



PETROLEUMSTILSYNET

# Deepwater Horizon-ulykken

- vurderinger og anbefalinger for norsk petroleumsvirksomhet

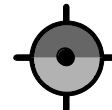
HOVEDRAPPORT



*(siden blank)*

**Deepwater Horizon-ulykken**  
—  
**Vurderinger og anbefalinger**  
**for norsk**  
**petroleumsvirksomhet**

*(siden blank)*



# Rapport

Rapport	
Rapporttittel <b>Deepwater Horizon-ulykken – Vurderinger og anbefalinger for norsk petroleumsvirksomhet</b>	Rapportnummer

Gradering			
<input checked="" type="checkbox"/> Offentlig	<input type="checkbox"/> Begrenset	<input type="checkbox"/> Strengt fortrolig	
<input type="checkbox"/> Unntatt offentlighet	<input type="checkbox"/> Fortrolig		

Involverte	
Organisasjonsenhet Prosjektgruppen for oppfølging av Deepwater Horizon-ulykken	Forfatter/saksbehandler Petroleumstilsynet
Deltakere Sven Arve Askedal, Ola Heia, Bjørn Andreas Hanson, Ove Hundseid, Kristen Kjeldstad, Vidar Kristensen, Arne Kvitrud, Øyvind Lauridsen, Rune Solheim, Jorunn Elise Tharaldsen, Hilde-Karin Østnes og Ingrid Årstad.	Dato 14.6.2011

Rapport og prosjektinformasjon	
Sammendrag Kort tid etter at DwH-ulykken inntraff etablerte Petroleumstilsynet (Ptil) en intern tverrfaglig prosjektgruppe for å fange opp lærepointer, vurdere likhetstrekk og forskjeller med andre ulykker og alvorlige hendelser. Vårt mål har vært å utarbeide et best mulig underlag for å forbedre etatens tilsyn og øvrige tiltak som kan forbedre helse, miljø og sikkerhet i norsk petroleumsvirksomhet.  Denne rapporten oppsummerer noen av Petroleumstilsynets vurderinger så langt.  Petroleumstilsynets rapport bygger på granskningsrapportene som så langt er publisert, samt en rekke vurderinger av ulykken fra ulike faglige instanser og ulike prosesser nasjonalt og internasjonalt. Petroleumstilsynets rapport er to-delt: Del 1 redegjør for lærepointer etter DwH-ulykken som av betydning for sikkerhet og beredskap i forbindelse med bore- og brønnoperasjoner på norsk sokkel. Del 2 redegjør for lærepointer av betydning for forebygging av storulykker generelt som vurderes relevant for hele norsk petroleumsvirksomhet.	
Norske emneord Storulykke, utblåsning, risikostyring, barrierestyring, brønnintegritet, brønnkontroll, organisasjon, ledelse, regulering, sikkerhetskultur	
Prosjektittel Forberedelse av tilsyn basert på erfaringer fra Deepwater Horizon ulykken i Mexicogulfen.	Prosjektnr 999075
Antall sider 158	Opplag

*(siden blank)*

## Forord

Ulykken på boreinnretningen Deepwater Horizon fikk tragiske konsekvenser (11 omkomne og oljeforurensning) og ble en øyeåpner for myndigheter, politikere og allmennheten over hele verden.

Likevel ble verken fagmyndigheter eller ekspertmiljøer overrasket over at en slik ulykke kunne skje. Det er nødvendig å erkjenne at det er en risiko forbundet med petroleumsvirksomhet. Denne erkjennelsen er en forutsetning for å kunne lære av hendelser og dermed styre risikoen slik at denne til enhver tid er akseptabel og lavest mulig.

Kort tid etter at DwH-ulykken inntraff, etablerte Petroleumstilsynet (Ptil) en intern tverrfaglig prosjektgruppe for å fange opp lærepunkter, vurdere likhetstrekk og forskjeller med andre ulykker og alvorlige hendelser. Vårt mål har vært å utarbeide et best mulig underlag for å forbedre etatens tilsyn og øvrige tiltak som kan forbedre helse, miljø og sikkerhet i norsk petroleumsvirksomhet.

Det er Petroleumstilsynets vurdering at DwH-ulykken må betraktes som en vekker også for norsk petroleumsvirksomhet. Vi må jobbe videre med forbedringer av styring av storulykkesrisiko for å få til mer robuste løsninger, det vil si løsninger som har innebygde sikkerhetsmarginer, ”noe å gå på”, og som gjør virksomheten i stand til å tåle feil, driftsavvik, uforutsette situasjoner, pressede situasjoner, etc. Behovet for mer robuste løsninger gjelder for teknologi, kapasitet, kompetanse, organisering og styring i alle faser. Det pekes på mange aktuelle virkemidler og nødvendige forbedringer må engasjere alle aktører som deltar i denne virksomheten.

Behovet for videreutvikling av sikkerhetskulturen vurderes også relevant i norsk petroleumsvirksomhet. Her igjen er dette noe som må engasjere og forplikte oss alle.

DwH-ulykken viser at vi fortsatt må reflektere omkring temaet ”læring av ulykker”. Det er viktig at vi i denne sammenhengen også kan stille oss selv spørsmål som kan sette oss på nye spor.

Denne rapporten oppsummerer noen av Petroleumstilsynets vurderinger. Rapporten bygger på granskningsrapportene som så langt er publisert, samt en rekke vurderinger av ulykken fra ulike faglige instanser og ulike prosesser nasjonalt og internasjonalt.

Kontinuerlig forbedring er et viktig bærende prinsipp og en forutsetning for petroleumsvirksomheten i Norge. Det er flere viktige rapporter som forventes utgitt senere og det pågår mange viktige prosesser nasjonalt og internasjonalt. Petroleumstilsynet vil fortsette å følge med på det som skjer videre. Vi vil revurdere nødvendig satsing i norsk petroleumsvirksomhet og vil utgi ved behov et tillegg til denne rapporten innen ett år.

Stavanger, 14. juni 2011

Øyvind Tuntland  
Fagdirektør, Ptil

*(siden blank)*



## Innhold

Forord .....	7
Sammendrag .....	13
1. Innledning .....	26
1.1 Bakgrunn .....	26
1.2 Mål.....	26
1.2.1 Tilnærming .....	27
1.2.2 Bruk av konsulent.....	27
1.2.3 Vektlegging og avgrensing av informasjon.....	28
1.2.4 Rapportens oppbygging .....	29
1.3 Definisjoner og forkortelser .....	29
2. Hovedtrekk ved Deepwater Horizon-ulykken .....	33
2.1 Forberedelsene til boreoperasjonen .....	33
2.2 Forløpet fram til eksplosjonen.....	33
2.3 Eksplosjon og brann .....	35
2.4 Evakueringen.....	36
2.5 Deepwater Horizon synker.....	36
2.6 Stansingen av Macondoutblåsingen .....	37
3. Boring og brønntechnologi .....	38
3.1 Hovedfunn .....	39
3.2 Årsaksforhold .....	40
3.2.1 Brønnintegritet.....	40
3.2.2 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak .....	41
3.2.3 Brønnskontroll .....	42
3.2.4 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak .....	43
3.2.5 Avledersystem .....	45
3.2.6 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak .....	46
4. Utblåsingssikring – BOP .....	47
4.1 Hovedfunn .....	47
4.2 Årsaksforhold .....	48
4.2.1 BOP-design og -operasjon.....	48
4.2.2 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak .....	50
4.2.3 Vedlikehold, sertifisering og testing av BOP .....	51
4.2.4 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak .....	53
5. Tetting og oppsamling (Capping and containment) .....	54
5.1 Utvikling av teknologien og eksisterende utstyr .....	54
5.2 Status - utvikling av utstyr for norske forhold .....	55
5.3 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak .....	55
6. Brann og eksplosjon.....	57
6.1 Hovedfunn .....	57
6.2 Årsaksforhold .....	57
6.2.1 Ventilasjonssystemet .....	60
6.2.2 Antennelse og eksplosjon .....	60
6.2.3 Beskyttelse mot brann- og eksplosjonslaster.....	60
6.3 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak .....	61
6.3.1 Ventilasjonssystemet .....	62
6.3.2 Beskyttelse mot brann- og eksplosjonslaster.....	63
6.3.3 Brann og eksplosjon .....	63
7. Beredskap.....	65
7.1 Hovedfunn .....	65

7.2	Årsaksforhold .....	66
7.2.1	Mannskapets evne til å håndtere fare- og ulykkessituasjoner	67
7.2.2	Ledelse og gjennomføring av evakueringen.....	67
7.2.3	Evakueringsmidler.....	68
7.3	Lærepunkter og mulige forbedringstiltak .....	68
8.	Stabilitet, flyteevne og ballastering .....	70
8.1	Årsaksforhold .....	70
8.2	Lærepunkter og mulige forbedringstiltak .....	72
8.2.1	Bruk av flaggstat- og classesertifikater. ....	72
8.2.2	Regelverkskrav til stabilitet og flyteevne .....	72
8.2.3	Risikovurdering av stabilitet .....	75
8.2.4	Tilsyn med stabilitet og flyteevne .....	76
8.2.5	Oppfølging gjennom risikonivåprosjektet (RNNP) .....	76
9.	Vedlikeholdsstyring .....	78
9.1	Hovedfunn .....	78
9.1.1	Mangelfullt vedlikehold som medvirkende årsak til ulykker.	79
9.1.2	Status for vedlikehold.....	79
9.1.3	Vedlikeholdsstyringssystemet .....	80
9.1.4	Bakenforliggende årsaksforhold.....	80
9.2	Lærepunkter og mulige forbedringstiltak .....	81
10.	Organisasjon og ledelse .....	83
10.1	Hovedfunn .....	83
10.2	Årsaksforhold .....	83
10.2.1	Ledelse.....	84
10.2.2	Seksjonering av kommunikasjon og informasjon .....	84
10.2.3	Prosedyreutvikling og bruk av prosedyrer .....	85
10.2.4	Opplæring og oppfølging av ansatte .....	86
10.2.5	Ledelse av og tilsyn med kontraktører .....	87
10.2.6	Risikoforståelse og -analyse knyttet til Macondobrønnen ....	89
10.3	Lærepunkter og mulige forbedringstiltak .....	92
11.	Akutte utslipp til sjø – personelleksponeering og helseeffekter .....	94
11.1	Hovedfunn - eksponeering og helseeffekter.....	94
12.	Perspektiver på læring av storulykker .....	98
12.1	Behovet for et systemperspektiv på ulykkesforebygging.....	98
12.2	Lærer vi det vi allerede kan? .....	100
12.3	Lærer vi etterpåkløkskap? .....	101
12.4	Lærepunkter for norsk petroleumsvirksomhet .....	103
13.	Robust regulering og myndighetstilsyn .....	105
13.1	Reguleringsprinsipper – Fordeler og ulemper .....	105
13.2	Dilemmaer knyttet til regulering og myndighetstilsyn.....	107
13.3	Utfordringer knyttet til utvikling og bruk av standarder .....	109
13.4	Forvaltning av regional risiko .....	111
13.5	Nasjonale og internasjonale initiativer .....	111
13.6	Virkemidler og insentiver.....	114
13.7	Lærepunkter for norsk petroleumsvirksomhet .....	115
14.	Robuste rammebetingelser for sikkerhetsmyndigheter.....	118
14.1	Organisering av myndighetene - Transparens og uavhengighet .....	118
14.2	Myndighetenes kapasitet og kompetanse .....	118
14.3	Politiske prosesser .....	119
14.4	Lærepunkter for norsk petroleumsvirksomhet .....	120

