



## 저작자표시 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.
- 이차적 저작물을 작성할 수 있습니다.
- 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.

- 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

시추선의 압력제어시추 시스템 설계기준에  
관한 연구

A Study on Design Criteria of Managed Pressure  
Drilling System for Offshore Drilling Rig



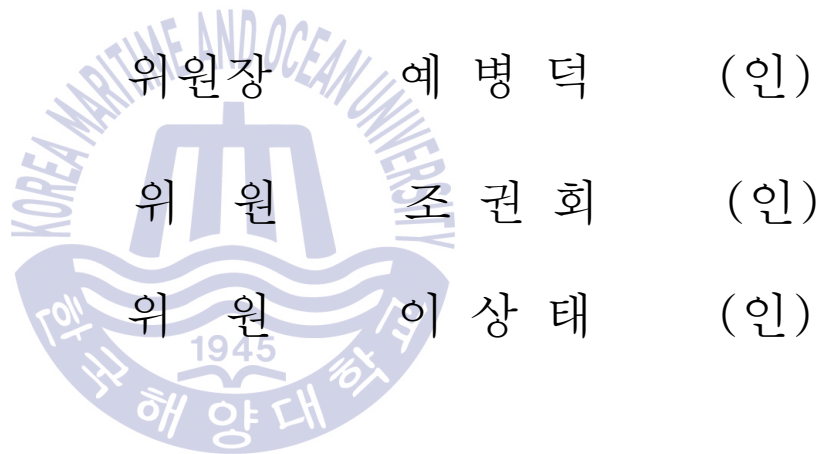
2018 년 8월

한국해양대학교 해사산업대학원

해양플랜트운영학과

정 성 규

본 논문을 정성규의 공학석사 학위논문으로 인준함.



2018년 6월

한국해양대학교 해사산업대학원

# 목 차

List of Tables .....	iii
List of Figures .....	iv
Abstract .....	vi
Nomenclature .....	viii
1. 서 론 .....	1
2. 시추시스템 및 유정제어에 대한 고찰 .....	5
2.1 전통시추시스템 .....	5
2.1.1 분출방지장치 .....	5
2.1.2 시추용 수직관 시스템 .....	8
2.1.3 초크 매니폴드 .....	13
2.2 유정제어의 이해 .....	17
2.2.1 수직 깊이와 시추공 압력 .....	17
2.2.2 킥의 발생 .....	18
2.2.3 유정제어 절차 .....	19
2.2.4 동등 순환 밀도 .....	20
2.3 압력제어시추 시스템 .....	22
2.3.1 과압운전과 감압운전 .....	24
2.3.2 머드캡시추 .....	26
2.3.3 이중구배시추 .....	27

3. 압력제어시추 시스템 관련 규정 및 사례 분석 .....	32
3.1 관련 규정 및 지침 .....	32
3.1.1 IADC 지침 .....	32
3.1.2 API 규정 및 지침 .....	35
3.1.3 선급 규정 .....	45
3.2 실제사례분석 .....	49
3.2.1 시추선 실제적용사례 .....	49
3.2.2 Weatherford사의 압력제어시추 시스템 .....	51
4. 위험도 분석 및 설계기준 제시 .....	52
4.1 위험도 분석 .....	53
4.1.1 분석 방법의 결정 .....	53
4.1.2 위험도 분석 수행 .....	56
4.2 압력제어시추 시스템의 설계기준 .....	66
4.2.1 적용 범주 .....	66
4.2.2 시스템의 구성 .....	66
4.2.3 설계기준 .....	68
4.2.4 킬운전 관련사항 .....	69
4.2.5 압력제어시스템 적용에 따른 위험성 .....	70
4.3 압력제어 시스템의 설계 예시 .....	71
4.3.1 최소요구조건에 따른 설계 예시 .....	71
4.3.2 예비율을 고려한 설계 예시 .....	71
5. 결론 .....	74
참고문헌 .....	75

## List of Tables

<b>Table 2.1</b> Equipment size .....	7
<b>Table 2.2</b> Equipment rated working pressures .....	7
<b>Table 2.3</b> Marine riser specification – OLINDA STAR .....	11
<b>Table 2.4</b> Marine riser specification – LONE STAR .....	11
<b>Table 2.5</b> Marine riser specification – GOLD STAR .....	12
<b>Table 2.6</b> Marine riser specification – ALPHA STAR .....	12
<b>Table 2.7</b> Union, swivel joint and articulated line sizes and rated working pressures .....	13
<b>Table 2.8</b> Equipment bore sizes and rated working pressures .....	14
<b>Table 2.9</b> Flexible line sizes and rated working pressures .....	15
<b>Table 3.1</b> Pressure ratings and size ranges of flange connections .....	34
<b>Table 3.2</b> Hazard matrix chart .....	36
<b>Table 3.3</b> Matrix of well control actions .....	36
<b>Table 3.4</b> ESD logic chart .....	37
<b>Table 3.5</b> IADC level 0 minimum equipment .....	38
<b>Table 3.6</b> IADC level 1 minimum equipment .....	39
<b>Table 3.7</b> IADC level 2 minimum equipment .....	39
<b>Table 3.8</b> IADC level 3 minimum equipment .....	40
<b>Table 3.9</b> IADC level 4 minimum equipment .....	40
<b>Table 3.10</b> IADC level 5 minimum equipment .....	41
<b>Table 3.11</b> Categories for MPD pressure control system .....	46
<b>Table 4.1</b> Risk ranking and description .....	52
<b>Table 4.2</b> Consequence level and likelihood level .....	53
<b>Table 4.3</b> Risk ranking matrix .....	54
<b>Table 4.4</b> HAZID worksheet .....	56
<b>Table 4.5</b> HAZID recommendations .....	63
<b>Table 4.6</b> Required equipment for MPD .....	66

## List of Figures

<b>Fig. 1.1</b> MPD system by Weatherford .....	3
<b>Fig. 1.2</b> Schlumberger MPD system .....	4
<b>Fig. 2.1</b> Typical subsea drill-through equipment .....	6
<b>Fig. 2.2</b> Marine drilling riser system and associated equipment .....	8
<b>Fig. 2.3</b> Buoyancy module .....	9
<b>Fig. 2.4</b> Peripheral line and clip riser .....	10
<b>Fig. 2.5</b> Choke manifold typical .....	13
<b>Fig. 2.6</b> Bottom hole pressure and total vertical depth .....	16
<b>Fig. 2.7</b> Pressure loss during drilling fluid circulation .....	19
<b>Fig. 2.8</b> Cutting increases mud density .....	20
<b>Fig. 2.9</b> Narrow drilling window .....	21
<b>Fig. 2.10</b> Undrillable window .....	22
<b>Fig. 2.11</b> Drilling with MPD .....	22
<b>Fig. 2.12</b> Non-MPD(a) vs MPD(b) .....	23
<b>Fig. 2.13</b> Overbalanced vs underbalanced operation .....	23
<b>Fig. 2.14</b> Differential sticking .....	24
<b>Fig. 2.15</b> Pressure gradients during different phases of PMCD .....	26
<b>Fig. 2.16</b> Pressure gradient and casing points for conventional drilling ....	27
<b>Fig. 2.17</b> Pressure gradient and casing points for dual gradient drilling ..	27
<b>Fig. 2.18</b> Fluid interface of dual gradient drilling .....	28
<b>Fig. 2.19</b> Schematic of mechanical mud lifting .....	29
<b>Fig. 2.20</b> Schematic of mud dilution by nitrogen .....	29
<b>Fig. 2.21</b> Schematic of mud dilution by hollow spheres .....	30

## List of Figures

<b>Fig. 3.1</b>	An example of UBD BOP stack configuration – gas well .....	42
<b>Fig. 3.2</b>	An example of UBD BOP stack configuration – oil well .....	43
<b>Fig. 3.3</b>	MPD system PFD – deepwater drillship .....	49
<b>Fig. 3.4</b>	Schematic of Microflux system .....	50
<b>Fig. 4.1</b>	Conventional drilling(a) vs MPD(b) .....	51
<b>Fig. 4.2</b>	Risk ranking cases .....	55
<b>Fig. 4.3</b>	Typical case A – Minimum requirement .....	71
<b>Fig. 4.4</b>	Typical case B – Enhanced redundancy .....	72





<영문초록>

## A Study on Design Criteria of Managed Pressure Drilling System for Offshore Drilling Rig

Jeong, Seong Kyu

Department of Offshore Plant Management  
Graduate School of Maritime Industrial Study  
Korea Maritime and Ocean University  
(Supervisor : Prof. Cho, Kwon Hae)

### Abstract

Safety of drilling offshore wells is becoming more and more important after Deepwater Horizon oil spill in the Gulf of Mexico.

MPD (Managed Pressure Drilling) is a technology which controls back pressure of return flow from a well to a drilling rig. This new technology helps to control and mitigate risk of drilling in deepwater well, which means blowout risk during drilling can be mitigated. However, design criteria of MPD system for offshore drilling rig. And all the relevant engineering, manufacture, installation and commissioning are being conducted by equipment manufacturer until now.

The author studied technical requirements of API standards, IADC guidelines, class rules and examined case study for MPD system. Furthermore conducted risk analysis. Determined required equipment list and classified into 2 groups: dedicated MPD equipments and rig system equipments. And suggested quantitative sizing data. As a result, provided design criteria of MPD system for offshore drilling rig.

**KEY WORDS:** Drilling system; Managed pressure drilling; Well control; Underbalanced drilling; Deepwater drilling

## <국문초록>

# 시추선의 압력제어시추 시스템 설계기준에 관한 연구

정 성 규

한국해양대학교 해사산업대학원  
해양플랜트운영학과  
(지도교수 : 조 권 회)

### 요약

멕시코 만에서 딥워터호라이즌(Deepwater Horizon)호 원유 유출 사고가 발생한 이후 심해 시추작업에 있어 안전의 중요성이 더욱 중요해 지고 있다.

심해 시추작업에 있어 새로운 방법인 압력제어시추방법은 시추공에서 회수되는 유체의 배압을 조절하면서 시추작업을 수행하는 방법으로 시추작업 시 발생할 수 있는 분출의 위험도를 경감 시킬 수 있는 기술인데 새로운 장비를 시추선에 적용하기 위한 규정 등이 아직 부족하며 시스템 설계, 제작 설치 및 시운전을 모두 장비공급회사에서 일괄 수행하고 있는 실정이다.

본 논문에서는 압력제어시추 시스템 관련 API, IADC 및 관련 선급 규정에 대해 고찰하고, 실제사례에 대한 자료를 입수하여 분석하였으며, 시스템에 대한 위험도 분석을 수행하였다. 요구되는 장비 목록을 정하고 독립적으로 구성할 장비와 리그의 시추시스템에 포함하여 구성하는 것이 가능한 장비를 구분하였으며, 시스템 설계를 위한 정량적 기준을 정하였다. 결과적으로, 시추선에 압력제어시추 시스템을 적용하기 위한 설계기준을 제시하였다.

**주제어:** 시추시스템; 압력제어시추; 유정제어; 감압시추; 심해시추

## Nomenclature

Variable	Description	Units
BHP	Bottom Hole Pressure	psi
SP	Surface Pressure	psi
HP	Hydrostatic Pressure	psi
TVD	True Vertical Depth	ft
MW	Mud Weight	ppg
FP	Formation Pressure	psi
ECD	Equivalent Circulating Density	ppg
MD	Measured Depth	ft
ID	Inner Diameter	inch
OD	Outer Diameter	inch
ND	Nominal Diameter	inch
$\rho$	Density	kg/m <sup>3</sup>
$g$	Gravitational acceleration	m/s <sup>2</sup>
D	Depth	m, ft
$D_{fi}$	Fluid interface depth	ft
G	Weight	kgf
SW	Specific Weight	kgf/m <sup>3</sup>
SG	Specific Gravity	
Buoyant	Desired buoyant lift	%
WP	Working Pressure	psi
EMW	Equivalent Mud Weight	ppg
MASP	Maximum Anticipated Shut-in Pressure	psi

## 제 1 장 서 론

2010년 4월 20일 멕시코 만에서 일어난 역사상 최악의 해상 기름 유출 사고인 딥워터호라이즌호 원유 유출 사고로 인하여 인적, 물적 피해가 발생하였으며, 특히 4,900,000 배럴(약 780,000 m<sup>3</sup>)의 원유가 해상으로 유출되면서 멕시코 만의 해양 생태계를 파괴했다.

이후 심해 시추작업에 있어 많은 새로운 방법이 적용되고 있으며, 특히 유정에서 발생하는 킥(kick) 및 분출(blowout)을 감시 및 제어하는 많은 장비가 실제로 이용되고 있다. 분출방지장치(blowout preventer, BOP)의 경우 사고 이후에 더 이상 단일 전단램(single shear ram) 분출방지장치는 사용하지 않고 있으며, 이는 API Standard 53에도 적용되어 API standard에 따라 설계되는 모든 분출방지장치는 2개 이상의 전단램을 장착해야 한다. 또한, 분출방지장치의 설계압력(pressure rating)을 20,000 psi로 높이거나 여러 새로운 기술을 적용하여 유정제어 안정성을 높이고 있다.

한편 목표깊이(target depth)가 너무 깊은 경우, 유정(reservoir)이 압력고갈(pressure depletion)상태인 경우, 공극압(pore pressure)과 파쇄압(fracture pressure)의 차이가 매우 적은 경우, 생산중단기간(Non Productive Time, NPT) 및 기타 작업 일정으로 인한 문제로 시추작업이 어려운 경우 등 전통시추방식으로 작업이 어려운 경우가 있는데, 이에 대한 대안으로 압력제어시추(Managed Pressure Drilling, MPD), 이중구배시추(Dual Gradient Drilling, DGD) 등을 적용하여 시추작업을 수행하는 경우가 있다.

관련 신기술 중 압력제어시추방법은 최근 심해 시추작업 시 가장 많이 적용되고 있는 방법 중 하나인데, 전통시추방식과 비교하여 아래의 장점이 있다.

(1) 킥 발생 시 가장 위험한 수직관(marine drilling riser)의 애놀러스(annulus space)가 디버터(diverter)에 연결되기 전에 회전압력조절장치(Rotating Control Device, RCD)가 있어서 시추이수의 유실(mud loss), 가스킥 등에 의한 피해가 발생하기 전에 압력제어가 가능하다. 따라서 안전한 시추작업을 가능하게 한다.

(2) 지층에 고갈(reservoir depletion) 구간이 있거나, 빈공간(void)이 존재할 경우 시추이수의 유실이 발생하며, 이에 따라 생산중단기간이 발생할 수 있는데, 가압머드캡시추(Pressurized Mud Cap Drilling, PMCD)방법을 사용하여 생산중단기간 없이 계속 시추작업을 가능하게 한다.

(3) 페루프 시스템을 구성하는 것이 가능하므로 이수희석방식의 이중구배시추를 할 경우 케이싱수(number of casing)를 줄일 수 있다.

(4) 지층의 공극압과 파쇄압의 차이가 매우 적은 경우 전통방식으로 작업이 어려운데, 시추공 하부압력(Bottom Hole Pressure, BHP)을 조절할 수 있으므로 시추작업을 가능하게 한다.

(5) 관통도(Rate of Penetration, ROP)를 최적화 하여 시추비트(drill bit)의 사용기간을 늘려서 트립수(number of trip)를 줄임으로써 생산중단기간의 발생을 줄인다.

또한, 압력제어시추방법은 시추작업 및 유정공사 완료(well completion) 후 지층의 투과성(permeability)을 획기적으로 높일 수 있는 감압시추를 가능하게 하므로 압력제어시추방식을 시추 회사 측에서도 선호하는 추세다.

현재 여러 유정서비스 회사에서 압력제어시추방식의 제품을 생산하고 있으며, 육상 및 해양 유전에 실제로 적용되고 있다. 시스템의 구성은 기본적으로 회전압력조절장치, 압력제어시스템용 초크매니폴드, 유량측정장치 및 관련 컨트롤 시스템을 포함하며, 제작사에 따라 차이가 있다.

**Fig. 1.1**은 Weatherford사의 압력제어시추 시스템으로 실제로 멕시코만의 시추선에 설치되어 운용되고 있는 장비이기도 하다. 수직관 상부에 회전압력조절장치 및 애놀러스 차단장치(annular isolation device)가 위치하고 제어 시스템 및 매니폴드가 시추선에 설치되어 과압방지, 압력조절, 유량 측정 등의 역할을 하는 시스템이다. 전통시추방식에 사용되는 분출방지기, 초크매니폴드(choke manifold), 기액분리기(Mud Gas Separator, MGS)등은 동일하게 사용하면서 회수되는 이수의 배압을 조절하기 위한 장치가 설치된다.

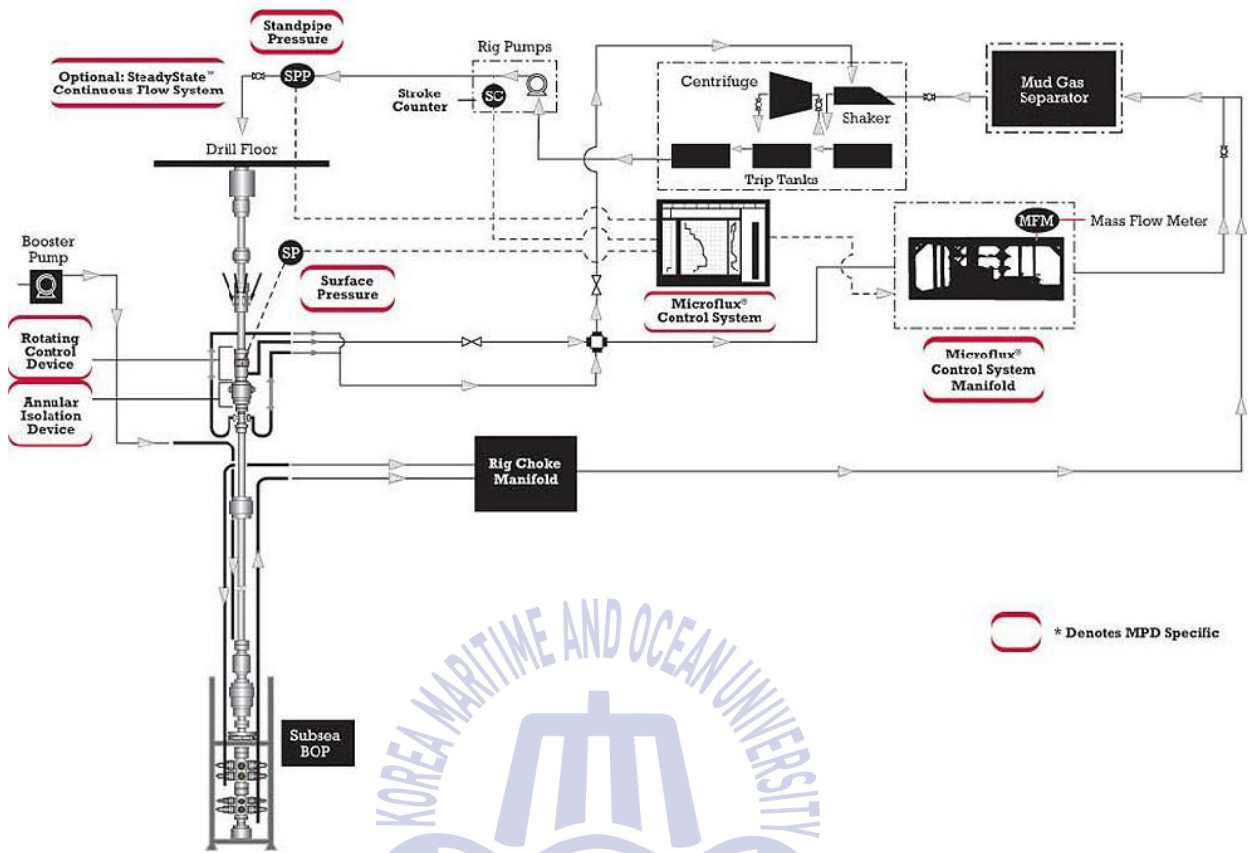


Fig. 1.1 MPD system by Weatherford<sup>[1]</sup>

Fig. 1.2는 Schlumberger사의 압력제어시추 시스템으로 육상 유전에 설치되는 경우를 보여준다. 애놀러스 분출방지장치(Annulus BOP) 상부에 회전압력조절장치가 설치되고 압력조절장치와 킥 상황을 감지하기 위한 유량측정장치, 회수되는 시추이수의 비중을 조절하기 위한 질소공급장치, 회수된 이수에서 질소 및 기체성분을 분리하기 위한 분리장치 등으로 구성된다. 압력조절장치는 배압을 조절하기 위한 초크매니폴드와 시추이수의 유실 등으로 인해 배압이 낮아지는 경우에 사용되는 배압 펌프 등으로 구성된다.

압력제어시추방식은 이와 같이 이미 시장에서 사용 중인 장비이고, 주문주 측에서도 설치가 필요하다는 생각을 가지고 있으나 현재까지 국내에서 설치 및 테스트 되는 경우는 없었으며, 몇몇 프로젝트의 경우 인도 후 제작사에서 직접 장비 공급 및 설치를 수행하였다.



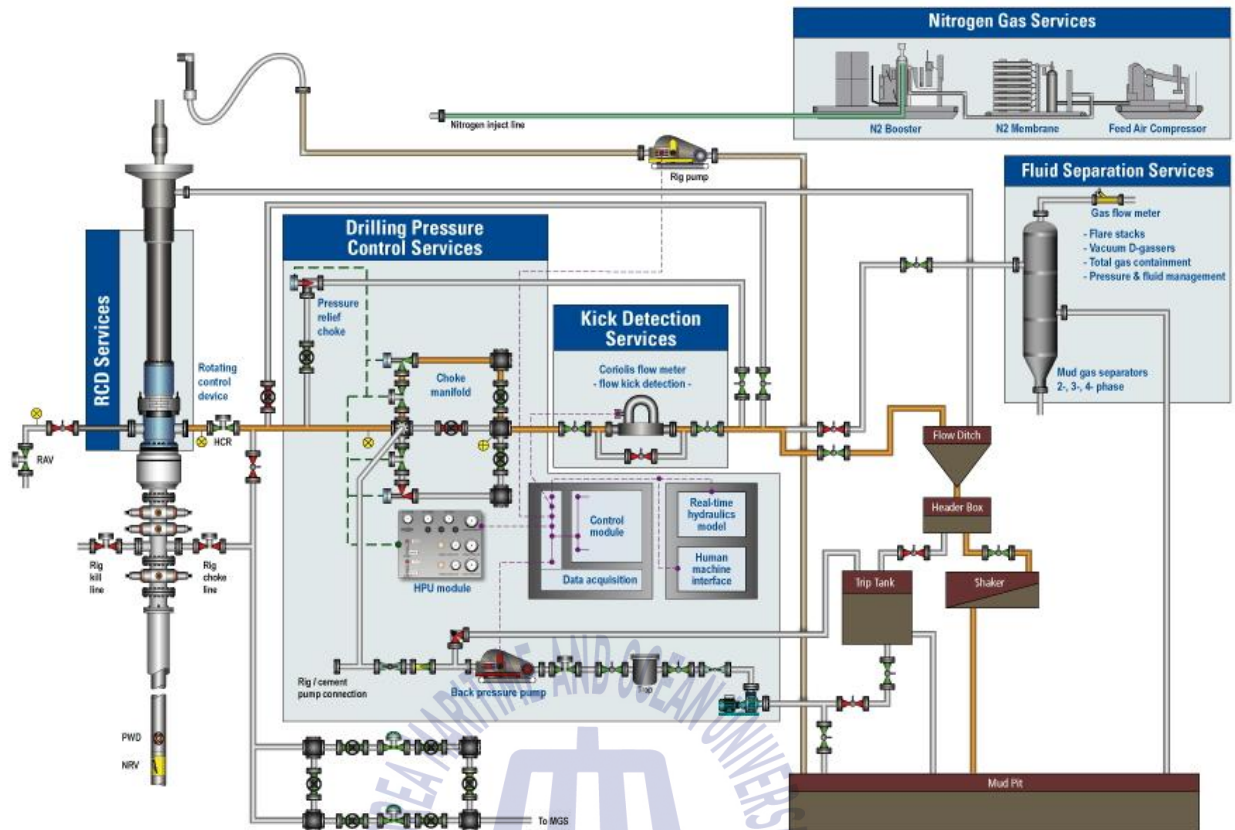


Fig. 1.2 Schlumberger MPD system<sup>[2]</sup>

한편, 새로운 장비를 시추선에 적용하기 위한 기준이 아직 부족한 실정으로 본 논문에서는 가압시추, 감압시추, 이중구배시추, 압력제어시추 등 최근 유정 시추에 사용되는 기술에 대해 검토하고, 기존의 압력제어시추 시스템에 대한 규정 및 지침에 대해 고찰하였으며 위험도 분석을 통해 시추선의 압력제어시추 시스템에 적용할 설계기준을 제시하고자 한다.

