌓아온 기술적 노하우를 통해 만들어진 표준화된 사양 (specification)들이기에 전기전자 산업과는 달리, 한순간의 기술개발 노력으로 쉽게 선두에 나설 수 없는 기계공학(mechanical engineering)을 근간으로 한 산업이므로, 꾸준한 자본과 노력 그리고 기술의 축적이 필요한 산업임에는 틀림없다.

## 2.1.2 국내 시추선 건조 경쟁력 분석

특히, Table 2.3과 같이 한국의 경우 연근해용으로 주로 투입되는 잭업리그는 총 5기를 제작하였으나, 주력은 심해용의 드릴십과 세미리그이다.

Table 2.3 The construction status of drilling unit as per built year

타입	제작사	1982 ~1990	2000 ~2005	2006 ~2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	총합계
Drill Ship	DSME			6	3	3	2	3	2	1	2		2	24
	HHI			1	2		2	9	2					16
	SHI		1	14	9	5	7	9	6		1			52
	합계		1	21	14	8	11	21	10	1	3		2	92
Jack Up Rig	DSME	1									1			2
	HHI		1											1
	SHI										2			2
	합계	1	1								3			5
Semi Rig	DSME	4	1	5	1	2		1	3	1				18
	HHI	7	1							1		1	1	11
	SHI			3	1								1	5
	합계	11	2	8	2	2		1	3	2		1	2	34
<b>총 합계</b>		<b>12</b>	<b>4</b>	<b>29</b>	<b>16</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>22</b>	<b>13</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>131</b>

\*출처 : Offshore Intelligence Network, Clarkson (2019.10.13.)

드릴십, 잭업리그, 세미리그에 대한 한국 건조량의 세계 점유율을 보면, 잭업리그(0.9%, 1968년 이후 제작된 유닛 기준, 폐선 고려안함), 세미리그(23.0%, 1973년 이후 제작된 유닛 기준, 폐선 고려안함), 드릴십 (85.2%, 1975년 이후 제작된 유닛기준, 폐선 고려안함) 으로, 심해용 시추선인 드릴십 분야에선 한국의 건조척수가 세계 최고이며, 다음 순으로 세미리그이다.

한국의 조선소는 해양플랜트 탐사와 생산 산업의 오랜 역사 중 후발주자로

나섰고, 조선소의 선박 건조 기술을 기반으로 발전해 왔기에, Fig. 2.5와 같은 드릴십분야 85%를 차지하는 성과를 갖게 되었다. 하지만, 여러 국제정세의 영향으로 국제유가는 급격히 하락하게 되었고, 이에 따른 해양플랜트 탐사와 생산 투자의 감소로, 결국 한국에 발주되는 탐사와 생산의 추가 계약건수가 급격히 줄었다. 2014년에는 한해에 21척을 건조하였으나, 2015년 10척, 2016년 1척, 2017년 3척으로 한국의 드릴십 건조량을 볼 수 있다. 물론, 드릴십 선가의 50% 이상이 시추장비(drilling equipment)이며, 모두 오랜 시추역사를 통해 기술 습득한 해외유수 기업에서 제작되어진 실정이다.



Fig. 2.5 Stena drillship of samsung heavy industry [8]

그러나 100% 해외기술에 의존하여 수입되는 시추장비이지만, 시추작업을 위해 기본이 되는 선박의 안전(safety), 장비배치(equipment arrangement), 전체시스템통합(total system integration), 생산계획 및 운영관리(construction planning & management), 중량물추락분석(heavy dropping analysis) 등 수많은 바다 위 작업을 위한 기술 등과 시추장비와의 최적화 능력은 한국이 단연 앞서기에, 85%라는 대단히 고무적인 점유율을 가져갈 수 있었다.

## 2.2 시추선 주요장비

### 2.2.1 시추공정 이해

해양플랜트 시추선은 해저면(seabed) 아래에 매장된 석유와 가스의 매장량을 확인하기 위한 테스트 유정과 이를 경제성 있는 생산용 유정으로 만들기 위해 사용되는 시설로 해양에서의 시추작업은 대부분 타 지역으로의 이동을 위해 MODU로 제작되며, 작업 해역의 수심(water depth)에 따라 크게 Table 2.4와 같이 두 가지로 구분된다.

Table 2.4 The type of MODU

구분	고정식(작업시에만 고정)	부유식
작업수심	얕은 수심(약150 m 이하)	깊은 수심(약150 m~3 km)
건조비용	약 5억불 이하(5,000억원)	약 5억불 이상
시추방법	기본적인 시추시스템 및 운영방법은 동일	
	해저면(seabed)에 구조물을 지지하면서 시추함	DP(Dynamic Position), 앵커(anchor) 등을 이용하여 위치유지하게 시추함
Unit	<p>Jack Up-Rig</p> 	<p>Semi-Rig      Drillship</p> 

시추 시스템은 기본적으로 머드(mud)를 통해 운영되며, 사람의 신체에 해당되는 피(blood)와 같은 존재성을 지닌다. Fig. 2.6은 유정폭발방지기(BOP<sup>7</sup>)와 라

리저(riser)가 해수면 아래에 이미 설치된 이후의 시추절차(drilling process)이다.

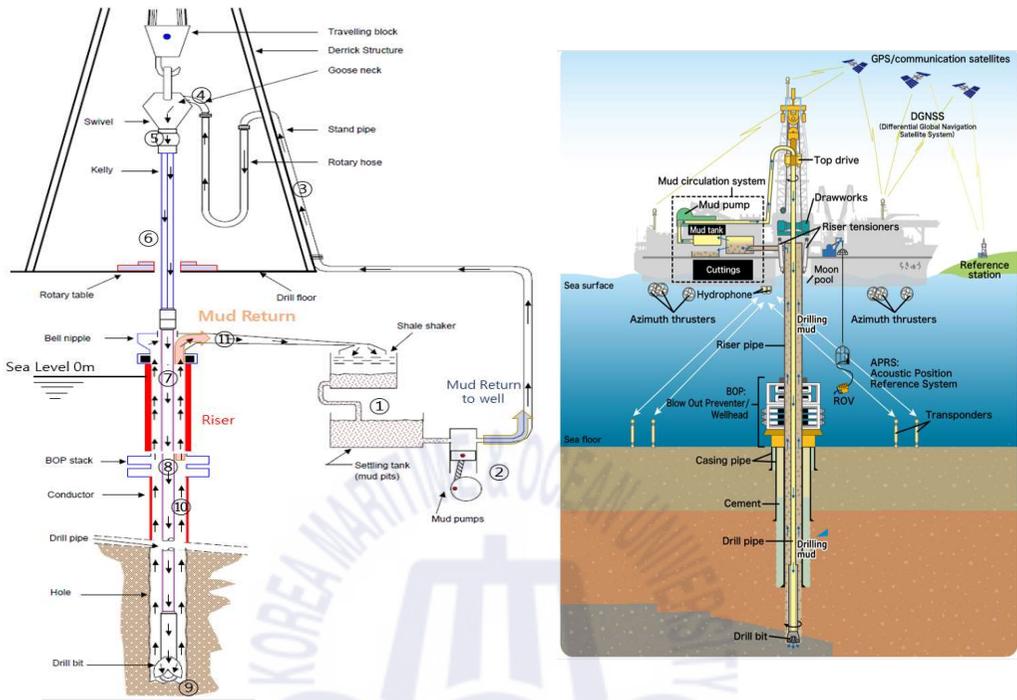


Fig. 2.6 Drilling process with mud and riser [9]

드릴십과 세미리그, 잭업리그의 드릴플로어(drill floor) 상부 및 시추선 내부에서 발생하는 절차를 소개하면, Fig. 2.6의 왼편 그림과 같이 (1) 최초로 머드핏(mud pit)이 위치한 머드혼합지역(mud mixing area)에선 중정석(barite)과 벤토나이트(bentonite), 그리고 화학물(chemical source)이 섞인 점성을 가진 머드를 만들게 되고, (2) 이 머드는 고압용머드펌프(HP mud pump)를 통하여, (3) 데릭(derrick) 외부에 위치한 스탠드배관(standpipe)을 타고 데릭 상부로 올라간다. 이후 (4) 구스넥(goose neck)을 거쳐, (5) 시추용배관(drill pipe)를 상부에서 홀딩(holding)하여 회전력 전달해 주는 스위블(swivel)을 지난다. (6) 시추용배관을 타고 해수면 아래로 머드는 내려간다. 이후 해수면 아래에선 머드는 (7) 라이저 내부에 위치한 시추용배관을 통해 유정이 위치한 곳까지 계속 내려간다. (8) 내려온 머드는 유정폭발방지기를 지나게 되며, (9) 최종적으로 드릴비트(drill bit)

7) BOP : Blowout Preventer

의 분출구까지 도달한다. (10) 머드는 점성을 지녔기에, 드릴비트에 의해 절삭되는 암설물(cuttings)을 점성(sticky)한 상태로 옮겨지고 해수면 상부에 위치한 드릴플로어 바로 아래에 위치한 (11) 분배기(diverter)까지 도달하게 된다. 암설물을 가득 지닌 머드는 셰일셰이커(shale shaker)을 통해 1차적으로 큰 사이즈의 암설물을 제거하게 되며, 다시 머드정렬(mud treatment)과정을 거치게 되고, (1) 머드혼합 단계를 다시 밟게 된다. 이러한 과정을 반복하면서 시추깊이(drilling depth)가 깊어지게 된다.

이러한 시추 과정과 함께 중요한 부분으로, Fig. 2.7과 같은 트립인/아웃(Trip In/Out) 과정이 있으며, 유정폭발방지기나 크리스마스트리(X-mas tree)의 연결과 분리(connection & disconnection), 케이싱(casing) 설치, 시멘팅(cementing)작업을 위한 필수 절차이다.

트립인/아웃은 시추용배관, 라이저, 케이싱을 드릴플로어 하단으로 내려 보내고 또는 끌어올리는 과정을 뜻하며, 이를 통하여, 드릴플로어 아래에 위치한 유정폭발방지기나 해저(subsea)장비를 바다 속으로 내려 보내는 과정을 지원하기도 한다.

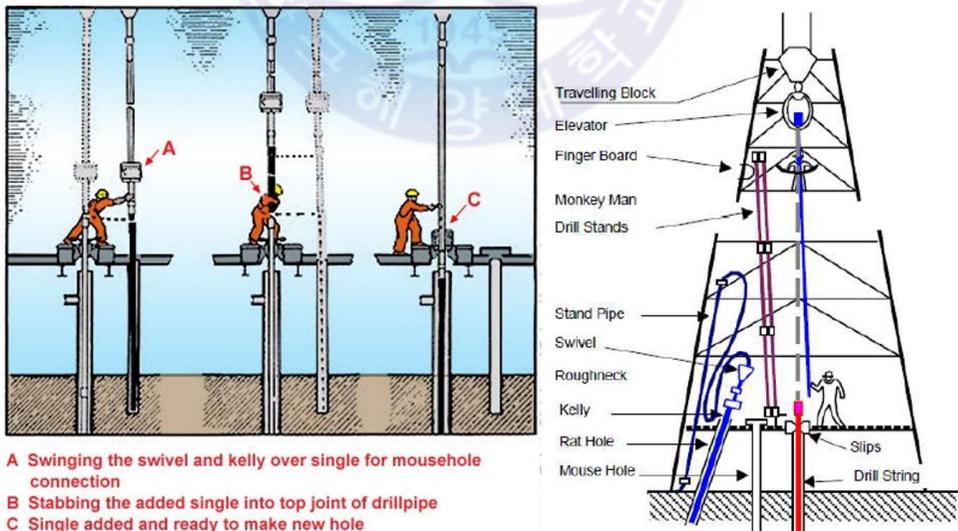


Fig. 2.7 Trip in-out on drillfloor under derrick [10]

시추의 전체과정을 쉽게 이해하는 방법은 동영상 활용 방법을 추천하며, Fig. 2.8 이 가장 대표적인 시추 영상으로 웹 주소 ‘<http://youtu.be/yuu0QcnOVbo>’에서 볼 수 있다.



Fig. 2.8 Deep sea drilling video

## 2.2.2 주요 장비소개

주요 시추장비에 대하여 여섯 부분으로 나누어 소개하고자 한다. 데릭아래 시추장비(drilling equipment under derrick), 시추스트링(drilling string), 시추머드(drilling mud), 유정컨트롤(well control), 라이저, 케이싱이 있다.

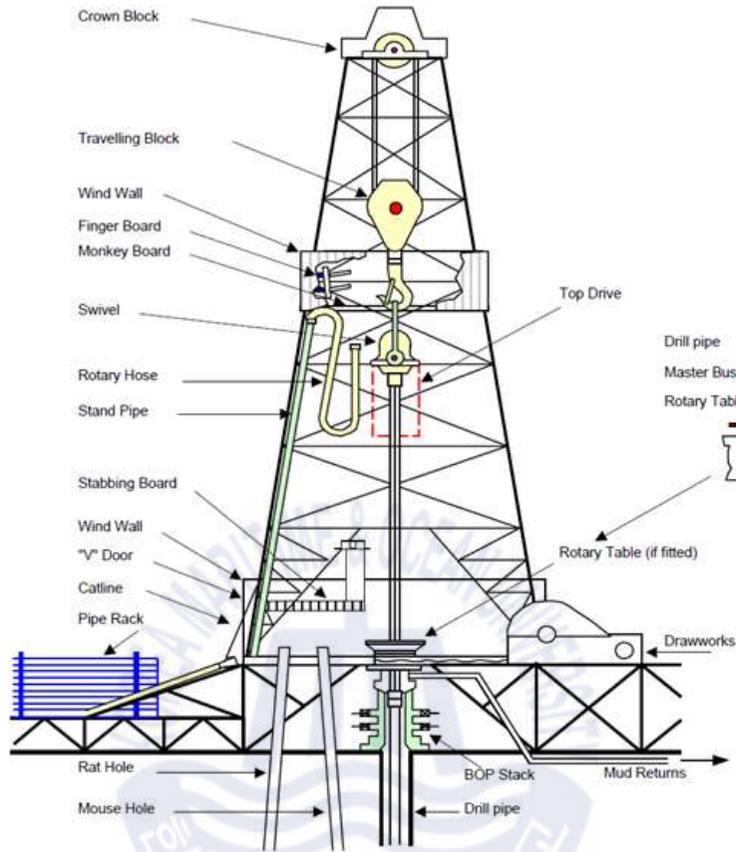


Fig. 2.9 Drilling equipment under derrick [10]

Fig. 2.9와 같이, 데릭(derrick)은 강철(steel)로 제작되었으며, 격자모양의 약 50m 높이의 타워이다. 기본적으로 크라운블록(crown block)을 지지하기 위함이 목적이나 다양한 용도로 사용되기에 시추를 나타내는 가장 대표적이고 필수적인 장치구조물이다. 배관선반(Pipe rack)으로부터 옮겨진 시추용배관 3개가 결합되고 저장되는 핑거보드(finger board)가 데릭 안쪽에 설치되고 있으며, 이 공간을 세트백공간(setback area)라고 부른다.

- 크라운블록(crown block) : 데릭 상부에 고정된 도르래(sheave)들이며, 각각의 와이어로프(wire rope)들은 트래블링블록(travelling block)과 연결되어 있음.
- 트래블링블록(travelling block) : 멀티도르래 리프팅블록(multi-sheave lifting

block)으로써, 시추 작업하는 동안 시추스트링을 지지함. 또한 드로웍스(drawworks)에 의한 상하운동으로 시추용배관과 케이싱을 구멍(hole)에 넣고 빼는데 이용함.