15.	Forutsetninger for bedre styring av storulykkesrisiko .....	121
15.1	Identifiserte behov for forbedringer .....	121
15.2	Risikoanalyseverktøy - behov og begrensninger.....	122
15.3	Kost-nytte – vurderinger i forbindelse med risikoreduksjon.....	124
15.4	Barrierestyling .....	125
16.	Sikkerhetskultur .....	128
16.1	Betydningen av ulike ledelsesfunksjoner .....	130
16.2	Informasjonsgrunnlag for å styre storulykkesrisiko .....	130
16.3	Myndighetenes risikovurderinger.....	133
16.4	Lærepunkt for norsk petroleumsvirksomhet .....	135
17.	Økonomi som rammebetingelse .....	139
17.1	Økonomiske forhold som bakenforliggende årsaker.....	140
17.2	Vurdering av sikkerhetsøkonomiske funn etter DwH-ulykken.....	141
17.2.1	Balanse mellom hensynet til økonomi og sikkerhet.....	141
17.2.2	Markedssvikt .....	143
17.2.3	Manglende informasjon og feilprising av risiko .....	143
17.3	Økonomiske konsekvenser .....	145
17.4	Endring i BPs markedsverdi etter ulykken .....	146
17.5	Sentrale spørsmål og mulige tiltak .....	147
18.	Rammebetingelser for sikkerhetsrelatert FoU .....	149
18.1	Lærepunkt for norsk petroleumsvirksomhet .....	149
Vedlegg 1	Kort innføring i boretnologi og -systemer til havs.....	153
Vedlegg 2	Referansehendelser .....	156
Vedlegg 3	Datagrunnlag for SINTEF.....	157

*(siden blank)*

## SAMMENDRAG

Den 20. april 2010 inntraff en utblåsning, eksplosjon og brann om bord på den flyttbare innretningen Deepwater Horizon (DwH) på Macondofeltet i Mexicogulfen. Elleve personer omkom, flere fikk alvorlige skader og innretningen sank etter to døgn. Mer enn fire millioner fat olje strømmet ukontrollert ut av brønnen før lekkasjen ble stoppet 87 dager senere.

Kun åtte måneder tidligere, nærmere bestemt 21. august 2009, inntraff en utblåsning på Montarafeltet i Timorhavet omtrent 250 kilometer utenfor nordvestkysten av Australia. Denne utblåsningen varte i ca ti uker og ble stoppet ved hjelp av en avlastningsbrønn.

Petroleumstilsynet (Ptil) etablerte i mai 2010 en tverrfaglig, intern prosjektgruppe for å følge opp arbeidet i etterkant av DwH-ulykken og utarbeide et best mulig underlag for etatens tilsyn og øvrige tiltak som kan forbedre helse, miljø og sikkerhet på norsk sokkel.

Petroleumstilsynets rapport bygger på granskningsrapportene som så langt er publisert, samt en rekke vurderinger av ulykken fra ulike faglige instanser og ulike prosesser nasjonalt og internasjonalt.

Petroleumstilsynets rapport er todelt:

- Del 1 redegjør for lærepunkter etter DwH-ulykken som er av betydning for sikkerhet og beredskap i forbindelse med bore- og brønnoperasjoner på norsk sokkel.
- Del 2 redegjør for lærepunkter av betydning for forebygging av storulykker generelt, og som vurderes relevant for hele den norske petroleumsvirksomheten.

\*\*\*

Granskninger etter DwH-ulykken som så langt har blitt publisert, har ikke avdekket nye bakenforliggende årsaksmekanismer eller årsaksforhold. Flere bakenforliggende årsaker er de samme som for Montarautblåsningen, og de speiler også konklusjoner fra granskninger av alvorlige hendelser i norsk petroleumsvirksomhet.

DwH-ulykken kan ikke avgrenses til noe som kun angår BP, Transocean og Halliburton, dyptvannsboring, utblåsning, GoM, etc. DwH-ulykken reiser spørsmål som berører en hel industri, nasjonale myndigheter og internasjonale prosesser og som er relevante med tanke på forebygging av storulykker generelt. Den må føre til forbedringer også i norsk petroleumsvirksomhet.

Ulykken har demonstrert behovet for å vurdere en rekke tiltak som kan bidra til bedre styring av storulykkesrisiko og det pekes på mange aktuelle virkemidler.

Når det gjelder forebygging av storulykker, ansvarliggjør rapporten fra den amerikanske "National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling" (The Presidential Commission – heretter kalt presidentkommisjonen) alle som deltar i og påvirker petroleumsvirksomheten. Myndighetene er ansvarliggjort ved at det vises til behovet for å vurdere myndighetskrav, myndighetstilsyn, organisering av myndighetene, myndighetssamarbeid, og rammebetingelser for myndighetene, slik at de kan ivareta alle disse forventningene. Det er samtidig helt klart at forbedringer hos myndighetene ikke på langt nær vil

være tilstrekkelig for å forebygge storulykker i petroleumsvirksomheten og at det *i tillegg* må til et helt annet engasjement fra industrien, både for å forbedre sikkerheten og for å gjenreise nødvendig tillit til industrien. Konsekvenser av Macondoutblåsningen handler om mye mer enn å få frem at boreoperasjoner i Mexicogulften etter DwH-ulykken kan koste 10-15% mer. Presidentkommisjonen har, basert på omfattende informasjon om og analyser av ulykken, selskapene, industrien, myndigheter med mer over lang tid (tilbake til 70-tallet), konkludert med at feil med styring av storulykkesrisiko som ligger til grunn for DwH-ulykken, er representative for det som er mulig i resten av industrien og et symptom for den rådende sikkerhetskulturen i hele næringen. Det er Petroleumstilsynets vurdering at DwH-ulykken må sees på som en vekker også for norsk petroleumsvirksomhet og at det må føre til et løft for styring av storulykkesrisiko og at konklusjonen om behovet for utvikling av sikkerhetskulturen i hele industrien også må vurderes relevant i norsk petroleumsvirksomhet.

DwH-ulykken demonstrerer behovet for bedre risikostyring og prosesser som fører til mer *robuste* løsninger. Med robuste løsninger menes løsninger som har innebygde sikkerhetsmarginer, ”noe å gå på”, og som gjør virksomheten i stand til å tåle menneskelige og tekniske feil, driftsavvik, uforutsette situasjoner, pressede situasjoner, etc. Robuste løsninger bidrar også til at farlige forhold identifiseres og håndteres effektivt og at det er tilstrekkelig tid til rådighet for å bringe en farlig situasjon under kontroll. Krav til robuste løsninger gjelder for teknologi, kapasitet, kompetanse, organisering og styring i alle faser.

\*\*\*

Utblåsningen fra Macondobrønnen skjedde på dypt vann, mens Montarautblåsningen skjedde på grunt vann og med andre lokasjonsbetingede utfordringer. Norsk petroleumsvirksomhet er mangfoldig og risikopåvirkende faktorer kan variere mye fra område til område. Dette viser viktigheten av en risikobasert tilnærming til virksomheten, slik at sikkerhets- og beredskapsiltak tilpasses til de spesifikke risikofaktorene som gjelder i hvert enkelt tilfelle.

Utblåsningen i Mexicogulften understreker behovet for en helhetlig ivaretagelse av brønnbarrierer, herunder prinsippet om to uavhengige og testede brønnbarrierer, samt overvåking av barrierene. DwH-ulykken bekrefter viktigheten av at selskapene videreutvikler ytelseskrav<sup>1</sup> til de ulike barriereelementene. Dette gjelder ambisjonsnivået for ytelseskravene både i forbindelse med etablering, testing, vedlikehold og overvåking.

Ulykken understreker hvor viktig dette er også ved midlertidig plugging og forlating av brønner. I Norge har om lag en tredel av midlertidig forlatte brønner en eller annen form for brønnintegritetsproblem. DwH-ulykken er en bekreftelse på at næringen fortsatt må gi høy prioritet til og intensivere forbedring av integriteten til midlertidig forlatte brønner.

Det er så langt ikke identifisert behov for større endringer i regelverkets krav til brønnbarrierer. Det er imidlertid behov for å gi høy prioritet til en grundig oppdatering av de NORSOK-standardene som berører metoder, teknologi og arbeidsprosesser for bore- og brønnoperasjoner, brønnedesign, utstyr og medier som benyttes som barriereelementer, brønnkontroll mv, slik at de reflekterer utvikling av teknologi, kunnskap og beste praksis. Det er viktig at det også opprettes rutiner for regelmessig oppdatering av disse standardene.

En hendelse som DwH-ulykken understreker betydningen av å være forberedt på det uventede og oppdage det når det inntreffer. Robust og riktig utstyr er én viktig faktor, evne til å

---

1 Ytelse av barriereelementer er definert i kapittel 1.3

håndtere sikkerhetskritiske situasjoner er en annen. På Deepwater Horizon gikk det om lag 40 minutter fra de første indikasjonene på brønnspråk kom til personellet reagerte. Manglende informasjon via skjermbilder, sensorer og instrumenter, og mangelfull utnyttelse av eksisterende data og utstyr har blitt trukket frem som medvirkende årsaker til dette.