본 연구는 총 5개의 장으로 구성되어 있다. 제1장에서는 연구의 목적 및 방법에 대해 개괄적으로 서술하고, 제2장에서는 전통 및 압력시추시스템과 유정제어에 대해 검토하고, 제3장에서는 육상 규정을 포함하여 압력제어시추 시스템에 대한 규정 및 지침을 조사·연구하고, 제4장에서는 위험도 분석을 통해 압력제어시추 시스템의 설계기준을 제시하여, 향후 시추선 건조 시 주문주와의 의견차로 인한 손실을 최소화하고자 한다. 제5장은 이 논문의 결론을 기술하였다.

## 제 2 장 시추시스템 및 유정제어에 대한 고찰

### 2.1 전통시추시스템

전통시추시스템(conventional drilling system)은 로터리테이블(rotary table) 및 켈리(Kelly)를 이용하거나 탑드라이브(topdrive)를 이용하여 시추관(drill string)을 회전하여 시추작업을 하는 방식으로, 시추관을 설치하고 회전시키기 위한 데릭 구조물(derrick module)과 시추이수 및 파쇄암편(cuttings)을 처리하기 위한 머드모듈(mud module)로 구성된다. 또한, 해저에 위치한 시추공 상부(wellhead)에는 분출방지기를 설치하여 킥 또는 분출 발생 시 애놀러스 분출방지장치를 작동하여 회수 라인(well return line)으로 회수되는 시추이수 및 킥 가스(kick gas)를 차단하고, 애놀러스 분출방지장치를 사용한 방법이 실패했을 경우 파이프램(pipe ram) 또는 전단램을 작동하여 공급 및 회수 라인을 모두 차단하여 위험상황을 대비하는 방식이다. 분출방지기의 램(ram)을 작동한 이후에는 초크앤킬(choke and kill) 라인을 이용해 애놀러스의 가스를 제거하고, 킬머드(kill mud)를 주입하여 시추공을 안정화시킨다.

안정화가 완료되면 시추공의 압력을 측정하고 스트리핑 시스템을 사용하여 추가로 시추이수의 유실 또는 킥 발생 가능성이 없음을 확인 후 운전을 재개한다.

#### 2.1.1 분출방지장치

분출방지장치는 시추공 내부에 있는 고압의 시추공 유체를 가둬 두어 분출되는 것을 방지하는 장치이다. 분출방지시스템은 분출방지기 스택(BOP stack), 초크 밸브, 킬 밸브, 초크 매니폴드 및 유압구동제어장치로 구성되어 있다.

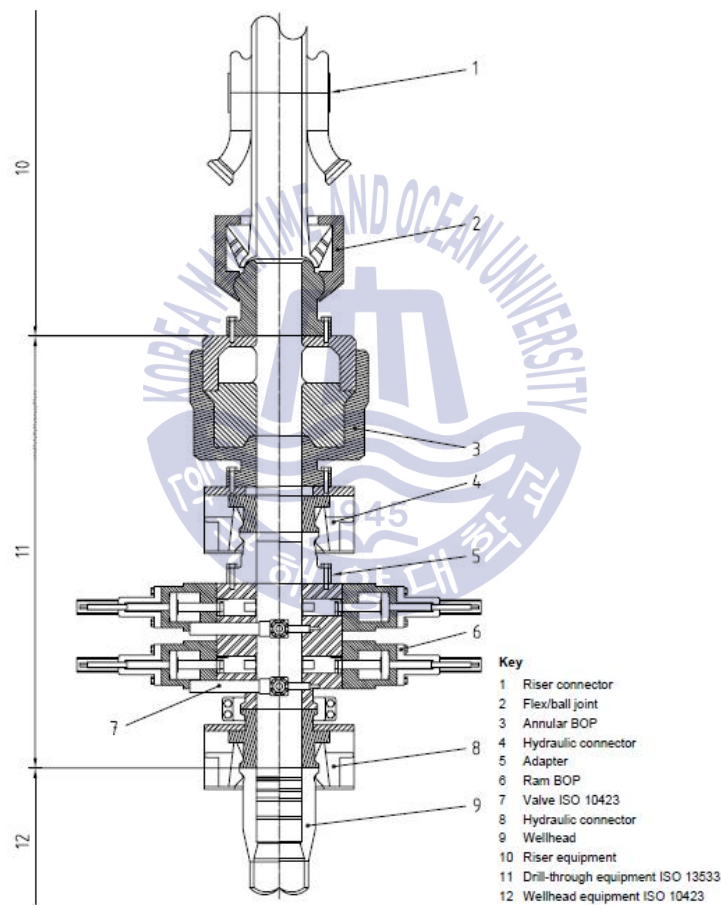
설치 위치는 시추공 상부에 설치되는 장비로, 시추작업, 시추 완료작업, 개수작업(workover) 시 시추공의 압력을 차단할 수 있는 장치이며, 가스 킥 또는 분출 상황 시 사용된다. API Specification 16A에 따르면 분출방지시스템의 구성은 아래와 같다.

- 램형 분출방지장치
- 램블럭, 패커 및 상부 실



- 에놀러스 분출방지장치
- 에놀러스 패킹 장비
- 유압 연결부

해양 시추작업 시 사용되는 분출방지기는 **Fig. 2.1**과 같이 구성될 수 있으며, 최근 심해 유전에 사용되는 분출방지기는 안전을 위해 램 숫자가 더 추가되어 7램 분출방지기가 가장 많이 사용되고 있다.



**Fig. 2.1** Typical subsea drill-through equipment<sup>[3]</sup>

분출방지시스템의 규격 및 설계압력은 API Specification 16A에 따라 결정하며, 이에 따른 규격 및 설계압력은 아래와 같다.

(1) 분출방지시스템의 규격

API(American Petroleum Institute)에 따른 분출방지시스템의 규격 및 수직 방향에서 보았을 때 직경(drift diameter)이 **Table 2.1**과 같아야 한다.

**Table 2.1** Equipment size<sup>[3]</sup>

Nominal size designation		Drift diameter	
mm	inch	mm	inch
179	7-1/16	178.61	7.032
228	9	227.84	8.970
279	11	278.64	10.970
346	13 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>	345.31	13.595
425	16 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	424.69	16.720
476	18 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	475.49	18.720
527	20 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	526.29	20.720
540	21 <sup>1</sup> / <sub>4</sub>	538.99	21.220
680	26 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>	678.69	26.720
762	30	761.24	29.970

(2) 분출방지시스템의 운전 압력 기준

API Specification 16A에 따라 분출방지시스템의 운전 압력 기준은 **Table 2.2**와 같이 6가지만 사용한다.

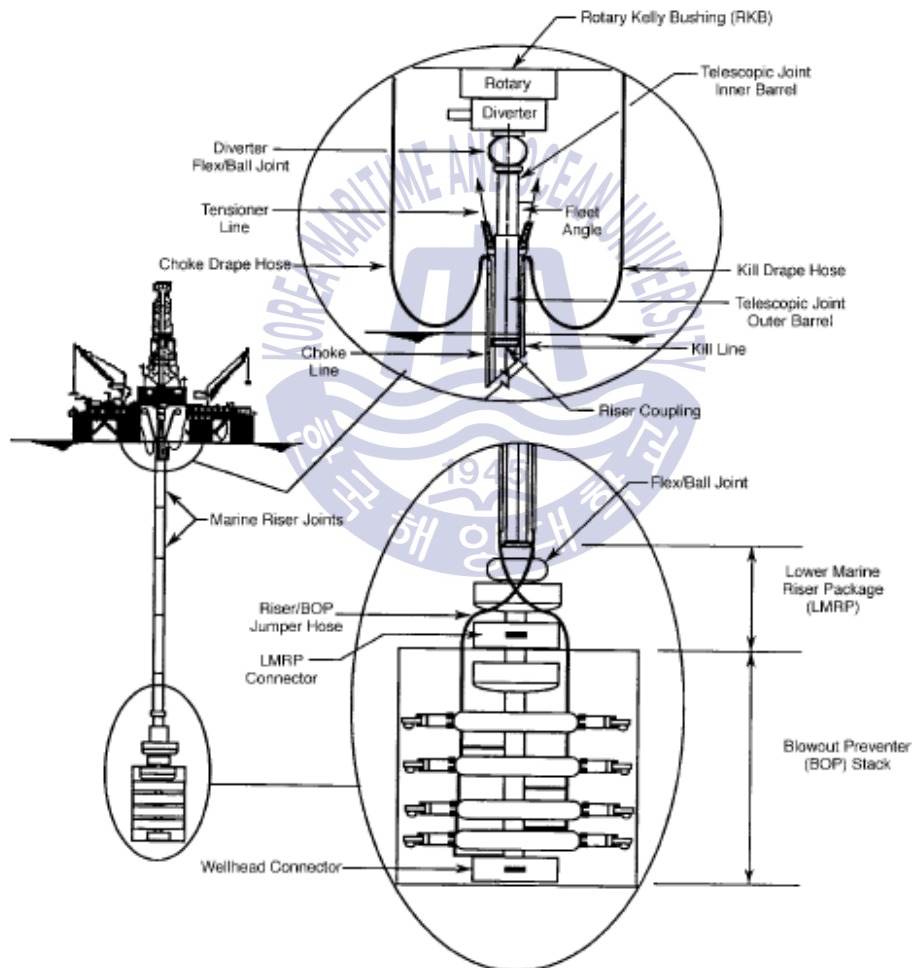
**Table 2.2** Equipment rated working pressures<sup>[3]</sup>

MPa	(psi)
13.8	2,000
20.7	3,000
34.5	5,000
69.0	10,000
103.5	15,000
138.0	20,000

최근 시추선에는 대부분 15,000 psi 또는 20,000 psi 분출방지시스템이 적용되며, 시추공 유체에 접촉하는 모든 금속 재질은 NACE MR0175의 Sour service에 대한 요구조건을 만족하는 재질을 사용하여 산성가스(acid gas) 등에 의한 문제를 최소화해야 한다.

### 2.1.2 시추용 수직관 시스템

분출방지기의 상부에는 시추용 수직관이 설치되어 해저면(seabed) 부터 해수면 까지 연결된다. **Fig. 2.2**와 같이 분출방지기를 제어하기 위한 장치로 LMRP(Lower Marine Riser Package)가 설치되고, 제어장치 상부에 수직관(riser joint)이 설치된다. 수직관과 시추선(drilling rig)을 연결하는 부분에는 신축연결부(telescopic joint)가 설치되어 시추선의 움직임에 대비하며, 그 외 수심, 설계 압력, 온도, 분출방지기 사양 등에 따라 사양 및 관련 시스템을 구성한다.



**Fig. 2.2** Marine drilling riser system and associated equipment<sup>[4]</sup>

수직관은 주배관(main pipe), 초크라인(choke line), 킬라인(kill line), 부스트라인(boost line) 및 2개의 유압라인(hydraulic line)으로 구성되는 것이 일반적이며, 수직관이 물속에서 부력을 갖도록 하기 위해 부력장치(buoyancy module)가 부착된다. 부력장치로는 폼모듈(foam module) 또는 에어캔시스템(air can system)이 사용되고, 부력장치의 계산은 해수에서 수직관의 부력을 주문주 측에서 요구하는 사양에 따라 적용한다.

예를 들어, 무게가 5,000 kgf이고, 비중량이 6,900 kgf/m<sup>3</sup> 인 수직관의 부력 95%가 요구되는 경우, 아래와 같이 계산할 수 있다<sup>[4]</sup>.

Riser joint weight in air = 5,000 kgf

Riser joint weight in seawater =  $[6,900 / (1,025 + 6,900)] \times 5,000 = 4353.3 \text{ kgf}$

Desired buoyant lift = 95 % (defined by purchaser)

Net lift per joint =  $0.95 \times 4,353.3 = 4,135.6 \text{ kgf}$

단, 'API Spec. 16F - Specification for marine drilling riser equipment' 13.2.2의 부력(nominal buoyancy) 기준, 해수의 비중량은 1,025 kgf/m<sup>3</sup> 기준 이다.

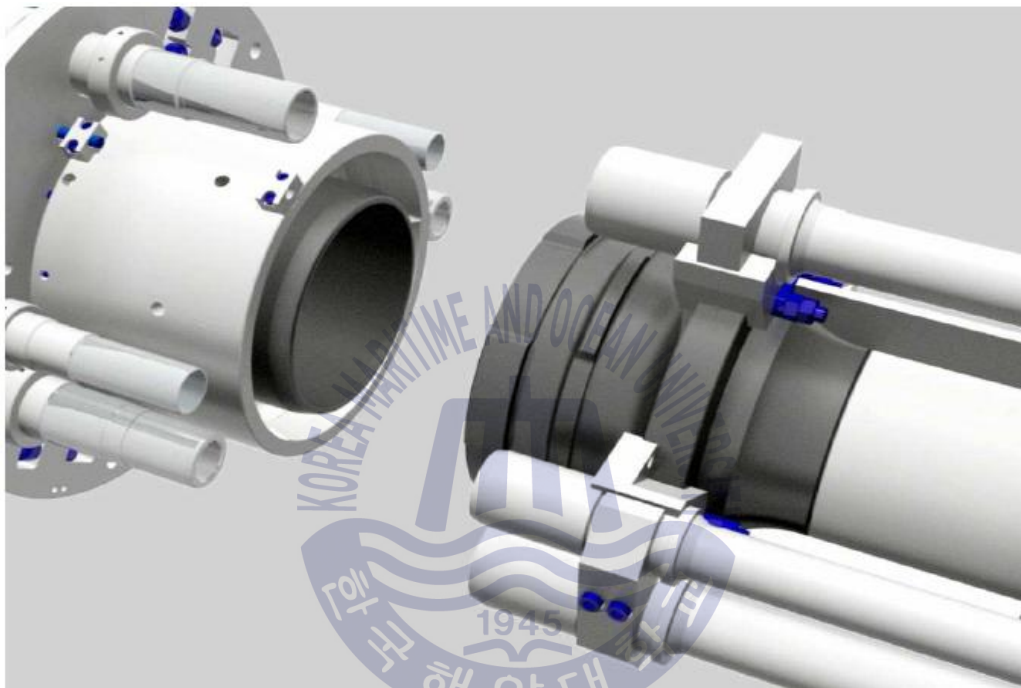
**Fig. 23**은 수직관에 부력장치가 있는 경우와 없는 경우를 비교해 놓은 그림이다.



**Fig. 23** Buoyancy module<sup>[5]</sup>

주배관(main pipe)은 시추관 및 시추이수의 통로 역할을 하고, 초크라인과 킬라인은 킥 발생 시 초크엔킬운전에 사용된다. 부스트라인은 애놀러스의 유속을 높이는데 사용되며, 2개의 유압라인은 분출방지기 작동 시 사용된다.

수직관의 결합 방식은 볼트체결(bolting) 방식과 클립(clip) 방식이 있으며, 주배관(main pipe) 및 각 주변배관(peripheral line)의 모양은 **Fig. 2.4**와 같다.



**Fig. 2.4** Peripheral line and clip riser<sup>[5]</sup>

수직관 시스템 관련 기준은 'API 16F - Specification for marine drilling riser equipment'에서 기술되어 있으나, 정확한 표준 사양을 제시하고 있지는 않으며 각 제작사에서 생산하는 제품에 대해 아래의 사양을 제공해야 한다는 요구 사항이 있다.

- 수직관의 배관 규격, 배관 두께 및 재질
- 초크엔킬 및 주변배관에 대한 정보 (배관 규격, 배관 두께 및 재질)
- 수직관의 허용 하중(rated load)
- 부유추력하중(buoyancy thrust load)
- 연결부(coupling) 상세(description). (제작사, 제품명, 연결부 허용 하중)
- 응력증폭계수(Stress Amplification Factors, SAF)

- 허용운전압력(rated working pressure), 파열(burst) 및 수축(collapse)압력.
- 수직관의 최소 설계 온도, 운전 온도 및 최대 설계 온도.

실제로 수직관의 사양은 시추공의 특성 및 수심에 따라 달라지며, 조건에 따라 수직관의 주배관, 초크엔킬 라인, 부스터 라인, 유압 라인 및 디버터의 운전 압력이 아래와 같이 달라진다.

(1) 최대 수심 1,100 m 사양이 적용된 반잠수식 시추리그인 'OLINDA STAR'의 수직관 사양은 **Table 2.3**과 같다.

**Table 2.3** Marine riser specification - OLINDA STAR<sup>[6]</sup>

	Q'ty	Size	Working pressure psi
Main Pipe	1	21" OD 0.625" Wall thickness	5,000
Choke and kill lines	2	5" OD x 3.75" ID	10,000
mud booster line	1	5" OD x 4" ID	5,000
Diverter	1	60"	1,000
<u>Remark</u> Water depths up to 1,100 m 78 riser joints with 50 ft. + 5 pup joints			

(2) 최대 수심 2,400 m 사양이 적용된 반잠수식 시추리그인 'LONE STAR'의 수직관 사양은 **Table 2.4**와 같다.

**Table 2.4** Marine riser specification - LONE STAR<sup>[7]</sup>

	Q'ty	Size	Working pressure psi
Main Pipe	1	21" OD 0.750" to 1" Wall thickness	5,000
Choke and kill lines	2	6.5" OD x 4.5" ID	15,000
mud booster line	1	5" OD x 4" ID	5,000
Hydraulic line	2	3.5" OD x 3" ID	15,000
Diverter	1	60"	500
<u>Remark</u> Water depths up to 2,400 m 111 riser joints with 75 ft. + 5 pup joints			



(3) 최대 수심 2,000 m 사양이 적용된 반잠수식 시추리그인 'GOLD STAR'의 수직관 사양은 **Table 2.5**와 같다.

**Table 2.5** Marine Riser Specification - GOLD STAR<sup>[8]</sup>

	Q'ty	Size	Working pressure psi
Main Pipe	1	21" OD 0.8125" to 1" Wall thickness	5,000
Choke and kill lines	2	6.5" OD x 4.5" ID	15,000
mud booster line	1	5" OD x 4" ID	5,000
Hydraulic line	2	3.5" OD x 3" ID	15,000
Diverter	1	60"	500
<u>Remark</u>			
Water depths up to 2,000 m			
93 riser joints with 75 ft. + 5 pup joints			

(4) 최대 수심 2,700 m 사양이 적용된 반잠수식 시추리그인 'ALPHA STAR'의 수직관 사양은 **Table 2.6**과 같다.

**Table 2.6** Marine riser specification - ALPHA STAR<sup>[9]</sup>

	Q'ty	Size	Working pressure psi
Main Pipe	1	21" OD 0.8125" to 1" Wall thickness	5,000
Choke and kill lines	2	6.5" OD x 4.5" ID	15,000
mud booster line	1	5" OD x 4" ID	5,000
Hydraulic line	2	3.5" OD x 3" ID	15,000
Diverter	1	60"	500
<u>Remark</u>			
Water depths up to 2,700 m			
123 riser joints with 75 ft. + 5 pup joints			

### 2.1.3 초크 매니폴드

해저(subsea)에 설치되는 위의 장비들과는 달리 초크 매니폴드는 본선에 설치된다. 고압용 밸브 및 배관이 주요 구성품이며, 일반적으로 Fig. 2.5와 같이 2개의 조절 초크(adjustable choke)가 설치되어 1개의 조절 초크가 운전 불가능한 상태의 경우에도 항상 1개는 사용할 수 있는 준비가 되어있도록 한다.

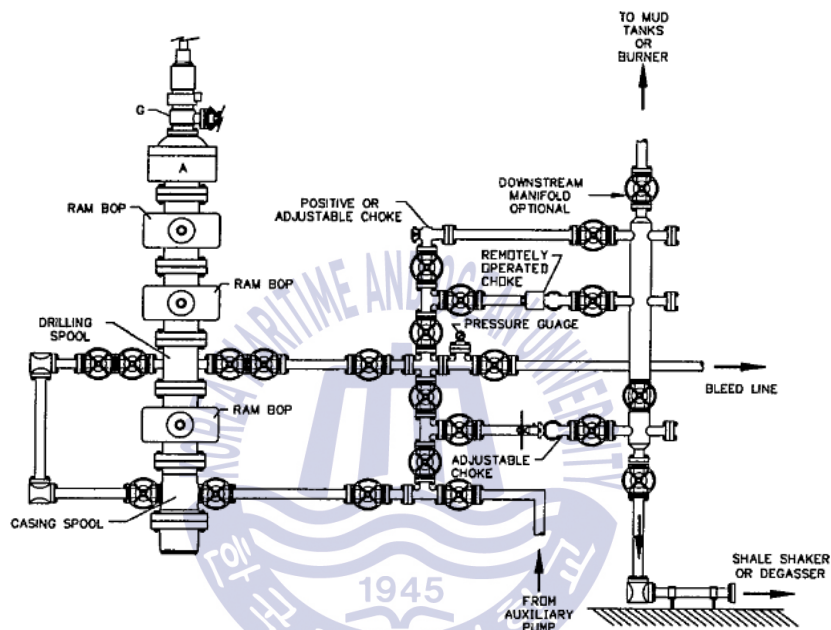


Fig. 2.5 Choke manifold typical<sup>[10]</sup>

초크 매니폴드의 규격 및 허용운전압력은 'API 16C - Specification for choke and kill systems'를 따르며, 각 부에 대한 자세한 사항은 아래와 같다.



(1) 연결부(union), 회전연결부(swivel joint) 및 연접라인(articulated line)의 규격 및 허용운전압력은 **Table 2.7**에 따라 정한다.

**Table 2.7** Union, swivel joint and articulated line sizes and rated working pressures<sup>[10]</sup>

Nominal Size in. (mm)	Rated Working Pressure psi (MPa)
2 (50.8) 3 (76.2) 4 (101.6)	3,000 (20.7)
1 (25.4) 1½ (38.1) 2 (50.8) 3 (76.2) 4 (101.6)	5,000 (34.5)
1 (25.4) 2 (50.8) 3 (76.2) 4 (101.6)	10,000 (69.0)
2 (50.8) 2½ (63.5) 3 (76.2)	15,000 (103.5)
2 (50.8) 2½ (63.5) 3 (76.2)	20,000 (138.0)

(2) 장치의 규격 및 허용운전압력은 **Table 2.8**에 따라 정한다.

**Table 2.8** Equipment bore sizes and rated working pressures<sup>[10]</sup>

Size (minimum through bore) in. (mm)	Rated working pressure psi (MPa)
2-1/16 (52) 2-9/16 (65) 3 1/8 (78) 4-1/16(103)	2000 (13.8)
2-1/16 (52) 2-9/16 (65) 3 1/8 (78) 4-1/16(103)	3000 (20.7)
2-1/16 (52) 2-9/16 (65) 3 1/8 (78) 4-1/16(103)	5000 (34.5)
1-13/16 (46) 2-1/16 (52) 2-9/16 (65) 3 1/8 (78) 4-1/16(103)	10,000 (69.0)
1-13/16 (46) 2-1/16 (52) 2-9/16 (65) 3 1/8 (78) 4-1/16(103)	15,000 (103.5)
1-13/16 (46) 2-1/16 (52) 2-9/16 (65) 3 1/8 (78) 4-1/16(103)	20,000 (138.0)

(3) 신축관의 규격 및 허용운전압력은 **Table 2.9**에 따라 정한다.

**Table 2.9** Flexible line sizes and rated working pressures<sup>L101</sup>

ID in. (mm)	Rated working pressure psi (MPa)
2 (50.8) 3 (76.2) 3½ (88.9) 4 (101.6)	5000 (34.5)
2 (50.8) 2½ (63.5) 3 (76.2) 4 (101.6)	10,000 (69.0)
2 (50.8) 2½ (63.5) 3 (76.2)	15,000 (103.5)
2 (50.8) 2½ (63.5) 3 (76.2)	20,000 (138.0)

최근 해양 시추선에서는 초크라인과 킬라인의 구분 없이 서로 예비용으로 사용할 수 있도록 시스템을 설계하고 있으며, 매니폴드의 명칭도 초크엔킬매니폴드로 한다.

허용운전압력은 이전까지 15,000 psi를 주로 사용 했으나, 최근 건조되는 심해 시추 프로젝트에서는 20,000 psi가 사용되는 추세이다.