- 탑드라이브(top drive) : 회전운동을 통해 시추스트링에 전달하는 주요역할을 수행함. 과거에는 로터리테이블(rotary table)을 주로 이용하였으나, 최근 탑드라이브를 주로 이용함. 탑드라이브에는 트래블링블록이 매달려 있음.
- 드로웍스 : 탑드라이브의 상하운동을 위한 대형 윈치(winch)이며, 시추 작업이 가장 큰 역할을 수행하기 위한 주요기구로써 전기(electric) 타입과, 유압(hydraulic) 타입, 2종류가 있으며, 통상 2대를 드릴플로어 상단에 배치하여, 1대 고장 시 즉각 대체할 수 있도록 함.
- 배관선반(pipe rack) : 시추용배관, 케이싱, 라이저를 데릭 내부로 옮기기 전에 보관하는 장소로써, 수평(horizontal) 타입과 수직(vertical) 타입이 있음. 배관선반으로 부터 옮겨진 배관들은 캣워크(catwalk) 상판으로 이동되며, 드릴플로어로 들어가기 전에 브이도어(V-door)라는 일종의 출입문을 지나게 됨. 만약 시추 작업 시 유정으로부터 고압의 가스나 석유가 분출되는 유정폭발(blow out)현상이 생길경우 외부로 그 충격이 전달되는 것을 막기 위해 도어가 존재함.

Fig. 2.10과 같이 시추스트링은 해저에 구멍을 시추하는데 사용되는 부품들의 조합을 뜻한다.

- 드릴비트 : 끝단부 이빨에 탄화물(carbide) 또는 다이아몬드(diamond)로 경화 처리한 철을 부착한 3개의 회전 원뿔(cone)로 구성됨.
- 드릴칼라(drill collars) : 바위를 부수는 공정을 도울 수 있도록 드릴비트 바로 위에 설치하여 비트의 무게가 집중되도록 돕는 부분
- 시추용배관 : 한 개가 9m이며, 양 끝단에 암수(male & female)로 구성되어 결합되고, 연성이 뛰어난 특성을 가짐으로써 탑드라이브에 의해 만들어지

는 회전력을 최 하단 드릴비트에 전달 및 보존하는 기능을 가짐

- 스위블(swivel) : 시추스트링이 트래블링블록에 매달려 있는 동안에 자유롭게 회전할 수 있도록 해주며, 시추머드가 통과하도록 함. 참고로 머드는 머드펌프로 부터 머드매니폴더로터리호스(mud manifold rotary hose)를 거쳐 스위블위에 있는 구스넥을 통하여 시추용배관에 공급됨.

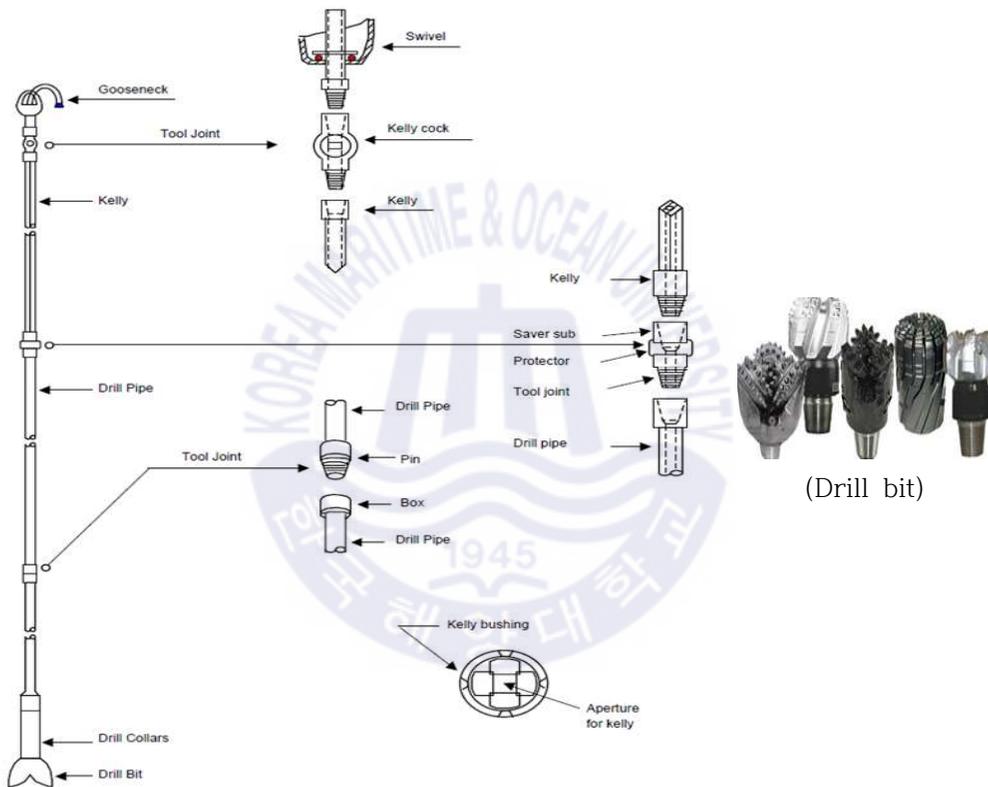


Fig. 2.10 Drilling string [12]

시추머드는 드릴비트에 윤회작업을 하고, 시추 시 발생하는 암설물을 제거하고, 구멍의 압력을 안정화시키는 역할을 한다. 성분은 물과 벤토나이트(bentonite, 점성역할), 중정석(barite, 비중역할)이 용해된 혼합물이다. 앞서 시추절차에서 언급한 머드순환(mud circulation)에 대하여 Table 2.5와 같이 간략히 장비를 나열 및 정리해 볼 수 있다.

Table 2.5 Drilling mud process and equipment

Process	Equipments	
<p style="text-align: center;">Low Pressure Mud</p>	<p style="text-align: center;">Mud Return</p> <p style="text-align: center;">↓</p>	
	<p style="text-align: center;">Mud Treatment</p> <p style="text-align: center;">↓</p>	
	<p style="text-align: center;">Mud Mixing</p> <p style="text-align: center;">↓</p>	
	<p style="text-align: center;">High Pressure Mud</p>	<p style="text-align: center;">Mud Return to well</p>
		<p>Diverter Housing (return mud의 방향 설정 역할)</p>
<p>Gumbo Box (큰 Cutting 걸러냄)</p> <p>Shale Shaker (중간 Cutting 걸러냄)</p> <p>Degasser (Gas 제거)</p> <p>Desander (입자가 굵은 가루 걸러냄)</p> <p>Desilter (입자가 작은 가루 걸러냄)</p> <p>Conveyor, Skip tank, Chute (걸러낸 Cutting의 저장, 이송)</p>		
<p>Mud Pits(incl. Agitator, Gun) (mixing된 mud를 저장하는 곳)</p> <p>Reserve tank</p> <p>Chemical unit,</p> <p>Mud hopper (mixing mud에 bentonite, barite를 섞는 장비)</p> <p>Mud mixing pump</p>		
<p>Charge pump (hp mud pump로 가기 전에 압력을 1차적으로 올려주는 용도)</p> <p>HP mud pump (mud를 7,500psi로 압력을 올려서 derrick을 거쳐 well까지 보냄)</p> <p>Trip tank (riser내의 mud 수위조절을 통한 압력 유지 목적)</p> <p>Standpipe manifold</p> <p>Cement Unit (15,000psi까지 압을 올려서 well control에 이용함)</p>		

Fig. 2.11과 같이 유정컨트롤을 위한 안전장비로써 분배기(diverter)와 유정폭발방지기(BOP)는 유정으로부터 갑작스런 고압가스 분출로 인한 사고를 미연에 방지하는 시추 장비 중에 가장 중요한 역할을 담당한다. 추가적으로 초크 앤킬매니폴더(choke & kill manifold)나 시멘트유닛(cement unit)을 통해 유정폭발방지기와 함께 유정컨트롤을 수행한다.

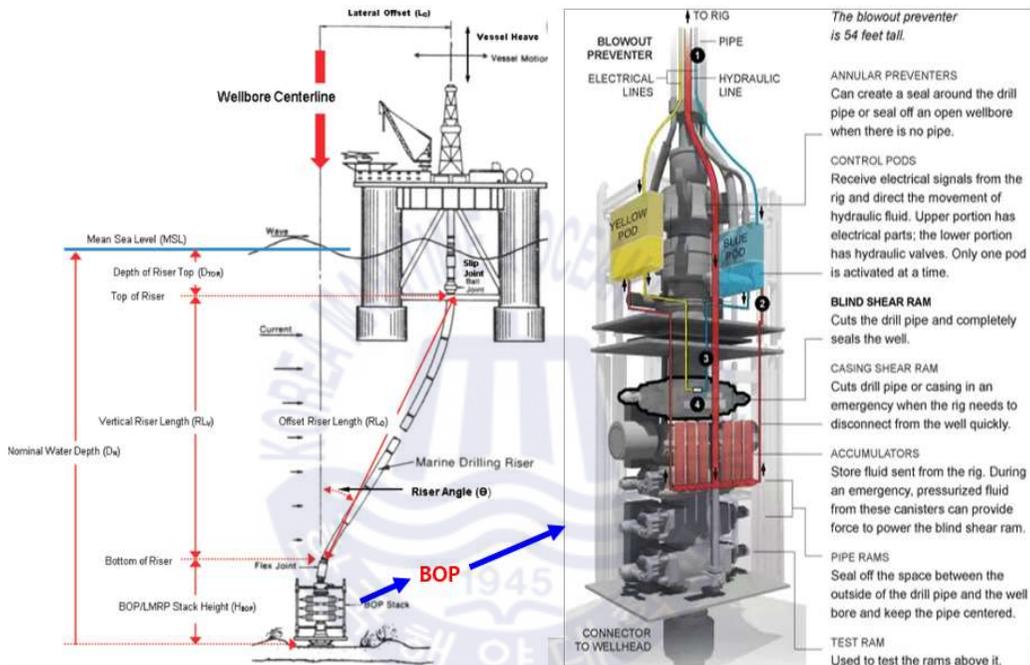


Fig. 2.11 Drilling well control equipment - BOP [13] [14]

시추장비 중 라이저는 해상에서의 시추 작업 시 빼놓을 수 없는 장비이며, 특히 심해로 갈수록 그들의 역할이 더욱더 중요해 지고 있다. Fig. 2.11과 Fig. 2.12는 라이저에 대한 이해를 높이기 위한 자료이며, 라이저는 유정폭발방지기와 시추선 사이에 연결된 강철배관로써, 상부에는 텔레스코픽조인트(telescopic joint)와 텐서닝시스템(tensioning system)이 연결되며, 시추용배관, 케이싱용 배관(casing pipe)의 이동통로로 이용되며, 외부요인(파도, 해류 등)으로 부터 보호해 준다. 또한 머드순환의 이송통로로 이용된다.

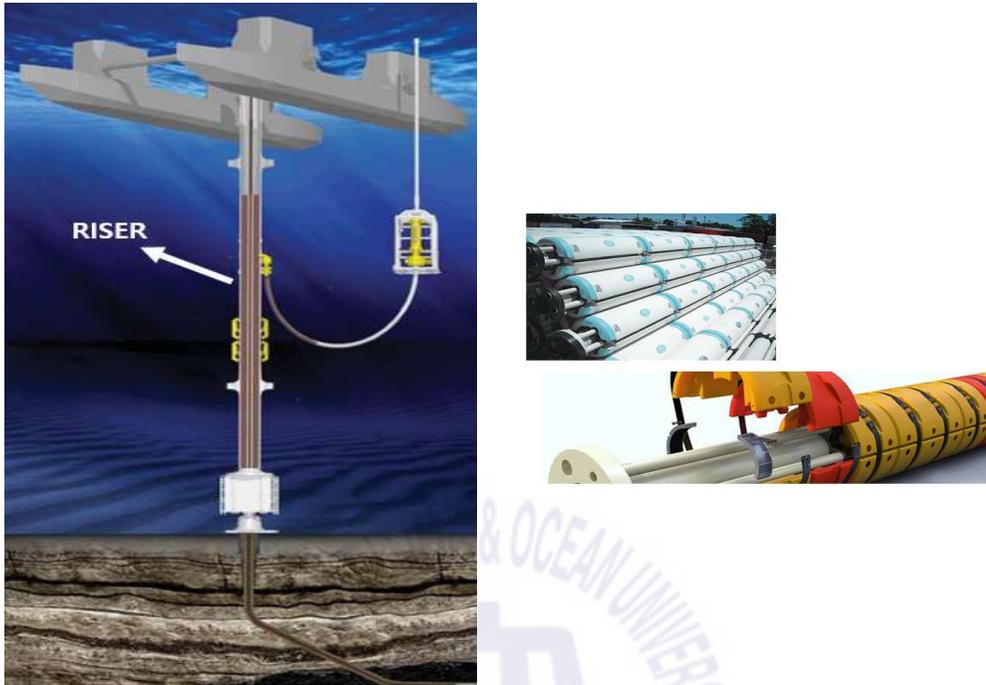


Fig. 2.12 Drilling equipment - Riser [15]

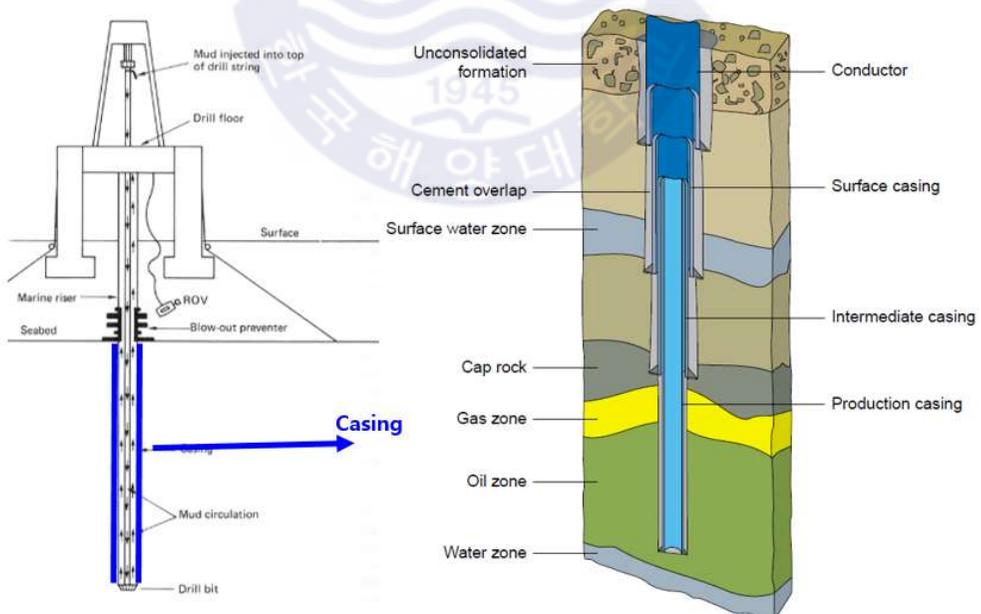
참고로, 열악한 환경(harsh environment)에서 시추작업을 수행하기 위해선 라이저 시스템의 설계 최적화가 필요하며 다양한 대내외 조건을 인지하여 여러 경우의 수를 고려한 반복적인 해석 프로세스가 필요하며 ‘API RP 16Q<sup>8)</sup>’와 같은 국제 코드(international code) 기준에 따라 적용되어야 한다. 특히 Von Mises 응력계산과 웨이브 및 소용돌이 유도진동(vortex induced vibration, VIV) 피로해석을 통해 라이저 해석(riser analysis)을 수행한다<sup>[16]</sup>. 라이저 해석은 다양한 환경부하, 선박 하중 및 시추장비 하중과 이와 연관된 라이저의 전체 정적(static) 및 동적(dynamic) 응답(response)을 종합적으로 연구한다. 얇은 물에서는 부력(buoyancy)과 낮은 장력(low top tension)을 고려하지 않고, 표준 조인트(standard joint)를 사용하여 시추가 행해진다. 심해(deep water)에서는 생산적인 작동(productive operation)을 위하여 라이저 장력과 쌓아 연결된 구성(stack up configurations)에

8) API RP(Recommended Practices), API RP 16Q(Recommended Practice for Design, Selection, Operation and Maintenance of Marine Drilling Riser Systems)

대한 해석도 요구된다. 또한 상부 장력, 선박 오프셋(vessel offsets)과 움직임, 유연한 볼 조인트의 회전강성(rotation stiffness of flexible ball joint)의 고려할 조건도 있다

실제로 라이저 해석은 해양시추에서 가장 중요한 부분으로 시추선의 운동해석과 시추가능 환경조건(environment condition)과의 상호해석을 통해 모든 장비의 설계기준이 결정되고 장착되며, 이게 곧 시추선의 성능을 뜻한다. 단, 아쉬운 점은 이와 관련된 장비의 사양결정 및 설계기준 엔지니어링은 선주와 운영사(operator)의 요청에 따라 다수 경험의 해외 엔지니어링사에서 수행하며, 국내 조선소는 해석 결과 값만 고려하여 시추선 성능에 반영할 뿐이다. 본 연구에서는 실질적인 라이저 해석은 수행하지 않으며, 해석 결과를 통한 이해와 방향성을 고려하였다.