Norsk regelverk har krav til at personell skal kunne håndtere fare- og ulykkessituasjoner og at det blant annet legges til rette for at personell som har kontroll- og overvåkingsfunksjoner til enhver tid kan hente inn og behandle informasjon på en effektiv måte. I lys av DwH-ulykken vurderes det som naturlig at næringen samarbeider for å videreutvikle, kvalifisere og ta i bruk teknologi og visuelle verktøy som muliggjør sanntidsovervåking av brønnbarrierenes tilstand og ivaretagelse av brønnsk kontroll.

Ptil har til bruk i tilsynet utviklet en metode for systematisk oppfølging av barrierer. Denne tilnærmingen er også ment å bidra til å forbedre prosesser med systematisk oppfølging av barrierer og brønnsk kontroll, både hos ledende personell og den enkelte medarbeider som deltar i bore- og brønnoperasjoner. DwH-ulykken bekrefter viktigheten av at Petroleumstilsynet fortsetter med videreutvikling og klargjøring av forutsetninger for bruk av denne tilnærmingen i tilsynet. Det vurderes også som aktuelt fortsatt å formidle dette til næringen, idet denne tilnærmingen også er relevant for selskapenes egne evalueringer, revisjoner, trening og øvelser.

I Norge er det krav til at brønnsk kontrollutstyr skal utformes og aktiveres slik at det ivaretar både barriereintegritet og brønnsk kontroll. Til tross for at svikt i utblåsningssikringen (BOP) ikke var noen utløsende årsak til DwH-ulykken, var dette en viktig bidragsyter til det katastrofale utfallet av denne. På tidspunktet for ferdigstilling av vår rapport pågikk det fremdeles undersøkelser og analyser av BOP. Vi har ikke trukket noen konklusjon vedrørende hvilke standarder BOP bør bli designet og bygd etter. Det kan imidlertid stilles spørsmål vedrørende BOPer tiltenkt norsk petroleumsvirksomhet.

Det er Petroleumstilsynets vurdering at læring fra DwH ikke må avgrenses til brønnsk kontrollsystemet som var i bruk på DwH, men må gjelde alle typer brønnsk kontrollsystemer. Petroleumstilsynet vurderer det som selvfølgelig at moderne barrierefilosofi blir lagt til grunn for videreutvikling av standarder, retningslinjer og krav til oppfølging og vedlikehold av BOPer med styringssystem. Det er aktuelt for Petroleumstilsynet å vurdere en presisering av regelverkskrav til utblåsningssikringer; inkludert intervensjons- og havbunns-BOPer.

I dag er det krav til at det for styringssystemet for en bore-BOP skal gjøres en risikoanalyse med fastsatt minimumskrav til sikkerhetsnivå (SIL-krav). Som et resultat av DwH-hendelsen, og det faktum at en utblåsning ikke bare kan skje under en boreoperasjon, bør en også stille spørsmål ved om ikke en slik analyse med fastsatte minimumskrav til sikkerhetsnivå (SIL-krav) også bør gjelde alle typer BOPer inklusive brønnintervensjons-BOPer. En bør i denne sammenhengen også vurdere om det er andre kontroll- og styringssystemer relatert til brønnintegritet/brønnsk kontroll som også bør få slike krav.

DWH-ulykken har demonstrert behovet for at næringen utvikler effektive løsninger for raskest mulig å stanse og/eller avlede brønnstrømmen i tilfelle en utblåsning. Dette behovet gjelder også norsk sokkel og utforming av effektive ressurser må gis høy prioritet. Flere selskapsgrupper og aktører i flere verdensdeler utvikler ordninger for felles bruk av ressurser som kan stanse og/eller avlede brønnstrømmen ved kilden i tilfelle en utblåsning. Det norske regelverket er ikke til hinder for slik bruk av felles ressurser. Det er viktig at en har effektive

planer for tetting av brønn og stansing av en utblåsning skulle dette være nødvendig. Utstyr, ressurser, prosedyrer, planer, samarbeidsavtaler mv må være på plass i enhver aktivitet der en utblåsning er mulig. Det er dessuten viktig at ressursene er tilpasset de aktuelle forholdene som forventes i hvert tilfelle (reservoarforhold, regionale forhold mv.). Enhver teknisk løsning og aktivitet som i tilfelle en utblåsning går ut på å stanse og/eller avlede brønnstrømmen ved kilden ved hjelp av et system som på en eller annen måte er koblet til brønnen, går inn under begrepet petroleumsvirksomhet og ligger dermed under Ptils myndighetsansvar. Det er derfor aktuelt for Petroleumstilsynet å vurdere behovet for å presisere regelverkskrav til blant annet søknader om samtykke, beredskap, og til brønnskroll.

Da brønnsparkeet i Macondobrønnen utviklet seg til en utblåsning, medførte dette store mengder gass om bord på innretningen. Det resulterte i to eksplosjoner som følge av at brann- og gassdeteksjonssystemet ikke forhindret antenning. Ptil vil fortsette å legge vekt på at løsningene som velges på innretningene er designet med størst mulig grad av robusthet og iboende sikkerhet. Deepwater Horizon og andre ulykker har vist at dette kan ha avgjørende betydning for å hindre eller begrense omfanget av en storulykke.

Det anbefales en gjennomgang av gjeldende forskrifter, standarder og industripraksis for faste og flyttbare innretninger og å foreta en vurdering av hvorvidt disse inneholder tilstrekkelige krav til tennkildekroll, plassering og tilstrekkelig separasjon av luftinntak for kraftgeneratorer, nedstenging av boresystemer i en nødssituasjon, dimensjonerende brann- og eksplosjonslaster og bruk av probabilistiske metoder i forhold til et spesifikt minimumsnivå for barrierers ytelse. Næringen bør på sin side verifisere at flyttbare innretninger har definert dimensjonerende brann- og eksplosjonslaster, at disse kan dokumenteres og at de er gjen- speilet i design av fysiske skiller, foreta en gjennomgang av nedstengningsfilosofi på alle flyttbare innretninger, utarbeide beste praksis med tanke på utkobling av boresystemer i en nødssituasjon for faste og flyttbare innretninger og verifisere at innretningene har et system for å holde oversikt over utkoblinger/overbroinger/inhiberinger.

Det vurderes som aktuelt for Petroleumstilsynet å vurdere behovet for justering av gjeldende forskrifter, standarder mv på områder som blant annet tennkildekroll, luftinntak for kraftgeneratorer, nedstenging av boresystemer, dimensjonerende brann- og eksplosjonslaster mv. Det vurderes også som aktuelt at næringen blant annet verifiserer at innretningene er tilpasset dimensjonerende brann- og eksplosjonslaster, at nedstengningsfilosofien blant annet sikrer en hensiktsmessig fordeling mellom manuelle og automatiske aksjoner fra brann- og gassdeteksjonssystemet og at de har et system for å holde oversikt over utkoblinger/ overbroinger/inhiberinger. Videreutvikling av beste praksis med tanke på utkobling av boresystemer i en nødssituasjon vurderes også aktuelt. Dette vurderes relevant både på faste og flyttbare innretninger.

Beredskapen i norsk petroleumsvirksomhet bygger på at virksomheten skal kunne gjennomføres forsvarlig både ut fra en enkeltvis og en samlet vurdering av alle faktorer som har betydning for planlegging og gjennomføring av virksomheten når det gjelder helse, miljø og sikkerhet. Sentrale personer om bord på DwH var ikke trent i å håndtere en situasjon av det omfanget utblåsningen var og de handlet heller ikke i henhold til gjeldende prosedyrer for varslings og bekjempelse. Den måten trening og øvelser på treningssenter og om bord på innretningene følges opp på norsk sokkel per i dag, reflekterer i liten grad nødvendig samkjøring av beredkapsorganisasjoner og kombinasjon av mulige hendelsesforløp, etter som praksis kun er å trene og øve på ”definerte fare- og ulykkessituasjoner” som er dimensjonerende for aktiviteten. Det bør vurderes å legge større vekt på trening og øvelser for



personell som i kraft av sin stilling innehar sentrale beslutningsroller og hvor feilhandlinger kan medføre store konsekvenser.

Det har blitt avdekket svakheter ved livbåtene som ble benyttet på Deepwater Horizon. Ptil har startet nødvendig arbeid med sikte på å foreta endringer i regelverket slik at alle typer livbåter etter 1.1.2015 skal måles mot det sikkerhetsnivået som tilsvarer DNV-OS-E406 og Norsok R-002. Dette arbeidet vil etter vår oppfatning ivareta funnene som er identifisert etter DwH-ulykken med hensyn til svakheter ved evakueringsutstyret.

Synkingen av DwH-innretningen er en av en rekke hendelser der halvt nedsenkbare innretninger enten har sunket eller hatt alvorlige problemer med flytestabiliteten. Petroleumstilsynet ser det som aktuelt å vurdere nærmere behovet for å presisere regelverket på dette området, samt å legge mer vekt på enkelte temaer i tilsynet.

Mangelfullt vedlikehold har vært en medvirkende årsak til DwH-ulykken. I hovedsak var det knyttet til BOPen (vedlikehold, testing, feil, osv), men vedlikeholdsstatus generelt nevnes også i noen grad i de ulike granskingsrapportene. Flere av de kritiske komponentene som var nødvendige for å kunne operere BOPen, hadde ikke blitt vedlikeholdt i samsvar med leverandørens anbefalte intervall. Styringssystemet som opererer BOPen på havbunnen hadde blitt ombygd, og uoriginale utstyrskomponenter med andre spesifikasjoner enn de originale komponentene hadde blitt brukt. Det er så langt ikke identifisert behov for å endre krav til vedlikeholdsstyring i det norske regelverket. DwH-ulykken bekrefter viktigheten av vedlikehold for å sikre at sikkerhetskritisk utstyr kan ivareta sine funksjoner når det er behov for det. Ulykken bekrefter dermed også behovet for at prosesser omkring forbedring av vedlikehold i norsk petroleumsvirksomhet fortsatt gis høy prioritet.

DwH-ulykken peker også på en rekke utfordringer knyttet til operasjonelle ledelsesfunksjoner på innretningen og i støtteapparatet på land. Dette omfatter blant annet utfordringer knyttet til etterlevelse av prosedyrer og anerkjent praksis, risikoforståelse og -vurderinger generelt og i forbindelse med endringer i prosedyrer og planer, kommunikasjon, samhandling og involvering. Det er også vist til at selskapene hadde gode resultater på styring av personsikkerhet, men hadde for lite oppmerksomhet rettet mot storulykkesrisiko. Effekten av læring fra tidligere hendelser mellom innretninger, selskap, sokler og sektorer var svak. Over tid så man også at en rekke beslutninger favoriserte hensynet til tid og penger, og defavoriserte hensynet til sikkerhet.