## 2.2 유정제어에 대한 이론적 고찰

### 2.2.1 실제 수직 깊이와 시추공 하부 압력

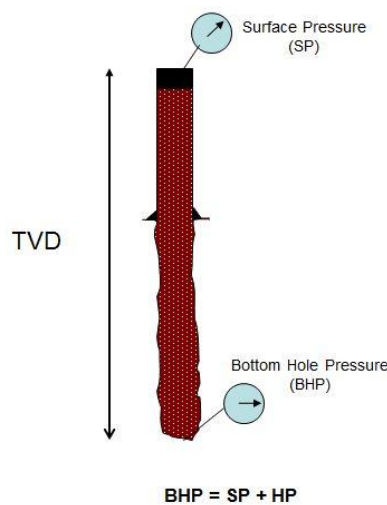
유정제어를 이해하기 위해서는 실제 수직 깊이와 시추공 하부 압력의 개념을 이해해야 한다.

#### (1) 실제 수직 깊이(True Vertical Depth, TVD)와 측정 깊이(measured depth)

시추장비 또는 시추선으로부터 시추공 하부 장비(Bottom Hole Assembly, BHA) 또는 시추 비트까지의 거리 즉 설치된 시추관의 길이를 측정 깊이라고 하고, 시추장비 기준으로 측정한 시추공 하부 장비 또는 시추 비트까지의 거리 중 수평방향을 무시한 순수 수직 방향 깊이를 실제 수직 깊이라고 한다. 따라서 수직 시추의 경우 측정 깊이와 실제 수직 깊이의 값이 동일하다. 일반적으로, 기준점은 드릴플로어(drillfloor)에 설치되는 회전 켈리 부싱(Rotary Kelly Bushing, RKB)으로 한다.

실제 수직 깊이와 시추이수의 비중에 따라 정수두가 결정되므로, 이는 시추공 압력을 결정하는 매우 중요한 요소이다.

**Fig. 2.6**과 같은 형상의 시추공에 시추작업을 한다고 가정할 때, 시추공 압력 계산을 위해서는 측정 깊이가 아닌 실제 수직 깊이를 기준으로 계산해야 한다.



**Fig. 2.6** Bottom hole pressure and total vertical depth<sup>[11]</sup>

## (2) 시추공 압력과 공극압

시추공 하부압력이란 시추공 최하단부의 압력을 의미하며 일반적으로 psi 단위를 사용한다. 유체의 흐름이 없는 상태에서 시추공에 시추이수가 가득 차있는 상태에서 정수두는 아래의 식 (1)로 계산할 수 있다.

$$BHP = \rho g \times TVD \quad (1)$$

여기서  $\rho$ 는 시추이수의 밀도,  $g$ 는 중력가속도, TVD는 실제 수직 깊이이다.

참고로, 실제 드릴러가 사용하는 방식은 위의 식을 단위 환산하여 시추이수의 비중과 TVD 만으로 식 (2)와 같은 방법으로 구한다.

$$BHP = MW \times TVD \times 0.052 \quad (2)$$

여기서, MW는 Mud Weight 즉 시추이수의 비중량이고 단위는 ppg(pound per gallon)을 사용한다. TVD는 실제 수직 깊이를 의미하며, 단위는 feet를 사용한다. 따라서 위의 식은 시추이수의 비중량과 실제 수직 깊이로 정수두를 계산하는 식인데, 실제 시추작업 중 머드엔지니어가 수계산 시 이 방식으로 시추공 압력을 구한다. 10 ppg의 비중량을 가진 시추이수로 40,000 feet 깊이의 시추작업을 하는 경우, 시추공 압력은  $10 \times 40,000 \times 0.052 = 20,800$  psi가 된다.

시추공 압력이 지층의 파쇄압을 초과하는 경우, 시추이수가 지층으로 빠져 나가면서 비용 손실이 발생할 수 있으며, 순간적으로 많은 양이 빠져 나갈 경우 시추공 압력이 급격하게 떨어지면서 가스킥과 같은 위험한 상황을 초래할 수 있다.

지층압(Formation Pressure, FP)은 지층에서 시추공 방향으로 작용하는 압력인데, 시추공 압력이 지층압보다 높은 경우( $BHP > FP$ )를 과압(overbalance)상태, 시추공 압력이 지층압과 같은 경우( $BHP = FP$ )를 밸런스(balance)상태, 시추공 압력이 지층압보다 낮은 경우( $BHP < FP$ )를 감압(underbalance)상태라고 한다.

### 2.2.2 킥의 발생

시추작업은 시추공 상부에 부착된 분출방지장치의 중심부를 통해 이루어진다. 분출방지장치는 초크앤킬에 연결되는 시추용 스푼(Drilling Spool), 애놀러스 및 램형

분출방지기로 구성된다. 작업할 시추공의 상태에 따라 시추공의 압력이 높을 것으로 예상될 경우, 램을 추가로 설치할 수 있다.

초반 시추작업 기간에 탄화수소에 의한 공극압이 없는 구간에서는 통상적으로 시추작업을 하는 동안 램과 애놀러스 분출방지장치 양쪽 모두 개방된 위치(Open position)에 놓아두게 된다. 만약 시추작업 중 시추 비트가 오일 및 가스 포켓을 통과한다면 시추이수에 의해 생성된 정수두에 의해 지층 유체(Formation fluid)가 시추공 내부로 들어오지 못하게 한다.

시추 장비가 탄화수소가 존재하는 지층을 관통하고 시추이수의 비중에 따른 정수두가 지층의 압력을 견디는 것이 불충분할 때 시추이수는 지층 유체로 교체되기 시작한다. 이는 머드 탱크(Mud tank)로 되돌아오는 시추이수의 양이 증가되는 것으로 알 수 있다. 이러한 상태를 킵이라고 하며, 분출 발생 전단계이므로 신속히 처리해야 한다.

### 2.2.3 유정제어 절차

킵을 제어하기 위해서는 유정제어절차(well control procedure)에 따라 운전을 해야 한다. 드릴러(driller)등 운전자는 공극압을 시추공 내부에 가둬두기 위해 먼저 분출방지기의 파이프램과 켈리콕(Kelly cock)을 닫아야 한다. 그리고 비중이 매우 높은 머드를 시추관 또는 분출방지장치 상부에 위치한 킬라인(kill line)을 통해 시추공으로 주입함으로써 시추공 압력을 공극압보다 높은 상태로 만든다. 그리고 초크라인을 통해 초크 매니폴드로 순환되어 시추공 압력을 제어하고 시추공을 안정화시킨다. 초크와 킬이 이루어지는 시점은 상황에 따라 달라 질 수 있다.

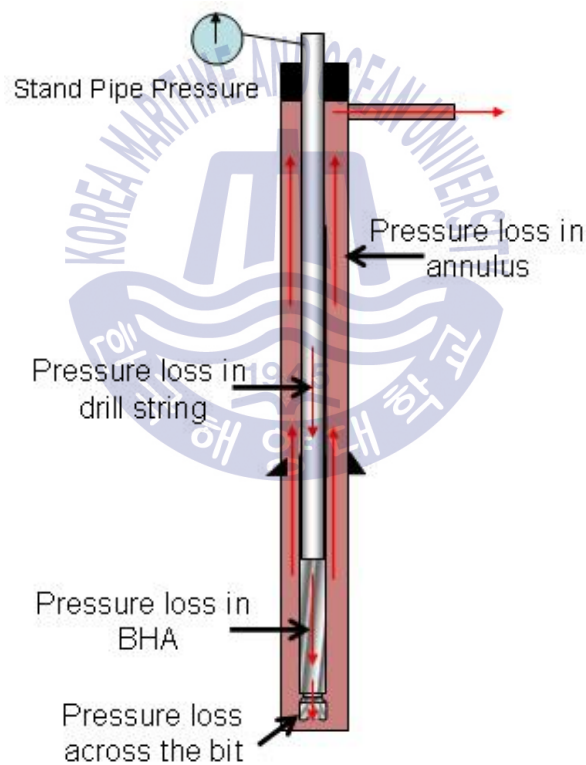
시추이수의 비중을 조절하여 시추공 압력 및 공극압을 충분히 낮추고 나서 정해진 테스트 수행 후 다시 시추작업을 시작할 수 있다.

분출은 시추공의 압력이 매우 급격하게 증가하여 시추공으로부터 시추이수를 밀어내면서 발생하며, 밀어낸 유체가 드릴플로어 상부로 뿜어져 나오는 상태이다. 실제로 분출이 발생하면 회복이 매우 어려우며 어떤 방법을 써서라도 반드시 막아야 한다. 다른 방법이 실패하여 일단 분출이 발생하면 우선 전단램을 작동시켜 시추관을 자르고 시추공의 압력에 의해 시추공 유체가 외부로 분출되지 못하게 해야 한다.

서론에 언급한 바와 같이 딥워터호라이즌호 원유 유출 사고의 경우 전단램을 작동시켰으나 램이 제대로 닫히지 않아서 유출이 지속적으로 일어났고 이로 인하여 인적, 물적 피해가 발생하였으며, 특히 4,900,000 배럴(780,000 m<sup>3</sup>)의 원유가 해상으로 유출되면서 엄청난 환경적 재앙을 초래했다.

## 2.2.4 동등 순환 밀도

시추작업 시 시추이수를 순환하면서 **Fig. 2.7**과 같이 시추관 및 애놀러스에서 압력 손실이 발생한다. 동등 순환 밀도(Equivalent Circulating Density, ECD)는 시추작업 중 시추이수가 순환하면서 발생하는 압력손실까지 고려하여 운전하기 위한 가상의 값으로 유효유체밀도(effective fluid density)로 설명하기도 한다.



**Fig. 2.7** Pressure loss during drilling fluid circulation<sup>[12]</sup>

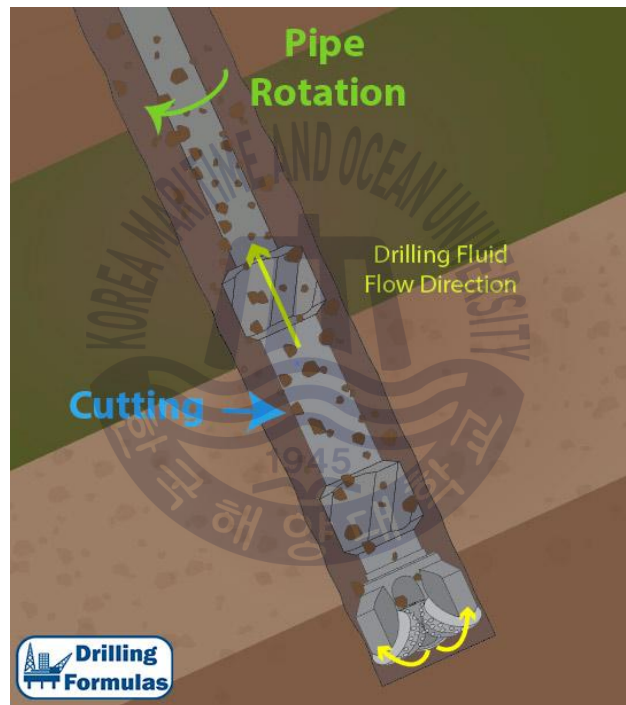
동등순환밀도는 유체의 밀도에 시추공 최하부에서 수직관 상부까지의 애놀러스에서 발생하는 압력손실을 밀도로 환산한 값을 더하여 식 (3)과 같이 계산할 수 있다.

$$ECD = MW + P / (0.052 \times Depth) \quad (3)$$



여기서 MW는 시추이수의 비중량(ppg), P는 애놀러스에서의 압력손실(psi), Depth는 실제 수직 깊이(feet)이다. 동등순환밀도는 특히 지층의 파쇄압과 공극압의 차가 낮은 경우 킷, 시추이수의 유실 등 분출이 발생할 수 있는 상황을 예방하기 위해 매우 중요한 요소이다.

또한, 동등순환밀도 또는 유효유체밀도 계산 시 정확도를 높이기 위해 회수되는 시추이수에 시추작업 시 지층을 뚫고 들어가면서 발생하는 파쇄압편이 섞이는 상황까지 고려하기도 한다. 일반적으로 **Fig. 2.8**과 같이 파쇄압편이 이수에 섞이면 비중이 더 높아진다.



**Fig. 2.8** Cutting increases mud density<sup>[13]</sup>

이는 시추이수의 밀도를 조절하여 시추공압력을 제어하는데 영향을 줄 수 있다는 것을 의미하며, 따라서 계산을 정확히 하기 위해 유체의 밀도에 파쇄압편의 밀도와 시추공 최하부에서 수직관 상부까지의 애놀러스에서 발생하는 압력손실을 밀도로 환산한 값을 더하여 계산 한다.

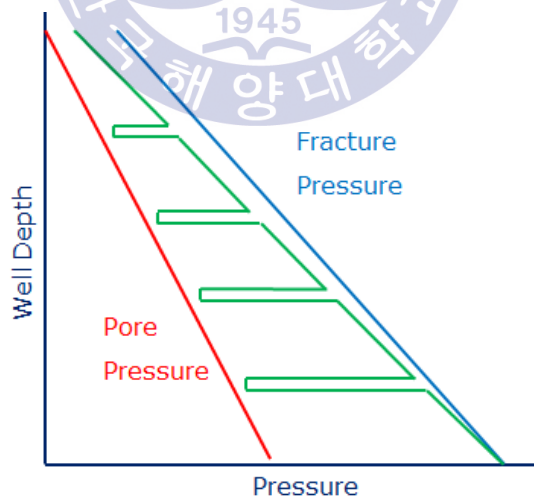


### 2.3 압력제어시추 시스템

압력제어시추 시스템은 시추작업 중 시추공, 케이싱(casing), 수직관 등에 위치한 애놀러스의 압력을 제어하는 시스템이고, 압력제어시추 시스템을 사용하여 회수되는 이수의 배압을 조절하면서 운전하는 시추방식을 압력제어시추라 한다. 압력제어가 필요한 가장 큰 이유는 시추공 하부(downhole)의 압력을 정확하고 빠르게 조절하여 시추공 하부의 상태를 사용자가 의도하는 상태가 되도록 유지하여 낮은 압력으로 인해 지층 유체가 시추공으로 급격하게 유입되거나 높은 압력으로 인한 지층 파쇄가 일어나지 않도록 하는 것이다.

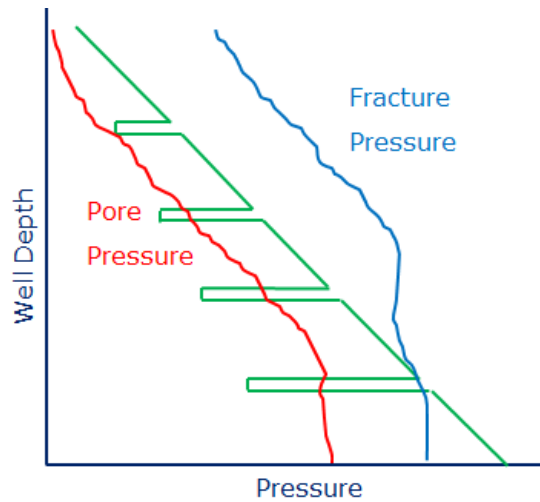
애놀러스로 회수되는 시추이수의 배압, 점도, 비중, 유량, 압력 손실 등을 조절하는 시스템으로 구성된다. 전통 방식의 시추시스템이 개방형(open end) 시스템인 것에 비해 배압 조절장치를 적용할 경우 폐루프(closed loop) 시스템을 구성하는 것이 가능하다.

시추작업 시 위험성이 가장 큰 지점은 케이싱이 설치되지 않은 오픈홀(open hole)이며, 전통시추방식에서 엔지니어는 시추공압력이 공극압과 파쇄압 사이에 위치하도록 시추이수의 비중을 조절한다. 그림으로 나타내면 **Fig. 2.9**와 같다.



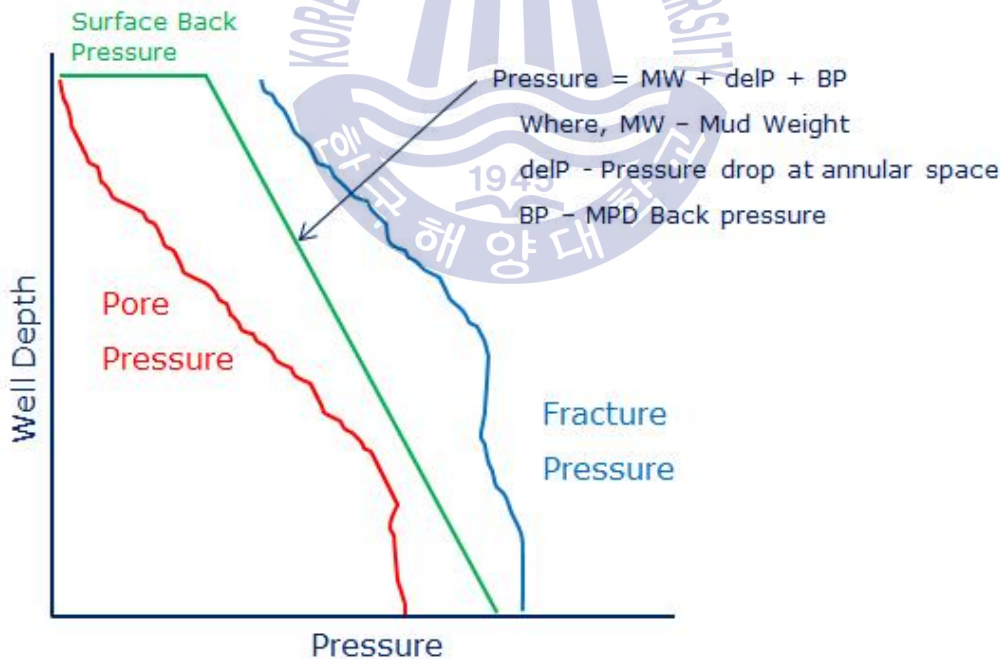
**Fig. 2.9** Narrow Drilling Window

그런데 공극압과 파쇄압이 **Fig. 2.10**과 같은 경우 전통시추방식으로는 작업이 불가능하다.



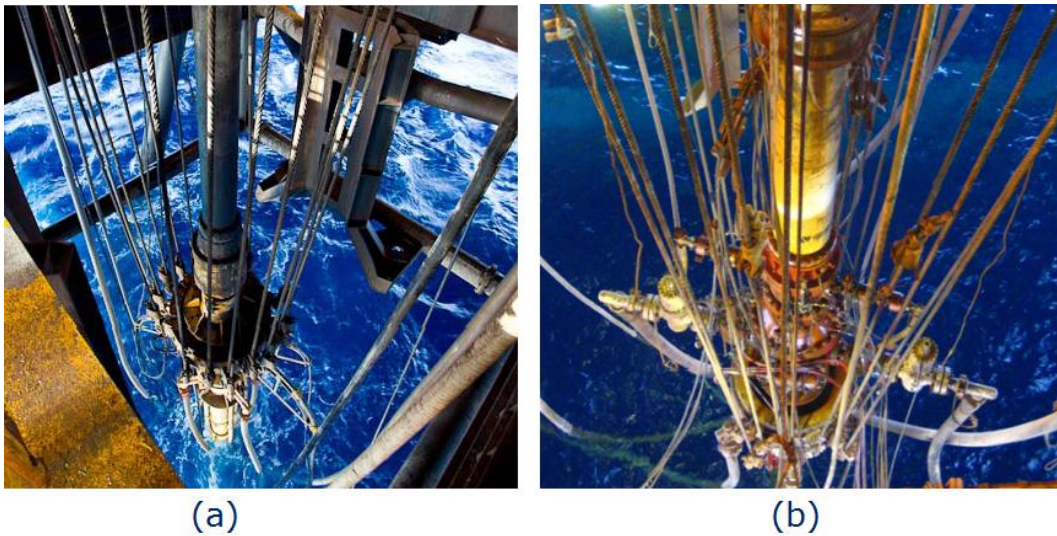
**Fig. 2.10** Undrillable Window

이 경우 압력제어시추방법을 사용하면 시추이수가 순환하는 방향의 반대 방향으로 배압을 가하여 시추공 하부압력을 조절할 수 있으며, **Fig. 2.11**과 같이 배압을 조절하여 시추작업이 가능하다.



**Fig. 2.11** Drilling with MPD

**Fig. 2.12**는 압력제어시추 시스템이 설치되지 않은 경우와 설치된 경우를 비교해 놓은 사진이다.

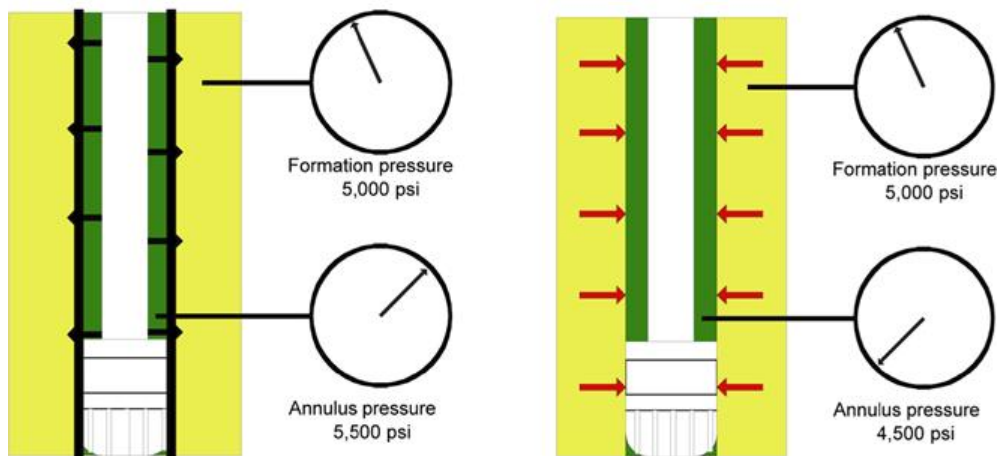


**Fig. 2.12** Non-MPD(a) vs MPD(b)

설치된 경우 드릴플로어 하부 문폴구역에 회전압력조절장치 및 Flow Spool 등이 설치되면서 시스템이 더 복잡해진다.

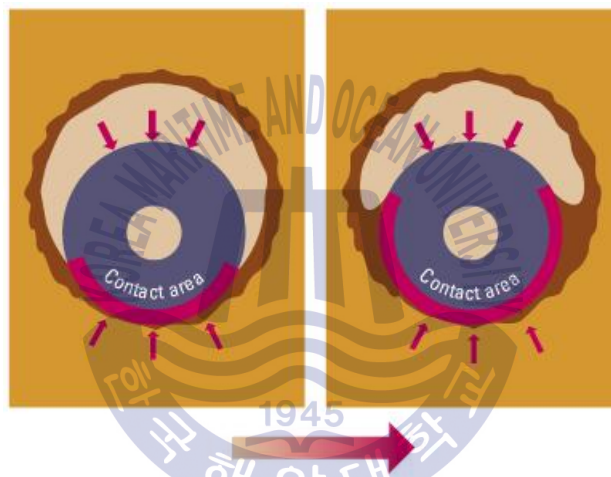
### 2.3.1 과압운전과 감압운전

시추공 압력을 공극압보다 높게 유지하면서 운전하는 것을 과압운전(Overbalanced operation), 공극압보다 낮게 유지하면서 운전하는 것을 감압운전(Underbalanced operation)이라고 한다. 압력제어 시스템으로 두 가지 모두 구현 가능하며, **Fig. 2.13**과 같이 운전된다.



**Fig. 2.13** Overbalanced vs Underbalanced operation<sup>[14]</sup>

파쇄압을 초과하지 않는 한 압력이 높을수록 지층에서 유체가 유입될 확률은 낮아지고 따라서 킁 발생을 억제하는 효과가 있으나, 시추공 하부압력이 공극압보다 너무 높을 경우 시추공의 지층이 더 단단해지고 파쇄압편 회수가 잘 안되어서 시추 효율이 급격하게 떨어지는 단점이 있다. 압력이 높은 상태에서 시추이수가 하부에 정체되면서 고유의 성질을 잃을 경우 차압에 의해 시추관이 시추공에 달라붙는 문제(differential sticking)가 생길 수 있다. 직선 방향으로 시추 시 시추관의 무게와 시추공에서 시추관에 작용하는 압력의 영향을 받아서 생기는 현상이며<sup>[15]</sup>, drill collar 등 시추공 하부 장비의 일부분이 **Fig. 2.14**와 같이 달라붙는다. 이런 문제로 인하여 시추작업 시 과압운전을 하더라도 시추공 하부압력을 너무 높지 않게 유지한다.