**Fig. 2.13**과 같이 시추장비 중 케이싱은 시추용배관으로 해서면에 구멍을 뚫고 나서, 케이싱용 배관을 넣음으로써, 외벽과의 보강역할을 수행한다. 이후 시추선의 시추용배관 내부를 통해 시멘트를 공급받음으로써, 케이싱과 구멍 지층 사이에 시멘팅 과정이 이루어지게 되어, 오랜 기간 동안 시추 한 곳의 지지 역할을 한다.



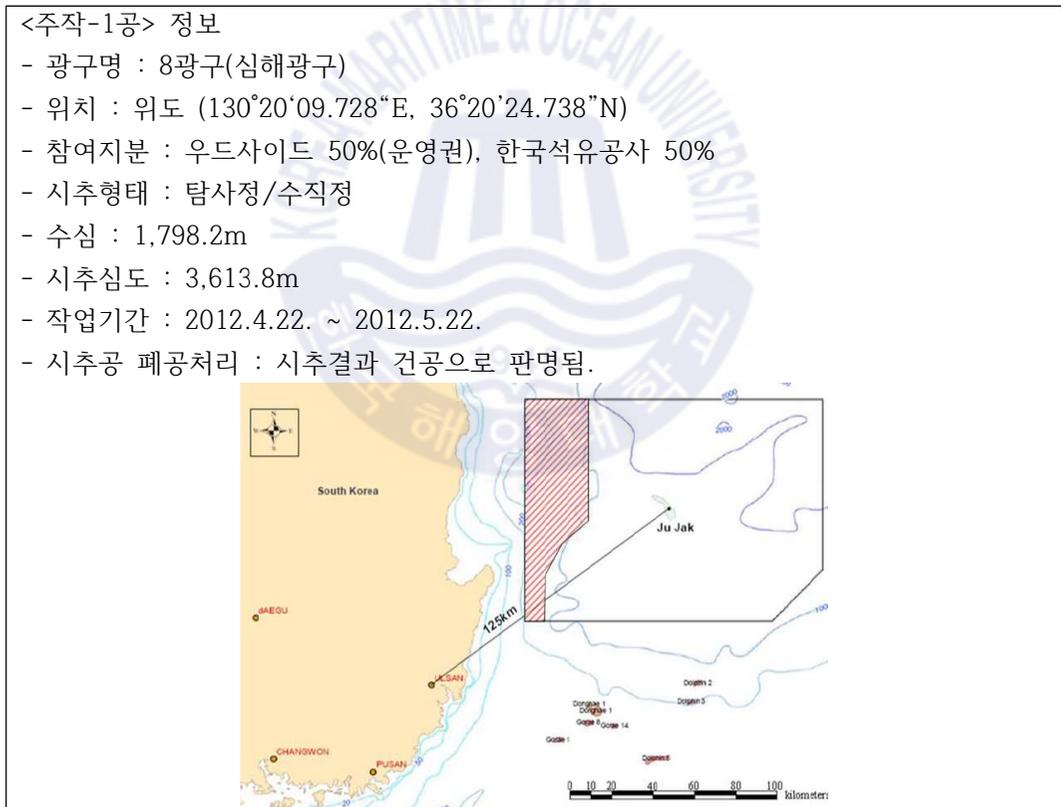
**Fig. 2.13** Drilling equipment - Casing [17] [18]

## 제 3 장 폐시추공 활용 시추선 시운전 사례연구

### 3.1 폐시추공 활용한 시운전 사례

폐시추공을 활용한 시추선 시추장비 테스트 구축사업은 2014년 한국조선해양기자재연구원이 주관한 국책사업으로써 삼성중공업에서 건조한 머스크드릴링사<sup>9)</sup>의 벤처러호(MAERSK DRILLING's VENTURER)를 활용하여 2012년도에 구축된 주작-1공(폐시추공)에 수행되었다. Table 3.1은 폐시추공에 대한 정보이다.

Table 3.1 Information of Jujak-1 well <sup>[19]</sup>



9) Maersk drilling : 머스크드릴링사는 세계 제일의 해운사인 덴마크 머스크 (AP Moeller - Maersk) 그룹의 계열사로 전 세계 석유회사에 해양유전개발 고효율서비스를 제공하는 글로벌 기업. 본사는 덴마크 코펜하겐에 위치

약 1개월 동안 시추선의 통합수락테스트를 수행함으로써 국내의 시추선 애프터마켓(After Market)산업 육성을 위한 자료 확보와 사업모델을 구체화를 목표로 진행되었다.

통상적으로 국내 조선3사에 의해 건조되는 시추선은 조선소 인근 수심 100m 해역에서 시스템통합테스트(SIT: System Integration Test)를 마치고 선주사에게 인도된다. 그리고 선주사는 실 투입 유정 인근 필드로 이동하며 실제 용선주에 의해 본격적으로 시추하기 전까지 통합수락테스트를 통해 모든 장비의 성능상태를 검증한다. 통합수락테스트 중에 신규 운영인력 훈련(training) 및 시스템 내구성 테스트(system endurance test)를 실시하고, 용선주에게 성능확인을 검증한다. 시추선을 건조한 조선소는 1년 보증(warranty)측면에서 소규모 인력이 파견된다. 결국 조선소는 통합수락테스트 중에는 참여하지 못하며, 단지 1년 보증을 위한 소규모 긴급파견 정도의 대응만 수행해 왔다.

당시 선주사로 부터 시추선 제작 조선소 인근에서 통합수락테스트 수행 가능성을 타진해 왔으며, 이에 조선소와 각 기관 및 기업은 석유공사, 정부와 협의하며 동해안에 버려진 수심 1,000 m이상의 폐시추공을 검토하였으며, 최종적으로 8광구 주작-1공을 선택하였다. 선주사와 용선주 모두 세계최초로 시도해 보는 폐시추공 활용한 시추장비 테스트 제안을 수락하였다. 가장 큰 장점은 시추선 시추의 핵심기능인 심해시추를 실제 시추환경과 같은 수심 1,800 m에서 테스트 목적으로 수행 할 수 있게 됨으로써 정확한 장비 테스트와 선원훈련 및 신속한 수리로 인한 비용과 시간 단축 이었다. 또한 선주사는 중국이나 싱가포르에서 제작한 시추선 대비 심해 시추기능을 완벽히 사전테스트 완료한 선박을 확보함으로써 용선시장에 값 비싸게 대여 및 재판매(re-sailing)할 수 있는 금전적 이점도 있었다.

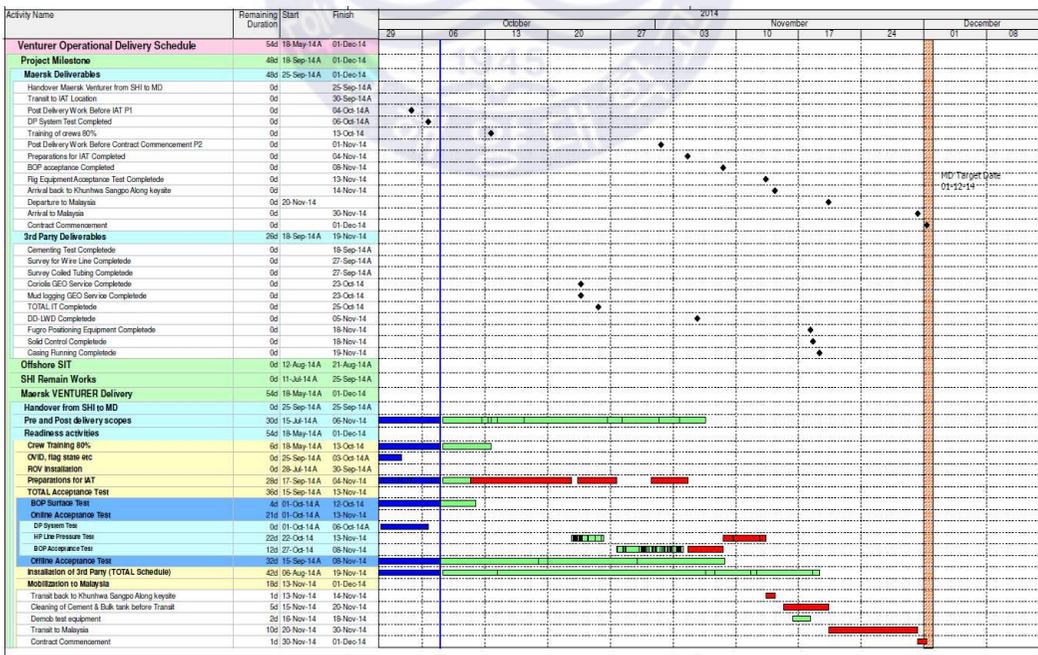
해상에서의 폐시추공을 활용한 시추선의 시운전에는 크게 2가지 종류가 테스트 된다. 온라인(online)과 오프라인(offline)으로 불리는 통합수락테스트이며, 온라인은 본선 선주사에 의해 테스트되며, 선원(crew)들의 장비운영 기술 획득 및 트레이닝이 목적이다. 오프라인은 제3자인 검사관의 입회하에 테스트되며, 선주사/조선소의 시운전 절차(commissioning/SIT procedure)와 규정(rule & regulation)

의 문서검토(document review)가 목적이다<sup>[20]</sup> [21].

- **Online:** HP line pressure tests, BOP accumulator drawdown tests, Deepwater endurance tests, Deepwater BOP system test, Dynamic Position test
- **Offline:** Visual inspection, Drilling unit, Deck handling equipment, Dual handling / racking equipment, In hole equipment, Bulks and transfer lines, Mud & Brine system, Solid and Gas treatment, HP and pumps & circuits, Well control equipment and riser equipment, Burner boom & lines, Well test high pressure lines, Safety equipment, Life saving equipment, Gas detection / protection equipment, External communications, Internal Communications, Living quarters & helicopter facilities

실제로 Table 3.2와 같이 전체 일정(schedule)에 따라 선주사는 시추선 시운전 테스트 과정을 이행한다. 왼쪽 목록 중에서 온라인과 오프라인에 해당되는 부분은 하늘색으로 표기되어 있으며, 각각 동시에 수행되는 테스트로써 평행(parallel)하게 수행된다<sup>[22]</sup>.

Table 3.2 Operational preparedness schedule for delivery



폐시추공을 활용한 시운전은 실제 28일간 해상에서 진행되었으며, Table 3.3 daily report와 같이 수행하였다. 한 달여간 online activities, BOP test, offline activities, MMC<sup>10)</sup> commissioning, IAT outlook 건으로 구분되어 수행 및 기록되어 졌다.

Table 3.3 Daily IAT activities & status <sup>[23]</sup>

Date	Activities
1 <sup>st</sup> day	<p>&lt;Online&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>. There was not a lot of progress on the drilling side of the IAT program. The reason for this is that we are having server troubles with the cyber base system that is effecting the operation of one chair(B) on the drillers control cabin. Trouble shooting is currently ongoing and all fiber optic cables are being checked as per NOV instruction. Continuing to trouble shoot main BX5 elevator signal feedback probes. Trouble shoot pipe catwalk measurement problems</li> <li>. Remove site team rig tongs from rig floor along with sub, ready for back load.</li> <li>. Function tested Augers and gumbo conveyer and troubleshoot auto run functions.(all good)</li> <li>. Function tested all equipment involved in IAT i.e. shakers, pumps, Topdrive, drawworks mud process.</li> <li>. Drill crew continuing with inventory of all drilling subs</li> <li>. Drill crew bringing all appropriate well control subs to rig floor</li> <li>. ET was in work basket troubleshooting the elevator problems</li> <li>. Hydraulics mechanic troubleshooting the pipe catwalk.</li> <li>. Drill crew rigging up rig tongs</li> <li>. Carried out some familiarization of CCB with drill crew.</li> <li>. Mechanics have removed the Duplin wash pipe from Aux TDX in readiness for conventional wash pipe</li> </ul> <p>&lt;BOP test&gt;</p> <p>BOP Nitrogen charging ongoing. Continuing equipment readiness for Riser activities.</p> <p>&lt;Offline&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>. Crew change</li> <li>. Lloyds have been working with the tech and marine departments. The foam system on the heli-deck was tested</li> <li>. Continued with fishing gear certification check</li> <li>. Life boat checked and signed off</li> <li>. Continued with offline IAT pre checks functionality</li> </ul>
2 <sup>nd</sup> day	<p>&lt;Online&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>. Continuing to trouble shoot main BX5 elevator signal feedback probes.</li> <li>. Trouble shoot pipe catwalk measurement problems (all good) picked up and made up stand of 8 ¼ DC.</li> <li>. Performed some troubleshooting on the pipe tailing arm and found that there were stainless screws stopping the feedback to the proxies.</li> <li>. Held a meeting with all maintenance crew on nights to give oncoming crew a better understanding of the problems we have encountered with the equipment.</li> <li>. Electricians and hydraulics engineers continued to work on the elevator feedback</li> </ul>