Granskingsrapportene viser til betydelige utfordringer med sikkerhetskulturen på DwH, i ledelsens styring av operative og organisatoriske endringer, og i det å håndtere balansen mellom effektivitetskrav og sikkerhetshensyn. Petroleumstilsynet vurderer det som nødvendig at myndigheter og aktører i petroleumsvirksomheten kontinuerlig fokuserer på å skape og ivareta en god sikkerhetskultur generelt, og en ledelseskultur hvor sikkerhet prioriteres høyt.

Ptil anser det som viktig at næringen fortsatt prioriterer å forbedre måten endringer som vil kunne true organisasjoners kapasitet og kompetanse adresseres og konsekvensvurderes, og om det er behov for å videreutvikle risikoanalyseverktøy i denne sammenheng. Det vurderes dessuten som aktuelt for selskapene å evaluere hvordan operasjonelle ledelsesfunksjoner på innretningen og i støtteapparatet på land bidrar å forebygge storulykker og dermed bidra til viktige refleksjoner for ledelse og organisasjonen for øvrig.

\*\*\*

Utover lærepunkter som av betydning for sikkerhet og beredskap i forbindelse med bore- og brønnoperasjoner på norsk sokkel, vurderes som nevnt erfaringer fra DwH-ulykken å være av betydning også for forebygging av storulykker generelt og vurderes som relevante for all norsk petroleumsvirksomhet.

DwH-ulykken bekrefter at storulykker må sees som resultatet av en systemfeil, det vil si feil over tid i et system av sammenhengende, til dels gjensidig avhengige aktører og prosesser.

Et systemperspektiv ansporer til å reise alvorlige spørsmål om hvorfor tydelige og gjentatte signaler om forvitring av sikkerhetskritiske barriereelementer ikke ble fanget opp gjennom selskapenes egen oppfølging og myndighetenes tilsyn, eller av andre interessenter. Et slikt perspektiv er viktig også fordi det ansporer til å lete etter tiltak som kan mobilisere og ansvarliggjøre mange aktører, både i og rundt selskapene. Dette bidrar til at søkelyset også settes på blant annet styre og selskapsledelse, entreprenører, leverandører av utstyr og tjenester, rettighetshavere, standardiseringsorganisasjoner, industriorganisasjoner, arbeidstakerorganisasjoner, forsikringsselskap mv. Det er et perspektiv som bevisstgjør oss på forholdet mellom næringen og samfunnet, og får bedre frem at selskapene må betrakte sin sikkerhetsytelse og tillitsforhold til samfunnet som en forutsetning for å få tilgang til forretningsmuligheter og som en konkurransefaktor. Et annet viktig budskap som følger av et slikt systemperspektiv, er at komplekse systemer feiler på komplekse måter. Storulykker kan ikke forklares med enkle modeller og kan ikke forebygges med enkle løsninger. Mens det er viktig å forenkle virkeligheten for å kunne håndtere den i praksis, er det viktig *også* å kunne forholde seg til kompleksitet. Dette er en grunnleggende forutsetning for i praksis å utvise nødvendig ydmykhet overfor usikkerheten som ligger til grunn for de fleste beslutninger, og dermed bli bedre i stand til å velge *robuste* løsninger.

Det at flere årsaksforhold bak DwH-ulykken viser likhetstrekk med tidligere storulykker, viser at det er behov for fortsatt refleksjon om temaet ”læring av ulykker”.

Det er mange initiativer til forbedring som er allerede tatt etter ulykken og det er fra mange hold en sterk vilje til å demonstrere handlekraft. Det er *også* viktig at vi tar oss tid til refleksjon, blant annet om læring etter storulykker. Aktuelle spørsmål i denne sammenheng er:

- Hvorfor er læringen tilsynelatende mangelfull?
- Hva er det å lære?
- Hva kan læres? Hva er det som ikke kan læres?
- Hvem har noe å lære?
- Hvem lærer hva?
- Lærer vi det vi allerede kan og vet?
- Lærer vi å forbedre samme type problem?
- Lærer vi å overse samme type problem?
- Lærer vi å feile igjen?

DwH-ulykken vurderes så langt ikke å utfordre de mest overordnede prinsippene i norsk regelverk, slik som fordeling av ansvaret for regelverksetterlevelse og krav til systematisk og

risikobasert etterlevelse av funksjonskrav. DwH-ulykken vurderes heller ikke å utfordre behovet for et risikobasert myndighetstilsyn. DwH-ulykken reiser imidlertid alvorlige spørsmål om integriteten, tidsmessigheten og effektiviteten av myndighetenes regulering, kontroll og påvirkning. Det bekrefter behovet for at Petroleumstilsynet fortsetter å kontinuerlig evaluere og forbedre hvordan etaten søker å påvirke sikkerheten i petroleumsvirksomheten, og hvilken effekt slik påvirkning har.

Presidentkommisjonens rapport (2011) foreslår å opprette en industridrevet selvregulerende organisasjon, (etter tilsvarende modell som Institute of Nuclear Power Operations - INPO), som kan bidra med utvikling og implementering av høye sikkerhetsstandarder, evaluering av og råd om selskapenes operasjoner, styring, ytelse og atferd. Denne typen løsning fungerer bra for kjernekraftindustrien, men er kanskje ikke helt tilpasset petroleumindustrien og norske forhold. Det er imidlertid flere gode erfaringer fra INPO som kan være nyttige for videreutvikling av myndighetene og petroleumsnæringen også i Norge, blant annet:

- betydningen av å vektlegge risikostyring og sikkerhet mer enn regelverksetterlevelse for å unngå en utkvitteringsmentalitet,
- betydningen av benchmarking av sikkerhetsytelse på tvers av aktørene,
- betydningen av å etablere nødvendige rammer for å engasjere selskapsledelsen i evaluering av sikkerhetsytelse og kulturutvikling,
- betydningen av over tid å bygge opp et godt omdømme med hensyn til faglig integritet og målrettethet for å kunne påvirke til bedre risikostyring,
- betydningen av påvirkning og erkjennelse av at påvirkning skjer både gjennom positive virkemidler (tillitsbaserte prosesser, dialog, motivering, premiering) og negative virkemidler (straff, eksklusjon).

Det er også aktuelt for Petroleumstilsynet å vurdere nærmere om det kan være behov for å presisere noen krav på forskriftsnivå, i veiledninger eller fortolkninger. Dette kan gjelde blant annet

- krav til styring av storulykkesrisiko, slik at forskjeller med styring arbeidsulykkesrisiko kommer bedre frem,
- krav til styring av storulykkesrisiko som er tydeligere konsistente med sikkerhetsbegrepet, slik at det dekker hensynet både til mennesker, miljø og økonomiske verdier,
- krav til helhetlige vurderinger av flere hensyn og håndtering av målkonflikter,
- krav som klargjør ulike ansvarsområder, herunder blant annet:
  - ansvar for systematisk kravetterlevelse som påhviler hver aktør innenfor sitt ansvarsområde og hva det innebærer for leverandører av utstyr og tjenester,
  - ansvar for ledelsesfunksjoner generelt, til selskapsledelsen spesielt,
  - ansvar for revisjonsfunksjoner,
  - rettighetshavers ansvar,
- krav som angår kunde-leverandørforhold,
- krav til at aktørene skal demonstrere at teknologi, operasjoner, organisasjon osv. er tilpasset blant annet regionale risikopåvirkende faktorer, for eksempel ved aktiviteter på dypt vann og i arktiske områder,

- krav til materiale, med tanke på å unngå at en aktør kan nekte myndigheter eller en granskingskommisjon innsyn i interne krav og dokumenter.

Petroleumstilsynet ser på selskapenes engasjement i standardiseringsarbeid som en konkret måte for selskapene å demonstrere sitt kollektive ansvar for et høyt sikkerhetsnivå og arbeide aktivt for å innarbeide etablerte beste praksis og understøtte nasjonal standardiseringsstrategi. De foreliggende granskingsrapportene bekrefter at det fortsatt er behov for at selskapene gir høy prioritet til standardiseringsarbeid, og avsetter nødvendige ressurser i denne forbindelse. Petroleumstilsynet har planlagt i 2011 å foreta en gjennomgang av standardene som brukes som anerkjent norm i regelverkets veiledninger, for å fjerne eventuelle utdaterte henvisninger og vurdere omfanget av henvisninger som det er forsvarlig for myndighetene å kvalifisere med sine tilmålte ressurser.

Det har i flere år pågått et eget prosjekt i regi av Norges Forskningsråd for å evaluere eksisterende regelverk og reflektere bredt over hva som betegner en robust regulering i norsk petroleumsvirksomhet og hvilke forutsetninger som er viktige for å få et robust regelverk. Prosjektet har dratt inn ekspertise og erfaringer fra flere miljøer, flere parter og ulike land. Det er blant annet pekt på betydningen av partssamarbeid, hvordan forutsetninger for regelverkets robusthet utvikler seg over tid, og uunngåelige dilemmaer mellom ulike hensyn. Det er fortsatt behov for å prioritere FoU-aktiviteter innen robust regulering, for å videreutvikle nødvendig forståelse av hva som betegner et robust regelverk, hva som er sentrale forutsetninger for robust regulering, hva som kan forventes av et robust regelverk og hva som er begrensningene av et robust regelverk, utfordre regelverkets robusthet i lys av kunnskapsutvikling, samfunnsutvikling, endringer i industrien, erfaringer fra andre land mv. Det kan i denne sammenhengen være aktuelt å vurdere å kartlegge i hvilken grad forutsetningene for et funksjonelt regelverk er til stede i norsk petroleumsvirksomhet slik at Petroleumstilsynet får et godt grunnlag for regelverksutvikling og kan for øvrig sette inn nødvendige tiltak.