**Fig. 2.14** Differential sticking<sup>[16]</sup>

감압 상태로 시추작업을 하면 위에 언급된 과압으로 인한 문제가 대부분 해결되고, 시추 효율이 매우 높아지는 장점이 있다. 다공성(porosity) 및 투과성이 높은 지층에서 감압 상태로 운전할 경우 지층 유체가 계속 유입되는 상태가 유지되는데, 유입된 유체가 회수되면서 시추이수의 비중 등 물리적 성질이 바뀌는 것에 대해 압력조절장치 등을 사용해서 대응한다.

육상 유전에서는 시추작업 시 감압 운전법이 사용되고 있으나, 분출 발생 시 막대한 환경 피해를 일으키는 해저유전에는 안전 문제로 인하여 적용하는 것을 선급에서 금지하고 있다.

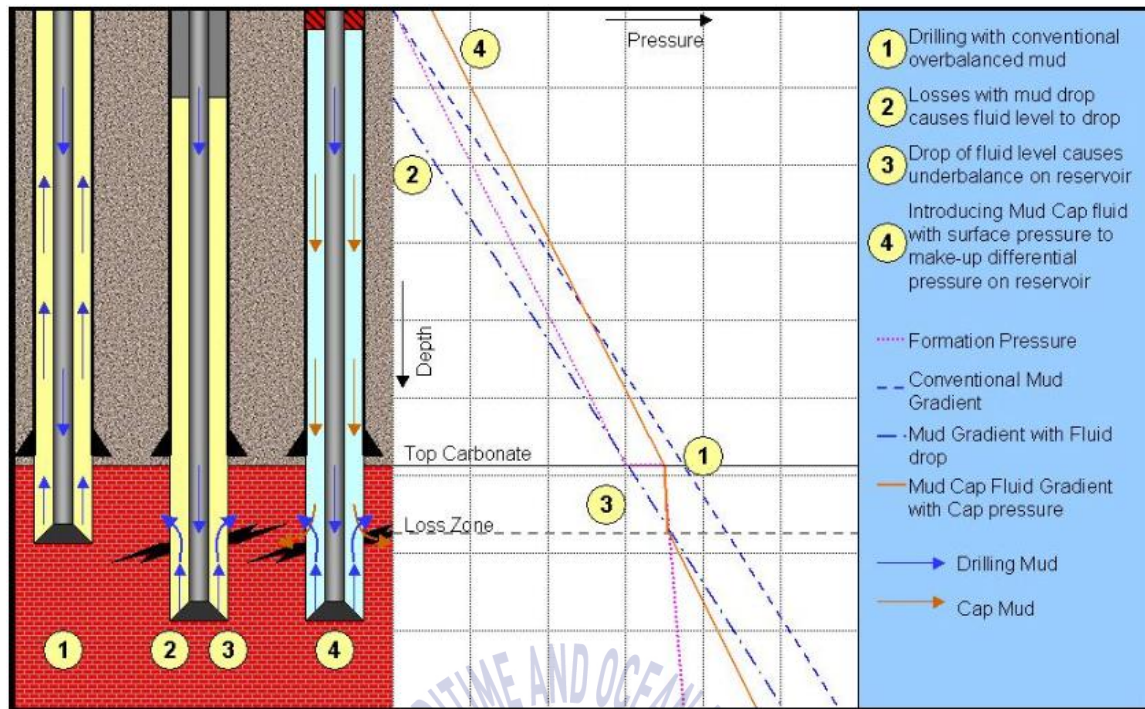
### 2.3.2 머드캡시추

지층에 균열층이 존재할 경우 시추이수의 유실이 발생하거나 시추관이 움직이지 않는 (stuck pipe) 등의 문제가 발생하고, 이에 따라 시추 중단으로 인한 지연, 시추관 및 시추이수의 유실로 인한 비용 손실, 유실방지유체(Lost Circulation Mud, LCM) 사용 등이 발생할 수 있다. 무엇보다 유정제어가 실패할 경우 바로 분출 사고로 이어질 수 있다는 점에서 매우 위험하다. 이런 경우 시추이수를 시추공으로 주입하면서 순환시키지 않고 애놀러스에 채운 상태로 시추작업을 하는 방법을 사용하는데, 이를 머드캡시추 또는 가압머드캡시추라고 한다.

과압상태로 시추작업을 할 때 지층의 유체가 침투하지 못하도록 시추공압력을 공극압보다 300 psi 내외로 높게 시추이수의 비중을 조절하는데<sup>[17]</sup>, 시추이수의 유실이 발생하면 오픈홀에서 과압상태가 평형을 이룰 때 까지 급격하게 시추이수가 지층으로 빠져 나가며, 애놀러스 내부의 수위가 내려간다. 이 때 오픈홀 최상부에서 시추공압력이 공극압보다 낮아지는 경우가 발생할 수 있는데, 지층의 침투성과 감압상태 조건이 맞춰지면 가스가 시추공으로 침투하게 된다.

애놀러스를 통해 가스가 수직관 상부로 분출되는 것을 막기 위해 수직관 상부로 배출되는 유체의 흐름을 차단하고 침투되는 가스의 양보다 더 많은 양의 희생이수를 애놀러스에 주입시키면 킷에 의한 분출을 막을 수 있는데 이 때 압력제어시추 시스템을 사용한다. 공극압이 정수압보다 낮은 경우 물을 희생이수로 사용할 수도 있다. **Fig. 2.15**는 머드캡시추방식 사용 시 압력구배를 나타낸다.



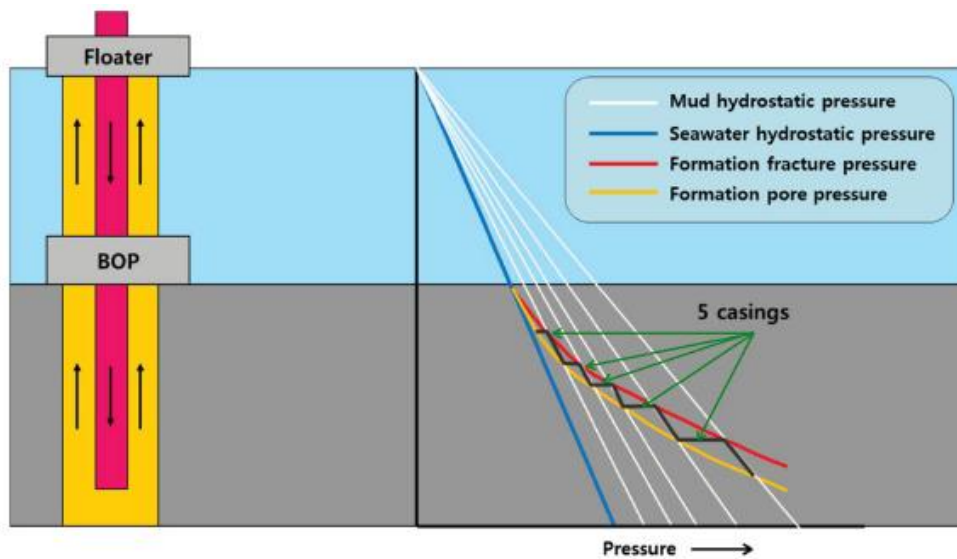


**Fig. 2.15** Pressure gradients during different phases of PMCD<sup>[17]</sup>

또한, 해수와 같이 상대적으로 값싼 희생이수를 사용할 경우 시추비용을 절감시킬 수 있으며 화합물이 첨가되지 않아 지층수의 오염을 막을 수 있다<sup>[18]</sup>.

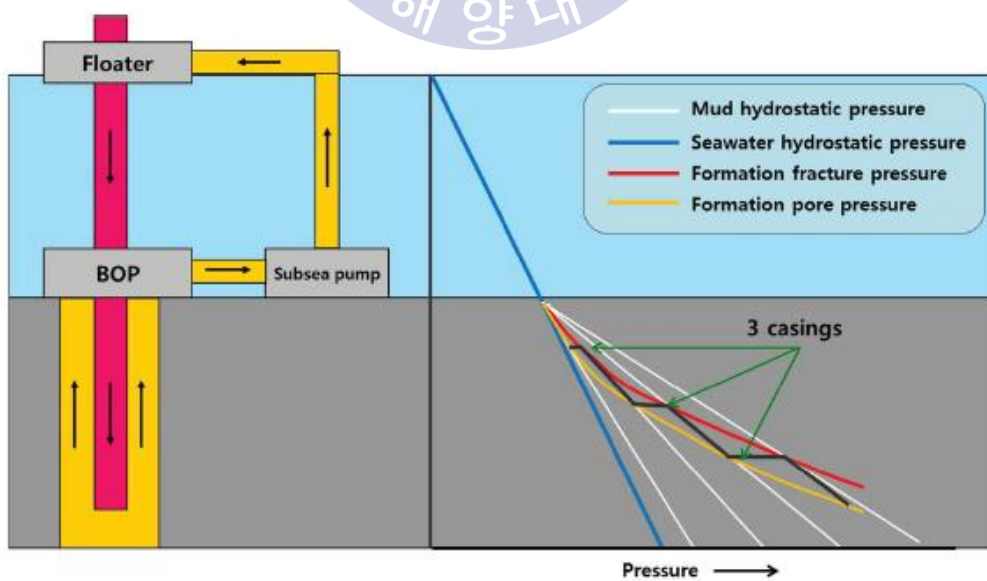
### 2.3.3 이중구배시추

전통시추방식인 수직관 시추시스템은 수직관 상부에서 시추공까지의 압력 변화가 일정한데, 심해시추의 경우 **Fig. 2.16**과 같이 시추이수의 압력변화는 수직관 상부에서부터 시추공 하부까지 일정한데 비해 공극압과 파쇄압은 해저면에서부터 시작하고 시추이수 대비 급격한 구배를 형성하므로 만나는 지점이 발생할 때 마다 케이싱 작업을 해야 하는 문제가 있다.



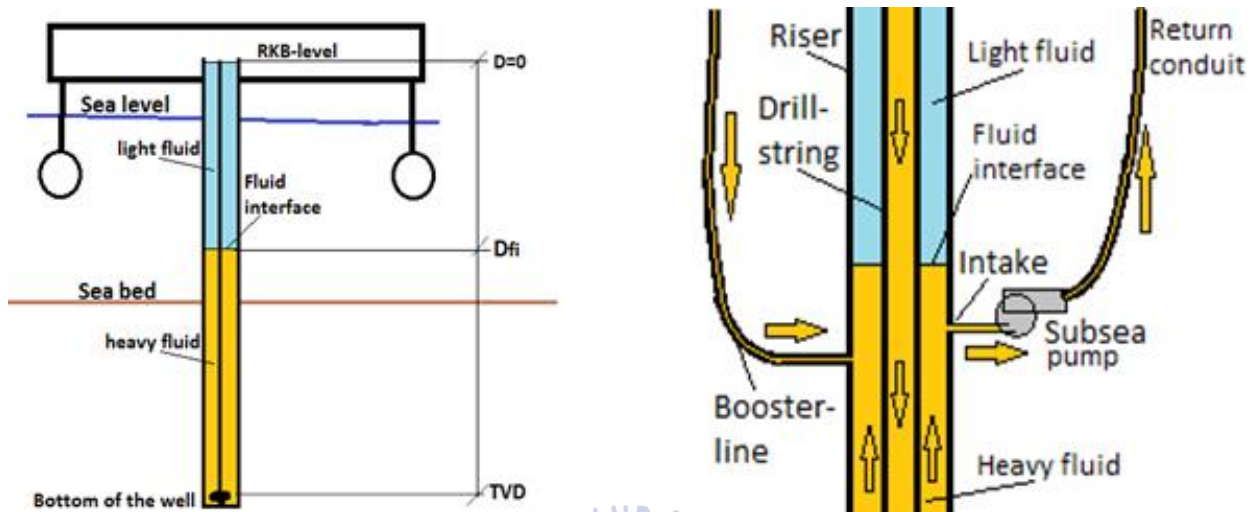
**Fig. 2.16** Pressure gradient and casing points for conventional drilling<sup>[19]</sup>

이중구배(dual gradient)시추방식은 수직관을 사용하지 않고 해저에 이수 이송용 펌프 등을 설치하여 해저면부터 시추공 하부까지 압력구배와 해저면으로부터 수직관 상부까지의 압력구배를 다르게 운전할 수 있는 방식이다. Fig. 2.17과 같이 시추이수의 압력구배 조절로 케이싱수를 줄일 수 있다. 즉, 이중구배시추방식을 적용하면 시추이수의 비중에 따라 시추공 내의 압력 구배를 더 가파르게 만들 수 있다.



**Fig. 2.17** Pressure gradient and casing points for dual gradient drilling<sup>[19]</sup>

이중구배시추에서는 **Fig. 2.18**과 같이 해저면으로부터 수직관 상부까지의 압력 구배를 조절하기 위해 유체 경계면이 존재한다.



**Fig. 2.18** Fluid Interface of dual gradient drilling<sup>[20]</sup>

이 경우 시추공 하부압력을 계산하는 방법도 달라지는데, 식 (4)와 같이 유체경계면( $D_{fi}$ )을 기준으로 양쪽의 비중을 각각 계산해야 한다.

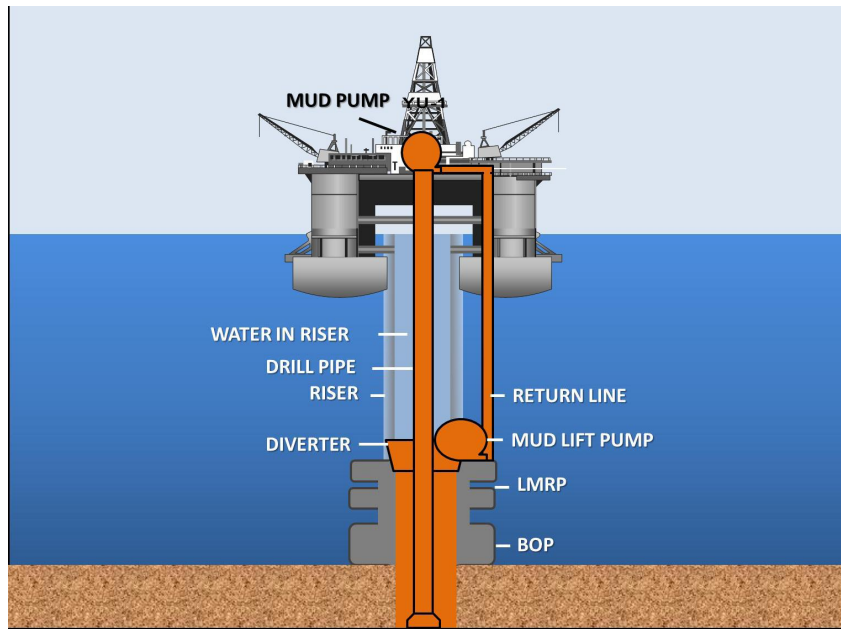
$$BHP = \rho_1 g D_{fi} + \rho_2 g (TVD - D_{fi}) + P_{friction} \quad (4)$$

여기서  $\rho_1$ 은 경계면 상부의 유체 밀도,  $\rho_2$ 는 경계면 아래의 유체 밀도,  $D_{fi}$ 는 유체경계면(fluid interface)까지의 깊이이다.

이중구배시추방법은 해저면펌프를 이용하는 방식과 회수되는 시추이수의 비중을 조절하는 방식이 사용된다.

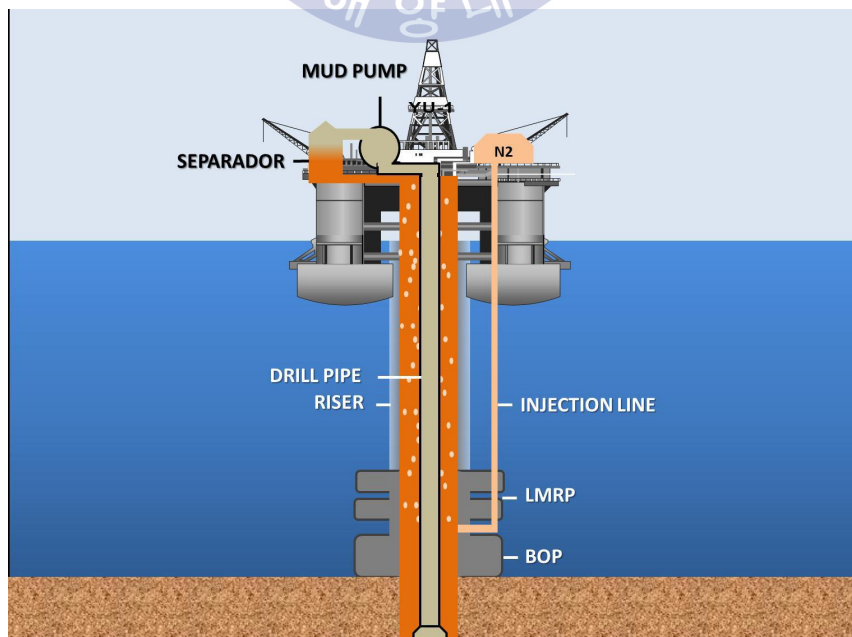
해저면펌프를 이용하는 방식은 **Fig. 2.19**와 같이 해저면에 이수펌프를 설치해서 이수를 시추선까지 이송하여 이수를 순환시키는 방식이다. 이 때 해저면펌프의 흡입양정을 조절하여 유체경계면 기준으로 아래 위의 압력 구배를 조절한다. 이 방식은 양정을 직접 조절하는 방식으로 정확한 제어가 가능하나 해저면장비가 추가로 설치되어야 하므로 장비가 고가라는 단점이 있다.





**Fig. 2.19** Schematic of mechanical mud lifting<sup>[21]</sup>

이수희석(dilution)방식은 이수에 비중이 낮은 물질을 첨가하는 방식이다. Fig. 2.20과 같이 질소를 사용할 경우 시추선에서부터 해저에 위치한 유체경계면으로 질소를 주입하면 회수되는 이수에 섞이면서 비중이 낮아지고, 따라서 유체경계면 상부의 압력구배가 낮아진다. 회수된 이수는 분리기를 거쳐서 기체는 배출하고 액체 상태의 이수만 재생하여 사용한다.



**Fig. 2.20** Schematic of mud dilution by nitrogen<sup>[21]</sup>

회수되는 이수의 비중을 낮추기 위한 물질은 기체가 아닌 경우도 있는데, 대표적으로 Mauer technology사에서 개발한 Hollow Spheres라는 방식이 있다. Fig. 2.21과 같이 비중이 낮은 고형물을 이수에 섞어서 해저의 시추이수 회수라인으로 주입하면 유체경계면의 압력구배가 낮아지는 방식이다. 회수된 고형물은 셰이커(shaker)에서 분리하여 재사용할 수 있다.

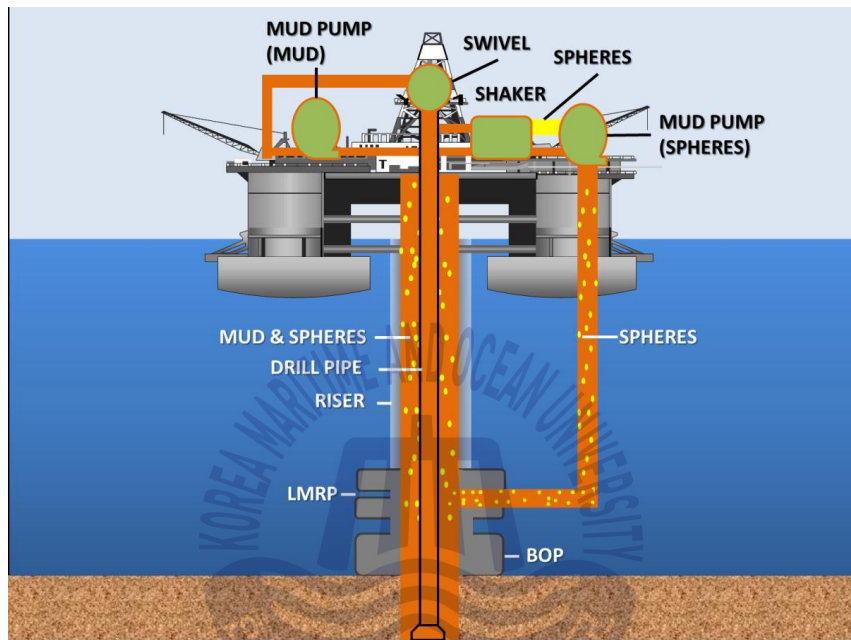


Fig. 2.21 Schematic of mud dilution by hollow spheres<sup>[21]</sup>

## 제 3 장 압력제어시추 시스템 관련 규정 및 사례 분석

### 3.1 관련 규정 및 지침

압력제어시추 시스템을 설계하기 위해서는 요구되는 관련 규정 및 지침을 검토하고 요구사항을 만족하는 설계를 수행해야 한다. API, IADC(International Association of Drilling Contractors) 등 석유공학(Petroleum engineering) 관련 사항 및 선급 규정 등 해양프로젝트 건조 사양서(building specification)에 포함될 수 있는 사항을 조사 및 연구하였다.

#### 3.1.1 IADC 지침<sup>[22]</sup>

##### (1) 유정 등급(Well classification)

IADC에서는 UBO 및 MPD적용 검토를 위해 유정 등급을 아래와 같이 나누고 있다.

- 위험등급(risk level): 0, 1, 2, 3, 4, 5
- 적용범주(application category): A, B, C, D
- 유체시스템(fluid system): 1, 2, 3, 4, 5

위 등급에 따라 최소 장비 요구 사양, 관련 절차 및 안전 관련 사항 까지 결정할 수 있다.

위험 등급(risk level)은 시추작업의 복잡성 그리고 유정의 잠재 생산성에 따라 달라질 수 있다. IADC에서는 각 위험등급을 아래와 같이 정의한다.

- Level 0 - 단순히 성능 향상을 위해 UBO/MPD를 사용하며, 탄화수소를 포함하지 않은 지층에 시추작업을 하는 경우.
- Level 1 - 유정에서 유체가 분출될 가능성이 없으며, 원래부터 안정적이어서 매우 낮은 수준의 위험 요소를 가진 시추작업을 하는 경우.
- Level 2 - 유정에서 유체가 분출될 수 있으나, 전통적인 유정제어방식(conventional well kill method)으로 제어가 가능한 시추작업을 하는 경우.

- Level 3 - UBO/MPD 장비의 허용운전압력보다 MASP(Maximum Anticipated Shut-in Pressure)가 낮으며, 탄화수소를 포함하지 않은 지층의 시추작업을 하는 경우.
- Level 4 - UBO/MPD 장비의 허용운전압력보다 MASP가 낮으며, 탄화수소를 포함한 지층의 시추작업을 하는 경우.
- Level 5 - UBO/MPD 장비의 허용운전압력보다 MASP가 높은 경우.

적용범주(Application category)에 대해서 IADC에서는 4개 범주로 구분한다.

- Category A - Managed Pressure Drilling (MPD) : 시추이수를 순환시키면서 작업을 하며 EMW(Equivalent Mud Weight)를 오픈홀의 공극압보다 높거나 같게 유지하면서 시추작업을 하는 방법.
- Category B - Underbalanced Operations (UBO) : 시추이수를 순환시키면서 작업을 하며 EMW를 오픈홀의 공극압보다 낮게 유지하면서 시추작업을 하는 방법.
- Category C - Mud Cap Drilling : 시추이수를 시추공으로 주입하면서 순환시키지 않고 애널리스에 채운 상태로 시추작업을 하는 방법.
- Category D - Pumped Riser Systems : 시추공 상부로부터 시추선까지 시추이수를 이송하기 위해 해저에 설치된 펌프를 이용하는 방법.

유체의 성상에 따라 아래 5가지로 구분한다.

- Gas - 기체 상태로, 액체를 포함하지 않은 상태
- Mist - 가스 상태의 유체에 일부 액체가 포함된 상태. 일반적으로 2.5% 이하의 액체를 포함한다.
- Foam - 2상(phase) 유체. 일반적으로 가스를 55% ~ 97.5% 포함한다.
- Gasified Liquid - 액체 상태의 유체에 일부 가스가 포함된 상태.
- Liquid - 액체 상태로, 기체를 포함하지 않은 상태.