10) MMC : Multi Machine Control

	<p>problems.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>· Drill crew still preparing decks.</li> <li>· Cyber Chair B up and running again.</li> </ul> <p>&lt;BOP test&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>· BOP Nitrogen charging ongoing. Received 3 x 16 Bottles of N2.</li> <li>· Continuing equipment readiness for Riser activities.</li> </ul> <p>&lt;Offline&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>· Test Fire water system. All good.</li> <li>· Function testing gripper for KBC's. Some adjustments needed NOV and Crane operators working on to it.</li> </ul>
3 <sup>rd</sup> day	<p>&lt;Online&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>· Troubleshooting Topdrive issues. Cannot turn forward.</li> <li>· Continuing to trouble shoot main BX5 elevator signal feedback probes</li> <li>· Troubleshooting Hydratong torque and grip.</li> <li>· Continue to run into aux well to retrieve wellhead corrosion cap.</li> <li>· Drill crew training with simulation and pre operational scenarios while running into retrieve well head corrosion cap</li> <li>· Numerous calibrations with Hydratong.</li> <li>· Simulated reaming, back reaming, active heave, EBT connections top drive connections without EBT, Auto ROP and auto WOB.</li> <li>· Operational readiness for endurance test.</li> </ul> <p>&lt;BOP test&gt;</p> <p>BOP Nitrogen charging ongoing. Continuing equipment readiness for Riser activities.</p> <p>&lt;Offline&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>· Attempt to recover trash cap from sea bed.</li> <li>· Testing Gripper yoke on KBC 1 and prepare test on KBC 2.</li> </ul>
4 <sup>th</sup> day	<p>&lt;Online&gt;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>· The Elevated Backup Tong slipped on pipe. This allowed the Top Drive to spin causing it to trip. This is the same scenario as yesterday and the Top drive could only turn in reverse. The fuses have been reset and the issue is resolved. NOV is being consulted in this matter. EBT tong dies are also being changed.</li> <li>· The BX5 Elevator debris filters were removed and it was found that one of the seals was split. This has now been replaced and the issue with loss of Elevator close signal is resolved.</li> <li>· The Hydraracker has been recalibrated again. The sequence involved calibrating the Gripper, then the Guide and finally the Roller. This sequence has resolved the issue. There are instructions to follow on the Drillers screw however these aren't as clear as they could be.</li> <li>· DFO preparing spares inventory for impending IAT. Mechanics are Checking over Mud Pumps prior Endurance test. Wellhead trash cap recovered and wellhead cleaned and surveyed.</li> </ul> <p>&lt;BOP test&gt;</p> <p>BOP Nitrogen charging is ongoing however it is almost complete and it should be finalized today. Continuing equipment readiness for Riser activities. Currently installing Riser Seals Subsea is requiring some clear instructions for their pre surface recharging. ROV are conducting a Full ROV Intervention function test for the BOP.</p> <p>&lt;Offline&gt;</p>

	Completed the tests on the Gripper yokes on the KBC 2. No issues. Testing of H2S sensors ongoing. So far no issues.
5 <sup>th</sup> day	<p><b>&lt;Online&gt;</b> The mouse hole was not ramping down at the upper and lower limits. This was forcing it to shut down when operated. The mouse hole elevator position indicator has then been tested and repaired. The MMC has been through the final checks in preparation for the 48 hour endurance test. When the setup was commenced for the MMC tripping on the main side. The sequence wouldn't start. The elevator latch indicator still wasn't working. The electricians and Hydraulics mechanics are working on this at the moment. The 48 hour endurance test has been placed on hold in order to rectify these issues. Drill crew changed out dies on EBT due to wear. The shims have been replaced on the block dampener and secured it with wire retention. ET was checking and tightening all loose connections in the LER.</p> <p><b>&lt;BOP test&gt;</b> BOP Nitrogen charging has been placed on hold. Subsea need to keep a few No2 bottles for the surface testing before de-ployment. Continuing installation of Riser Seals. The Corrosion cap has been retrieved to the surface and removed.</p> <p><b>&lt;Offline&gt;</b> Lloyds has completed testing of the Fire and Gas system detection system. Only 1 hydrocarbon Sensor needed re-calibration. Riser Management Engineer is continuing with the installation system.</p> <p><b>&lt;IAT outlook&gt;</b> The 48 hour endurance test has been placed on hold until the MMC is functioning properly.</p>
6 <sup>th</sup> day	<p><b>&lt;Online&gt;</b> Some electrical equipment. The Electricians have been working on rectifying the damage and this is still ongoing. The Hydraracker is also being troubleshooted to find the course of the damage. Trouble shooting is taking place on the MMC on the main side. We are having problems with an MMI screen. The Top Drive is not being displayed on the Tripping Screen. NOV is currently looking into the issue. We are troubleshooting the grease system on the PS30's (power Slips) main well as they are not operating properly.</p> <p><b>&lt;BOP test&gt;</b> BOP Nitrogen charging has been completed. The ROV testing has been done. The 5K hot stab blew a seal. The seal is on land and it should be on the boat within a few days.</p> <p><b>&lt;Offline&gt;</b> Chapter 19 &amp; 20 internal Communication and Living Quarters /Helicopter facilities are complete. Riser Management Engineer is continuing with the installation system</p> <p><b>&lt;IAT outlook&gt;</b> The 48 hour endurance test has been placed on hold until the MMC and Hydraracker are functioning properly.</p>
7 <sup>th</sup> day	<p><b>&lt;Online&gt;</b> 13/10/14: MOST OPERATIONS ARE WAITING ON THE WEATHER The electricians are still working on the Hydraracker. The electricians need to open the junction box to replace some wiring however this has had to be placed on hold due to the poor weather conditions. The MMC has been fixed however we are unable to test it due to the weather</p>

	<p>conditions. The PS30's have been now been fixed. The main well grease function wasn't working.</p> <p>&lt;BOP test&gt; BOP is preparing to run BOP on Wednesday morning. Riser Managements software update has been installed. Data input ongoing.</p> <p>&lt;IAT outlook&gt; The 48 hour endurance test has been placed on hold until the MMC and Hydraracker are functioning properly. The weather is also delaying the test at the moment</p>
8 <sup>th</sup> day	<p>&lt;Online&gt; 14/10/14: MOST OPERATIONS ARE WAITING ON THE WEATHER The DFO has put Sea water into the brine tanks for today's test on the brine pumps which Lloyds shall be witnessing. The mechanics have been working on Mud Pumps 1,2,3 to carry out some PM's The sensors are not working to the MCS (Mud Control System) however they are working to the bridge so the DFO's are still able to communicate with them. The ET's have been informed and will be working on it. NOV have been checking and tightening all the loose connections in the LER(Lower Electrical Room). The ET's have been working on the Aux Hydraracker to fix the damaged connection</p> <p>&lt;BOP test&gt; Subsea is preparing to run the BOP on Wednesday morning. The seals have been changed from the previous Hot Stab failure. Rigging up for the hoses + fittings for high pressure testing. Finished seal testing on RTU Double checking all precharging +fluid levels in the acoustic boards + Mux mods</p> <p>&lt;Offline&gt; Tested Quick Closing valves in engine room</p> <p>&lt;IAT outlook&gt; The 48 hour endurance test is going to be rescheduled in order for the BOP to be tested tomorrow afternoon.</p>
9 <sup>th</sup> day	<p>&lt;Online&gt; The Drill crew have performed the Slip and Cut on the Main side. Preparations are being made to re calibrate the drawworks due to the slip and cut. The handling equipment is being changed out and the spider is going to be picked up. The Aux Hydraracker has been fixed and it is being tested. The ET has fixed the voting problem on the Aux Drawworks. Removed the Hydraracker die carrier for inspection and certs.</p> <p>&lt;BOP test&gt; Subsea are readying to run riser. They are readying the moonpool They are making preparations to install the Mux turndown sheaves in the moonpool.</p> <p>&lt;Offline&gt; The drill crew removed the paddles from the string and racked back the collars</p> <p>&lt;IAT outlook&gt; Subsea are working on the final preparations in order to dive.</p>
10 <sup>th</sup> day	<p>IAT completion dated moved back to the 14th and Schedule completion date to the 27th due to good start up on BOP running.</p> <p>&lt;Online&gt;</p>

	<p>The Drill crew have continued with the break test and calibration on the Drawworks The BOP has been rigged up and moved to moonpool Picked up and ran 60ft Riser Joint</p> <p><b>&lt;BOP test&gt;</b> The Mux turnaround sheaves have been installed. The moonpool has been prepared for lowering the BOP and Riser . The BOP has been lowered into the moonpool area.</p> <p><b>&lt;Offline&gt;</b> The drill crew were familiarizing themselves with the Riser Gantry Crane after attaching the Riser Yoke.</p> <p><b>&lt;IAT outlook&gt;</b> Riser running and pressure testing. Preparing for MMC commissioning 13 3/8 casing.</p>
11 <sup>th</sup> day	<p><b>&lt;Online&gt;</b> Running Risers and pressure testing Slick Joint has been lowered and the transponder has been attached. Current depth approx. 800m.</p> <p><b>&lt;Offline&gt;</b> None. Remaining activities in chapter 5 (10%), 6(20%), 8(100%), 9(65%), 10(65%), 11(50%) to be closed in conjunction with BOP test, 48 hour. endurance test and voyage.</p> <p><b>&lt;IAT outlook&gt;</b> The riser running operation. Run Gas handler, Telescopic joint and KT and Pressure testing</p>
12 <sup>th</sup> day	<p><b>&lt;BOP test&gt;</b> Riser running, installation of RMS transponders and pressure test as per Riser tally. Currently running gas handler followed by Slip joint.</p> <p><b>&lt;MMC commissioning&gt;</b> MMC Stand building 13 3/8 Casing official start at 19.15 the 18<sup>th</sup></p> <p><b>&lt;IAT outlook&gt;</b> Land out BOP and start testing as per schedule.</p>
13 <sup>th</sup> day	<p><b>&lt;Online&gt;</b> The BOP landed and locked on wellhead Commence re- testing Choke and Kill lines with cement unit due to a leak at cement manifold. Rectified same Rig down test hoses and remove test cap.</p> <p><b>&lt;Offline&gt;</b> The Derrickman has performed tests on valves as per weekly programme.</p> <p><b>&lt;MMC commissioning&gt;</b> Continue MMC Stand building 13 3/8 Casing</p> <p><b>&lt;IAT outlook&gt;</b> Continue running diverted, testing, and rigging down Spider/Gimbal.</p>
14 <sup>th</sup> day	<p>Schedule completion date moved to the 28th October due to Wellhead</p> <p><b>&lt;Online&gt;</b> Attempt to test Diverter. Test tool failed during test and pressure test suspended. Tool released from diverter and Subsea engineers dismantled and checked tool. Manual lock damaged. No damages to J-locks. NDT performed. Manual lock to be</p>

	<p>repaired. <u>Commenced wellhead Box test. The ROV observed some cracking around the wellhead on the sea bed. The box tests were then stopped and the operation was also stopped to assess the results of the box tests.</u> Performed ship heading change, checked KT ring fluid bearing and recorded maximum rotation. The Jet sub was picked up RIH with 5 7/8" drill pipe utilizing MMC EBT connections for training purposes and BOP pressure testing.</p> <p><b>&lt;MMC commissioning&gt;</b> Laid out 5 stands 13 3/8 Casing in MMC at 50 percent speed. Encountered problems with the Mouse whole Rabbit high speed. Hydraulic mechanics checked all pressures during the day according to procedure received from NOV. All good. NOV I &amp; E checked function and setting on proportional valve and adjusted same. Mouse hole functions checked and fund OK. Repair of Hydraulic leak inside mouse hole still to be repaired. MMC Stand building Commissioning with 13 3/8" Casing.</p> <p><b>&lt;IAT outlook&gt;</b> Continuing to assess the Well head situation and the best way forward.</p>
15 <sup>th</sup> day	<p><u>The scheduled date has been brought forward to the 27th November. EDS testing been cancelled.</u> Test 14B POOH has been extended from 10 to 24 hour.</p> <p><b>&lt;Online&gt;</b> Continuing with BOP IAT program apart from the EDS sequence for the acceptance test. BOP setup for unlatching of the wellhead connector for any DP issues. Tripping the hole to continue with crew training. NOV De-bugging system.</p> <p><b>&lt;MMC commissioning&gt;</b> Setup the MMC on the Main Well to RIH. Assisting NOV with commission on the MMC 13 3/8" casing. Casing Stand building done. Changing to Hydratong and small Pickup elevator for commissioning of Pipe doper sequence.</p> <p><b>&lt;IAT outlook&gt;</b> Continuing with the IAT program apart from the EDS sequencing.</p>
16 <sup>th</sup> day	<p>Schedule expected completion date moved forward to the 24th November due to good progress and confidence in MMC tripping mode, it has been decided BOP earlier than planned.</p> <p><b>&lt;Online&gt;</b> Continued with trip in/out the hole to continue with crew training. The MMC engineer assisted in setting up the correct parameters and check minor issues. The close feedback signal for the BX5 Elevators was adjusted as this was lost when Top Drive was at finger-board level. Performed a diverter test. 38 second Cycle. Issue with flow line valve giving a wrong feedback signal. Hydril Engineer is looking into the issue. Run in hole with BOP test plug and spaced out to commence BOP testing as per BOP IAT program.</p> <p><b>&lt;Offline&gt;</b> Signing of off line activities</p> <p><b>&lt;MMC commissioning&gt;</b> Pre-commissioning of Pipe doper sequence ongoing Possible commissioning tonight</p> <p><b>&lt;IAT outlook&gt;</b> Continuing with the IAT program apart from the EDS sequencing.</p>
17 <sup>th</sup> day	<p>BOP IAT: BOP pressure and Function testing as per IAT ongoing. All pipe rams, Upper/lower Annular and all failsafe valves tested. All good. The BOP has been</p>

	<p>function tested from the drill floor panel on the Blue Pod. Attempt to test the Acoustic system, however without success. Troubleshooting ongoing.</p> <p><b>&lt;Online&gt;</b> POOH and lined up for circulation test.</p> <p><b>&lt;Offline&gt;</b> Tested mud return system, Shakers, degassers, treatment tanks and Mud Treatment pumps tested as per offline IAT. Mud pump No.4 washed a valve seat and one ½ inch liner wash hose mud pump No. 5 had to be re-placed.</p> <p><b>&lt;MMC commissioning&gt;</b> MMC Commissioning has been completed and the commissioning engineer has left the rig.</p> <p><b>&lt;IAT outlook&gt;</b> Continue BOP and Circulation test as per IAT program.</p>
18 <sup>th</sup> day	<p>Riser Catwalk preventative maintenance and greasing carried out as preparation for Riser Handling. Checked internal of mouse hole with Boroscope, in order to identify location of leaking hydraulic tube fittings. NOV has allowed cutting hatch opening in mouse hole to enable easy to the fittings now and in the future. 1 piston failed on Mud Pump # 2 change. Piston changed.</p> <p>BOP IAT: BOP pressure and function testing complete to the extent possible. The acoustic system is not working at the present water depth</p> <p><b>&lt;Online&gt;</b> Tripping of hole and preparing for second attempt to pressure test Diverter.</p> <p><b>&lt;Offline&gt;</b> Completed mud return system, Shakers, degassers, treatment tanks and Mud Treatment pumps tests as per Offline IAT.</p> <p><b>&lt;IAT outlook&gt;</b> Starting to Pull Riser as per the IAT program.</p>
19 <sup>th</sup> day	<p>Contract completion date has been moved forward to the 21st of November due to earlier completion of BOP IAT. IAT completion dates have been moved forward to the 8th of November.</p> <p>BOP IAT: The BOP was unlatched at 11:00am. Latching of Tensioning ring to diverter housing and releasing of telescopic joint went smooth.</p> <p><b>&lt;Online&gt;</b> 2nd. Attempt to pressure test Diverter failed due to internal leaks. Diverter testing is planned to be performed after riser retrieval on the way back to Geoje. Prepare running corrosion cap on AUX well centre. The ROV is currently recovering the beacons.</p> <p><b>&lt;IAT outlook&gt;</b> No action for MD</p>
20 <sup>th</sup> day	<p>Expected IAT completion dated has been moved forward to the 7th November due to earlier finish at "Jujak". Acoustic testing and EDS to be done after commencement of Contract. Planning to leave "Jujak" tomorrow morning @ 6.00 am.</p> <p>BOP IAT: The BOP is back in the storage position after tripping risers since yesterday.</p> <p><b>&lt;Online&gt;</b></p>

	<p>Corrosion cap are installed back on the Wellhead and pipes are tripped back.</p> <p>&lt;Offline&gt;          Trouble shooting AUX top drive. Motor B will not turn. Trouble with MMC on AUX side. This will be checked out tonight.</p> <p>&lt;IAT outlook&gt;          Rig down Spider and Gimbal. Rig up for testing Diverter.</p>
21 <sup>st</sup> day	<p>Maersk Venturer left "Jujak" just after 6.00 am this morning and is now at the anchorage position near SHL. 3 new activities have been put into the schedule. Modification related to Acoustic system failure, BOP IAT post maintenance and exchange of blower motors on Aux Drawwork. None of these activities are on the critical path.</p> <p>&lt;Online&gt;          Fired Acoustics at the surface and they worked well. Trying to simulate the hydrostatic pressure however couldn't obtain a good test. Also the EDS were tested with a good result. The Diverter test is going to commence this evening.</p> <p>&lt;Offline&gt;          Yesterday's Aux Top drive issue resolved Encoder failure. MMC were due to incorrect sequence setup by opera-tor. No clear descriptions in manual. The Torque test on the TDS Main and Aux has been completed. Torque test on main and Aux well Cat Heads revealed some wrong calculations when switching units from Nm to Ft lbs. Nm readout values are correct; however conversion to Ft lbs incorrect. NOV is looking into this matter.</p> <p>&lt;IAT outlook&gt;          Rigging up Test Diverter</p>
22 <sup>nd</sup> day	<p>The expected schedule completion dated has been moved to the 26th Some extra days has been add to the MI-Swaco schedule, for Khan to complete and back load prior departure Korea.</p> <p>&lt;Online&gt;          The diverter has been tested again. A leak at the 6" diverter fill line valve caused the diverter test to fail. Chasing parts for overhaul of valve. BOP post IAT maintenance ongoing.</p> <p>&lt;Offline&gt;          3 Aux Draw work blowers have been removed as per agreement with NOV and sent ashore for balancing at their local Workshop. This will not affect 48 h endurance test.</p>
23 <sup>rd</sup> day	<p>&lt;Online&gt;          Continuing with the 48 Hour endurance test preparations.</p> <p>&lt;Offline&gt;          Access hatch has been cut to the mouse hole in order to be able to check and repair oil leak. BOP post IAT maintenance ongoing Inspected the 6" Fill up line valve.</p> <p>&lt;IAT outlook&gt;          48 h Endurance test kick off the 30th October.</p>

다음의 Fig. 3.1, Fig. 3.2, Fig. 3.3은 실제 현장에서 테스트 시 관찰된 장면이다.