Petroleumstilsynet har i denne rapporten redegjort for en rekke gode nasjonale og internasjonale initiativer for myndighetssamarbeid etter DwH-ulykken. Disse kan påvirke regelverket, standardisering, myndighetenes tilsyn og myndighetenes oppgaver og ressursbruk mer generelt. For å kunne møte så mange initiativer på en forsvarlig måte, blir det viktig å videreføre eksisterende prinsipper, og for eksempel

1. sørge for at endringer i norsk regelverk og kontrollordninger etter DwH-ulykken vurderes ut fra deres potensielle effekt (positiv og negativ) på sikkerheten og med hensyn til den konteksten de er ment å fungere i,
2. foreta en risikobasert prioritering av hva vi velger å engasjere oss i, det vil si ta hensyn til vår ressursituasjon og erfaringer med hvor ressurskrevende myndighetssamarbeid kan være for å dimensjonere og utforme vårt engasjement på en god måte,
3. sørge for å dra nytte av og sikre konsistens med utviklingsarbeidet som vi allerede er engasjert i (for eksempel forvaltningsplansarbeidet og prosjektet Barents 2020),
4. ta med oss tidligere erfaringer med viktigheten av at denne type arbeid ikke domineres for sterkt av kommersielle interesser, men forankres hos myndigheter, industriorganisasjoner, arbeidstakerorganisasjoner, sentrale universitets- og FoU-miljøer og standardiseringsorganisasjoner.

Presidentkommisjonen anbefaler et internasjonalt myndighetssamarbeid for å etablere et robust fundament for forvaltning av arktiske regioner. Det legges opp til både FoU-aktiviteter

og standardiseringsarbeid i denne sammenhengen<sup>2</sup>. Det er viktig at norske sikkerhetsmyndigheter deltar i dette arbeidet, blant annet for å dra nytte av og sikre konsistens med utviklingsarbeidet som pågår i forvaltningsplansarbeidet og prosjektet Barents 2020.

DwH-ulykken har svekket tilliten til industrien, og det er derfor naturlig at dette fører til kritiske refleksjoner om det fra myndighetenes side er tilstrekkelige og hensiktsmessige sanksjoner, om det får alvorlige nok konsekvenser for selskapene når de ikke driver forsvarlig og om perspektiver til sanksjoner og konsekvenser i tilfelle en ulykke er egnet til å ha en forebyggende effekt. Det er imidlertid ikke slik at mer regelverk, mer myndighetstilsyn, mer pålegg, mer straff mv uten videre og i alle tilfeller tjener hensynet til sikkerhet. Det er heller ikke slik at regelverk og myndighetskontroll er den eneste driveren for selskapenes arbeid med sikkerhet og for regelverksetterlevelse. Det er *også* relevant å vurdere og ta hensyn til selskapenes egne insentiver for å forebygge storulykker (hensynet til egne mål og strategier, finansiell rapportering, business continuity, omdømme, forretningsmuligheter, tilgang til arealer etc). Det er også relevant å lete etter myndighetsstyrte insentiver som kan påvirke/motivere selskapene til å prise ulykkesrisiko bedre, investere mer i sikkerhet, investere mer i sikkerhetsfremmende FoU etc. En økonomisk logikk i sikkerhetsarbeid kan med fordel supplere en mer tradisjonell tilnærming til sikkerhet, idet det kan åpne for nye sikkerhetsfremmende tiltak og for et mer aktivt engasjement fra krefter som tjener på bedre sikkerhet.

Presidentkommisjonens rapport viser at sikkerhetsnivået i petroleumsvirksomheten også må sees i sammenheng med nasjonale rammebetingelser som er gitt sikkerhetshensyn og sikkerhetsmyndigheter. Den viser blant annet at det er sikkerhetskritisk å se utvikling av myndighetenes oppgaver og tildelte ressurser i en sammenheng.

Ptil har grunnet utviklingen i næringen framsatt et ressursbehov i brev til Arbeidsdepartementet.

Som nevnt er det Petroleumstilsynets vurdering at behovet for utvikling av sikkerhetskulturen i hele industrien også må vurderes som relevant for norsk petroleumsvirksomhet. Utvikling av en god sikkerhetskultur betinger et bredt engasjement og forpliktelse, fra selskapene (operatørselskapene, boreentreprenører, rettighetshavere, mv), fra arbeidstakerorganisasjoner, fra myndighetene, etc. En god sikkerhetskultur betegnes blant annet av at selskapene tar et kollektivt ansvar for forbedringer på sikkerhetskritiske områder på en konkret måte, gjennom blant annet et synlig og ambisiøst engasjement i næringsorganisasjoner (OLF, NR og lignende), i standardiseringsarbeid (Norsok, Barents 2020, Samarbeid for Sikkerhet etc), regelverks-utviklingsarbeid (Regelverksforum), FOU (Petromaks, Demo2000, etc.).

En viktig forutsetning for utvikling av sikkerhetskultur og forbedring av rammebetingelser for styring av storulykkesrisiko er utvikling av en ledelseskultur som vektlegger hensynet til sikkerhet, og der blant annet styrets og selskapsledelsens engasjement i sikkerhetsspørsmål blir tydeligere og synligere, både internt i selskapene, i ulike industrifora og i det offentlige rom for øvrig. Petroleumstilsynet mener at spørsmålet om bedre varslerbeskyttelse som presidentkommisjonen tar opp, også må sees i sammenheng med ambisjoner knyttet til forbedring av sikkerhetskulturen i næringen. Petroleumstilsynet mener at viktige forutset-

<sup>2</sup>

Presidentkommisjonens rapport, 2011. "There should be an immediate, comprehensive federal research effort to provide a foundation of scientific information on the Arctic.", og "The countries of the Arctic should establish strong international standards related to Arctic oil and gas activities. Such standards would require cooperation and coordination of policies and resources",

ninger for en god sikkerhetskultur blant annet er utvikling av en ansvarskultur, der alle på sitt nivå tar ansvar for sikkerhet, og utvikling av en åpenhetskultur, som ønsker velkommen at sikkerhetsrelaterte utfordringer tas opp og at alle tar ansvar for sikkerhet.

Gitt betydningen av trepartssamarbeidet i den ”norske modellen” vurderes det som relevant at også arbeidstakerorganisasjonene vurderer sitt bidrag i forbedringsprosesser som anses nødvendige for styring av storulykkesrisiko. Det vurderes i denne sammenhengen som aktuelt å se på hvordan hensynet til storulykkesrisiko kan balanseres med hensynet til arbeidsmiljø og velferd.

DwH-ulykken bekrefter behovet for at Petroleumstilsynet og næringen fortsatt gir høy prioritet til forbedring av styring av storulykkesrisiko. Et løft for styring av storulykkesrisiko krever en bred satsing. Det er identifisert en rekke aktuelle tiltak som berører risikoanalyseverktøy, datatilfang, informasjon om risiko i virksomheten, kontekstforståelse, kompetanse, kommunikasjon i og mellom selskaper, sikkerhetskultur, ledelse, benchmarking av sikkerhetsytelse, mv. Det handler også som nevnt tidligere om å mobilisere selskapene, myndigheter og en rekke andre interessenter.

Det er relevant for selskapene blant annet å vurdere å foreta en kritisk gjennomgang av den informasjonen som brukes for å styre storulykkesrisiko. Dette arbeidet kan omfatte blant annet en vurdering av

- relevansen, påliteligheten og tidsmessigheten av indikatorene som brukes for å følge opp risikoutvikling,
- uhensiktsmessig bruk av indikatorer, insentiver og belønningsordninger,
- behovet for bedre indikatorer og øvrig informasjon om virksomheten som kan benyttes for å få **tidlig** varsel om svekkelse i sikkerhetskritiske barriereelementer.

Det er Petroleumstilsynets vurdering at kvaliteten av informasjonen som legges til grunn for å styre storulykkesrisiko, også er et spørsmål om hvilken oversikt aktørene har om sin egen virksomhet, og dermed et spørsmål om aktørenes egen kontroll. Petroleumstilsynet legger til grunn at styring av storulykkesrisiko ikke kan outsources. I lys av DwH-ulykken kan det være aktuelt for selskapene å gjennomgå de prosessene som er ment å gi nødvendig informasjon om virksomheten, vurdere blant annet hvordan disse prosessene understøtter en ansvarskultur og hvordan ulike ledelsesfunksjoner, revisjonsfunksjoner, tredjeparts verifikasjoner med mer bidrar i denne sammenheng.

DwH-ulykken bekrefter dermed behovet for at Petroleumstilsynet og næringen fortsatt gir høy prioritet til arbeidet med forbedring av barrierestyring, og at denne satsingen dekker alle typer barriereelementer. Petroleumstilsynet ser også arbeidet med forbedring av barrierestyring i sammenheng med behovet for forbedring av vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr som er identifisert i norsk petroleumsvirksomhet og utvikling av risikonivået i petroleumsvirksomheten. Det ansees derfor som relevant at næringen (gjennom for eksempel OLF og NR) vurderer å mobilisere eller etablere egnede fora for å utvikle en bedre praksis med tanke på kvalifisering og vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr og egnevaluering av vedlikeholds-effektivitet i forhold til storulykkesrisiko. Det er naturlig at en slik satsing på industrinivå adresserer bredden av mulighetene og utfordringene på norsk sokkel, og blant annet adresserer særskilte vedlikeholdsbehov som følger av kaldt klima og aldring av innretninger,

samt begrensningene som ligger i etablerte organisatoriske grenser og tradisjonelle kontraktuelle forhold.

Erfaringer fra DwH omkring kommunikasjon mellom kunde og leverandør av utstyr og tjenester er viktige også for storulykkesrisiko i norsk petroleumsvirksomhet, der mange entreprenører både bidrar til risiko og er utsatt for risiko. Petroleumstilsynet vil vurdere å presisere krav som klargjør ulike ansvarsområder, herunder ansvar til systematisk kravetterlevelse som påhviler hver aktør innenfor sitt ansvarsområde og hva det innebærer for leverandører av utstyr og tjenester. Det kan også være aktuelt for næringen å gjennomgå etablert praksis knyttet til kontraktstype, -innhold, -struktur, -relasjoner og insentiver, for å vurdere om hensynet til styring av storulykkesrisiko er godt nok ivaretatt.

Det kan dessuten vurderes å iverksette et ambisiøst utrednings- og utviklingsarbeid omkring verktøy for styring av storulykkesrisiko. Hovedformålet med dette arbeidet kan være å utvikle/identifisere formålstjenlig beslutningsstøtte for å kunne styre ulike typer risiko i forskjellige faser, forskjellige situasjoner, forskjellige type beslutninger, på forskjellige nivåer, med forskjellige formål, etc. Det kan vurderes å iverksette en prosess for å kartlegge og prioritere næringens behov for bedre analyseverktøy, slik at det skapes et eierskap til verktøyutvikling.