만약 10,000 feet부터 12,000 feet 까지 MPD 운전을 하는 경우, 공극압에 대한 EMW가 14.5 ppg, 파쇄압에 대한 EMW가 16.5 ppg이고, 13.0 ppg의 시추이수를 사용하며, 회전압력조절장치 및 비상정지장치(Emergency Shutdown, ESD)의 허용운전압력이 5,000 psi라고 가정 한다면;

위의 조건에 따라서 MASP는,

$$MASP_{BHP} = 12,000 \times 0.052 \times (14.5 - 2) = 7,800$$

$$MASP_{frc} = 10,000 \times 0.052 \times (16.5 - 2) = 7,540$$

여기서 EMW는 시추공 압력을 이수의 비중량으로 환산한 값이고, MASP는 애널리스트를 닫은 상태(shut-in)에서 시추공 상부의 최대압력이다.

MASP가 허용운전압력보다 높으므로 Level 5를 적용, MPD 운전을 했으므로 Category A가 적용된다.

## (2) UBO/MPD에 대한 위험성 식별(Hazard Identification, HAZID)

위험 평가 및 등록(Risk assessment, Risk register) 수행 시 아래 위험성 항목을 포함하여 검토를 진행한다<sup>[23]</sup>.

- 구획설정(Barrier philosophy)의 변화
- 시추이수의 성상(Medium)
- 새로운 장비(Equipment)
- 새로운 유정제어 절차(Well control procedure)
- 새로운 운전 절차(Operating procedure)
- 표면(Surface)에서의 고압라인(High pressure line)
- 오퍼레이터에 대한 교육/훈련(Personnel training)

IADC 문건에서는 위에 언급된 내용 이외에 유정 설계 단계(Well design phase), UBO/MPD 계획 단계(Planning phase) 및 집행 단계(Execution phase)에서 검토 및 수행해야 할 보건안전환경(Health, Safety and Environment, HSE) 계획 관련 사항을 서술하고 있다.

### 3.1.2 API규정

API 표준(standard) 및 API 사양기준(specification)에 MPD 관련 요구사항은 언급되어 있지 않고, API Recommend Practice 92U에 감압운전관련 참고 사항이 기술되어 있으며, API 16RCD에는 MPD 장비로 사용되는 회전압력조절장치에 대한 사항이 기술되어 있다.

#### (1) API 16RCD

API 16RCD는 회전압력조절장치의 설계 및 테스트 기준에 대한 내용이다. 회전압력조절장치를 적용할 경우 구획설정(barrier philosophy) 변경에 따라 장비의 설계조건이 변경되어야 하는데, 전통시추방식 대비 표면 상부에 위치하는 장비의 설계 압력이 높아지므로 이에 대한 고려가 필요하다.

회전압력조절장치의 설계 압력 결정 시 운전 조건에 따라 정지 설계 압력, 동압력 및 스트리핑 압력이 검토되어야 하며, 모든 조건에서 회전압력조절장치의 설계 압력은 유정압력(wellbore pressure)을 포함한 회전압력조절장치 전단 시스템의 설계 압력보다 높으면 안 된다. 여기서 정지 설계 압력은 시추관의 움직임이 없는 상태, 동압력은 시추작업 중 시추관 또는 패킹장치(packing element)의 움직임이 있는 상태, 스트리핑 압력은 시추관이 회전하지 않는 상태에서 수직방향 움직임이 있거나 트립(tripping)운전 상태인 경우에서의 최대 압력이다.

설계 압력에 따른 연결부(connection) 사양은 **Table 3.1**을 따른다.

**Table 3.1** Pressure ratings and size ranges of flange connections<sup>[24]</sup>

Pressure Rating (psi)	Type 6B	Type 6BX
2,000	2 1/16 thru 21 1/4	26 3/4 thru 30
3,000	2 1/16 thru 20 3/4	26 3/4 thru 30
5,000	2 1/16 thru 11	13 5/8 thru 21 1/4
10,000		11 3/16 thru 21 1/4
15,000		11 3/16 thru 18 3/4
20,000		11 3/16 thru 13 5/8



## (2) API RP 92U

API RP 92U는 감압운전의 설계 및 테스트에 대한 지침(recommended practice)을 서술하고 있다. 문건의 초반에 기술된 바와 같이 해당 문건은 IADC에서 Category A로 분류하는 MPD, Category C로 분류하는 머드캡시추 및 Category D로 분류하는 Pumped riser system에 대한 내용을 직접 언급되어 있는 것은 아니며, Category B로 분류하는 감압운전에 대한 사항만이 기술되어 있다.

감압운전을 위해서는 시추이수의 유량 및 압력을 제어할 수 있는 장비를 사용하는데, 예상치 못한 상황이 발생했을 때를 대비하여 분출방지장치등의 안전장치가 추가로 고려되어야 한다. 전통 방식의 분출방지장치가 설치되는 경우 축압기(accumulator)의 사양은 전통 방식과 동일하게 API 53을 따른다.

즉, 고압에 견딜 수 있는 MPD 장비가 설치된다 하더라도 전통시추방식에서 사용하던 분출방지장치의 역할을 하는 장비는 반드시 같이 설치되어야 하며, 축압기의 사양도 동일해야 한다.

감압운전의 계획 단계에서 위험도 분석을 수행해야 하며, **Table 3.2**의 매트릭스를 참고하여 수행할 수 있다.

감압운전을 위해서 시추이수의 유량 및 압력을 제어할 수 있는 장비를 사용하더라도 위에 언급한 바와 같이 예상치 못한 상황이 발생할 수 있으며, 이에 따라 유정 제어에 대한 사항도 검토되어야 한다. 수직관 내부 애놀러스의 운전 압력이 디버터를 사용하는 전통 방식과 다르므로 위험성(hazard) 및 위험도(risk)에 대해서도 다른 방식이 고려되어야 한다. **Table 3.3**은 감압운전의 유정 제어 방식에 대한 매트릭스이며, 이를 참고하여 유정 제어 방식을 검토할 수 있다.



POTENTIAL CONSEQUENCES		PROBABILITY OF OCCURRENCE (increasing probability) →				
		A	B	C	D	E
		Never heard of in the E & P industry	Has occurred in the E & P industry	Has occurred in the UBD industry	Likely to occur on this project	Likely to occur several times on this project
1	<ul style="list-style-type: none"> <li>People: Slight injury or health effects</li> <li>Asset: Slight property damage &lt; \$10,000 USD</li> <li>Environment: Slight effect</li> </ul>					
2	<ul style="list-style-type: none"> <li>People: Minor injury or health effects</li> <li>Asset: Minor property damage &lt; \$100,000 USD</li> <li>Environment: Minor effect</li> </ul>					
3	<ul style="list-style-type: none"> <li>People: Major injury or health effects</li> <li>Asset: Localized damage &lt; \$1,000,000 USD</li> <li>Environment: Localized effect (onsite)</li> </ul>					
4	<ul style="list-style-type: none"> <li>People: Single Fatality or permanent total disability</li> <li>Asset: Major damage &lt; \$10,000,000 USD</li> <li>Environment: Major effect (offsite)</li> </ul>					
5	<ul style="list-style-type: none"> <li>People: Multiple fatalities</li> <li>Asset: Extensive damage &gt; \$10,000,000 USD</li> <li>Environment: Massive effect</li> </ul>					
<p><b>DEFINITION OF AN INCIDENT:</b> "An incident is an unplanned event or chain of events which has caused or could have caused injury, illness to People, and or damage (loss) to Assets, Environment"</p> <p><b>NOTE</b> The values used in the matrix and the frequency are for example purposes only.</p>						

**Table 3.2** Hazard matrix chart<sup>[25]</sup>

		Wellhead Flowing Pressure (unit)			
		Range 1 (Min <sub>1</sub> - Max <sub>1</sub> )	Range 2 (Max <sub>1</sub> - Max <sub>2</sub> )	Range 3 (Max <sub>2</sub> - Max <sub>3</sub> )	> Max <sub>3</sub>
SURFACE FLOW RATES (unit/day)	Range 1 (0 - Max <sub>1</sub> )	<b>Optimum</b>	<b>Adjust system to decrease WHP:</b> · Increase liquid injection rate or · Decrease the gas injection rate	<b>Pick-up off bottom, stop rotation:</b> · Circulate with increasing liquid rate · Decrease the gas injection rate and · Monitor well parameters until stabilized	Shut-in well with BOP's
	Range 2 (Max <sub>1</sub> - Max <sub>2</sub> )	<b>Adjust system to increase BHP:</b> · Increase liquid injection rate · Decrease the gas injection rate · Increase the surface back-pressure	<b>Stop drilling, pick-up off bottom:</b> · Circulate and work drill string · Increase liquid injection rate and · Decrease the gas injection rate	<b>Pick-up off bottom, stop rotation:</b> · Increase liquid injection rate and · Decrease the gas injection rate · Increase the surface back-pressure	Shut-in well with BOP's
	Range 3 (Max <sub>2</sub> - Max <sub>3</sub> )	<b>Stop drilling, pick-up off bottom:</b> · Increase liquid injection rate and · Decrease the gas injection rate · Increase the surface back-pressure	<b>Stop drilling, pick-up off bottom:</b> · Circulate and work drill string and · Increase the surface back-pressure · Monitor well parameters until stabilized	<b>Pick-up off bottom, stop rotation:</b> · Circulate with higher density mud and adjust the gas injection rate · Monitor well parameters until stabilized	Shut-in well with BOP's
	> Max <sub>3</sub>	Shut-in well with BOP's	Shut-in well with BOP's	Shut-in well with BOP's	Shut-in well with BOP's

**Table 3.3** Matrix of well control actions<sup>[25]</sup>

비상정지(Emergency Shutdown, ESD)에 대해서는 API 14C에 따라 수행할 수 있으며, 이를 적용할 경우 **Table 3.4**를 참고하여 시스템을 구성할 수 있다.

IADC Level	Definition	ESD Valve Required?	Exemption Possible?	SAT/SAC/SAFE Required?
0	Performance enhancement only; no zones containing hydrocarbons.	No	N/A	No
1	Well incapable of natural flow to surface. Well is "inherently stable" and is a low-level risk from a well control point-of-view.	No	N/A	No
2	Well capable of natural flow to surface, but conventional well kill methods are enabled and limited consequences are possible in case of catastrophic equipment failure.	Yes	Yes <sup>a</sup>	Yes <sup>a</sup>
3	Geothermal and non-hydrocarbon production. Maximum shut-in pressures are less than UBD equipment's operating pressure rating. Catastrophic failure has immediate, serious consequences.	Yes	No	Yes
4	Hydrocarbon production. Maximum shut-in pressures are less than UBD equipment's operating pressure rating. Catastrophic failure has immediate, serious consequences.	Yes	No	Yes
5	Maximum anticipated surface pressures exceed UBO equipment's operating pressure rating, but are below BOP stack rating. Catastrophic failure has immediate, serious consequences.	Yes	No	Yes

**Table 3.4** ESD logic chart<sup>[25]</sup>

감압운전 시 킬유체(Kill Fluid)에 대한 사항을 추가로 고려해야 한다.

- 킬유체 이송용 배관은 항상 킬매니폴드(Kill Manifold)에 연결되어 있어서 시간 지연 없이 바로 시추공에 주입 및 순환될 수 있어야 한다.
- 시추공 부피의 1.5배 이상의 킬유체(Kill Fluid)가 항상 바로 시추공에 주입 및 순환될 수 있도록 준비되어 있어야 하며, 순환이 완료된 시점에 최소 220 psi 이상 Overbalance 상태가 되어야 한다.
- 킬유체의 물리/화학적 변화, 유실방지 유체의 성분, 외부 환경 등에 대한 사항도 고려되어야 한다.
- 최소 2대 이상의 펌프를 이용하여 킬유체가 이송 가능해야 하며, 킬운전 중 최악의 상황을 고려하여 각 펌프의 토출량과 양정을 결정해야 한다.
- 킬운전 시 킬유체의 최고 비중 및 유실방지 유체 성분을 포함한 유체를 사용하더라도 시추공 하부 장비를 통해 킬유체를 순환할 수 있는지 검토해야 한다.

API RP 92U에서는 IADC에서 정의한 위험 등급에 따라 감압시추방식을 적용하기 위해 최소한 요구되는 장비에 대한 기준을 제시하고 있다. IADC 등급이 동일하더라도 유정 내부가 기체(gas)인지 액체를 포함하는지(multiphase)에 따라 요구되는 장비가 달라지며, 유정 내부의 황 함유량에 따라(sweet/sour) 달라진다. 최소 요구 사항은 아래와 같다.

- IADC에서 분류하는 Level 0은 단순히 성능 향상을 위해 UBO/MPD를 사용하며, 탄화수소를 포함하지 않은 지층에 시추작업을 하는 경우이다. IADC Level 0의 경우 일반적으로 공기, 질소, 미스트(mist) 또는 폼(foam)을 시추이수로 사용한다. 최소 요구 장비 사양은 **Table 3.5**와 같다.

Drilling Fluid: Air/Mist/Foam	Formation Fluid: * Reference Comments	Y=yes, O=Optional, NA=Not Applicable	Comments
	Sweet		
<b>Level 0</b>			
BOP (preventers & annulars)	O		May require BOPs per local regulations
			* May encounter minor gas shows and minor waterflows in the section.
Rotating Control Device	Y		In specific cases, an RCD can be considered optional. For example drilling a non-hydrocarbon section with a known water flow potential. Flow can either be accepted or controlled dynamically while drilling.
Blooby Line	Y		Dresser Sleeve <b>not</b> recommended
Venturi	O		
Auto Igniter	NA		
Feed Compressor	Y		
Booster Compressor	Y		
Mist Pump	O		Recommended
Pipework	Y		
Bleedoff Manifold	Y		Full-opening gate valve, <b>not</b> a ball type valve
Non-Return Valves (flapper type)	Y		NRVs in BHA and string floats (retrievable or non-retrievable) as required (max 500 ft apart)
Closed system	NA		
Flexible hose and swivel packing	Y		
LEL Monitor	O		
Gas Chromatograph	O		

**Table 3.5** IADC Level 0 minimum equipment<sup>[25]</sup>

- IADC에서 분류하는 Level 1은 유정에서 유체가 분출될 가능성이 없으며, 원래부터 안정적이어서 매우 낮은 수준의 위험 요소를 가진 시추작업을 하는 경우이다. IADC Level 1의 경우 일반적으로 거의 가압이 되어 있지 않은(sub-normally pressured) 유정으로, 생산을 위해서는 유체의 이송을 위한 장치(lift mechanism)가 필요하다. 최소 요구 장비 사양은 **Table 3.6**과 같다.
- IADC에서 분류하는 Level 2는 유정에서 유체가 분출될 수 있으나, 전통적인 유정제어방식(conventional well kill method)으로 제어가 가능한 시추작업을 하는 경우이다. 고압 상태의 대수층(water zone), 낮은 유량의 유정 및 고갈된 가스정이

이에 해당하며, 생산을 위해서는 유체의 이송을 위한 장치가 필요하다. 최소 요구 장비 사양은 **Table 3.7**과 같다.

Drilling Fluid: Formation Fluid:	Gas/Multiphase		Y=yes, O=Optional, NA=Not Applicable	Comments
	Multiphase	Sweet		
<b>Level 1</b>				Requires gas supply: Air, Cryogenic N2, Membrane N2, Natural gas or Waste gas
Flame arrestor	Y			
Separator	Y			Atmospheric (recommended)
Closed System	O			
Low Pressure Choke Manifold	O			Subject to HAZOP Review
BOP (preventers & annulars)	Y			2 Rams + Annular
Rotating Control Device	Y			
Bloody Line	NA			
Flare Stack or Pit	Y			
Auto Igniter	O			NA with Atmospheric Separator
Feed Compressor	Y			
Booster Compressor	Y			
Mist Pump	O			
Pipework	Y			
Non-Return Valves	Y			
Flexible hose and swivel packing	O			
Check valves	O			
Metering	O			
Relief valves	O			
Bleedoff Manifold	Y			Full-opening gate valve, <b>not</b> a ball type valve
LEL Monitor	O			Recommended if using air or Membrane N2 as lift gas
Gas Chromatograph	O			Recommended if using air or Membrane N2 as lift gas

**Table 3.6** IADC Level 1 minimum equipment<sup>[25]</sup>

Drilling Fluid: Formation Fluid:	Gas/Multiphase		Y=yes, O=Optional, NA=Not Applicable	Comments
	Gas	Multiphase		
<b>Level 2</b>				Requires gas supply: Air, Cryogenic N2, Membrane N2, Natural gas or Waste gas
Flame arrestor	Y	Y		
Separator	Y	Y		Atmospheric
Closed System	O	O		
Low Pressure Choke Manifold	O	O		Subject to HAZOP Review
BOP (preventers & annulars)	Y	Y		3 Rams + Annular
Rotating Control Device	Y	Y		
Bloody Line	O	NA		
Flare Stack or Pit	Y	Y		
Auto Igniter	O	O		NA with Atmospheric Separator
Feed Compressor	Y	Y		
Booster Compressor	Y	Y		
Mist Pump	O	O		
Pipework	Y	Y		
Non-Return Valves	Y	Y		
Flexible hose and swivel packing	O	O		
Check valves	O	O		
Metering	O	O		
Relief valves	Y	Y		
Bleedoff Manifold	Y	Y		Full-opening gate valve, <b>not</b> a ball type valve
LEL Monitor	O	NA		Recommended if using air or Membrane N2 as lift gas
Gas Chromatograph	O	NA		Recommended if using air or Membrane N2 as lift gas

**Table 3.7** IADC Level 2 minimum equipment<sup>[25]</sup>

- IADC에서 분류하는 Level 3은 UBO/MPD 장비의 허용운전압력보다 MASP가 낮으며, 탄화수소를 포함하지 않은 지층의 시추작업을 하는 경우이다. 최소 요구 장비 사양은 **Table 3.8**과 같다.



Drilling Fluid:	Gas/Multiphase			Y=yes, O=Optional, NA=Not Applicable	Comments
	Formation Fluid:	Multiphase			
	Sweet				
<b>Level 3</b>					May or may not require lift gas supply
Separator	Y				
Closed System	O				Recommended for wells with H2S present
Emergency Shutdown Systems	O				
Pipework	Y				
Choke Manifold	Y				
BOP (preventers & annulars)	Y				3 Rams + Annular
Rotating Control Device	Y				
Flare Stack or Pit	Y				
Auto Igniter	O				
Feed Compressor	O				
Booster Compressor	O				
Non-Return Valves	Y				
Metering	O				
Relief valves	Y				
Bleedoff Manifold	Y				Full-opening gate valve, <b>not</b> a ball type valve

**Table 3.8** IADC Level 3 minimum equipment<sup>[25]</sup>

- IADC에서 분류하는 Level 4는 UBO/MPD 장비의 허용운전압력보다 MASP가 낮으며, 탄화수소를 포함한 지층의 시추작업을 하는 경우이다. 고압 및 고유량 유정, 황 함유량이 높은(Sour) 유정, 해양 유전 및 시추와 생산이 동시에 수행되는 경우가 이에 해당한다. 최소 요구 장비 사양은 **Table 3.9**와 같다.

Drilling Fluid:	Gas/Multiphase				Y=yes, O=Optional, NA=Not Applicable	Comments
	Formation Fluid:	Gas		Multiphase		
	Sweet	Sour	Sweet	Sour		
<b>Level 4</b>						May or may not require lift gas supply
Flame arrestor	Y	Y	Y	Y		
Multi-Phase Separator	Y	Y	Y	Y		
Closed System	O	Y	O	Y		
Emergency Shutdown Systems	O	Y	O	Y		
Choke Manifold with redundant flow paths	Y	Y	Y	Y		
BOP (preventers & annulars)	Y	Y	Y	Y		3 Rams + Annular
Rotating Control Device	Y	Y	Y	Y		
Flood pump (deluge) on Annulus	O	O	O	O		
Flare Stack or *Pit	Y	Y	Y	Y		* Flare pit is optional for sweet gas wells
Auto Igniter	Y	Y	Y	Y		
Feed Compressor	O	O	O	O		
Booster Compressor	O	O	O	O		
Mist Pump	O	O	O	O		
Pipework	Y	Y	Y	Y		
Non-Return Valves	Y	Y	Y	Y		
Flexible hose and swivel packing	O	O	O	O		
Check valves	Y	Y	Y	Y		
Metering	Y	Y	Y	Y		
Relief valves	Y	Y	Y	Y		
Bleedoff Manifold	Y	Y	Y	Y		Full-opening gate valve, <b>not</b> a ball type valve
Drilling String (Gas Tight Connections)	O	O	O	O		Recommended on HP high rate gas wells
Gas Tight Rotary Kelly Hose	O	O	O	O		Recommended if injecting multiphase fluids down DP
LEL Monitor	O	O	O	O		Recommended if using air or Membrane N2 as lift gas
Gas Chromatograph	O	O	O	O		

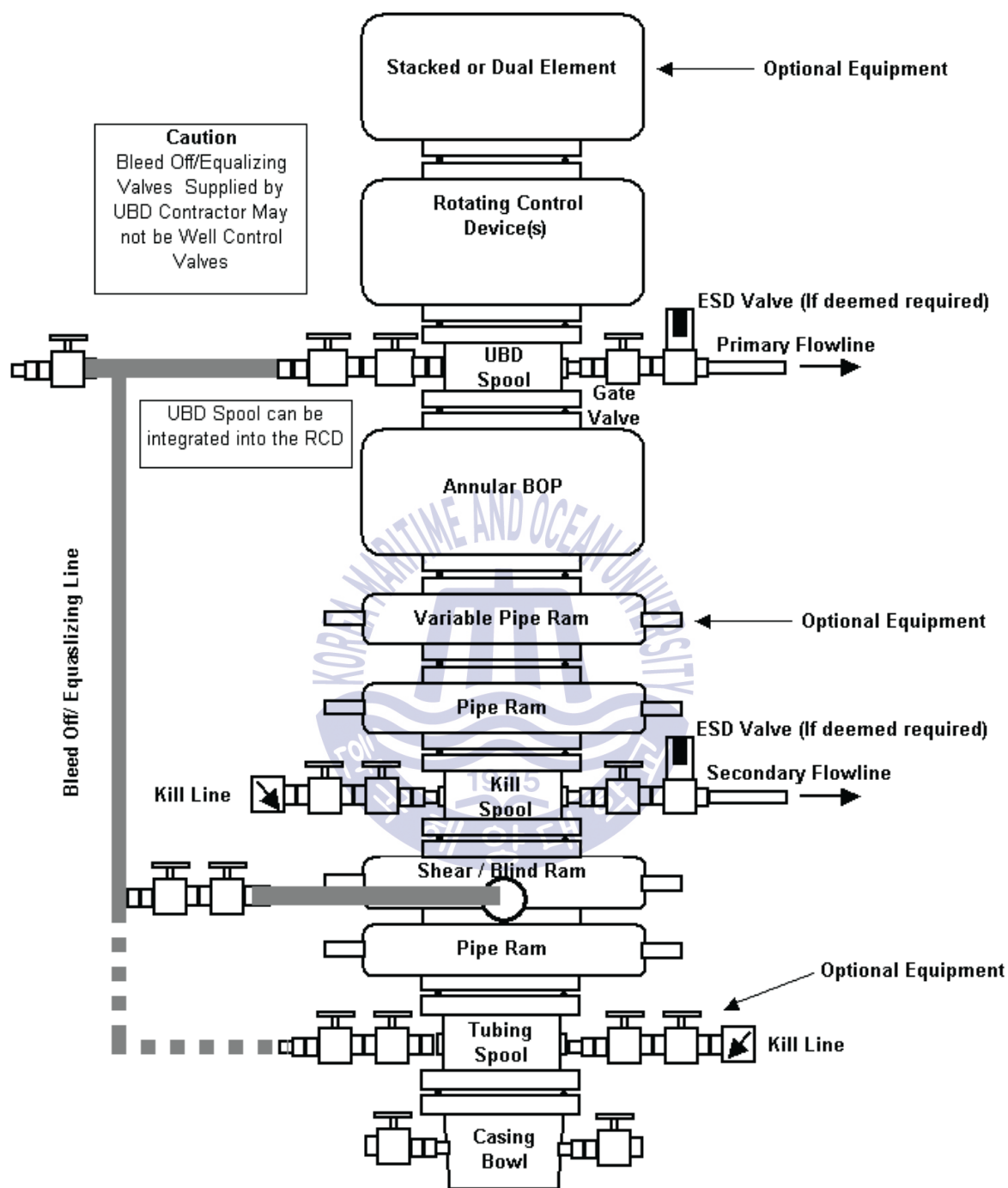
**Table 3.9** IADC Level 4 minimum equipment<sup>[25]</sup>

- IADC에서 분류하는 Level 5는 UBO/MPD 장비의 허용운전압력보다 MASP가 높은 경우이다. 최소 요구 장비 사양은 **Table 3.10**과 같다.