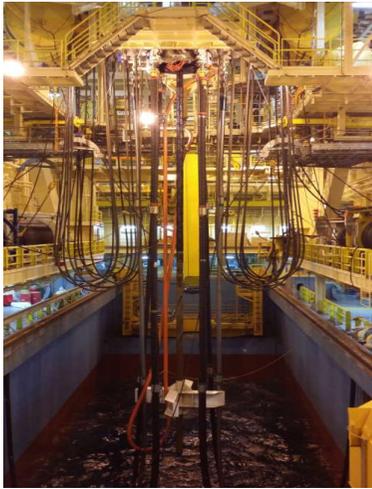


Fig. 3.1 Endurance test(L), BOP test(R)



Fig. 3.2 Fishing nets were removed on wellhead by ROV



Fig. 3.3 Cleaning of corrosion cap removal(L), BOP latching(R)

### 3.2 장비 시험시 발생한 주요 문제점 이해

폐시추공을 이용한 해상에서의 시추선 시운전 통합수락테스트의 14일째에 유정 중심과 선박과의 오프셋(offset) 각을  $2^{\circ}$  반영하기 위해 시추선을 62 m 전진 후 유정폭발방지기를 관찰하는 박스테스트(box test<sup>11)</sup>)을 수행하였다. 그러나 Fig. 3.4와 같이 유정 주변에 일부 균열이 무인잠수정에 의해 발견되었으며 유정과 유정폭발방지기의 손상 및 안전상 문제가 우려되어 테스트는 잠시 중단되었다. “14<sup>th</sup> day = Commenced wellhead Box test. The ROV observed some cracking around the wellhead on the sea bed. The box tests were then stopped and the operation was also stopped to assess the results of the box tests”



Fig. 3.4 Some cracking around the wellhead on the sea bed – ROV video

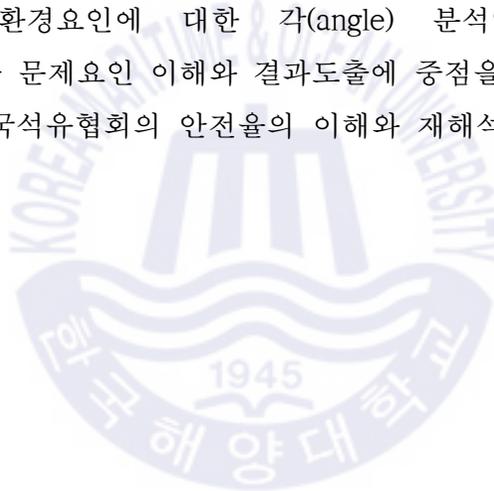
직접적인 원인규명을 위하여 그 당시 유정 해저면 지반의 균열과 함께 각도의 변화를 확인하기 위해 머드매트(mud mat)의 토양(soil)과 시멘트 잔여물을 제팅

11) BOX test : BOP flexible joint에 일정 각도를 줄 때 BOP 안전성을 평가하는 시험

(jetting)으로 청소한 후 머드매트의 불스아이(bulls eye)를 확인하는 것이 필요하나 무인잠수정에 청소도구가 준비되어있지 않아 최종적으로 추가적인 점검을 하지 못하였다. 또한 머드매트 상단의 퇴적물을 채취하여, 성분 분석을 통해 균열에 대한 명확한 판단이 마무리 되었어야 했음은 그 당시 아쉬운 점으로 남았다.

결국, 나머지 시추장비 시운전 테스트 완료이후 균열의 원인을 찾기 위한 분석을 그 당시 해외 전문외부 분석기관에 의뢰하였고, 두 가지 주요 요인에 대하여 분석이 이루어졌다. 이미 해상에서 철수 한 이후 이루어진 분석이지만, 환경요인에 대한 각(angle)분석연구와, 하중(axial load)에 대한 분석연구가 남겨진 정보를 토대로 작성되었다.

본 논문에서는 환경요인에 대한 각(angle) 분석연구는 위험평가(risk assessment)를 이용한 문제요인 이해와 결과도출에 중점을 두고자 하며, 하중에 대한 분석연구는 미국석유협회의 안전율의 이해와 재해석에 중점을 두고 수행하고자 한다.



## 제 4 장 폐시추공 활용 시추선 시운전시 주요 문제점 연구

### 4.1 위험도 분석을 통한 환경요인 문제점 분석 [24]

#### 4.1.1 위험도 분석 절차 이해

100년이 넘는 석유와 가스 산업 경험을 바탕으로 꾸준한 연구결과를 통해 대부분의 위험요인을 분석하고 대응책을 마련함에도 불구하고, 예상하지 못한 사고의 발생으로 다시금 새로운 요구 사항(additional requirements)의 개발 및 구현이 요구되었으며 위험평가 도구 및 기술은 새로운 규정을 개발하고 보완해 왔다. 이 중 미국선급(ABS)는 2000년 6월에 ‘석유와 가스에 대한 위험평가 지침서(Guidance note on risk assessment application)’를 제시함으로써 새로운 기술에 대한 잠재적 인자 인지 및 표준개발 검증 기반 등에 대한 해양분야 구성원들의 적극적 이해와 실천에 무게를 두고 있다<sup>[25]</sup>.

위험수준을 결정하기 위하여 평가 프로세스는 3 단계로 이루어진다. 1단계로 위험식별(hazard identification), 2단계로 빈도평가(frequency assessment), 결과평가(consequence assessment) 및 3단계의 위험도평가(risk evaluation)로 구성된다.

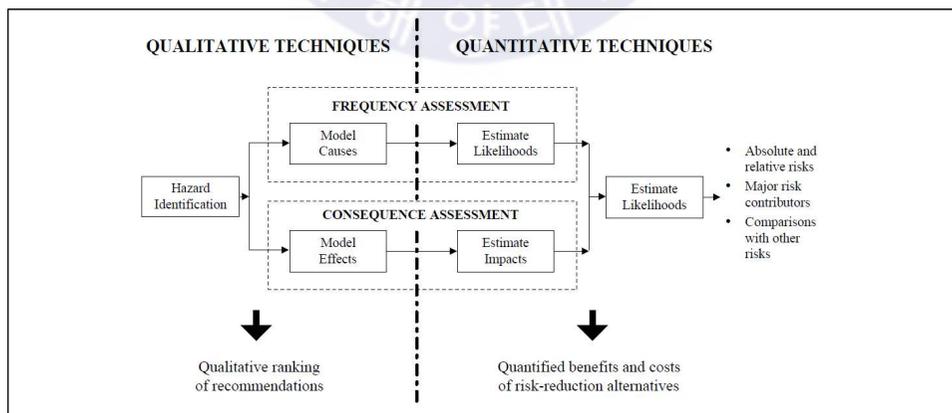


Fig. 4.1 The risk assessment process

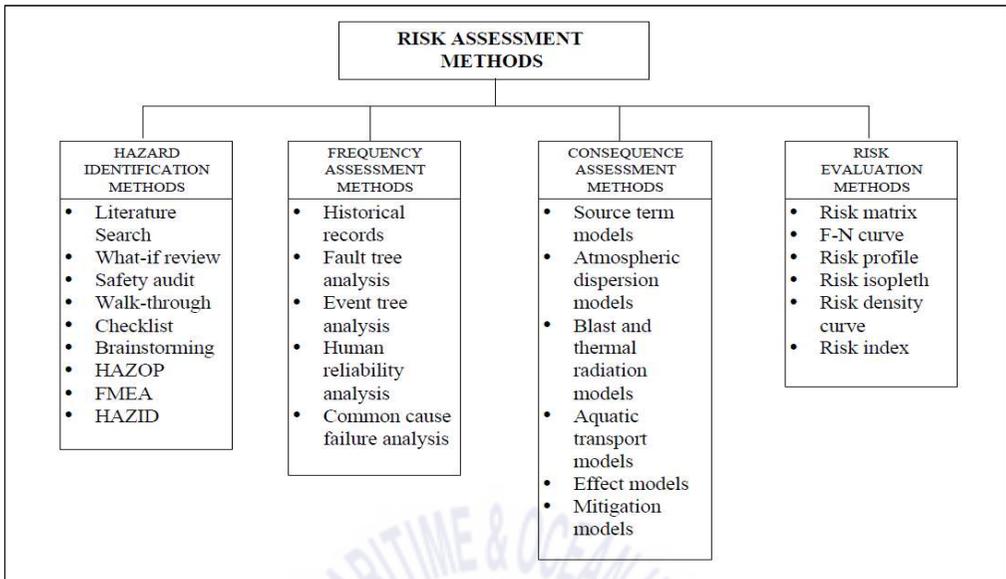


Fig. 4.2 Overview of risk assessment methods

이를 흐름도(flow diagram)로 표현하면 Fig. 4.1과 Fig. 4.2 같이 나타낼 수 있다.

위험요소를 인식하는 것은 의사결정에 앞서 필요한 단계로써, 과거에 고려된 사안을 모두 찾아내야 한다. 일반적으로 관련된 전문가 의견과 보고서 또는 경험을 통한 정보문서의 검토에서 시작된다. 이러한 위험요소식별(HAZID, hazard identification)을 위한 대표적인 방법에는 다음과 같다.

- what if analysis
- checklist analysis
- HAZOP analysis
- FMEA

이중 what if analysis는 잠재적인 요소를 가정하고 이로 인한 해석을 통해 구조화된 질문을 유추해 내거나 다양한 가정에 의한 응용 시나리오 분야에도 적용할 수 있으므로, 본 논문분석 기법에 적용하고자 한다. Table 4.1은 예시로써 다음과 같이 활용될 수 있다.

Table 4.1 What if evaluation example

<i>Summary of the What-if Review of the Vessel's Compressed Air System</i>				
<i>What if ...?</i>	<i>Immediate System Condition</i>	<i>Ultimate Consequences</i>	<i>Safeguards</i>	<i>Recommendations</i>
1. The intake air filter begins to plug	Reduced air flow through the compressor affecting its performance	Inefficient compressor operation, leading to excessive energy use and possible compressor damage  Low/no air flow to equipment, leading to functional inefficiencies and possibly outages	Pressure/vacuum gauge between the compressor and the intake filter  Annual replacement of the filter Rain cap and screen at the air intake	Make checking the pressure gauge reading part of someone's daily rounds  OR Replace the local gauge with a low pressure switch that alarms in a manned area
2. Someone leaves a drain valve open on the compressor discharge	High air flow rate through the open valve to the atmosphere	Low/no air flow to equipment, leading to functional inefficiencies and possibly outages  Potential for personnel injury from escaping air and/or blown debris	Small drain line would divert only a portion of the air flow, but maintaining pressure would be difficult	—

앞서 파악된 위험요소와 시나리오에 대하여, 피해결과(consequence criteria)와 발생빈도(likelihood criteria)의 곱으로 정량적인 값을 구한다. 피해결과의 경우 명확한 데이터 정보를 바탕으로 사전에 정의된 설계기준을 참고한다. Fig. 4.3은 본 사례 수행 시 하부 플렉스 조인트(LFJ, Lower Flex Joint)의 각에 따른 위험도 수준을 나타낸 그림으로써 Table 4.2의 4단계 기준으로써 참고 된다.

Table 4.2 Consequence criteria

Category	Description	Definition
1	Negligible	Normal Status; LFJ <sup>12)</sup> angle is less than 1.5°
2	Marginal	Advisory Status; LFJ angle is greater than 1.5° but less than 2.0°
3	Critical	Amber Alert Status; LFJ angle is greater than 2.0° but less than 4.0°
4	Catastrophic	Emergency Status; need to Disconnect BOP; LFJ angle is greater than 4.0°

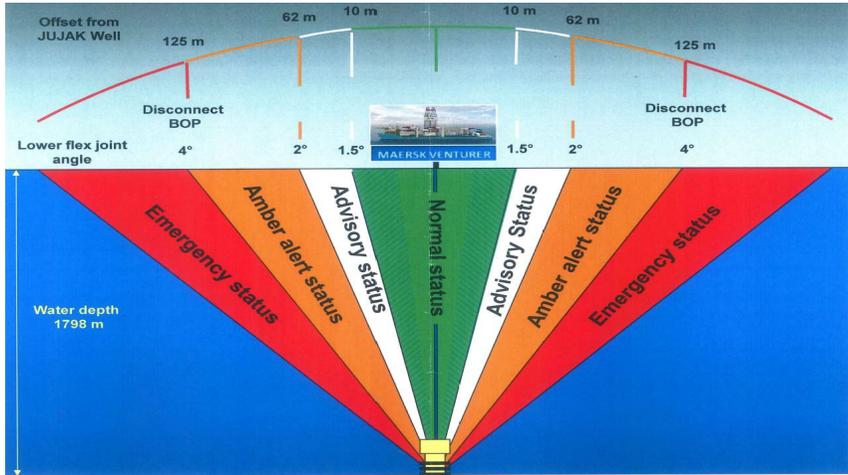


Fig. 4.3 Offset illustration diagram

발생빈도의 경우 해양수산부의 국립해양조사원으로부터 받은 대한해협 부근의 2018년 1년 기간 해류속도 실측 값<sup>[26]</sup>을 분석하여, 최고 및 최저유속을 기준으로 구분하여 빈도수를 Table 4.3과 같이 4단계로 분류하였다.

Table 4.3 Likelihood criteria

Category	Description	Definition
1	Low	This scenario is considered highly unlikely; Lowest and Highest Current
2	Low to Medium	This scenario is considered unlikely. It could happened, but it would be surprising if it did; 50 %~75 % of 1Yr Current
3	Medium to High	This scenario might occur. It would not be too surprising if it did; 25 %~50 % of 1Yr Current
4	High	This scenario has occurred in the past and/or is expected to occur in the future; 0 %~25 % of 1Yr Current

12) LFJ : Lower Flex Joint

일반적으로 위험등급은 선주의 총괄관리자에 따라 구분 지으며, Table 4.4와 같이 나타낼 수 있다. 본 연구에서는 발생 가능성과 무관하게 피해수준이 높은 경우는 위험등급을 가장 높게 잡았으며 피해수준이 낮은 경우 모두 유예하였다.