I lys av anbefalinger etter DwH-ulykken bør dette blant annet dekke risikoanalyseprosesser og -verktøy tilknyttet:

- brønnplanleggingsfasen (brønndesign og boreplan),
- behovet underveis i operasjonsfasen for å håndtere endringer bedre i forhold til boreplan.

Det må vurderes å overvåke utviklingen av risikoanalyseverktøy på disse områdene som pågår internasjonalt i kjølvannet av DwH- og Montaraulykkene, slik at de beste verktøyene implementeres på norsk sokkel. Med beste verktøyene menes i denne sammenhengen beslutningsstøtteverktøy som kan fremme en god forståelse av usikkerhet i den enkelte virksomheten, peke på aktuelle sikkerhetskritiske satsingsområder og anspore til robuste løsninger.

Det er som nevnt pekt på behovet for et større mangfold i risikoanalyseverktøy, tilpasset flere behov. Det er viktig at det også vurderes å utvikle analyseverktøy som bedre kan fange opp endringer i risiko og verktøy som kan adressere ikke-tekniske barriereelementer, med utgangspunkt i flere ulykkesperspektiver.

En slik FoU-satsing forutsetter at næringen selv går i spissen for å iverksette, finansiere og gjennomføre et slikt arbeid, og i størst mulig grad søker å inkludere flere og gjerne ulike fagmiljøer på våre universiteter og forskningsinstitusjoner. Myndighetene bør inngå som en sentral premissgiver, og brukere på forskjellige nivåer må ha en aktiv medvirkning. Forslaget bør drøftes nærmere med forskningsinstitusjoner og næringen.

Petroleumstilsynet mener at DwH-ulykken bekrefter behovet for fortsatt satsing på et betydelig løft innen barrierestyring i norsk petroleumsvirksomhet, med fortsatt vektlegging på arbeidsprosesser for barrierestyring i et livsløpsperspektiv, og et engasjement fra alle partene, også entreprenører og redere. DwH-ulykken bekrefter også at forbedring av barrierestyring bør dekke alle typer barrierer og alle ulykkesperspektiver.

Presidentkommisjonen får godt frem at bedre styring av storulykkesrisiko i petroleumsvirksomhet går gjennom kompetente og sterke aktører. Tiltak som kan være aktuelle er blant annet:

- Myndighetene vurderer selskapenes finansielle kapasitet som et sikkerhetsanliggende i aktørkvalifiserings- og lisenstildelingsprosesser.
- Myndighetene bidrar, blant annet i aktørkvalifiserings- og lisenstildelingsprosesser, til at selskapenes sikkerhetsytelse blir en viktig forutsetning for å få tilgang til forretningsmuligheter.
- Industrien gjennomgår prosesser og kriterier for kvalifisering av leverandører av utstyr og tjenester i lys av erfaringene fra DwH-ulykken og tidligere storulykker for å vurdere om hensynet til styring av storulykkesrisiko er godt nok dekket.

Presidentkommisjonens anbefalinger bekrefter også hvor viktig det er at Petroleumstilsynet fortsetter å gi prioritet til arbeidet med RNNP og sikkerhetsytelse. Petroleumstilsynet deltar i et initiativ fra IRF med tanke på å harmonisere noen ulykkesdata internasjonalt. Petroleumstilsynet kan også vurdere om andel av benchmarking i eksisterende RNNP- og sikkerhetsytelsesarbeid bør utvides, samt vurdere tiltak for at disse arbeidene bli brukt av flere interessenter.

Forbedring av styring av storulykkesrisiko i norsk petroleumsvirksomhet går også gjennom bedre forvaltning av ulykkesrisiko hos myndighetene. Aktuelle tiltak som berører regelverket, tilsyn, overvåking av risikoutvikling og sikkerhetsytelse i petroleumsvirksomheten er allerede nevnt. Det er også pekt på behovet for fortsatt prioritering av pågående arbeid med å utvikle risikoanalyseverktøy som er tilpasset myndighetenes rolle og behov, og som kan bidra til at hensynet til sikkerhet kan bli bedre vektlagt i konkurransen med miljøhensyn og verdiskapingshensyn, at større utfordringer knyttet til regionale risikopåvirkende faktorer blir bedre adressert på et industrinivå. Dette innebærer blant annet behovet for at Petroleumstilsynet gir prioritet til

- fortsatt metodisk utvikling for å beskrive ulykkesrisiko i et områdebasert, langsiktig og samfunnsmessig perspektiv,
- fortsatt metodisk utvikling for å beskrive samfunnsmessige konsekvenser av storulykker i petroleumsvirksomheten,
- gjennomgang av praksis i næringen med hensyn til kost-nytte-vurderinger som i praksis brukes i forbindelse med beslutninger om risikoreduksjon, herunder vurdering av rådende perspektiver på nytteverdien av å investere i sikkerhetstiltak og av behovet for justering av etablert praksis.

Petroleumstilsynets rapport får dessuten frem at de økonomiske konsekvensene av DwH-ulykken har oversteget kostnadene ved alle tidligere ulykker i petroleumsnæringen, og at incentivstrukturer og en uheldig balanse mellom sikkerhet og økonomiske mål/kostnadskutt ser ut til å ha vært sentrale bakenforliggende årsaker til ulykken. Dette bekrefter at det er aktuelt for Petroleumstilsynet og næringen å vurdere tiltak som er nevnt ovenfor og som berører blant annet

- forståelsen av hvordan ulike (økonomiske) incentiver påvirker styring av sikkerhet,
- kvaliteten av informasjonsgrunnlag som er ment å uttrykke status på storulykkesrisiko og gi tidlig varsel om farlig utvikling,



- perspektivet på og verktøy for å uttrykke nytteverdien av å investere i sikkerhetstiltak og oppnå en riktigere prising av risiko,
- sikkerhetsmessige hensyn i beslutninger som tas på selskapsnivå
- selskapenes egnevalueringer generelt, og revisjonsfunksjoners engasjement spesielt.

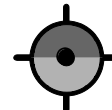
Petroleumstilsynet får frem at det også i Norge er viktig å sikre gode rammebetingelser for sikkerhetsrelatert FoU generelt og sikkerhetsrelatert FoU i forbindelse med fremtidig petroleumsvirksomhet i våre nordlige havområder spesielt. For å nå Regjeringens mål om å være verdensledende på området helse, miljø og sikkerhet, bør en vurdere å kartlegge i hvilken grad rammebetingelsene for forskningen innenfor relevante områder er tilstrekkelige, og om rammebetingelsene i tilstrekkelig grad bidrar til at en får løst større utfordringer, får gjort de store løftene eller får til de store teknologiske sprangene. Forskning som er for fragmentert, uten forutsigbare og langsiktige rammebetingelser, vil etter vår vurdering kunne være til hinder for å nå målsetningen.

Vi registrerer også at kvalifisering og implementering av tilsynelatende gode løsninger ofte er en utfordring. En bør derfor vurdere hvorvidt en gjennom de rammebetingelser som gis for FoU i større grad enn i dag kan bidra til å sikre en enklere og kortere vei fra ide til implementering og anvendelse av gode løsninger i næringen.

Det vurderes som relevant å foreslå en gjennomgang av FoU som gjennomføres i regi av NFR for blant annet å vurdere om

- hensynet til forebygging av storulykker og skader relatert til arbeidsmiljøet er en viktig driver for forskningen (for eksempel i forbindelse med kvalifisering av teknologiutvikling i regi av Petromaks og Demo2000), eller om det mer er preget av å være "tilfeldig" spin-off (biprodukt) som en følge av annen FoU,
- FoU relatert storulykkesrisiko og arbeidsmiljø er tilstrekkelig prioritert og integrert,
- balansen mellom storulykkesrisiko og arbeidsmiljø er den rette, og om
- balansen mellom forebygging og konsekvensreducerende tiltak/løsninger er den rette.

Det kan også utredes hvilke virkemidler som kan fremme sikkerhetsrelatert FoU i petroleumsvirksomhet og som kan bidra til å unngå at ny teknologi fører til økt ulykkesrisiko.



# Rapport

## 1. INNLEDNING

### 1.1 Bakgrunn

Den 20. april 2010 skjedde en utblåsing, eksplosjon og brann om bord på den flyttbare innretningen Deepwater Horizon (DwH). DwH opererte på oppdrag for BP i Mexicogulfen (GoM), og var eid og driftet av Transocean. Hendelsen utviklet seg umiddelbart til en katastrofe. Elleve av dem som var om bord da ulykken inntraff, omkom, og flere fikk alvorlige skader. Innretningen sank etter to døgn. Mer enn fire millioner fat olje strømmet ukontrollert ut av brønnen før lekkasjen ble stoppet 87 dager senere etter omfattende forsøk på å tette brønnen og ved hjelp av avlastningsboring.

Kun åtte måneder tidligere, nærmere bestemt 21. august 2009, inntraff en utblåsing i Timorhavet omtrent 250 kilometer utenfor nordvestkysten av Australia. Utblåsingene var fra en brønn tilkoblet Montara brønnhodeplattform hvor PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd er operatør. Ingen personer omkom, men Seadrills boreinnretning "West Atlas" brant og i en periode på rundt ti uker strømmet olje og gass kontinuerlig ut. Utblåsingene (heretter omtalt som Montarautblåsingene) ble stoppet ved å bore en avlastningsbrønn.

De to hendelsene, spesielt ulykken i GoM, har ført til betydelig oppmerksomhet rundt sikkerhetskultur, ledelse, krav relatert til sikkerhet innen brønnoperasjoner og vern av det ytre miljøet i petroleumsvirksomheten til havs. Omfattende arbeid gjøres nasjonalt, regionalt og internasjonalt for å bedre sikkerheten og for å forhindre/begrense potensiell skade på det ytre miljøet i petroleumsvirksomheten.

Det er satt i gang en rekke offentlige utredninger, spesielt i USA, men også i Storbritannia. Det er derfor naturlig at også vi vurderer hvordan petroleumsvirksomheten drives i Norge i forhold til disse svært alvorlige ulykkene, og lærer av dem. Den 7. mai 2010 etablerte Petroleumstilsynet (Ptil) derfor en egen tverrfaglig prosjektgruppe (heretter omtalt som prosjektgruppen) for å følge opp arbeidet i etterkant av DwH-ulykken.