Drilling Fluid: Formation Fluid:	Gas/Multiphase				Comments
	Gas		Multiphase		
	Sweet	Sour	Sweet	Sour	
<b>Level 5</b>					May or may not require lift gas supply
Flame arrestor	Y	Y	Y	Y	
Multi-Phase Separator	Y	Y	Y	Y	
Closed System	O	Y	O	Y	
Emergency Shutdown Systems	O	Y	O	Y	ESD System protocol includes activation of the BOPs in the event of a shut-in
Choke Manifold with redundant flow	Y	Y	Y	Y	
BOP (preventers & annulars)	Y	Y	Y	Y	4 Rams + Annular
Rotating Control Device	Y	Y	Y	Y	Usually rated for less than the maximum expected shut-in pressure at surface
Flood pump (deluge) on Annulus	Y	Y	Y	Y	
Flare Stack or *Pit	Y	Y	Y	Y	* Flare pit is optional for sweet gas wells
Auto Igniter	Y	Y	Y	Y	
Feed Compressor	O	O	O	O	
Booster Compressor	O	O	O	O	
Mist Pump	O	O	O	O	
Pipework	Y	Y	Y	Y	
Non-Return Valves	Y	Y	Y	Y	
Flexible hose and swivel packing	O	O	O	O	
Check valves	Y	Y	Y	Y	
Metering	Y	Y	Y	Y	
Relief valves	Y	Y	Y	Y	
Bleedoff Manifold	Y	Y	Y	Y	Full-opening gate valve, <b>not</b> a ball type valve
Drilling String (Gas Tight Connections)	O	O	O	O	Recommended on HP high rate gas wells
Gas Tight Rotary Kelly Hose	O	O	O	O	Recommended if injecting multiphase fluids down DP
LEL Monitor	O	O	O	O	Recommended if using air or Membrane N2 as lift gas
Gas Chromatograph	O	O	O	O	

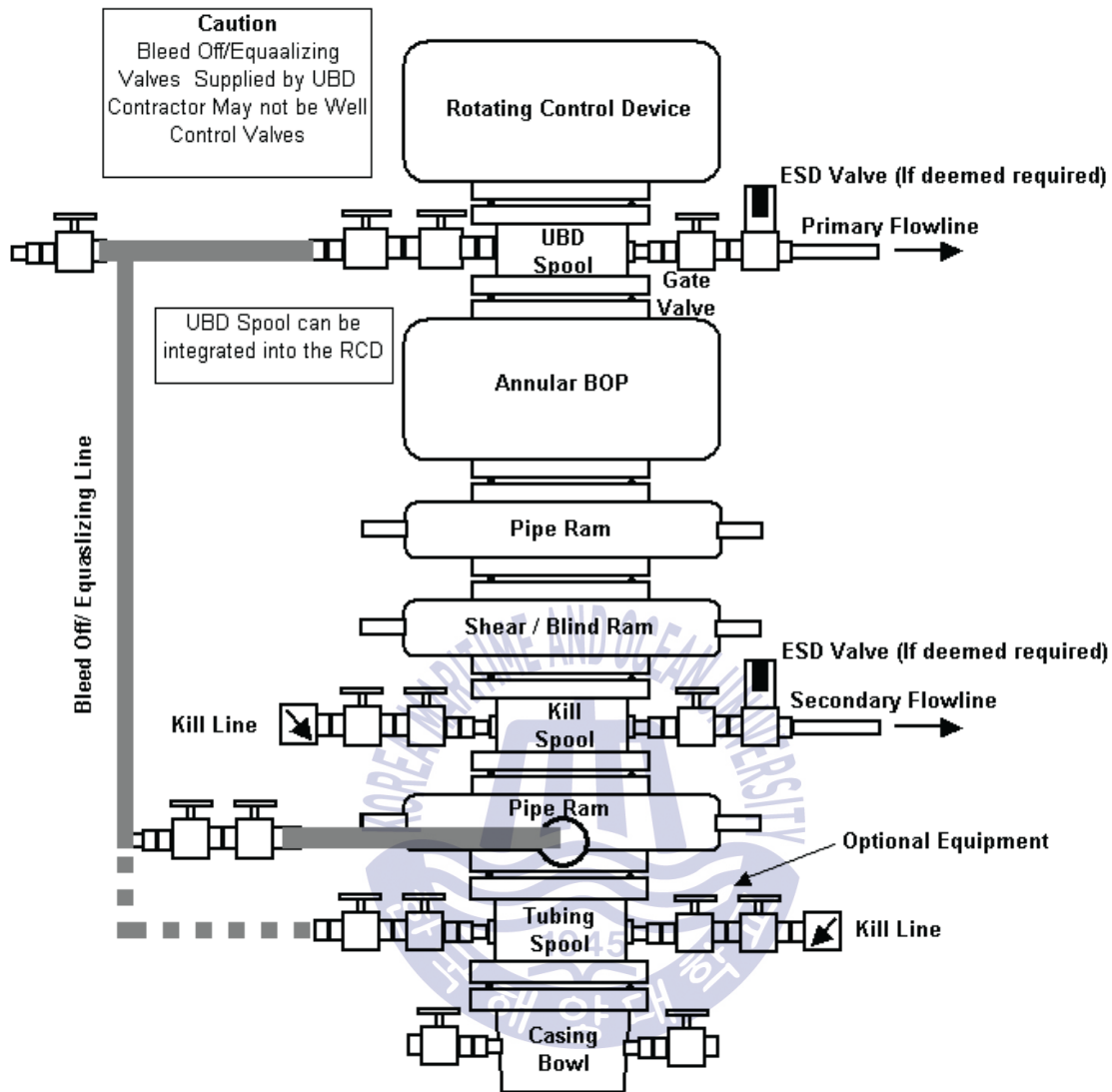
**Table 3.10** IADC Level 5 minimum equipment<sup>[25]</sup>

API RP 92U에서는 UBO/MPD 장비 및 분출방지장치의 배치에 대한 예시를 제시하고 있다. 가스 유정 및 오일 유정에 대한 UBO/MPD 장비 및 분출방지장치는 각각 **Fig. 3.1**과 **Fig. 3.2**를 참고할 수 있다. 유정의 특성에 관계없이 회전압력조절장치, 애놀러스 분출방지장치 및 램형 분출방지장치가 기본적으로 설치되어야 하며, 파이프랩은 최소 2개 이상이어야 할 것을 기준으로 한다.



**Fig. 3.1** An example of UBD BOP stack configuration – Gas well<sup>[25]</sup>





**Fig. 3.2** An example of UBD BOP stack configuration – Oil well<sup>[25]</sup>

API RP 92U에는 위에 언급된 예시 이외에도 황 함유량이 많은 유정(Critical sour well), 코일튜브링(Coiled Tubing, CT)을 사용하는 유정에 대한 예시도 나와 있다. API RP 92U는 육상 유전을 기준을 작성되어 있으나, 해양 유전의 압력제어시추 시스템 관련 설계기준을 결정할 때 참고할 수 있을 것으로 보인다. 시추선에 적용할 압력제어시추 시스템을 설계할 때 API RP 92U의 IADC Level 5에 해당하는 요구사항을 만족하도록 했다.

### 3.1.3 선급 규정

시추선에 적용되는 선급 규정 중 압력제어시추 시스템 관련 내용을 정리하면 아래와 같다.

#### (1) DNVGL

시추선 건조 시 적용되는 'DNVGL-RU-OU-0101 - Offshore drilling and support units<sup>[26]</sup>' 규정에서는 압력제어시추 시스템 관련 내용이 없으며, 시추 관련 사항인 'DRILL' notation 적용 시 따라야 하는 'DNVGL-OS-E101 - Drilling Plant<sup>[27]</sup>'에서 언급하고 있다.

DNVGL-OS-E101에서는 '압력제어시추 시스템을 시추작업 시 애놀러스의 압력프로파일(pressure profile)을 더 미세하게 제어하기 위해 적용할 수 있는 장치이며 과압상태에서 사용한다.'라고 정의한다. 즉, IADC Category A에서 정의하는 압력제어운전에 대해서만 서술하고 있으며, IADC Category B에서 정의하는 감압시추에 대해서는 규정하지 않고 있다. 해당 내용은 압력제어시추 시스템 관련 내용이 기술되어 있는 8장에 다시 언급되어 있으며 '압력제어시추 시스템은 감압운전으로 사용할 수 없다.' '시추공(well)의 압력은 항상 지층의 공극압보다 높아야 한다.'라고 재차 언급되어 있다. 단, 위 조건에 해당하지 않는 신기술(Novel MPD technology)이 적용된 경우 'DNV-RP-A203 - Qualification of New Technology'에 따라 별도로 진행 한다는 단서조항은 있다.

본 규정에 따르면 압력제어시추 시스템은 유정의 유량 및 압력을 제어하기 위한 장치로 각 시스템은 독립된 MPD 압력제어시스템을 포함해야 하며, MPD 제어 유닛(Controller Unit), 유정 모니터링 시스템(well monitoring system), MPD 동압 제어장치(Dynamic MPD pressure control equipment), MPD 정압 제어장치(Static MPD pressure control equipment)의 하위시스템(sub-system)으로 구성된다.

- 1) MPD 제어유닛(controller unit)은 MPD 동압제어장치, 정압제어장치, 시추제어시스템 (Drilling Control System, DCS) 및 내/외부 유정 모니터링 시스템에 연결(Interface/ Connection)되어 있어야 한다.

2) 유정 모니터링 시스템은 수직관의 압력 및 유량 측정 장치가 있어야 하고, PWD(Pressure While Drilling), MWD(Monitoring While Drilling)등 시추공 최하부(downhole) 상태를 측정할 수 있는 장치가 있어야 한다.

3) MPD 동압제어장치는 아래 장비 및 시스템을 포함한다.

- 회수되는 시추이수의 유량을 조절하기 위한 초크
- 시추이수 순환용 펌프, 수직관 부스터(booster) 펌프, 시멘트 및 머드를 주입하기 위한 시멘팅 유닛(cementing unit)
- MPD 초크밸브 유량을 조절하기 위한 배압 펌프, 시추공에 시추이수를 주입하기 위한 별도의 라인, 회수되는 시추이수의 유량 조절을 위한 해저(subsea) 펌프, 시추이수 회수를 위한 별도의 라인, 회수되는 시추이수의 유량 조절을 위한 우회라인.
- U관 현상(U-tube effect)을 막을 수 있는 시추관내 밸브 및 회수라인 밸브. 그리고 동등순환밀도를 낮추어서 압력손실 및 시추공 하부압력을 낮출 수 있는 장치.
- 분출방지장치와 별개로 설치되어 시추작업 중 배압을 조절할 수 있는 에놀러스 분출방지장치

4) MPD 정압제어장치는 아래 장비 및 시스템을 포함한다.

- 회수되는 유체의 유량을 제어하고 배압을 조절할 수 있는 회전압력조절장치 또는 무회전압력조절장치(Non-Rotating Control Device, NRCD)
- 분출방지장치와 별개로 설치되어 시추작업 중 배압을 조절할 수 있는 에놀러스 분출방지장치
- 유정 내 압력을 차단할 수 있도록 유정 설계 또는 시추 장비 선택 시 고려할 것.

압력제어시추 시스템의 각 장비는 **Table 3.11**에 따라 구분하고 이에 따른 선급 승인을 받아야 한다.

**Table 3.11** Categories for MPD pressure control system<sup>[27]</sup>

	Equipment	DNV GL approval categories	
		I	II
General	Accumulators in control system	X	
	Welded pipes and manifolds 1)	X	
	Safety valves 2)	X	
	Pulsation dampener	X	
	Control pods	X	
	Mud return line	X	
	LARS (Launch and Recovery) systems	X	
Safety logic unit	Safety logic unit	X	
MPD controller unit <sup>3)</sup>	MPD controller unit	X	
Well monitoring system	Measuring devices/sensors		X
Dynamic MPD pressure control equipment <sup>3)</sup>	MPD choke manifold	X	
	Back-pressure pump	X	
	Subsea pump	X	
	Non-return valves in drill string	X	
	Dedicated flow restriction valves	X	
	Annular preventer	X	
	Flexible hoses	X	
Static MPD pressure control equipment <sup>3)</sup>	Rotating Control Device	X	
	Non-rotating Control Device	X	
	Annular preventer	X	
	Equipment used to isolate internal well pressures	X	
	Riser sections including joints	X	
<p><b>Note.</b></p> <p>1) Certification shall cover system design, manufacture and testing. Requirements to individual piping components; see DNVGL-OS-E101 Table 10.</p> <p>2) Design review of valve and bursting disc is not required. The extent of witnessing of leak-, calibration-, capacity- and qualification testing to be agreed with DNV GL based on manufacturer's QA/QC system. DNV GL shall normally witness batch qualification tests of bursting discs.</p> <p>3) Components of the MPD pressure control system that is not part of a well barrier, nor critical for safety, might be accepted as Cat. II.</p>			

또한, 압력제어시추 시스템의 설계 압력은 시추공 압력을 포함한 시스템 전단의 설계 압력보다 높으면 안 되며, 구획설정(barrier philosophy)이 변경되므로 이에 따른 위험성 평가 및 필요한 추가 기능이 고려되어야 한다.

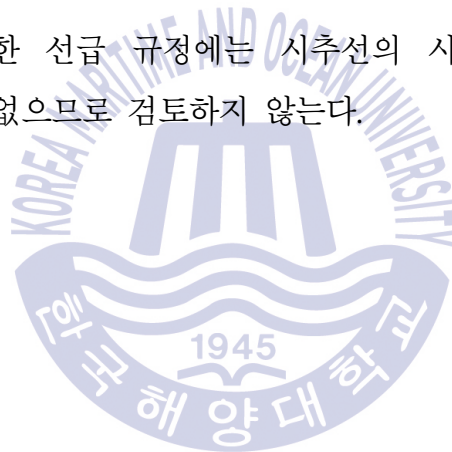
위에 서술한 내용 이외에 안전 관련 사항이 강조되어 있으며, 선급 승인을 위해 제출해야 할 도면 및 문건 내역이 언급되어 있다.

## (2) ABS

시추선 건조 시 적용되는 'ABS Rules for Building and Classing Mobile Offshore Drilling Units(2017)<sup>[28]</sup>' 규정 및 시추 관련 사항인 'CDS' notation 적용 시 따라야 하는 'ABS Guide for the Classification of Drilling Systems(2012)<sup>[29]</sup>'에서는 MPD 관련 내용이 없다.

ABS에서 'ABS News'로 배포한 자료 확인 결과 ABS에서는 MPD 시스템이 ABS 입급 시추선에 적용되고 있는 것을 인지하고 있으며, 관련 규정 제정 및 배포를 준비하고 있고, 해당 내용은 'ABS Guide for the Classification of Drilling Systems'의 개정판에 포함될 것이라고 한다<sup>[30]</sup>. 그러나 아직 공식적으로 배포되지는 않았으므로 ABS에서 관련 규정을 공식적으로 가지고 있지 않다는 가정 하에 작성 되었다.

DNVGL과 ABS를 제외한 선급 규정에는 시추선의 시추시스템(drilling system)에 대한 별도규정(notations)이 없으므로 검토하지 않는다.



## 3.2 시추선 실제적용사례

최근 멕시코 만에서 작업 중인 시추선 중 일부에 압력제어시추 시스템이 설치된 것으로 확인되며, 그 중 국내에서 건조된 시추선에 설치되어 운용되고 있는 사례가 있어서, 해당 사례를 연구하였다.

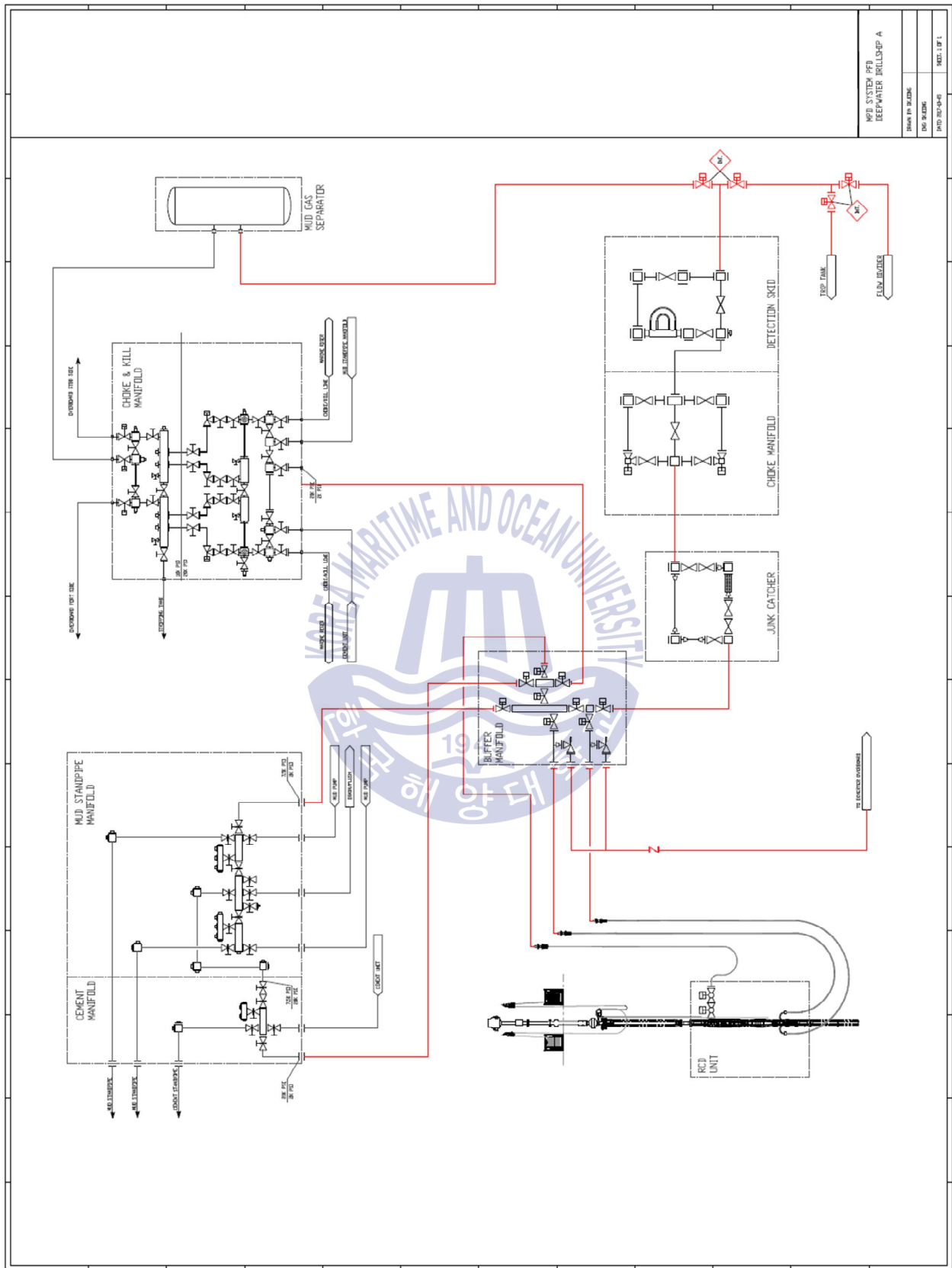
### 3.2.1 시추선 실제적용사례

장비 공급 및 설치를 인도 후 오프쇼어 사이트에서 설치한 경우로, 장비 공급 및 설치는 미국 국적의 석유 및 가스(Oil & gas) 서비스 회사인 'Weatherford'에서 수행했다.

인도 후 추가로 설치된 장비는 완충 매니폴드(buffer manifold), 이물질 포집장치(junk catcher), 초크 매니폴드, 감지장치(detection skid), 회전압력조절장치, 제어 시스템 및 관련 배관/밸브류로 시멘트 매니폴드(cement manifold), 머드 스탠드파이프 매니폴드(mud standpipe manifold), 초크 매니폴드 및 기액분리기는 기존 장비를 사용한 것으로 보인다. PFD(Process Flow Diagram)로 나타내면 **Fig. 3.3**과 같다.

회전압력조절장치는 드릴플로어 하부 문폴(moon pool) 구역에 설치되었으며, 관련 릴(reel) 장비도 추가되었다. 회전압력조절장치 하부에는 플로스풀(flow spool)이 위치하고, 시추이수 회수를 위한 2개의 플로라인(flow line)이 설치된다. 회전압력조절장치에는 균압라인(equalizing line)이 설치되며, 설치된 2개의 플로라인과 균압라인은 모두 완충 매니폴드로 연결된다. 완충 매니폴드는 과압방지용 밸브와 밸브 매니폴드로 구성되어 시멘트 매니폴드, 머드 스탠드파이프 매니폴드, 초크앵كل매니폴드, 회전압력조절장치 및 이물질 포집장치에 직접 연결되어 있어서 분배 및 차단 역할을 하고 있다. 안전밸브는 2개 설치되어 있으며 둘 다 출구는 직접 선외로 배출되는 것으로 구성되어 있다. 이물질 포집장치는 회수되는 시추이수에 포함된 이물질을 제거하는 목적으로 1개의 스트레이너와 1개의 우회라인으로 구성되어 있다. 이물질 포집장치 후단에는 MPD 초크 매니폴드가 위치하고 있으며 2개의 초크밸브 라인과 1개의 우회라인이 있다. MPD 초크 매니폴드 후단에는 감지장치가 있고, 1개의 유량측정장치(Coriolis type flow transmitter)와 1개의 우회라인이 있다.





**Fig. 3.3** MPD system PFD – Deepwater drill ship

감지장치의 후단에는 기액분리기, 트립탱크(trip tank), 플로디바이더(flow divider)로 연결되는 라인이 각각 있고, 출구 중 최소한 하나는 열려 있어서 오작동을 방지할 수 있도록 밸브 인터록(interlock) 장치가 되어 있다.

### 3.2.2 Weatherford사의 압력제어시추 시스템

위 사례에 설치된 시스템이 'Weatherford'사의 'Microflux'라는 제품으로 설계, 제작, 설치 및 시운전까지 해당 회사에서 일괄 수행하였다. 해당 제품 자료<sup>[27]</sup>에 따르면 Fig. 3.4와 같이 회전압력조절장치와 Microflux 제어 매니폴드로 구성된다.

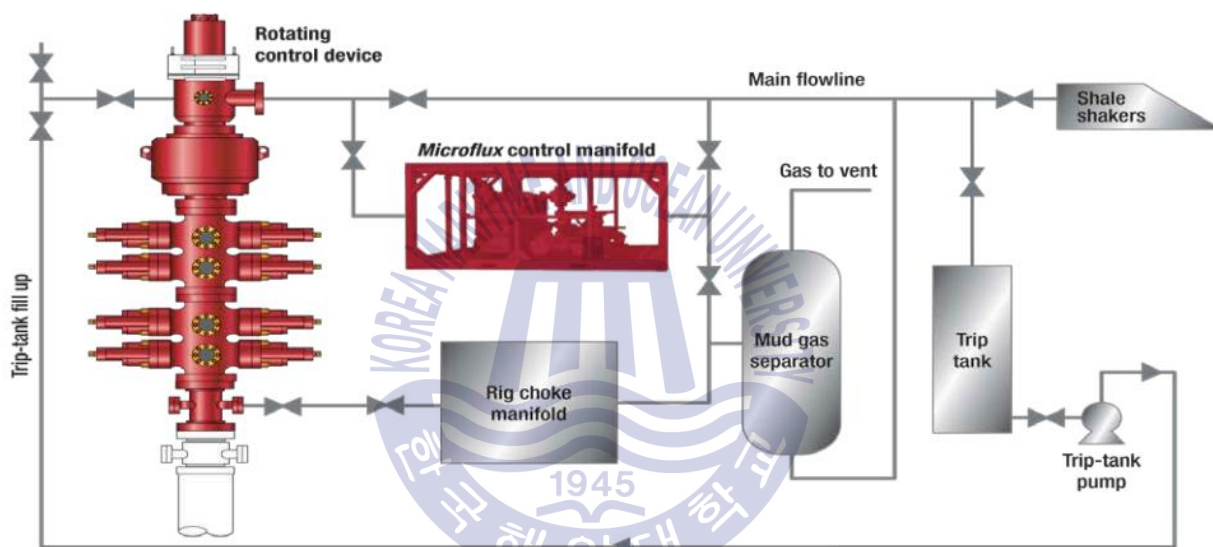


Fig. 3.4 Schematic of Microflux system

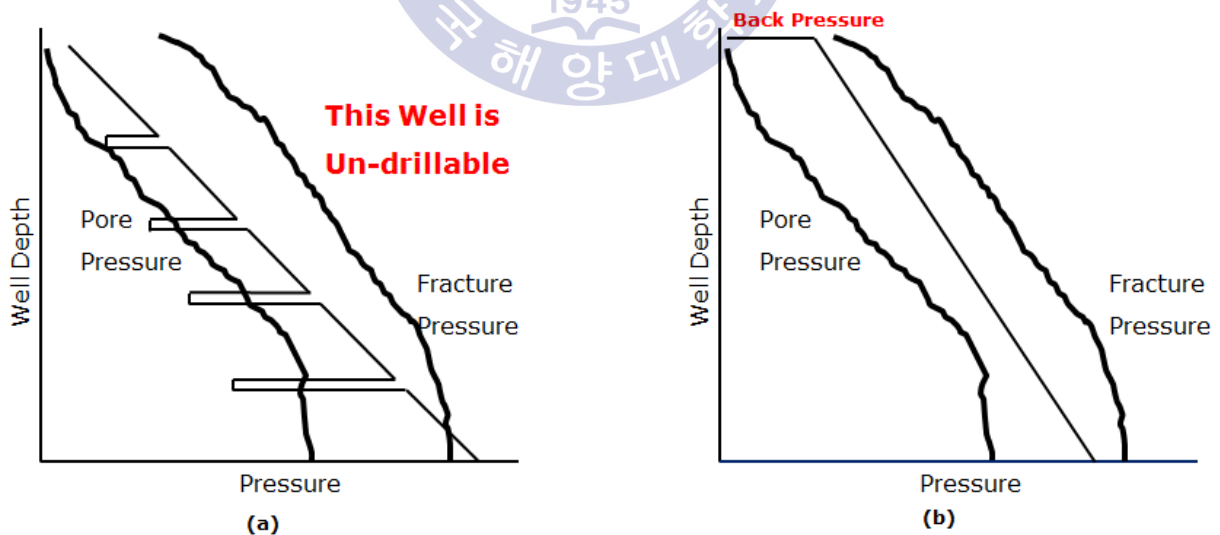
Microflux 제어 매니폴드는 초크밸브, 유량제어장치, 이물질 포집장치 등으로 구성되며, Fig. 3.3의 시스템과 동일함을 확인하였다.