Table 4.4 Risk ranking matrix

L \ C	Negligible	Marginal	Critical	Catastrophic
High	Acceptable	Marginal	Marginal	Unacceptable
Medium to High	Acceptable	Acceptable	Marginal	Unacceptable
Low to Medium	Acceptable	Acceptable	Acceptable	Unacceptable
Low	Acceptable	Acceptable	Acceptable	Unacceptable

위험도 분석은 인명, 재산, 환경, 영향 등의 요인도 고려하여 등급 크기를 매기 나 앞서 1.3.1 연구의 방법에 언급했듯이 본 연구는 실적 사례를 기초로 문제요인을 찾아내고 이를 분석하였기에 한정된 기술적 요소만을 기준으로 구분 지었다.

#### 4.1.2 위험도 분석 수행과 문제점 분석

앞서 정한 방법으로 위험도 분석을 수행한다. 다만, what if 방법을 위해 앞서 소개한 Table 4.1과 같이 사고관련 질문과 환경상태 등을 나열하고 이를 통해 위험요인을 Table 4.5와 같이 인식하도록 한다. Safeguards의 내용을 통해 HAZID worksheet의 환경요인 변수를 도출한다.

위험요소식별 이후 확인된 환경요인에 대하여, 여러 경우의 수를 기준으로 글로벌라이저해석(GRA, Global Riser Analysis)에 의해 도출된 값은 Table 4.6, Table 4.7, Table 4.8과 같다. 참고로, 글로벌라이저해석(GRA)은 비선형 시간영역 유한요소 분석 프로그램(the non-linear time domain finite element analysis program)인 플렉스컴(flexcom3D)을 사용하였다.

**Table 4.5 Hazard identification**

What if	Immediate System Condition	Safeguards
<p>The soil data assumed for the drilling riser analysis at the Jujak-1 well location.</p>	<p>-That was correlated well with data provided by KNOC<sup>13)</sup> for the nearby the other well.                      -The soil data has limitations in so far as the first data point provided is at depth of 39 m and does not provided information for the top soil layer in which the soil separation issues are observed.</p>	<p>Based on a comparison with generic soil profiles for global deepwater basins, the soil stiffness adopted for the location can be classified as a mid-range conformable sediment type.                      Case 1) Base case                      Case 2) 50 % Softer soil                      Case 3) 50 % Stiffer soil</p>
<p>The maximum recorded wave height of 2.0 m</p>	<p>That would not be considered an overly onerous wave compared to the 1Yr significant wave height of 5.1 m provided for the location.</p>	<p>It is fair to assume that wellhead motions will be driven by static loadings excepted current and vessel offset.</p>
<p>The maximum recorded surface current velocity of 3.54 ft/s (2.1 knots)</p>	<p>That is slightly greater than the 1Yr current value of 3.28 ft/s provided of the location</p>	<p>Current loading, in increments from no current, 25 % of the 1Yr, 50 % of the 1Yr, 75 % of the 1Yr and the maximum 1Yr current(3.28 ft/s) as assessed for the riser analysis is applied.</p>
<p>Maximum measured angle on LFJ and riser of 1.9° and 1.9° respectively have been provided for the time period in which the testing was being carried out.</p>	<p>That values correspond to a vessel offset of 62 m(203.4 ft), 3.5 % of water depth(WD)</p>	<p>The maximum measured angle on LFJ of 4° requires the disconnect BOP on the well. The base case analysis considered the maximum rig offset of 62 m both upstream and downstream of the well center as recorded.</p>

13) KNOC : Korea National Oil Corporation, 한국석유공사

**Table 4.6 HAZID worksheet (Base case)**

Soil stiffness : Base case

Material weight in Riser : Water 8.56ppg (1,026kg/m3)

Offset{%WD} : 62m(203.4ft) {3.5%WD<sup>14</sup>}

Environment	Direction	Angle[°]		Consequence Criteria [C]	Likelihood Criteria [L]	Risk Ranking [RR]
No Current	Up Stream	LFJ	1.82	2	1	Acceptable
		Riser	2.63			
25% of 1Yr Current	Up Stream	LFJ	1.76	2	4	Marginal
		Riser	2.54			
50% of 1Yr Current	Up Stream	LFJ	1.66	2	3	Acceptable
		Riser	2.42			
75% of 1Yr Current	Up Stream	LFJ	1.47	1	2	Acceptable
		Riser	2.15			
1Yr Current	Up Stream	LFJ	1.20	1	1	Acceptable
		Riser	1.78			
No Current	Down Stream	LFJ	1.82	2	1	Acceptable
		Riser	2.63			
25% of 1Yr Current	Down Stream	LFJ	1.89	2	4	Acceptable
		Riser	2.72			
50% of 1Yr Current	Down Stream	LFJ	1.98	2	3	Acceptable
		Riser	2.85			
75% of 1Yr Current	Down Stream	LFJ	2.18	3	2	Acceptable
		Riser	3.12			
1Yr Current	Down Stream	LFJ	2.46	3	1	Acceptable
		Riser	3.49			

14) WD : Water Depth

**Table 4.7 HAZID worksheet (50 % Softer soil)**

Soil stiffness : 50% Softer soil

Material weight in Riser : Water 8.56ppg (1,026kg/m3)

Offset{%WD} : 62m(203.4ft) {3.5%WD}

Environment	Direction	Angle[°]		Consequence Criteria [C]	Likelihood Criteria [L]	Risk Ranking [RR]
No Current	Up Stream	LFJ	1.94	2	1	Acceptable
		Riser	2.67			
25% of 1Yr Current	Up Stream	LFJ	1.87	2	4	Marginal
		Riser	2.58			
50% of 1Yr Current	Up Stream	LFJ	1.77	2	3	Acceptable
		Riser	2.45			
75% of 1Yr Current	Up Stream	LFJ	1.56	2	2	Acceptable
		Riser	2.18			
1Yr Current	Up Stream	LFJ	1.27	1	1	Acceptable
		Riser	1.80			
No Current	Down Stream	LFJ	1.94	2	1	Acceptable
		Riser	2.67			
25% of 1Yr Current	Down Stream	LFJ	2.01	3	4	Marginal
		Riser	2.76			
50% of 1Yr Current	Down Stream	LFJ	2.12	3	3	Marginal
		Riser	2.89			
75% of 1Yr Current	Down Stream	LFJ	2.34	3	2	Acceptable
		Riser	3.16			
1Yr Current	Down Stream	LFJ	2.65	3	1	Acceptable
		Riser	3.55			

**Table 4.8 HAZID worksheet (50 % Stiffer soil)**

Soil stiffness : 50% Stiffer soil

Material weight in Riser : Water 8.56ppg (1,026kg/m3)

Offset{%WD} : 62m(203.4ft) {3.5%WD}

Environment	Direction	Angle[°]		Consequence Criteria [C]	Likelihood Criteria [L]	Risk Ranking [RR]
No Current	Up Stream	LFJ	1.77	2	1	Acceptable
		Riser	2.61			
25% of 1Yr Current	Up Stream	LFJ	1.7	2	4	Marginal
		Riser	2.5			
50% of 1Yr Current	Up Stream	LFJ	1.61	2	3	Acceptable
		Riser	2.4			
75% of 1Yr Current	Up Stream	LFJ	1.43	1	2	Acceptable
		Riser	2.14			
1Yr Current	Up Stream	LFJ	1.17	1	1	Acceptable
		Riser	1.77			
No Current	Down Stream	LFJ	1.77	2	1	Acceptable
		Riser	2.61			
25% of 1Yr Current	Down Stream	LFJ	1.83	2	4	Marginal
		Riser	2.7			
50% of 1Yr Current	Down Stream	LFJ	1.92	2	3	Acceptable
		Riser	2.83			
75% of 1Yr Current	Down Stream	LFJ	2.11	3	2	Acceptable
		Riser	3.09			
1Yr Current	Down Stream	LFJ	2.38	3	1	Acceptable
		Riser	3.47			

상기 수행된 HAZID worksheet를 토대로 다음과 같이 분석하였다.

(1) (토양정보, 지반강성) 폐시추공의 정확한 토양데이터가 없기에, 기준 조건을 기초로 전단강도를  $\pm 50\%$ 로 가정하여 분석하였고, 그 결과 전단강도가 50% 감소하면 모든 경우에 대하여 각이 커지는 결과를 보여준다. 이와 유사하게 전단강도가 50%증가하면 모든 경우에 대하여 각이 작아지는 결과를 나타냈다. 결국, 위험등급(RR)에 가장 높은 위험수준 'Unacceptable'이 없는 것으로 나타났기 때문에, 토양정보와 지반강성은 직접적인 시추공 주변 균열의 문제요인으로 볼 수 없다.

(2) (해류, 유속정보) 해류의 하중에 대한 정보는 없다. 하지만, 5단계 해속으로 분류하여 적용하였다. 다만, downstream과 upstream을 통해 해속과의 하중을 유추해 볼 수 있다. 시추선의 오프셋(offset)에 따른 downstream과 upstream은 Fig. 4.4 예시를 통해 이해할 수 있다.

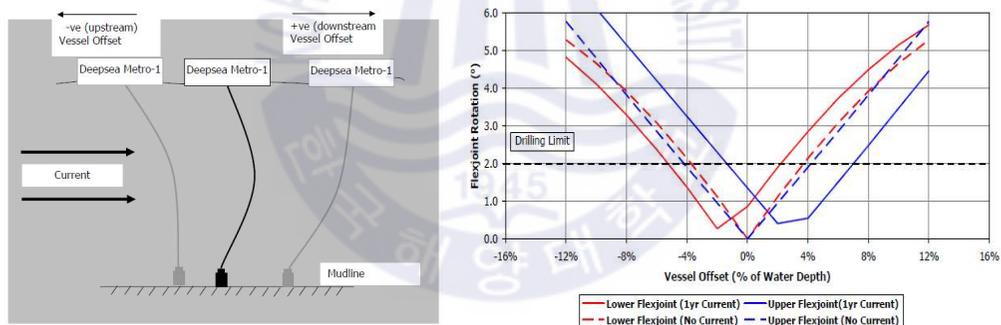


Fig. 4.4 (Sample) Drilling riser offset and loading schematic / Flex joint rotation as per vessel offset [27]

Fig. 4.5와 같이 flex-joint angle definition에 대한 정의는 상부 플렉스 조인트 (upper flex joint)와 하부 플렉스 조인트(LFJ, Lower Flex Joint)가 있다. 즉, Table 4.2와 같이 하부 플렉스 조인트 각에 따라서 위험요인의 정량적 결과 평가에 영향을 미치며, 해속이 높을수록, downstream일수록 하부 플렉스 조인트 값은 증가되기에 사전에 위험 요인으로 고려해야 할 부분이다.

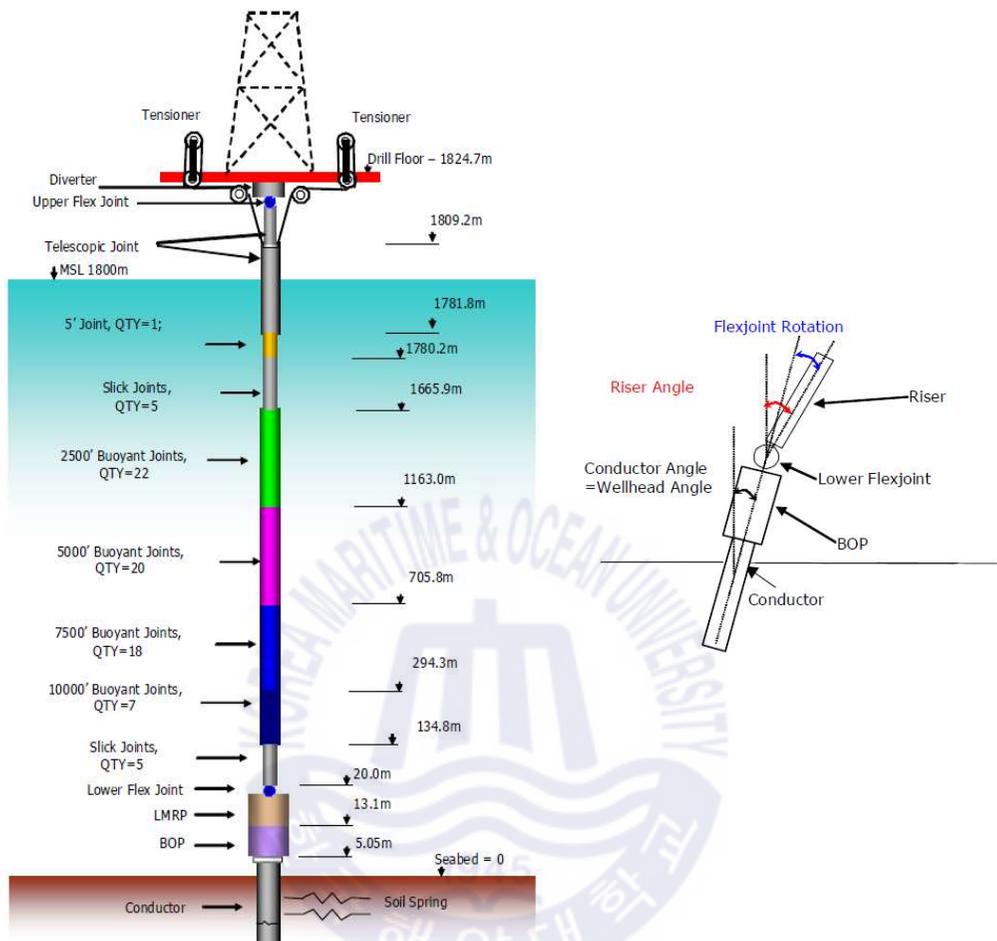


Fig. 4.5 Riser stack-up / Flexjoint rotations [27]

시추선 오프셋이 62 m로서 수심의 3.5 % 상황에서 해속과 유속정보 상황별 변수를 적용한 결과 ‘Soil stiffness (50% softer soil), Environment (1Yr Current), Direction (Down Stream)’ 조건에서 하부 플렉스 조인트의 각이  $2.65^\circ$ , 라이저 조인트의 각이  $3.55^\circ$  로 각 값 중에서 가장 가혹한(severe) 결과가 나온다. 하지만, 발생빈도(likelihood criteria)수준에서는 1Yr Current로 낮은(low) 수준을 보여주기 때문에 결국, 위험등급(RR)에는 ‘acceptable’로 나타났고 해류와 유속 변수는 직접적인 시추공 주변 균열의 문제요인으로 볼 수 없다.

## 4.2 안전을 계산을 통한 하중 문제점 분석

### 4.2.1 시추공 사양

시추공에 사용된 유정은 드릴콕(drill-Quip)사의 SS-10 RLD(Rigid Lockdown)시스템이 사용되었고 15,000 psi 까지 압력을 견딜 수 있다. **Table 4.9**는 폐시추공에 설치된 케이싱의 사양이며, **Fig. 4.6**을 통해 설치심도를 이해할 수 있다. 참고로, 11-3/4인치 케이싱은 영구폐정 작업 시 2,520 m에서 절단 후 상부 구간을 회수했기에 시추공 안정성에는 영향을 미치지 않는다.