### 1.2 Mål

Prosjektgruppens oppgave<sup>3</sup> har vært å sammenstille årsaker til ulykken som er avdekket i granskinger, identifisere forhold som kan sammenlignes med norsk petroleumsvirksomhet og dokumentere vurderingene som er gjort med hensyn til Ptils ansvarsområde<sup>4</sup>. Målet har vært å utarbeide et best mulig underlag for tilsynet, beslutninger i regi av myndighetene og initiativer overfor petroleumsnæringen som kan bidra til forbedret helse, miljø og sikkerhet på norsk petroleumsvirksomhet.

<sup>3</sup> Petroleumstilsynet: <http://www.ptil.no/getfile.php/PDF/Mandat%20for%20deepwatergruppe.pdf> [nedlastet 18.4.2011]

<sup>4</sup> Petroleumstilsynet: <http://www.ptil.no/rolle-og-ansvarsomraade/category129.html> [nedlastet 18.4.2011]

### 1.2.1 Tilnærming

Ptil har samlet inn og vurdert svært mye informasjon om boretekniske og operasjonelle forhold relatert til DwH-ulykken. I tillegg har vi vurdert forhold som kan ha betydning for sikkerheten i norsk petroleumsvirksomhet, deriblant risikostyring, barrierer, beredskap, styringssystemer, aktørbilde, sikkerhetskultur, myndighetenes regelverksstrategi, tilsynsstrategi, partssamarbeidet, samt forskning og utvikling (FoU).

### 1.2.2 Bruk av konsulent

SINTEF har bistått prosjektgruppen med systematisk gjennomgang av litteratur og granskingsrapporter og sammenstilling av viktige årsaksforhold. SINTEF har sammenlignet DwH-ulykken med andre hendelser i petroleumsvirksomheten (i det følgende omtalt som referansehendelser), disse er blant annet Montarautblåsingen, hendelsen på Gullfaks C i 2010 og Snorre A-hendelsen i 2004.

SINTEF har gjort en sekundæranalyse av resultatene fra tidligere granskinger og tilgjengelig dokumentasjon for hendelser knyttet til risiko for tap av brønnkontroll, utblåsinger og hendelser knyttet til tap av stabilitet/havarier. Det er ikke gjennomført en egen granskning eller innhenting av data. Analysen er videre begrenset til forhold som gjelder Ptils myndighetsområde, med unntak av informasjon knyttet til personelleksponering og helseeffekter<sup>5</sup>. Lærepunkter og anbefalinger knyttet til oljevernberedskap, det vil si ansvarsområdet til Klima- og forurensningsdirektoratets (Klif) og Kystverket, er ikke en del av analysen. DwH-ulykken utgjør om lag 80 prosent av dataunderlaget, og referansehendelsene det resterende.

Ptil har i utgangspunktet valgt ut hvilke referansehendelser som SINTEF skulle legge til grunn. Referansehendelsene ble fra fra Ptil sin side inndelt i tre prioritetsgrupper; A, B og C (vedlegg 2). SINTEF ble bedt om først og fremst å vektlegge hendelsene i gruppe A, dernest hendelsene i gruppe B. De øvrige hendelsene (Prioritetsgruppe C) ble vurdert som relevante ut fra følgende kriterier:

- Relevans med hensyn til DwH-ulykken
- Hendelsens aktualitet i forhold til antall år siden den inntraff
- Tilgang på informasjon og dokumentasjon
- Relevans med hensyn til allerede pågående eller avsluttet arbeid i SINTEF

Underveis gjorde SINTEF ytterligere litteratursøk og innhenting av rapporter, utredninger og granskinger etter brønnkontrollhendelser og hendelser med tap av stabilitet.

SINTEF har utarbeidet en rapport<sup>6</sup> som sammenfatter resultatene av arbeidet beskrevet ovenfor. Vi har benyttet disse resultatene som en betydelig del av underlaget for vår rapport. Rapporten er tilgjengelig på Ptils hjemmeside.

---

<sup>5</sup> En redegjørelse for dette gis i kapittel 11

<sup>6</sup> Tinmannsvik, R. m.fl., 2011: Deepwater Horizon-ulykken: Årsaker, lærepunkter og forbedringstiltak for norsk sokkel. SINTEF rapport A19148

### 1.2.3 Vektlegging og avgrensning av informasjon

Gitt den omfattende mengden informasjon, har det vært nødvendig å avgrense dokumentunderlaget og basere vurderingene på et utvalg av rapporter som har vært tilgjengelige i vårt arbeid.

I vedlegg 3 gis det en oversikt over rapporter som utgjør det primære datagrunnlaget for SINTEFs arbeid med å sammenstille årsaksforhold. Disse rapportene utgjør det primære grunnlaget også for vårt arbeid med drøfting av funn og anbefalinger for norsk petroleumsvirksomhet.

Granskingsrapporter som bygger på førstehåndsinformasjon, er vektlagt mer enn rapporter som bygger på informasjon innsamlet fra andre; spesielt når det gjelder å identifisere årsaksforhold og konkrete anbefalinger i rapportene. Det betyr at det for DwH-ulykken er lagt mest vekt på rapportene fra U.S. Department of the Interior "Salazar-rapporten", 2010<sup>7</sup>, Presidentkommisjonens<sup>8</sup>, presidentkommisjonens rapport, 2011<sup>9</sup>, Chief Counsel's Counsels rapport, 2011<sup>10</sup>, DNVs rapport om blowout preventer (BOP), 2011<sup>11</sup>, samt BPs granskingsrapport, 2010<sup>12</sup>. Andre rapporter, blant annet rapportene fra Deepwater Horizon Study Group (DHSG), 2011<sup>13</sup>, har vært nyttige for å identifisere lærepunkter og mulige forbedringstiltak som kan være aktuelle på norsk sokkel.

The Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement<sup>14</sup> (BOEMRE) (det tidligere Minerals Management Service<sup>15</sup> - MMS) og U.S. Coast Guard<sup>16</sup> gjennomfører en felles gransking etter DwH-ulykken, med et Joint Investigation Team<sup>17</sup>. Resultatene fra denne granskningen er en viktig informasjonskilde for Ptil og *skulle* vært en del av dokumentunderlaget for SINTEFs arbeid. Publiseringen ble imidlertid utsatt, og da U.S. Coast Guard publiserte bind I, 2011<sup>18</sup> kunne SINTEF bare i begrenset grad inkludere denne som underlag for konklusjoner og anbefalinger i sin rapport. Vi har imidlertid gjennomgått nøkkelfunn og -anbefalinger knyttet til beredskap, prosessintegritet og stabilitet, ballastering og flyteevne; temaer som har vært lite dekket i andre granskingsrapporter. Publisering av BOEMREs

---

<sup>7</sup> U.S. Department of the Interior:: Increased Safety Measures for Energy Development on the Outer Continental Shelf ("Salazar-rapporten"; 27.05.10) <http://www.doi.gov/deepwaterhorizon/loader.cfm?csModule=security/getfile&PageID=33598> [nedlastet 1.7.2010]

<sup>8</sup> U.S. Department of the Interior: <http://www.doi.gov/deepwaterhorizon/loader.cfm?csModule=security/getfile&PageID=33598> [nedlastet 1.7.2010]

<sup>9</sup> National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling: Deepwater. The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling. Report to the President ("Presidentkommisjonens rapport"; 11.01.11). Oil Spill Commission: <http://www.oilspillcommission.gov/>

<sup>10</sup> Chief Counsel's Report 2011 (tilleggsrapport til "Presidentkommisjonens rapport") (17.02.11)

<sup>11</sup> Det Norske Veritas: Final Report for United States Department of the Interior. Forensic Examination of Deepwater Horizon Blowout Preventer (20.03.11)

<sup>12</sup> BP: Deepwater Horizon. Accident Investigation Report (08.09.10).

<sup>13</sup> Deepwater Horizon Study Group (DHSG): Final Report on the Investigation of the Macondo Well Blowout (01.03.11)

<sup>14</sup> The Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement: <http://www.boemre.gov/> [nedlastet 9.5.2011]

<sup>15</sup> The Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement: <http://www.boemre.gov/mms/home.htm> [nedlastet 9.5.2011]

<sup>16</sup> U.S. Coast Guard: <http://www.uscg.mil/top/about/> [nedlastet 9.5.2011]

<sup>17</sup> Deepwater Horizon Joint Investigation: <http://www.deepwaterinvestigation.com/go/site/3043/> [nedlastet 9.5.2011]

<sup>18</sup> U.S. Coast Guard: Report of Investigation into the Circumstances Surrounding the Explosion, Fire, Sinking and Loss of Eleven Crew Members Aboard the Mobile Offshore Drilling Unit Deepwater Horizon in the Gulf of Mexico, April 20 – 22, 2010 (offentliggjort 22.04.11)

rapport er forskjøvet til senest 27. juli 2011 og inngår derfor ikke i dokumentunderlaget for vår rapport.

Funn fra granskingsrapportene er sammenstilt av SINTEF. Basert på gjennomgang og faglige vurderinger av SINTEFs rapport, informasjon mottatt via interne og eksterne kilder, samt Ptils kunnskap om og erfaringer fra petroleumsvirksomheten i Norge, har vi kommet frem til en rekke anbefalinger. Anbefalingene er i stor grad knyttet til temaer og problemstillinger hvor vi ser behov for videre oppfølging og utvikling.

#### 1.2.4 Rapportens oppbygging

Ptils rapport er todelt. **Del 1** redegjør for lærepunkter etter DwH-ulykken som er av betydning for sikkerhet og beredskap i forbindelse med bore- og brønnoperasjoner samt andre operasjoner på norsk sokkel.

**Del 2** redegjør for lærepunkter av betydning for forebygging av storulykker generelt som vurderes relevante for hele den norske petroleumsvirksomheten.