현재 설계부터 설치까지의 모든 과정을 장비제작회사가 수행하여 설계 완성도 및 안전성에 대한 검증이 부족할 수 있다. 명확한 설계기준이 필요하다고 생각되어 앞에서 연구한 내용을 취합하여 4장에서 시추선의 압력제어시추 시스템 설계기준을 제시하였다.

## 제 4 장 위험도 분석 및 설계기준 제시

전통시추방식은 기본적으로 수직관 상부의 압력을 대기압 상태로 유지하고 과압시추를 하는 방식이었는데, 시추 기술이 발달하면서 많은 새로운 기술이 적용되고 있다. 유정의 특성에 따라 시추공압력을 공극압보다 높게 하는 과압시추방식을 사용하거나, 시추공압력을 공극압과 같게 하는 밸런스시추방식을 사용하거나, 시추공압력을 공극압보다 낮게 하는 감압시추방식을 적용할 수 있는데 이 때 공극압대비 시추공압력의 과압 정도가 낮을수록 지층 유체 유입으로 인한 킥 발생 확률이 높아진다. 이 때문에 회수되는 시추유체에 배압을 가하는 방식이 사용되고 있으며 이를 압력제어시추방식이라 한다.

압력제어시추방식의 가장 큰 장점은 Fig. 4.1에 보는 바와 같이 전통시추방식으로 시추가 불가능한 유정의 시추를 가능하게 한다는 점이다. 그리고 시추공 압력을 계산할 때 시추이수의 비중과 수직 깊이에 따른 정수압과 애놀러스에서 유체의 흐름에 의해 발생하는 압력손실에 더하여 수직관상부로부터 압력제어시추 시스템이 가하는 배압까지 고려하여 계산을 해야 한다는 점이 중요하다.



**Fig. 4.1** Conventional Drilling(a) vs MPD(b)

또한 압력제어시추방식을 사용하면 지층에 균열이 있을 때 시추이수의 유실을 방지하고 시추 안전성을 높일 수 있는 머드캡시추방식을 구현하는 것이 가능하며,

이수회석 방식을 사용하여 애놀러스에 질소 등 비중이 낮은 유체를 주입하면 이중구배시추방식을 구현하는 것도 가능하다.

## 4.1 위험도 분석

위험도 분석을 통해 시추선에 압력제어시추 시스템을 적용하기 위해 어떤 장비 및 시스템이 필요한지 검토하였다.

### 4.1.1 분석 방법의 결정

해양 프로젝트 수행 시 위험도 분석법으로 여러 가지가 사용되고 있는데, 크게는 정성 분석법과 정량 분석법으로 분류할 수 있고 그 방법으로는 체크리스트 분석법, What-if 분석법, Failure modes and effects analysis(FMEA) 분석법, Hazard and operability(HAZOP) 분석법, Fault tree 분석법, Event tree 분석법 등이 있다<sup>[31]</sup>.

위험도 분석을 위해 위험 요인이 사고로 발전할 가능성과 사고로 발전한 경우 사고 피해 크기가 어느 정도인지 종합적으로 고려하여 위험등급 매트릭스를 통해 **Table 4.1**과 같이 1~3등급으로 분류하였다.

**Table 4.1** Risk ranking and description

Risk Ranking	Description
Low	The system/area/activity/operation does not contain any potential hazardous substances. Or, the system/area/activity/operation contains hazardous substances, but the risk factor is known to be small from other similar system concepts.
Medium	The system/area/activity/operation contains hazardous substances and the risk factor shall be quantified in the medium area which is estimated from previous risk analysis.
High	The system/area/activity/operation contains hazardous substance or the arrangement produces safety concerns.

위험도가 무시할 수 있는 수준이거나 경미한 경우를 낮은 등급으로 정의하고 위험 줄임 대책을 고려하지 않았다. 위험도가 상당한 경우 중간 등급으로 정의하고 위험

줄임 대책을 마련하고 시스템 설계 개선으로 위험도를 낮출 수 있는 경우 관련 사항을 정리하여 설계 기준에 포함하였다. 위험도가 중대하거나 허용 불가능한 경우 높은 등급으로 정의하고 위험도를 중간 등급 이하로 낮출 수 있도록 대책을 제시하고 설계 기준에 포함하였다.

가이드워드(Guide word)는 배관 및 장비의 누설 또는 압력 용기의 누설, 화재 및 폭발, 분출, 킥의 4가지를 사용하여 위험도를 분석하였다. 위험 요인이 사고로 발전할 가능성 및 빈도와 사고로 발전한 경우의 사고 피해 크기를 **Table 4.2**와 같이 각각 5단계로 분류하였다.

**Table 4.2** Consequence level and likelihood level

Consequence level		
1	Incidental	Single injury; Environmentally recordable event with no agency notification; cost less than \$10,000
2	Minor	Single injury; Release which results in agency notification or permit violation; cost greater than \$10,000 but less than \$100,000
3	Serious	One or more serious injuries; release with serious off-site impact; cost greater than \$100,000 but less than \$10M
4	Major	Fatality or permanently disabling injury; significant release with major off-site impact; combined loss of \$10M to \$100M
5	Catastrophic	Multiple fatalities; significant release with catastrophic off-site impact; combined loss exceeding \$100M
Likelihood level		
1	Unlikely	Incident rarely expected to occur within industry
2	Remote	Incident is no likely to occur at this facility, but expected to happen within a company's fleet
3	Seldom	Incident has occurred at a similar facility and may reasonably occur at this facility within the next 30 years
4	Occasional	Incident is likely to occur at this facility within the next 10 years
5	Frequent	Incident is likely to occur at this facility every year

앞에서 정리한 기준에 따라 **Table 4.3**과 같이 위험 등급을 정하였다.

**Table 4.3** Risk ranking matrix

Consequences Likelihood	INCIDENTAL Single injury; Environmentally recordable event with no Agency notification; Cost less than \$10,000.	MINOR Single injury; Release which results in Agency notification or Permit violation; Cost greater than \$10,000 but less than \$100,000	SERIOUS One or more serious injuries; Release with serious off-site impact; Cost greater than \$100,000 but less than \$10,000,000	MAJOR Fatality or permanently disabling injury; Significant release with major off-site impact; Combined loss of \$10M to \$100M	CATASTROPHIC Multiple fatalities; Significant release with catastrophic off-site impact; Combined loss exceeding \$100M
<b>FREQUENT</b> Incident is likely to occur at this facility every year.	LOW	MEDIUM	HIGH	HIGH	HIGH
<b>OCCASIONAL</b> Incident is likely to occur at this facility within the next 10 years	LOW	LOW	MEDIUM	HIGH	HIGH
<b>SELDOM</b> Incident has occurred at a similar facility and may reasonably occur at this facility within the next 30 years	LOW	LOW	MEDIUM	MEDIUM	HIGH
<b>REMOTE</b> Incident is not likely to occur at this facility, but expected to happen within a company's fleet	LOW	LOW	LOW	MEDIUM	MEDIUM
<b>UNLIKELY</b> Incident rarely expected to occur within industry	LOW	LOW	LOW	LOW	MEDIUM

등급은 임의로 정한 값으로 실제 시추선 프로젝트에 사용되고 있는 수준으로 자주 발생할 가능성이 있더라도 피해 크기가 무시할 정도인 경우는 낮은 등급으로 하였으나, 이는 주문주 또는 해당 위험도 분석을 수행하는 담당자인 facilitator에 따라 달라질 수 있다. 예를 들어, 규모가 작은 V사의 경우 HAZID 수행 시 Fig. 4.2의 (a)와 같이 예외 없이 대부분의 위험 요소에 대한 대비책을 요구하는 반면, T사의 경우 Fig. 4.2의 (b)와 같이 사고로 인한 피해 크기가 작은 경우에는 위험 등급을 낮게 하여 유예하는 경향이 있다.



	INCIDENTAL	MINOR	SERIOUS	MAJOR	CATASTROPHIC
FREQUENT	MEDIUM	MEDIUM	HIGH	HIGH	HIGH
OCCASIONAL	LOW	MEDIUM	MEDIUM	HIGH	HIGH
SELDOM	LOW	LOW	MEDIUM	HIGH	HIGH
REMOTE	LOW	LOW	LOW	MEDIUM	HIGH
UNLIKELY	LOW	LOW	LOW	LOW	MEDIUM

(a)

	INCIDENTAL	MINOR	SERIOUS	MAJOR	CATASTROPHIC
FREQUENT	LOW	MEDIUM	HIGH	HIGH	HIGH
OCCASIONAL	LOW	LOW	MEDIUM	HIGH	HIGH
SELDOM	LOW	LOW	MEDIUM	MEDIUM	HIGH
REMOTE	LOW	LOW	LOW	MEDIUM	MEDIUM
UNLIKELY	LOW	LOW	LOW	LOW	MEDIUM

(b)

**Fig. 4.2** Risk ranking cases

위험도 분석을 위해 변수의 질이나 양을 표현하는 용어로 가이드워드를 사용하는데<sup>[32]</sup>, 본 논문에서는 시스템 설계에 대한 부분만을 다루고 있으므로 기기 오작동, 화재, 폭발, 분출 등 시스템 문제로 인한 사항에 한하여 가이드워드로 정하여 위험도를 분석하고, 접근 및 탈출경로, 중량물의 운반, 작업 환경 등 상세 설계에서 다룰 사항은 제외한다.

#### 4.1.2 위험도 분석 수행

앞에서 정한 방법으로 위험도 분석을 수행하고, 위험도가 중간 또는 높은 경우 위험을 제거 또는 경감 시킬 수 있는 대응책이 있어야 한다. 설계기준을 제시하기 위해 위험도 분석을 수행했으므로 개념 설계 단계에서의 대응책에 대해서만 다루었다. 가이드워드는 4.1.1에서 정한 바와 같이 '누설, 화재 및 폭발, 분출, 킥'을 사용하여 위험도를 분석하였고, 각 장비별 가이드워드, 원인, 결과, 위험 줄임 대책, 위험 등급 및 추가 반영 사항에 대해 분석하였다.

압력제어시추 시스템을 구성하는 장비인 회전압력조절장치, 초크 매니폴드, 유량 및 압력 측정 장치, 과압방지용 매니폴드, 이물질 포집장치, 배압펌프, 기액분리기, 시추관의 역류방지장치, 애놀러스분출방지장치, 분출방지장치, 플래어스택 등에 대해 위험도 분석을 수행 했으며, 결과는 **Table 4.4**와 같다.

**Table 4.4** HAZID worksheet

System/ Equipment	Guide word	Causes	Consequence	Mitigation (existing)	Risk ranking			Recommendations
					C	L	RR	
RCD / NRCD unit	Leakage	RCD malfunction, external force	Pollution	Pressure rating	4	3	M	Pressure rating of RCD shall be lower than design pressure of downstream system.
			Loss of RCD function	Redundancy line from RCD to buffer manifold	3	3	M	Redundancy shall be considered for return line from RCD to manifold.  It is recommended to consider redundancy for choke valve, junk catcher and detection skid.
			Injury	Pressure rating / H2S Detection at DF and moonpool area	4	2	M	Escape root or safety area shall be considered to avoid acid gas.  Redundancy shall be considered for the system
	Fire / Explosion	RCD leak	Fire causing potential injuries / fatalities	Smoke detection / HC detector at moonpool area	5	3	H	Proper number of smoke detection system and hydrocarbon detection system shall be installed at moon pool area.
		RCD malfunction	Human injuries / fatalities	Smoke detection / HC detector	5	3	H	Escape root shall be prepared during detail engineering stage.  ESD system shall be automatically started in case of fire.
	Blowout	RCD fail	Pollution	Pressure rating	5	3	H	Emergency exits, escape root from DCC, DF.
			Direct injury by blowout liquid/gas	Redundancy	5	3	H	Multiple ram type BOP shall be installed.
			Fire causing potential injuries / fatalities	Redundancy	5	3	H	Annular preventer shall be installed.  RCD shall have proper pressure rating which can be working when initial kick initiated.

System/ Equipment	Guide word	Causes	Consequence	Mitigation (existing)	Risk ranking			Recommendations	
					C	L	RR		
RCD / NRCD unit	Kick	RCD malfunction	Flooding	Proper drain	3	3	M	Drain philosophy including size, slope, hazardous area classification, overboard concept shall be prepared.	
MPD Choke	Leakage	Overpressure/ External force	Pollution	Pressure rating	3	2	L	Redundancy shall be considered for MPD choke.  Pressure rating of MPD choke shall not be lower than RCD to consider RCD failure case.	
			Loss of function	Redundancy choke	3	4	H		
			Injury	Pressure rating / H2S Detection at Drillfloor	4	4	H		
	Fire / Explosion	Leak	Human injuries / fatalities	Smoke detection / HC detector	5	3	H	Proper number of smoke detection system and hydrocarbon detection system shall be installed.	
	Blowout	MPD Choke fail	Human injuries / fatalities	Pollution	Pressure rating, Escape root	5	3	H	MPD Choke shall have both redundancy choke and by-pass line.
				Human injuries / fatalities	Redundancy	5	3	H	
Kick	MPD Choke malfunction	Flooding	Proper drain	3	3	M	Drain philosophy including size, slope, hazardous area classification, overboard concept shall be prepared.		
Measuring device	Leakage	Overpressure/ External force	Pollution	Bypass line	3	2	L	It is recommended to consider redundancy for measuring device.  Remote valve at MPD choke line to be installed to prevent overpressure at measuring device in case choke valve stuck in open position.	
			Loss of function	Bypass line	3	3	M		
	Fire / Explosion	Leak	Human injuries / fatalities	Smoke / HC detector at drillfloor	5	1	M	Proper number of smoke detection system and hydrocarbon detection system shall be installed.	

System/ Equipment	Guide word	Causes	Consequence	Mitigation (existing)	Risk ranking			Recommendations
					C	L	RR	
Buffer manifold	Leakage	Malfunction of PRV/ External force	Pollution	Relief valves	3	2	L	Multiple relief valves shall be installed for redundancy.
			Injury	Pressure rating / H2S Detection at Drillfloor	4	4	H	
	Fire / Explosion	Leak	Human injuries / fatalities	Smoke / HC detector at drillfloor	5	1	M	Proper number of smoke detection system and hydrocarbon detection system shall be installed.
	Blowout	Clogged valve / relief malfunction	Pollution, Human injuries / fatalities	Redundancy	5	2	M	Valves between flow spool and buffer manifold shall be remotely operated type.
	Kick	Clogged valve / relief malfunction	Pollution / Flooding	Redundancy	3	2	L	Drain philosophy including size, slope, hazardous area classification, overboard concept shall be prepared.
Junk catcher	Leakage	Overpressure / External force	Pollution	Bypass line	3	2	L	Redundancy or by-pass line to be considered for junk catcher.
			Loss of function	Bypass line	3	3	M	
	Fire / Explosion	Leak of gas	Human injuries / fatalities	Smoke / HC detector at drillfloor	5	1	M	It is recommended to stop drilling operation while by-pass valve is opened.  It is recommended to consider redundancy for junk catcher.
Back pressure pump	Leakage	Pump control fail / Relief valve fail	Pollution	Pressure rating	3	3	M	Dedicated relief valve at MPD line shall be installed if design pressure of MPD is lower than rig HP mud system.
			Loss of function	Redundancy pump	3	3	M	
			Injury	Pressure rating / H2S Detection at Drillfloor	4	4	H	
	Fire / Explosion	Leak	Human injuries / fatalities	Smoke / HC detector at drillfloor / pump room	5	1	M	
	Blowout	Pump failure, Over pressure	Pollution, Human injuries / fatalities	Pressure monitoring	5	2	M	

System/ Equipment	Guide word	Causes	Consequence	Mitigation (existing)	Risk ranking			Recommendations
					C	L	RR	
Back pressure pump	Kick	Pump failure, Over pressure	Pollution / Flooding	Pressure monitoring	3	2	L	Drain philosophy including size, slope, hazardous area classification, overboard concept shall be prepared.
Multi phase separator	Leakage	Clogged vent pipe	Pollution	Pressure rating	3	1	L	Design pressure shall be determined by the vent line being filled with mud at max. density.
			Injury	Pressure rating / H2S Detection at Drillfloor	3	1	L	
	Fire / Explosion	Leakage / U-seal leak	Human injuries / fatalities	Smoke / HC detector at drillfloor / MGS area	4	3	M	It is recommended separator to have proper height of liquid seal(minimum 6meter).
	Blowout	Well control failure	Pollution, Human injuries / fatalities	Pressure rating.	5	3	H	Separator outlet line shall have ESD valve to prevent human injuries at mud process room.  Design pressure shall be determined by the vent line being filled with mud at max. density.
	Kick	Well control failure	Pollution / Flooding	Pressure rating	2	5	M	Liquid seal is to be a minimum 6 meters.  Vent line shall not have any restriction.
Non return valve in drill string	Leakage	Overpress ure/ Impurity	Valve stuck in open position	Pressure rating	3	2	L	The valve shall be fail close type.
	Fire / Explosion	Leak of gas	Human injuries / fatalities	Smoke / HC detector at drillfloor	5	2	M	Proper number of smoke detection system and hydrocarbon detection system shall be installed.
	Blowout	Clogged valve, no flow	Pollution, Human injuries / fatalities	Pressure monitoring / Pressure rating	5	3	H	The valve to be spring-operated and is locked in open position with removable pin or rod.
	Kick	Clogged valve	Pollution / Flooding	Pressure monitoring	1	5	L	Drain philosophy including size, slope, hazardous area classification, overboard concept shall be prepared.

System/ Equipment	Guide word	Causes	Consequence	Mitigation (existing)	Risk ranking			Recommendations
					C	L	RR	
Annular preventer	Leakage	Overpress ure / Impurity	Pollution	Pressure rating	3	2	L	Operating concept shall be prepared in case annular preventer leaks during stripping operation.
			Loss of function	Pressure rating	3	2	L	
	Fire / Explosion	Leak of gas	Human injuries / fatalities	Smoke / HC detector at moonpool area	5	1	M	Proper number of smoke detection system and hydrocarbon detection system shall be installed in case the equipment is installed at surface area.
	Blowout	Restricti on failure	well kill failure	Ram type BOP	5	3	H	Ram type BOP shall be readily operable during kill operation period.
Kick	Malfuncti on / leak	Restriction failure during kill operation	Pressure monitoring / mud property check at return line	2	5	M	Leak from annular preventer shall be properly monitored during kill operation. It is recommended to consider redundancy of annular preventer.	
BOP	Leakage	External force	Pollution	Pressure rating	5	1	M	ROV shall be readily operable while drilling operation. BOP structure to have sufficient structural stiffness and durability against external force.
		Malfuncti on	Loss of function	Pressure rating	5	3	H	Redundancy shall be considered to decide number of BOP rams.
	Fire / Explosion	Inner explosion	Pollution / Loss of function	Pressure rating / Redundancy	5	1	M	Non return valves in drill string shall be installed. Restriction device in annular space shall be installed.
	Blowout	Well control failure, malfuncti on of BOP	Pollution, Human injuries / fatalities	Pressure monitoring / Pressure rating	5	3	H	Redundancy shall be considered to decide number of BOP rams.
	Kick	Well control problem	Pollution / Flooding	Pressure monitoring	2	5	M	Kill line to be installed for each pipe rams.



System/ Equipment	Guide word	Causes	Consequence	Mitigation (existing)	Risk ranking			Recommendations
					C	L	RR	
Flare stack	Leakage	Overpressure / External force / ignition failure	Pollution	Pressure rating	3	3	M	Auto ignition system shall be applied. Proper safety device shall be supplied to prevent flare stack from overpressure.
			Loss of function	Pressure rating	3	3	M	
	Fire / Explosion	Heat radiation from stack	Human injuries / fatalities	Water curtain	5	3	H	Temperature besides burner boom shall be continuously monitored. Water curtain to be readily operable during MPD operation.
	Blowout	Well control failure	Pollution	Pressure rating	3	3	M	The system shall be able to divert formation fluid to overboard line in case of blowout.
	Kick	Well control problem	Pollution / Flooding	Pressure monitoring	2	5	M	Proper safety device shall be supplied to prevent flare stack from overpressure in case of kick.

각 장비에 대해 앞에서 정한 가이드워드를 사용하여 발생 가능한 사고의 원인과 결과를 예측하고 위험 요인이 사고로 발전할 가능성 및 빈도와 사고로 발전한 경우의 사고 피해 크기를 정량적으로 산출하여 위험도를 분석하였다. 일부 장비의 경우 위험도가 높은 경우가 많았으며, 특히 회전압력조절장치와 초크 매니폴드 관련 화재, 폭발 및 분출에 대한 위험도가 높았다.

#### (1) 회전압력조절장치

누설에 대해서는 환경오염 및 장비의 기능 상실 등의 문제가 예상되나 설치 위치가 문폴 구역으로 누설 발생에 따른 환경 영향이 제한적이었으며 과압방지용 매니폴드와 연결되는 라인을 2개 이상 설치 시 위험도를 낮출 수 있었다.

이 장비는 화재, 폭발 및 분출의 직접적인 원인이 될 가능성이 있는 것으로 판단했으며, 이에 대비하여 초기 킥 발생 시 설계압력이 부족하여 누설이 발생하는 일이 없도록 초기 킥을 대비한 설계압력 결정이 필요하다고 판단하였다.

## (2) 초크 매니폴드

초크 밸브는 조절용 스톱밸브의 특성 상 오작동 및 밸브가 막히는 문제가 있을 것으로 예상했다. 또한 누설 발생 시 화재, 폭발의 직접적인 원인이 될 수 있어서 2개 이상 설치하여 예비율을 갖도록 설계 기준을 정하는 것이 필요하다고 판단했다.

또한 회전압력조절장치 오작동 시 초크 밸브로 압력이 바로 전달되므로 초크 매니폴드의 설계압력은 전단의 설계압력보다 높아야 할 것으로 판단했다.

## (3) 유량측정장치

유량측정장치는 초크 밸브 후단에 위치하므로 허용운전압력이 초크밸브보다 낮을 수 있다. 하지만 초크 밸브 오작동 시 밸브 전단 압력이 유량측정장치에 바로 전달되어 높은 압력으로 인해 누설 등의 문제가 발생할 수 있어 초크 밸브 오작동 시 해당 라인을 차단할 수 있는 밸브가 있을 시 초크밸브로 인한 2차 피해를 방지할 수 있을 것으로 판단했다.