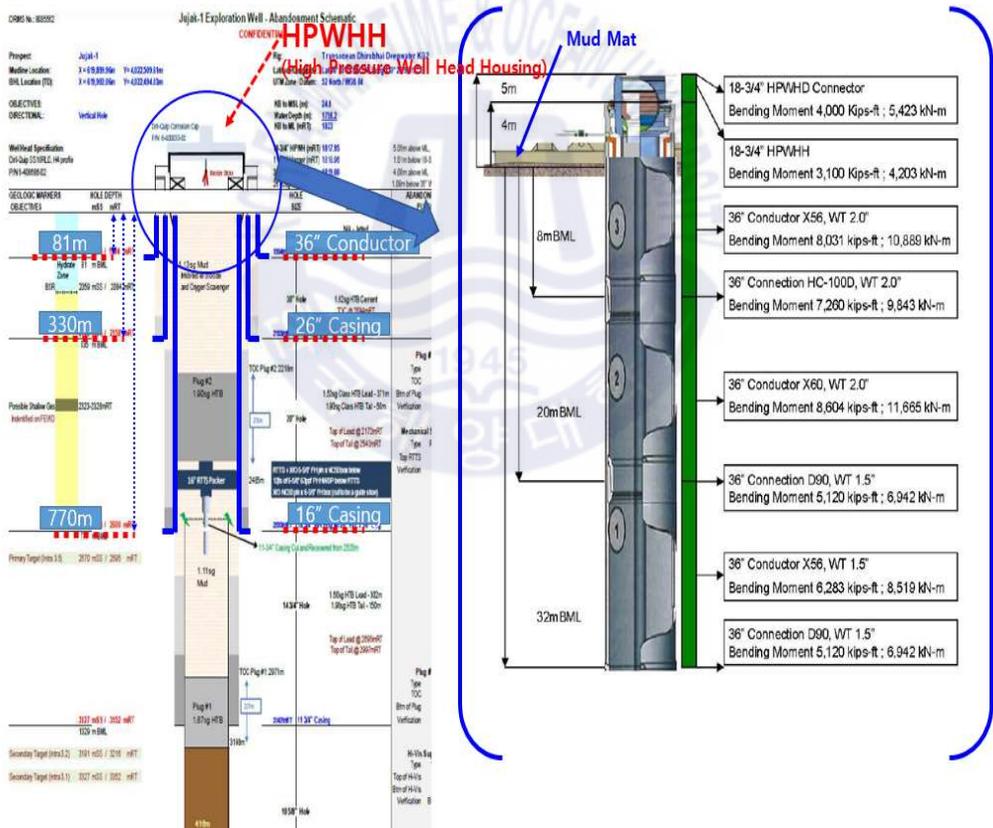


Fig. 4.6 Wellhead/Conductor stack up [28]

Table 4.9 The type of casing

Casing	Hole Depth (m)	Type
36"	81	2 joints x 2" WT / X60 / HC-100D/MT 4 joints x 1.5" WT / X56 / D90/MT 1 joint x 1" WT / X56 / Plain End (for jetting)
26"	330	26" Casing Hanger c/w 26" x 0.875" WT / X56 / S-60/MT ~26 joints x 26" / 0.625" WT / X56 / S-60/MT Casing
		cementing depth : 59 m
16"	770	18¾" Dril-Quip SS10 WHH c/w 20" x 1" WT X80 EXT ~66 joints x 16" / 84 lb/ft / N80 / DinoVam Casing
		cementing depth : 383 m
11-3/4"	1324	~108 joints x 11¾" / 65 lb/ft / L80 / VamTop Casing

Table 4.10은 시추공 주변 해저구조물의 중량값이다. 유정 상부에 연결되는 유정폭발방지기와 유압연결장치(LMRP)<sup>15)</sup>의 중량과 하부에 연결되어 있는 케이싱을 모두 축방향 하중(axial load)에 포함한다. 특히 시추공에서 장비들의 하중에 대해 가장 큰 하중이 걸리는 조건은 유압연결장치가 분리되는 상황이며, 가장 보수적인 상황을 고려한다면, 대기 중 무게(air weight)의 축방향 하중을 고려해야 한다. 유정 상부에 대한 이해는 Fig. 2.11을 참고한다.

15) LMRP : Lower Marine Riser Package

Table 4.10 Axial load around wellhead

Equipment	Air Weight	
	kips <sup>16)</sup>	ton
LMRP	296	135
BOP	348	158
Wellhead	23	10
36" Conductor	163	74
26" Casing	183	83
16" Casing	212	96
<b>Total Axial Load</b>	<b>1,225</b>	<b>557</b>

#### 4.2.2 기준별 침강여부에 대한 안정성 연구

유정의 침강여부에 대한 연구는 컨덕터의 하중지지력에 대한 단기(short-term capacity)와 장기(long-term capacity)로 나누어 수행한다.

##### (1) 단기 지지력 분석 <sup>[27]</sup>

2012년 주작-1공(폐시추공) 시추개시 전에 컨덕터의 안정성을 점검하기 위해 우드사이드(woodside)사가 2H offshore사에 의뢰해 분석한 자료를 참고 하였다.

Fig. 4.7는 axial loading and resistance of 36" conductor의 분석내용이다. 유정건설과정(well construction sequence)이 (a) ~ (n)로 진행되면 예상되는 하중을 axial load conductor 선으로 표기하고 있으며, 각 설치된(land)상태의 하중을 표의 axial force(kN)에 표기되어 있다.

각 단계마다의 하중과 하중지지력의 관계는 ‘(axial force as per well construction sequence) < (36"  $\chi$  m conductor’s axial force for resistance +  $\Sigma$

16) kips : Kilo pounds (1 kips=1,000 lb(파운드)=453.6 kg, 중력가속도 고려 시 453.6 kg x 9.81 m/s<sup>2</sup> = 4,449 kN)

land xx" casing's axial force for resistance(after cementing))'과 같아야 한다.

이를 만족하는  $\chi$  중 최소의 컨덕터는 '36" conductor-jetted 79 m'로 예측할 수 있다. 주작-1공에서 사용된 폐시추공의 컨덕터 36" 사양은 Table 4.9에 따라 Jetted 81 m이므로 Fig. 4.7에서 Jetted 79 m 선을 참고한다. 그러므로 제팅(jetted)되어 해저면에 설치된 36" 컨덕터의 axial force for resistance는 425 kips (1,889 kN) 이다.

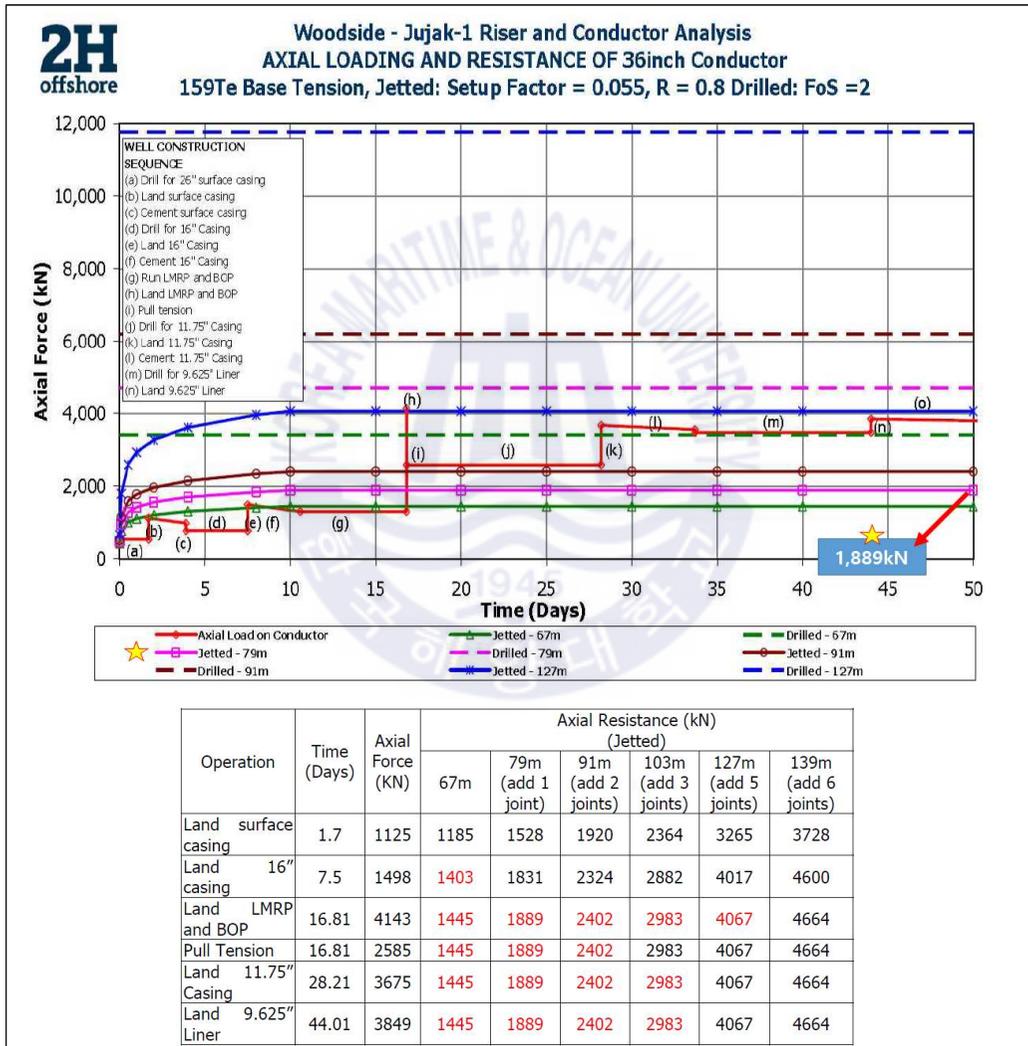


Fig. 4.7 Woodside-Jujak-1 riser and conductor analysis

해저면 아래에서는 Fig. 4.6과 같이 36" 컨덕터와 함께 설치된 26", 16" 케이싱

도 전단응력을 고려한다. 케이싱이 시추되어진 심도에 삽입된 이후 시멘팅 작업을 통해 케이싱과 지층사이에는 시멘트로 채워진다. 그러므로 전단응력에 대해서는 케이싱과 시멘트 사이, 시멘트와 지층면 사이 두 가지가 고려될 수 있다. 그러나 심도에서 지층면과 시멘트 사이의 표면 마찰력이 매우 높기 때문에, 시멘트와 케이싱 사이의 표면 마찰력만을 고려한다.

미국석유협회(API)의 ‘고정형 플랫폼의 계획, 설계, 시공을 위한 권장사례(Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms)’에 근거한 API RP 2A WSD의 ‘7.4.4.a Plain pipe connections’항목의 시멘트(grout)에 대한 전단응력은 Table 4.11에서 규정하고 있다. 따라서 API RP 2A WSD에서 규정하고 있는 “Allowable axial load transfer stress”는 20 psi 이다<sup>[29]</sup>.

Table 4.11 API RP 2A WSD - 7.4, 2.2 Clause

<p>&lt;API RP 2A WSD&gt; Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design</p>
<p><b>7.4 GROUTED PILE TO STRUCTURE CONNECTIONS</b></p> <p><b>7.4.4 Computation of Allowable Axial Force</b> In the absence of reliable comprehensive data which would support the use of other values of connection strength, the allowable axial load transfer should be taken as the smaller value (pile or sleeve) of the force calculated by a multiplication of the contact area between the grout and steel surfaces and the allowable axial load transfer stress <math>f_{ba}</math>, where <math>f_{ba}</math> is computed by the appropriate value in 7.4.4a or 7.4.4b for the grout/steel interface.</p> <p><b>7.4.4a Plain pipe connections</b> The value of the <b>allowable axial load transfer stress</b>, <math>f_{ba}</math>, should be taken as <b>20 psi</b> for loading conditions 1 and 2, Section 2.2.2; and 26.7 psi for loading conditions 3 and 4, Section 2.2.2.</p>
<p><b>2.2 LOADING CONDITIONS</b></p> <p><b>2.2.2 Design Loading Conditions</b> The platform should be designed for the appropriate loading conditions which will produce the most severe effects on the structure. The loading conditions should include environmental conditions combined with appropriate dead and live loads in the following manner.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Operating environmental conditions combined with dead load and <b>maximum</b> live loads appropriate to <u>normal</u> operations of the platform.</li> <li>2. Operating environmental conditions combined with dead load and <b>minimum</b> live loads appropriate to the <u>normal</u> operations of the platform.</li> <li>3. Design environmental conditions with dead loads and <b>maximum</b> live loads appropriate for combining with extreme conditions.</li> <li>4. Design environmental conditions with dead loads and <b>minimum</b> live loads appropriate for combining with extreme condition.</li> </ol>

Table 4.9에 따라 26", 16" 케이싱의 시멘팅 길이는 각각 59 m, 383 m이다. 그러므로 시멘팅 구간에서 발생하는 지지력(axial force for resistance)은

$$\text{allowable axial force}(P) = \text{시멘팅 면적}(A) \times 20 \text{ psi}(\sigma, \text{전단응력})$$

으로 계산되므로, 26", 16" 케이싱의 지지력은

$$26''(P) = ((26 \text{ in} \times \pi) \times (59 \text{ m} \times 39.37 \text{ in/m})) (A) \times 20 \text{ psi} (\sigma) = 3,792 \text{ kips} \approx 1,896 \text{ kips (if, 50\% cementing)}$$

$$16''(P) = ((16 \text{ in} \times \pi) \times (383 \text{ m} \times 39.37 \text{ in/m})) (A) \times 20 \text{ psi} (\sigma) = 15,151 \text{ kips} \approx 7,575 \text{ kips (if, 50\% cementing)}$$

이다. 시멘팅 되는 길이는 woodside사에서 제시하였으나, 보이지 않는 불확실성으로 보수적으로 계산하기 위해 50%의 길이를 고려한다.

그러므로 해저면에는 함께 설치된 36" 컨덕터, 26" 케이싱, 16" 케이싱의 지지력이 작용하며, 이들의 합은

$$\begin{aligned} \text{total axial capacity for resistance} &= 425 \text{ kips} + 1,896 \text{ kips} + 7,575 \text{ kips} \\ &= 9,896 \text{ kips} \end{aligned}$$

이며, 이와 같이 같이 계산된 전체 하중지지력과 Table 4.10의 해저구조물 중량값 (air weight : 1,225 kips)을 비교하면

$$\text{safety factor} = \text{total axial capacity} / \text{total axial load} = 9,896 \text{ kips} / 1,225 \text{ kips} = 8.07$$

이다. 즉, 안전율은 8.07로 계산된다.

참고로, 시추선에 라이저, 유압연결장치, 유정폭발방지기가 해수면에서 해저면 방향으로 연결되어 있으며, 라이저에는 부력장치(buoyancy kit)가 붙여져 있다. 그러므로 실제로는 바다 속의 기본적인 부력에 의해 air weight보다 가벼운 하중이 작용될 수 있으며 상기 해저구조물 중량값(total axial load)는 감소되므로 결국 안전율은 더 증가할 것이다.

결국 단기 지지력 분석의 하중지지력은 해저구조물 중량을 충분히 지탱하

로 해저구조물 중량이 유정 주변 균열의 문제요인으로 볼 수 없다.

(2) 장기 지지력 분석 <sup>[30]</sup>

2012년 주작-1 시추공이 시추되었다. 36" 컨덕터 삽입을 위한 제팅(jetting) 작업동안 해저면의 상태는 교란되었을 것이나, 시간이 지남에 따라 자연복구로 토양의 axial capacity는 2년간 더욱 증가하였을 것으로 예측할 수 있다.

주작-1공(폐시추공) 인근에 비슷한 지반정보를 가진 가스하이드레이트(gas hydrate) 시추공의 컨덕터의 안정성을 점검하기 위해 전문분석 업체인 MCS kenny사에서 분석한 자료 Fig. 4.8을 참고하면 36" 81 m 컨덕터의 장기 지지력은 약 12,500 kN (2,800 kips)로 예측된다.