## (4) 과압방지용 매니폴드

과압방지밸브가 작동하지 않을 경우 누설 또는 폭발 등의 문제가 예상되어 과압방지 밸브는 매니폴드에 2개 이상 설치하여 위험도를 낮출 수 있을 것으로 판단했다.

## (5) 이물질 포집장치

포집장치가 막힐 경우 계속 운전 할 수 있도록 2개 이상 두거나 우회라인을 설치하는 것이 필요하다고 판단하였다.

## (6) 리그시스템

리그장비 중 고압이수펌프가 배압펌프로 사용될 경우 고압이수 시스템의 허용운전 압력과 회전압력조절장치의 허용운전압력의 차이가 있으므로 회전압력 조절장치에 연결되는 배관에는 별도의 과압방지용 밸브가 있어야 할 것으로 보인다.

압력제어시추 시스템 운전 시 기액분리기로 시추이수가 계속 유입되는데 킥 발생 시 기액분리기를 통해 프로세스룸 내부로 킥 가스가 갑자기 유입될 경우 인명 피해가 발생할 수 있다. 이를 방지하기 위해 기액분리기의 출구측에 비상정지밸브를 설치하여

피해를 최소화 할 수 있을 것으로 보인다.

그 외 시추관의 역류방지장치, 애널리스트분출방지장치, 분출방지장치, 플래어스택 등에 대한 위험도 분석을 수행 했으며, 분석 결과를 본 논문에서 정할 시스템 설계기준에 반영하기 위해 관련 내용을 정리하면 **Table 4.5**와 같다.

**Table 4.5** HAZID recommendations

No	Recommendations	Equipment
1	Pressure rating of RCD shall be lower than design pressure of downstream system.	RCD / NRCD unit
2	Redundancy shall be considered for return line from RCD to manifold.	
3	ESD system shall be automatically started in case of fire.	
4	RCD shall have proper pressure rating which can be working when initial kick initiated.	
5	Redundancy shall be considered for MPD choke.	MPD Choke
6	Pressure rating of MPD choke shall not be lower than RCD to consider RCD failure case.	
7	MPD Choke shall have both redundancy choke and by-pass line.	
8	Remote valve at MPD choke line to be installed to prevent overpressure at measuring device in case choke valve stuck in open position.	Measuring device
9	It is recommended to consider redundancy for measuring device.	
10	Multiple relief valves shall be installed for redundancy.	Buffer manifold
11	Valves between flow spool and buffer manifold shall be remotely operated type.	
12	Redundancy or by-pass line to be considered for junk catcher.	Junk catcher
13	It is recommended to stop drilling operation while by-pass valve is opened.	
14	It is recommended to consider redundancy for junk catcher.	

No	Recommendations	Equipment
15	Dedicated relief valve at MPD line shall be installed if design pressure of MPD is lower than rig HP mud system.	Back-pressure pump
16	Standby pump shall be readily operable during MPD operation.	
17	Design pressure shall be determined by the vent line being filled with mud at max. density.	Multi-Phase Separator
18	Liquid seal is to be a minimum 6 meters.	
19	Separator outlet line shall have ESD valve to prevent human injuries at mud process room.	
20	Vent line shall not have any restriction.	
21	The valve shall be fail close type.	Non-return valves in drill string
22	The valve to be spring-operated and is locked in open position with removable pin or rod.	
23	Leak from annular preventer shall be properly monitored during kill operation.	Annular preventer
24	It is recommended to consider redundancy of annular preventer.	
25	Ram type BOP shall be readily operable during kill operation period.	
26	Redundancy shall be considered to decide number of BOP rams.	BOP
27	Kill line to be installed for each pipe rams.	
28	Auto ignition system shall be applied.	Flare Stack
29	Proper safety device shall be supplied to prevent flare stack from overpressure.	
30	Temperature besides burner boom shall be continuously monitored.	
31	Water curtain to be readily operable during MPD operation.	
32	The system shall be able to divert formation fluid to overboard line in case of blowout.	
33	Proper safety device shall be supplied to prevent flare stack from overpressure in case of kick.	

## 4.2 압력제어시추 시스템의 설계기준

앞에서 검토한 내용을 바탕으로 하여 해양 시추선에 적용 가능한 MPD 시스템의 기준을 제시하면 아래와 같다.

### 4.2.1 적용 범주

IADC에서 정의한 적용 범주인 Category A - Managed Pressure Drilling (MPD), Category B - Underbalanced Operations (UBO), Category C - Mud Cap Drilling, Category D - Pumped Riser Systems 중 Category A, B, C는 시추선에 설치된 압력 제어 시스템으로 구성이 가능하며, Category D는 해저에 장비를 설치해야 구현 가능한 기술이다. 그러나 DNVGL-OS-E101에 따르면 어떠한 경우에도 감압운전은 허용하고 있지 않으므로 압력제어 시스템을 시추선에 설치한 경우와 해저에 설치한 경우 적용 가능한 범주가 다르다. 또한 DNVGL 선급 규정에 따르면 시추선에서 감압운전을 할 수 없으므로, 아래와 같이 적용 가능하다.

- 시추선에 압력제어 시스템을 설치한 경우 Category A, C 운전 가능하며, 감압상태가 되지 않아야 한다.
- 해저에 펌프를 설치한 경우 Category A, C, D 운전 가능하며, 감압상태가 되지 않아야 한다.

### 4.2.2 시스템의 구성

압력제어 시스템은 3.1.3절에서 연구한 DNVGL-OS-E101 기준 및 3.1.2절에서 연구한 API RP 92U의 'IADC Level 5 Minimum Equipment' 기준을 따라 아래의 장비를 포함하여 구성 한다.

- 회전압력조절장치 또는 무회전압력조절장치
- 초크 매니폴드
- 유량 및 압력 측정 장치
- 과압방지용 매니폴드
- 이물질 포집장치

- 배압펌프
- 기액분리기
- 시추관의 역류방지장치
- 애놀리스분출방지장치
- 분출방지장치
- 플래어스택

그리고 **Table 4.6**과 같이 회전압력조절장치 또는 무회전압력조절장치, 초크 매니폴드, 유량 및 압력 측정 장치, 과압방지용 매니폴드 및 이물질 포집장치가 MPD 전용으로 설치되어야 하고, 배압펌프, 기액분리기, 시추관의 역류방지장치, 애놀리스 분출방지장치, 전단램을 포함한 분출방지장치 및 플래어스택은 독립적으로 구성하거나 리그의 시추시스템에 포함하여 구성할 수 있다.

**Table 4.6** Required Equipment for MPD

Equipment	Remark
Rotating Control Device or, Non-rotating Control Device	Shall be dedicated for MPD system
MPD Choke Manifold	
Measuring devices/sensors	
Buffer Manifold including relief valves	
Junk catcher	
Back-pressure pump	Common with rig system is acceptable
Multi-Phase Separator	
Non-return valves in drill string	
Annular preventer	
BOP (Preventers & Annulars)	
Flare Stack	

압력시추 장비 중 선급 승인이 필요한 항목은 선급에 따라 다를 수 있다. DNVGL의 경우 본 논문의 **Table 3.11**에서 요구하는 장비에 대해 선급 승인을 받아야 하며, 다른 선급은 아직 관련 규정이 없으나, 압력시추 장비 대부분이 고압에서 운전되고 DNVGL 규정에서도 대부분의 장비에 대해 선급 승인을 요구하고 있으므로 유사한 기준이 적용될 것으로 보인다.



### 4.2.3 설계기준

압력제어 시스템의 허용운전압력은 API 16RCD의 권고사항에 따라 전단의 설계압력보다 낮아야 한다. 그리고 설계 압력에 따른 연결부(Connection) 사양은 API SPEC 6A를 따른다. 시추선에 사용되고 있는 설계 압력이 5,000 psi 또는 7,500 psi인 수직관 및 관련 시스템이 적용된 경우, 압력제어 시스템의 허용운전압력은 2,000 psi, 3,000 psi, 5,000 psi 중 하나이어야 한다. 설계 압력에 따른 연결부 사양은 **Table. 3.1**을 참고하면 된다.

각 장비별 설계기준은 아래와 같다.

- 회전압력조절장치 또는 무회전압력조절장치  
고장 시 장비 후단으로 압력이 바로 전달되므로 장비의 허용운전압력은 시스템 후단의 설계압력과 같거나 그보다 낮아야 하며, 킥 발생에 따른 킬운전이 가능해야 한다. 그리고 과압방지용 매니폴드에 연결되는 라인은 2개 이상이어야 한다.
- 초크 매니폴드  
장비의 허용운전압력은 수직관을 포함한 시스템 전단의 압력보다 낮고, 회전압력조절장치 보다 높아야 한다. 고장 및 오작동을 대비하여 최소한 2개 이상의 초크밸브 및 바이패스 라인을 포함한다. 초크밸브 오작동에 의해 매니폴드 후단에 과압이 걸리는 것을 방지하기 위해 각 초크라인에 유로 차단용 밸브가 있어야 한다.
- 유량 및 압력 측정 장치  
장비의 허용운전압력은 초크밸브 후단의 허용운전압력을 계산하여 결정할 수 있으며, 후단의 설계압력보다 낮지 않아야 한다. 고장 및 오작동을 대비하여 2개 이상의 측정 장치를 설치하거나 바이패스 라인을 두어야 한다.
- 과압방지용 매니폴드  
장비의 허용운전압력은 수직관을 포함한 시스템 전단의 압력보다 낮고, 회전압력조절장치 보다 높아야 한다. 고장 및 오작동을 대비하여 2개 이상의 과압방지밸브를 두어야 하고, 수직관 상부와 연결되는 라인의 밸브는 원격제어가 가능해야 한다.

- 이물질 포집장치  
장비의 허용운전압력은 수직관을 포함한 시스템 전단의 압력보다 낮고, 회전압력조절장치 보다 높아야 한다. 고장 및 오작동을 대비하여 2개 이상의 포집장치 또는 바이패스 라인을 두어야 한다.
- 배압펌프  
압력제어시스템의 허용운전압력이 펌프 출구측보다 낮을 경우 연결부에 별도의 과압방지용 밸브가 있어야 한다. 고장 및 오작동을 대비하여 최소 1대의 펌프는 배압펌프로 바로 운전이 가능해야 한다.
- 기액분리기  
장비의 허용운전압력은 상부배출구에 최대 밀도의 이수를 가득 채운 경우를 기준으로 하고, 상부배출구에는 차압이 발생할 수 있는 어떤 장치도 있어서는 안 된다. 장비 하부 U-seal의 높이는 6m이상이어야 하며, 출구 라인에는 비상정지밸브를 둔다.
- 분출방지장치  
에놀러스 분출방지장치에 누설이 발생할 경우 파이프램이 바로 작동될 수 있어야 한다. 예비율을 고려하여 램 수를 결정하며, 각 파이프램에는 킬라인이 있어야 한다.
- 플래어스택  
장비의 과압방지를 위해 과압방지 밸브를 두고, 분출 발생 시 지층유체를 선외로 배출할 수 있어야 한다. 압력제어운전 시 바로 운전이 가능해야 하므로 자동점화장치가 있어야 하고, 냉각수 분무장치가 바로 운전될 수 있는 상태이어야 하며, 버너붐 주위 온도를 항상 측정할 수 있어야 한다.

#### 4.2.4 킬운전 관련 사항

키큰으로 인한 분출 발생 시 해양유전의 경우 막대한 환경 피해가 생길 수 있으므로 무엇보다 초기 대응을 할 수 있는 장치가 있어야 한다. API 92U에서는 UBO 시스템을 적용하기 위해 킬운전 관련 시스템에 대한 요구사항이 있으며, 시추선의 압력 제어 시스템은 이와 동등한 수준의 안전 설계를 고려하여 위험성을 더 낮출 수 있다.

- 킬유체 이송용 배관은 항상 킬매니폴드에 연결
- 시추공 부피의 1.5배 이상의 킬유체(kill fluid)가 항상 준비되어 있을 것.
- 최소 220 psi 이상 과압상태가 될 것.
- 킬유체의 물리/화학적 상태 변화, 유실방지 유체의 성분, 외부 환경 등에 대한 사항을 고려
- 최소 2대 이상의 펌프를 이용한 킬유체 이송
- 최악의 상황을 고려한 각 펌프의 토출량과 양정 결정
- 킬유체의 최고 비중 및 유실방지 유체의 성분을 고려한 시스템 설계

#### 4.2.5 압력제어시스템 적용에 따른 위험성

압력제어시스템은 전통 방식 대비 시추이수의 비중을 낮추고 배압을 조절하여 시추공 하부압력을 제어하는 시스템이므로, 킥 발생 시 신속하게 대응할 수 있는 면에서 더 안전하지만, 시추이수의 유실이 발생했을 때 시추공 하부압력이 급격하게 떨어 질 수 있다는 측면에서 위험성이 매우 크다. 따라서 3.1.1절에 언급된 바와 같이 위험성 식별(Hazard Identification, HAZID) 단계에서 IADC의 지침에 따라 구획설정의 변화, 시추이수의 성상, 새로운 장비, 새로운 유정제어 절차, 새로운 운전 절차, 표면에서의 고압라인 및 오퍼레이터에 대한 교육/훈련에 대한 위험성 항목을 포함하여 검토를 진행한다.

### 4.3 압력제어시스템의 설계 예시

앞에서 정한 기준에 따라 시추선에 적용 가능한 시스템을 설계했으며, 2개 조건에 대해서 진행했다.

#### 4.3.1 최소요구조건에 따른 설계 예시

5,000 psi 또는 7,500 psi 수직관이 적용된 프로젝트의 경우 회전압력조절장치를 포함한 압력제어 시스템의 설계압력이 수직관의 허용운전압력을 초과할 수 없으므로, 2,000/3,000/5,000 psi 중 선택하여 사용할 수 있다. 관련 시스템을 구성하여 PFD로 작성하면 **Fig. 4.3**과 같다.

API RP 92U의 Level 5 기준 및 DNVGL-OS-E101에서 요구하는 장비 조건을 만족시키고, 앞에서 정한 기준에 따라 설계하였다.

API RP 92U에서 요구하는 2개 이상의 체크 밸브가 설치된 체크 매니폴드가 적용되었으며 이물질 포집장치 및 유량 측정 장치는 각각 하나씩 적용하고 우회라인이 설치된다. DNVGL-OS-E101에서 배압 펌프 설치가 강제 사항이 아니므로, 동일한 기능을 할 수 있도록 고압이수펌프에 연결했다.

#### 4.3.2 예비율을 고려한 설계 예시

이 경우 역시 시스템의 허용운전압력을 수직관의 설계 압력이하로 해야 하므로, 2,000/3,000/5,000 psi 중 선택하여 사용할 수 있다.

첫 번째 조건 대비 이물질 포집장치 및 유량 측정 장치의 장비 수량이 변경되었는데, 예비율 및 교대 운전을 고려하여 2개씩 적용하고 우회라인이 설치된다. 배압 펌프는 시추이수 시스템과 분리하여 별도의 장치로 설치되도록 설계했다. 관련 시스템을 구성하여 PFD로 작성하면 **Fig. 4.4**와 같다.







## 제 5 장 결 론

압력제어시추방법은 심해 시추작업에 있어 시추공에서 회수되는 유체의 배압을 조절하면서 시추작업을 수행하는 새로운 방법으로 장비를 시추선에 적용하기 위한 규정 등이 아직 부족한 실정이다. 따라서 본 논문에서는 압력제어시추 시스템 관련 API, IADC 및 관련 선급 규정에 대해 검토하고, 실제사례에 대한 자료를 입수하여 분석하였다. 또한 위험도 분석을 수행하여 해양시추선의 압력제어시추 시스템 설계기준을 제시하였다. 결과를 요약하면 다음과 같다.

1. 시추선에 압력제어시추 시스템을 설치한 경우 IADC에서 정의한 압력제어시추, 머드캡시추 및 이중구배시추 운전이 가능하다. 그러나 사고에 의한 위험도를 고려하여 압력제어시추 시스템 운전 시에도 감압운전은 고려하지 않으므로, 오픈홀은 감압상태가 되지 않도록 한다.
2. 허용운전압력은 API 16RCD의 권고사항에 따라 전단의 설계압력보다 낮아야 하고, 연결부 사양은 API SPEC 6A를 따른다. 시추선에 사용되고 있는 수직관의 설계압력인 5,000 psi 또는 7,500 psi를 고려했을 때 압력제어 시스템의 허용운전압력은 2,000 psi, 3,000 psi, 5,000 psi 중 하나이어야 한다.
3. 압력제어시추 시스템은 최소한 2개 이상의 초크 밸브가 설치된 초크 매니폴드 유량 및 압력 측정 장치, 과압방지용 밸브 및 매니폴드가 독립적으로 구성된 시스템을 포함하고, 배압펌프, 기액분리기, 시추관의 역류방지장치, 애놀러스 분출방지장치, 전단램을 포함한 분출방지장치는 독립적으로 구성하거나 리그의 시추시스템에 포함하여 구성할 수 있다. 최소 요구 시스템 이외에도 유정의 특성 및 운전 특성에 따라 장비 및 시스템이 추가될 수 있다.
4. 시스템 설계 시 위험성에 대한 고려가 필요하므로 HAZID/HAZOP 수행 시 구획설정, 시추이수의 성상, 장비 특성, 유정제어 절차, 운전 절차, 수직관 상부의 고압라인 및 교육/훈련을 포함한 안전 관련 사항을 검토하고 위험 요소를 경감 또는 제거한다.

시추선에 압력제어시추 시스템을 적용하기 위해서 DNVGL-OS-E101 및 API RP

92U의 Level 5 (UBO) 기준으로 요구하는 장비를 갖추는 것을 기본으로 하고, 선급 및 API 규정에 강제사항이 아닌 항목에 대해서는 추가로 반영할 부분을 시스템설계 단계에서 확정 후 사양서에 반영하고 상세 설계를 진행해야 할 것이며, API RP 92U에 따라 장비 및 시스템 사양을 정했더라도 선급 승인 문제와 사고 발생 시 책임 문제를 고려하여 감압운전을 고려하지 않는 것을 설계기준으로 제시하였다.

제시한 기준에 따라 시스템을 구성하고 프로젝트를 진행하더라도 아직 국내에서 설치한 실적이 없고, DNVGL을 제외한 다른 선급에서는 공식적인 규정이 없는 상태이기 때문에 실제 프로젝트 수행 시 주문주 측과 의견차가 많을 것으로 보인다. 이에 대응하기 위해서는 무엇보다 공사 실적을 많이 수행하는 것이 중요하며, 실제 유정제어 모델링을 하고 장비 사양에 따라 적용 가능한 유정 모델을 주문주 측에 제시하는 것이 필요하다고 사료된다.



## 참 고 문 헌

- [1] Weatherford, 2017. Weatherford's Managed Pressure Drilling (MPD) Services. p.4.
- [2] Schlumberger [Online] Available at: [http://www.slb.com/services/drilling/drilling\\_services\\_systems/mpd-services-and-equipment](http://www.slb.com/services/drilling/drilling_services_systems/mpd-services-and-equipment). [Accessed Oct, 8th, 2017].
- [3] American Petroleum Institute, 2004. ANSI/API Specification 16A, 3<sup>rd</sup> Edition, Specification for Drill-through Equipment. pp.3-13.
- [4] American Petroleum Institute, 2004. API Specification 16F, 1<sup>st</sup> Edition, Specification for Marine Drilling Riser Equipment. pp.7-28.
- [5] Marcelo Coraca, 2010. Aker Drilling Riser Brazil. pp.11-17.
- [6] Olinda Star [Online] Available at: [http://www.qgog.com.br/static/enu/arquivos/Olinda\\_Star\\_2012.pdf](http://www.qgog.com.br/static/enu/arquivos/Olinda_Star_2012.pdf). [Accessed Oct, 8th, 2017].
- [7] Lone Star [Online] Available at: [http://www.qgog.com.br/static/enu/arquivos/Lone\\_Star\\_2012.pdf](http://www.qgog.com.br/static/enu/arquivos/Lone_Star_2012.pdf). [Accessed Oct, 8th, 2017].
- [8] Gold Star [Online] Available at: [http://www.qgog.com.br/fck\\_temp/8\\_39/file/Gold%20Star\\_baixa\\_2014\\_revisada.pdf](http://www.qgog.com.br/fck_temp/8_39/file/Gold%20Star_baixa_2014_revisada.pdf). [Accessed Oct, 8th, 2017].
- [9] Alpha Star [Online] Available at: [http://www.qgog.com.br/static/enu/arquivos/alpha\\_star\\_2012.pdf](http://www.qgog.com.br/static/enu/arquivos/alpha_star_2012.pdf). [Accessed Oct, 8th, 2017].
- [10] American Petroleum Institute, 2015. API Specification 16C, 2<sup>nd</sup> Edition, Specification for Choke and Kill Systems. pp.14-58.
- [11] Drillingformulas.com [Online] Available at: <http://www.drillingformulas.com/bottom-hole-pressure-relationship/>. [Accessed Oct, 8th, 2017].
- [12] Drillingformulas.com [Online] Available at: <http://www.drillingformulas.com/effect-of-frictional-pressure-on-eqd-while-forward-circulation/>. [Accessed Oct, 8th, 2017].
- [13] Drillingformulas.com [Online] Available at: <http://www.drillingformulas.com/2011/07/>. [Accessed Jun, 16th, 2018].

- [14] petrowiki.org [Online] Available at: [http://petrowiki.org/PEH:Underbalanced\\_Drilling](http://petrowiki.org/PEH:Underbalanced_Drilling). [Accessed Oct, 8th, 2017].
- [15] A. M. Paiaman, B. D. Al-Anazi, 2009. Feasibility of decreasing pipe sticking probability using nanoparticles. p.645.
- [16] glossary.oilfield.slb.com [Online] Available at: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/differential\\_sticking.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/differential_sticking.aspx). [Accessed Oct, 8th, 2017].
- [17] Terwogt, J. H., Mäkiahho, L. B., van Beelen, N., Gedge, B. J., Jenkins, J. 2005. Pressured Mud Cap Drilling from A Semi-Submersible Drilling Rig. Society of Petroleum Engineers, SPE/IADC 92294. p.5.
- [18] 김현태, 홍시찬, 윤재필, 박용찬, 2016. 균열저류층에서 이수손실방지를 위한 시추기술 및 현장사례 연구, 대한자원환경지질학회 논문집, p.70.
- [19] 박재용, 2017. 이중구배시추시스템에서의 유성이수 유정제어 모델링, 공학석사학위논문, 서울대학교, p.12.
- [20] Tarald Husevåg Gaup, 2012. Simulations of Dual Gradient Drilling. M.S. thesis, Norwegian University of Science and Technology. pp.4-5.
- [21] Merter Peker, 2012. Economical Impact of a Dual Gradient Drilling System. M.S. thesis, Middle East Technical University. pp.18-20.
- [22] International Association of Drilling Contractors, 2005. IADC Well Classification System for Underbalanced Operations and Managed Pressure Drilling. pp.1-3.
- [23] International Association of Drilling Contractors, 2012. Underbalanced and Managed Pressure Drilling Operations – HSE Planning Guidelines. p.7.
- [24] American Petroleum Institute, 2017. API Specification 16RCD, 1<sup>st</sup> Edition, Specification for Drill-through Equipment – Rotating Control Devices. p.16.
- [25] American Petroleum Institute, 2008. API Recommended Practice 92U, 1<sup>st</sup> Edition, Unbalanced Drilling Operations. pp.18-52.
- [26] DNVGL, 2017. Rules for classification: Offshore units – DNVGL-RU-OU-0101, Offshore drilling and support units.

- [27] DNVGL, 2015. Offshore standard, DNVGL-OS-E101, Drilling plant.
- [28] ABS, 2017. ABS MODU - Rules for Building and Classing Mobile Offshore Drilling Units.
- [29] ABS, 2017. ABS CDS - Guides for the Classification of Drilling Systems.
- [30] ABS News [Online] Available at: <https://ww2.eagle.org/en/news/abs-outlook/2015/managed-pressure-drilling-calls-for-new-certification-requiremen.html>. [Accessed Oct, 8th, 2017].
- [31] ABS, 2004. Introduction to Common Risk Assessment Tools - Extracted from ABS Technology deliverables under the Integrated Risk Management Program. p.2.
- [32] [http://www.witec.co.kr/bbs/board.php?bo\\_table=pds&wr\\_id=104&sst=wr\\_datetime&sod=desc&sop=and &page=1](http://www.witec.co.kr/bbs/board.php?bo_table=pds&wr_id=104&sst=wr_datetime&sod=desc&sop=and &page=1). [Accessed Apr, 22<sup>nd</sup>, 2018].
- [33] Weatherford, 2017. Microflux™ Control System. p.2.