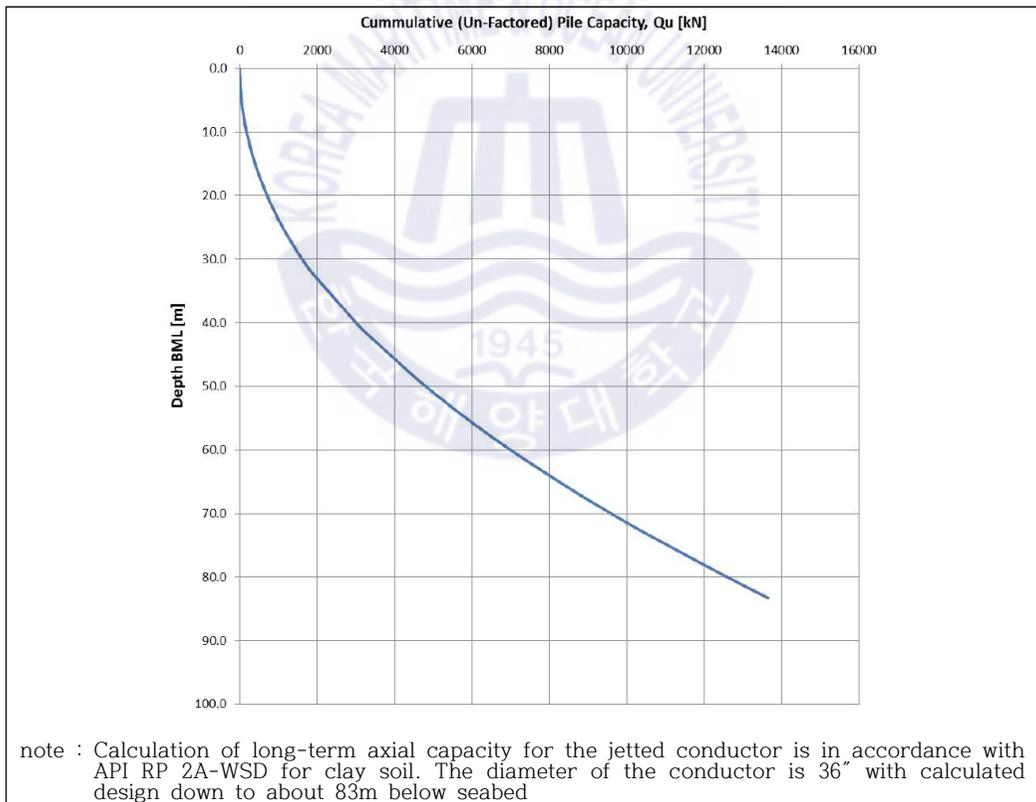


Fig. 4.8 Long term axial capacity of the production well conductor

그러므로 Table 4.10의 해저구조물 중량 값 (air weight : 1,225 kips)에 대한

안전율을 계산하면

$$\text{Safety Factor} = \text{Axial Capacity} / \text{Total Axial Load} = 2,800 \text{ kips} / 1,225 \text{ kips} = 2.3$$

으로 계산된다. 이는 API RP 2A WSD에서 권고하는 안전율 2.0보다 높은 값이다. 즉, 폐시추공에 설치된 36" 81 m 컨덕터 하나만으로도 충분히 해저구조물 지지가 가능하다.

결국 장기 지지력 분석의 하중지지력은 해저구조물 중량을 충분히 지지하므로 해저구조물 중량이 유정 주변 균열의 문제요인으로 볼 수 없다.



### 4.3 문제점 분석결과 요약

2014년 동해 폐시추공 주작-1공을 이용하여 국책과제로 진행된 드릴십 시추장비 테스트의 박스테스트 수행 중 머드매트 주변의 균열이 발견되어 테스트가 잠시 중단되었다. 균열이 발생하게 된 원인을 찾기 위하여 두 가지 요인을 분석하였다.

첫째는 환경요인에 대한 각 분석이다. 환경정보로는 토양정보, 라이저 내부의 머드중량, 선박이동거리, 해속, 해류, 각도가 있다. 미국선급의 위험평가에서 제시한 what if analysis를 통하여 환경정보를 위험요인 가정화 및 조건생성을 하였고 글로벌라이저해석의 결과물을 도출할 수 있도록 하였다. 단, 글로벌라이저 해석은 직접 수행하지 않았다. 그 결과 항시 고정된 값 오프셋 62m{3.5%WD}에 대하여, 가정된 위험요인은 균열의 직접적 원인이 아닌 것으로 판단된다. 단, 머드매트의 실제 토양정보가 없었고, 폐시추공(주작-1)에 대한 토양정보가 존재하지 않아서 추측된 값을 사용하였던 점이 부족한 분석요인으로 생각된다.

둘째는 하중에 대한 분석이다. 시추공 주변 해저구조물의 중량값에는 유압연결장치, 유정폭발방지기, 유정, 컨덕터, 케이싱이 있다. 이에 대한 하중지지력을 단기와 장기 나누어 계산하였고 미국석유협회의 RP 2A WSD에서 기준한 안전율에 적용하였더니 모두 2.0 이상을 나타내었다. 결과적으로 폐시추공의 지지력은 균열의 직접적인 원인이 아닌 것으로 판단된다.

그러나 상기 요인들이 직접적인 원인이 아니라고 판단되기 때문에 국내 조선소의 시추장비 시운전 경험에 근거한 예상되는 문제점으로는 첫째, 해저면 아래의 하부 플렉스 조인트와 라이저 조인트의 볼 고착 오작동 현상과 둘째, 해저면 상부의 라이저텐셔너(Riser tensioner)의 정상작동 여부가 있다. 이러한 비정상 작동 건은 유정폭발방지기와 컨덕터로의 예상하지 못한 응력(stress) 발생의 원인으로 추측가능하다.

## 제 5 장 결론

본 논문에서는 2014년 국책과제로 수행된 정보를 바탕으로 사례 분석과 그 당시 생점화 되었던 문제점을 연구하였다. 크게는 미국선급의 지침서의 위험평가를 기준으로 위험도 분석과 미국석유협회의 권장사례를 기준으로 안전을 분석을 수행하였다.

본 논문의 연구 결과를 요약하면 다음과 같다.

1. 글로벌라이저해석의 결과물에 대하여, 미국선급의 위험평가-what if analysis 을 통해 위험요인(토양정보, 라이저 내부의 머드중량, 선박이동거리, 해속, 해류, 각도)을 도출하였으며, 이러한 위험요인들이 선박이동거리 62 m {3.5%WD}로 인해 발생한 머드매트 균열의 직접적인 원인이 아닌 것으로 판단되었다.
2. 시추공 주변 해저구조물 중량(유압연결장비의 중량, 유정폭발방지기의 중량, 유정의 중량, 컨덕터의 중량, 케이싱의 중량)에 대한 하중지지력을 미국석유협회의 권장사례-안전율로 계산하였고, 모두 2.0 이상 결과 도출로 폐시추공의 지지력은 문제없는 것으로 도출되었다.
3. 그러므로 직접적인 균열의 문제요인을 찾기 위해선 국책과제 당시 무인잠수정을 활용하여 획득하지 못한 폐시추공과 머드매트의 실제 토양정보, 머드매트의 정확한 뒤틀림 수치정보, 하부 플렉스 조인트와 라이저 조인트의 볼 고착 오작동여부, 라이저텐서너의 오작동여부가 추가적으로 조사되어야 한다.

2014년 해양플랜트 시추장비의 폐시추공 활용실적은 이후 석유와 가스 시장의 침체로 인하여 연속수행을 하지 못하였다. 하지만, 논문의 연구배경에 제시한 미래전망자료를 통해 긍정적 상승세를 읽을 수 있다. 향후 다시 시도될 수도 있는 폐시추공 활용 시추장비 시운전 테스트 시 본 논문의 문제요인 분석

연구과정을 적용한다면 직접적인 문제발생을 미연에 방지 할 수 있는 대안이 될 것으로 보인다.

다만, 본 논문은 심해시추관련 해외유수 기관에서 수행한 원인분석 자료를 토대로 재해석하였고, 실제 시추장비 테스트 수행 환경이 수심 약 1,800 m 이기 때문에 추가 정보획득 및 변수검토에 한계가 있음을 인지해야 했다.



## 참고문헌

- [1] Westwood Energy in Offshore Magazine, 2019.02.
- [2] World Drilling & Production Market Forecast 2018-2024/Q4, Westwood Global Energy Group(2018).
- [3] Korean Petroleum Association [Online] Available at: [http://oil.webmaker21.kr/ko/sub02/025\\_5.php](http://oil.webmaker21.kr/ko/sub02/025_5.php) [Accessed 30 Sep 2019].
- [4] 심해저 해양플랜트 기술개발, 기계저널, 현대중공업 장광필, Oct 2013.
- [5] 해양플랜트 제2의 조선산업으로 키운다, 보도자료, 지식경제부, 9 May 2012.
- [6] Offshore Plant, Korea Trade-Investment Promotion Agency, 2015.
- [7] 해양플랜트산업 경쟁력 제고를 위한 현황분석 및 발전방안, 선박해양플랜트연구소, Mar 2015.
- [8] Samsung Heavy Industry [Online] Available at: [blog.samsungshi.com/19](http://blog.samsungshi.com/19) [Accessed 28 Sep 2019].
- [9] JAMSTEC(Japan agency for marine-earth science and technology) [Online] Available at: [jamstec.go.jp/chikyuu/e/about/drilling/drilling.html](http://jamstec.go.jp/chikyuu/e/about/drilling/drilling.html) [Accessed 01 Oct 2019].
- [10] Fundamentals of Onshore Drilling-1.2.2 Adding drillpipe, [Online] Available at: <http://geologie.vsb.cz/DRILLING/drilling/theory.html> [Accessed 27 Dec 2019].
- [11] 시추장비(Drilling Equipment)-시추탑/유정탑(Drilling Derrick), [Online] Available at: <https://m.blog.naver.com/2bfair/70189880617> [Accessed 28 Sep 2019].
- [12] 시추장비(Drilling Equipment)-시추탑/유정탑(Drilling Derrick), [Online] Available at: <https://m.blog.naver.com/2bfair/70189947280> [Accessed 28 Sep 2019].
- [13] High Performance Bolting Technology for Offshore Oil and Natural Gas Operations(2018)-Chapter: Appendix I Drilling Riser Design, [Online] Available

- at: <https://www.nap.edu/read/25032/chapter/18> [Accessed 27 Dec 2019].
- [14] How does a BOP in a drilling rig work, [Online] Available at: <https://www.quora.com/How-does-a-BOP-blow-out-preventer-in-a-drilling-rig-work> [Accessed 27 Dec 2019].
- [15] DRILLING CONTRACTOR-LRRS treads fine line within drilling window, [Online] Available at: <https://www.drillingcontractor.org/lrrs-treads-fine-line-within-drilling-window-11626> [Accessed 27 Dec 2019].
- [16] Design of a marine drilling riser for the deepwater environment, Korea Institute of Geoscience and Mineral Resources, 2016.
- [17] PREVENTING FIRES AND EXPLOSIONS ON OFFSHORE INSTALLATIONS, [Online] Available at: <https://www.shipsandoil.com/Features/Preventing%20Fires%20and%20Explosions.htm> [Accessed 27 Dec 2019].
- [18] Drilling and Casing the wellbore, [Online] Available at: <http://www.industrinigas.com/2013/06/drilling-and-casing-wellbore.html> [Accessed 27 Dec 2019].
- [19] The Standard Procedure of System Integration Test Procedure for Pipe Handling System, DSME, 2016.
- [20] Online Acceptance Test Procedure Maersk Venturer, TEMPY, 2014.
- [21] Offline Acceptance Test Procedure Maersk Venturer, TEMPY, 2014.
- [22] OPS Venturer Schedule for overview, TEMPY, 07 Oct 2014.
- [23] Maersk Venturer IAT Status Report, MD, Oct 2014.
- [24] Jujack Wellhead Stability Assessment, MD, Dec 2014.
- [25] Guidance notes on RISK ASSESSMENT APPLICATIONS FOR THE MARINE AND OFFSHORE OIL AND GAS INDUSTRIES, ABS, June 2000.
- [26] Korea Hydrographic and Oceanographic Agency [Online] Available at: [http://www.khoa.go.kr/koofs/kor/oldobservation/obs\\_past\\_search.do?contents=real](http://www.khoa.go.kr/koofs/kor/oldobservation/obs_past_search.do?contents=real)

# [Accessed 25 Sep 2019].

[27] Jujak-1 Drilling Riser & Conductor Analysis Report, Woodside, Sep 2011.

[28] Wellhead & Conductor Integrity Analysis, KNOC, Oct 2014.

[29] Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms-Working Stress Design, API RP 2A WSD, Dec 2002.

[30] Gas Hydrate Conductor Assessment, MCS kenny, July 2014.



## 감사의 글

학사졸업을 마치고 10여 년 동안 조선해양산업 현장에서 다양한 경험을 쌓아왔고, 이직 이후 국가 기술개발 분야에 몸을 담고 있습니다. 어느덧 40대 나이가 되면서 제가 몸으로 경험하고 느껴왔던 분야에 대한 학문적 갈증이 생겨나기 시작했습니다. 그래서 뒤늦게 대학원 진학을 결정하고 학업을 다시 시작하였습니다.

석사논문을 위한 주제를 정함에 앞서 제가 산업현장에서 경험했던 분야 중 가장 흥미로운 분야가 무엇인지 그리고 학문적으로 깊이 들어가고 싶은 분야가 무엇인지 제법 오랜 기간 동안 제 스스로 진단하는 시간을 가졌습니다. 이제는 학문적 지식을 쌓기 위한 여정을 시작했으며 비록 시작은 미약하지만 이번 논문이 한 걸음 더 나아가기 위한 초석이라고 확신합니다.

첫 논문을 완성하는 과정이 결코 쉽지는 않았지만, 늦각이 제자임에도 불구하고 저를 기꺼이 지도학생으로 받아주시고 정말 많은 배려와 아낌없는 지도를 해주신 지도교수 조권희 교수님께 진심으로 감사의 마음을 전달합니다. 석사논문 작성 시 세세한 기술적 방향을 잡아주신 이명호 교수님과 논문의 전체 흐름과 논리기준을 잡아주신 이상태 교수님께도 감사드립니다. 바쁜 업무에도 불구하고 논문의 기본 자료를 제공해준 현 직장후배 정승훈 선임연구원과 석사논문 작성 경험을 전수해준 김성동 선임연구원, 김태호 연구원 그리고 국책과제 책임자로서 큰 용기를 주신 현 직장상사 김태형 실장님께도 감사드립니다.

또한 본 석사논문 연구를 할 수 있었던 배경은 지난 10년간 몸담았던 세계최고 1등 조선소인 삼성중공업과 현재 근무 중인 한국조선해양기자재연구원의 경험이 있었기에 가능했습니다. 두 회사의 지속적인 발전을 진심으로 기원합니다.

마지막으로 지난2년 동안 학업 및 논문을 완성하는데 묵묵히 옆에서 응원하고 격려해준 아내 ‘정인정’에게 사랑과 감사함을 전합니다. 그리고 주말과 휴일에 잘 놀아주지 못해 항상 미안하게 생각하는 잘생기고 멋진 준혁, 준호에게 이 작은 기쁨을 바치며 노심초사 아들 걱정엔 잠 못 이루시는 부모님께도 진심으로 감사드립니다. 앞으로 꾸준한 학문으로 우리나라 해양플랜트 산업 발전에 일조할 수 있도록 더욱더 노력하겠습니다.