### 1.3 Definisjoner og forkortelser

#### *Definisjoner*

De mest aktuelle begreper kan forklares som følger:

Barriere	En barriere kan betraktes som en funksjon som forhindrer et konkret hendelsesforløp i å inntreffe, eller som påvirker et hendelsesforløp i en tilsiktet retning ved å begrense skader eller tap. Med funksjon menes oppgaven eller rollen til barrieren. Eksempler på typiske barrierefunksjoner er: Forhindre lekkasje, begrense lekkasjemengde og forhindre antenning. For å realisere en barrierefunksjon må det være på plass tekniske, operasjonelle og organisatoriske barriereelementer. Summen av tekniske, operasjonelle og organisatoriske forhold er avgjørende for om barrierene fungerer og er effektive til enhver tid. Personellet, utstyret eller systemene som utfører eller bidrar til å ivareta en barrierefunksjon kalles barriereelementer.
Definerte fare- og ulykkessituasjoner (DFU)	Fare- og ulykkessituasjoner som legges til grunn for å etablere virksomhetens beredskap.
Storulykke	Med storulykke menes en akutt hendelse som for eksempel et større utslipp, brann eller en eksplosjon som umiddelbart eller senere medfører flere alvorlige personskader og/eller tap av menneskeliv, alvorlig skade på miljøet og/eller tap av større økonomiske verdier.
Ytelse (av barrierer)	Integritet (pålitelighet, tilgjengelighet), effektivitet (kapasitet, tid) og sårbarhet (motsatt av robusthet).
Brønnsparke	Uønsket innstrømning av formasjonsvæske i brønnen, hvor en får trykkoppbygging ved stengt BOP, etter positiv strømmingssjekk.

### *Forkortelser*

ABS	American Bureau of shipping
AD	Arbeidsdepartementet
AMF	Automatic Mode Function
BDV	Trykkavlastningsventil
BOP	Blowout Preventor (utblåsingssikring)
BHA	Bottom hole assembly
BOEMRE	Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement
BSR	Blind shear ram (kutteventil i utblåsingssikring)
CBL	Cement bond log
CDRS	Common Drilling Reporting System (Se DDRS)
CSB	Chemical Safety Board
CSR	Casing shear ram (kutteventil i utblåsingssikring)
DDRS	Daily Drilling Reporting System (Petroleumstilsynets database for bore- og brønnaktiviteter)
DHSG	Deepwater Horizon Study Group
DFU	Definerte fare- og ulykkessituasjoner
DNV	Det Norske Veritas
DoI	U.S. Department of the Interior (det amerikanske innenriksdepartementet)
DP	Dynamisk posisjonering
DSB	Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap
DwH	Deepwater Horizon
FoU	Forskning og utvikling
FMECA	Failure mode, effects and criticality analysis
EDS	Emergency Disconnect System (nødfrakoblingssystem)
GaLeRe	Gasslekkasjeprojektet til OLF
GM	Metasenterhøyde
GoM	Mexicogulfen
HC	Hydrokarboner
HWCG	Helix Well Containment Group
IRF	International Regulators' Forum
Klif	Klima- og forurensningsdirektoratet
LEL	Lower explosion limit (nedre eksplosjonsgrense)
MMS	Minerals Management Service
MOC	Management of Change
MWCC	Marine Well Containment Company
NR	Norges Rederiforbund
NSOAF	North Sea Offshore Authorities Forum
OLF	Oljeindustriens Landsforening
OGP	International Association of Oil & Gas Producers (tidligere E & P Forum)
POB	Personell om bord
PSV	Sikkerhetsventil
Ptil	Petroleumstilsynet
QRA	Quantitative risk assessment (tilsvarer normalt total risikoanalyse - TRA)
RNNP	Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet
ROV	Remotely operated vehicle (fjernstyrt undervannsfarkost)
Sdir	Sjøfartsdirektoratet
SfS	Samarbeid for sikkerhet
SIL	Safety integrity level
SUT	Samsvarsuttalelse

*(siden blank)*

# DEL 1

## Vurderinger og anbefalinger for bore- og brønnoperasjoner på norsk sokkel



(Kilde:Offshore.no)



## **2. HOVEDTREKK VED DEEPWATER HORIZON-ULYKKEN**

Opplysningene som fremkommer nedenfor, er basert på BPs interne granskingsrapport av hendelsen og hendelsesforløpet (BP, 2010), rapporter fra Deepwater Horizon Study Group (DHSG, 2010 og DHSG, 2011), Chief Counsels rapport (National Commission, 2011) og DNVs BOP-rapport på oppdrag for BOEMRE (DNV, 2011).

### **2.1 Forberedelsene til boreoperasjonen**

Hovedpunktene i den offentlige godkjenningen av aktivitetene var:

- Den 19. mars 2008 fikk BP (65 %) og Andarko Petroleum (25 %) og MOEX offshore (10 %) tildelt lisensen av MMS (lease-salg).
- Den 6. april 2009 fikk BP godkjent en utforskningsplan av MMS.
- Den 22. mai 2009 fikk BP en boretillatelse av MMS.
- Den 14. januar 2010 fikk BP godkjent en revidert plan for boring av brønnen i forbindelse med skifte av boreinnretning.

Brønnen ble designet slik at den på et senere tidspunkt kunne bli brukt som en produksjonsbrønn. Brønnen var opprinnelig planlagt boret til et totalt dyp på 6279 meter. Endelig bore-dybde ble 5596 meter. Brønnen ble designet av en gruppe bestående av BP-ingeniører og spesialister fra leverandørene av boretjenester. I slutten av juni 2009 hadde gruppen ferdigstilt en detaljert plan for brønndesign og gjennomført en uavhengig vurdering, det vil si en såkalt kollegagjennomgang, samt en risikoanalyse. Opprinnelig inkluderte designet åtte fôringsrørstrenger som underveis ble økt til ni på grunn av boreproblemer som oppsto i operasjonsfasen (Figur 1).

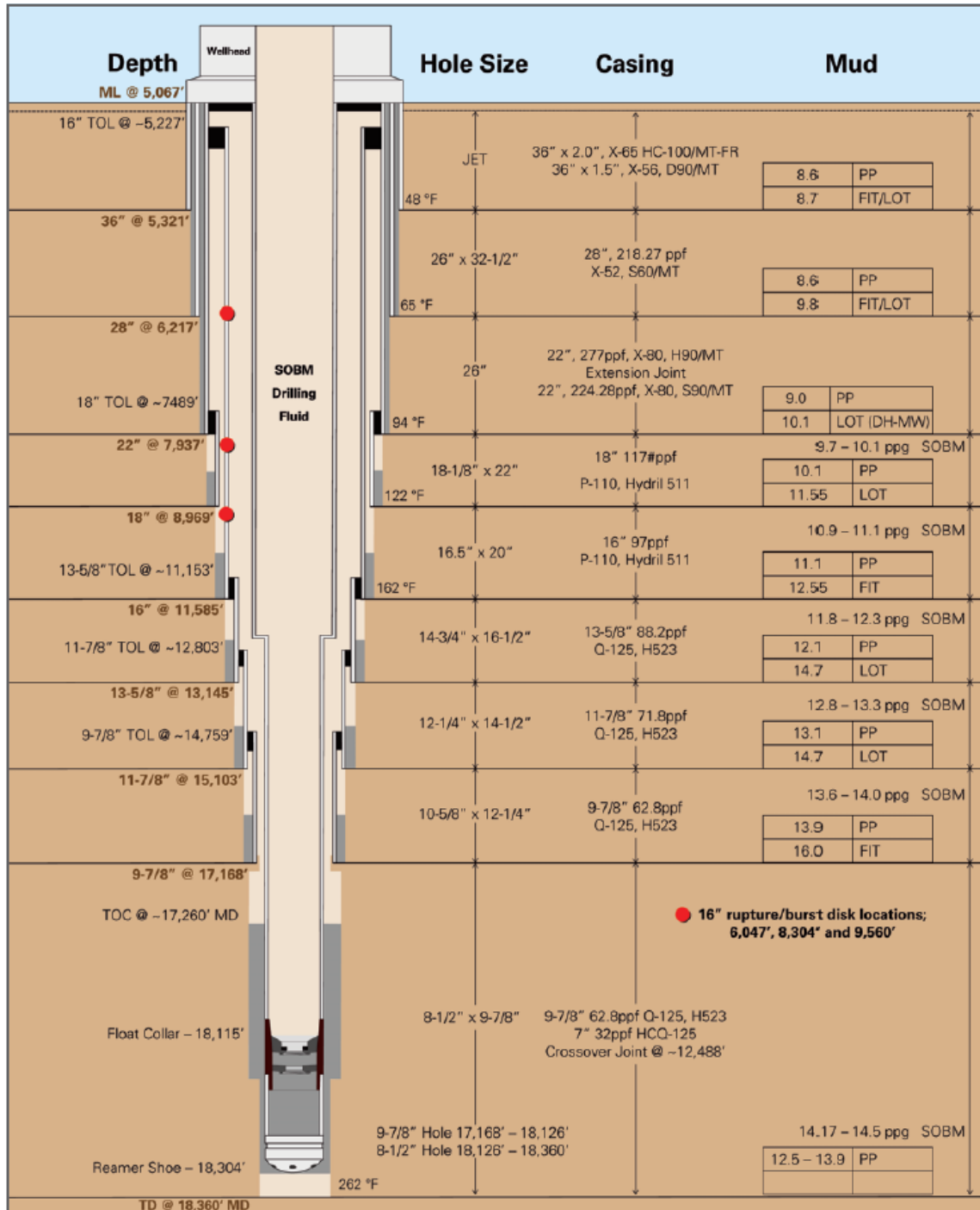
Hovedpunktene i aktiviteten på Macondo var:

- Den 6. oktober 2009 startet boringen av MC 252 (Macondobrønnen) med den halvt nedsenkbare boreinnretningen Marianas operert av Transocean.
- Den 8. november 2009 ble Marianas fjernet fra Macondobrønnen på grunn av skader den ble påført av orkanen IDA.
- Den 31. januar 2010 ankom den halvt nedsenkbare boreinnretningen DwH til Macondobrønnen. Den var operert av Transocean.
- Den 6. februar 2010 startet DwH med å fullføre boringen av Macondobrønnen.

### **2.2 Forløpet fram til eksplosjonen**

Under boring av brønnen ble det påtruffet poretrykk og oppsprekkingstrykk i formasjonen som var forskjellig fra grunnlaget for det opprinnelig brønndesignet. Dette resulterte i at fôringsrørenes settedyp måtte endres, noe som igjen medførte flere endringer i forhold til det opprinnelige boreprogrammet.

Underveis i operasjonen oppsto en brønnkontrollsituasjon som medførte at det måtte foretas en teknisk sidestegsboring for å komme videre med brønnen etter at borestrengen hadde satt seg fast. Disse endringene i forhold til den opprinnelige planen ble godkjent av Minerals Management Service (MMS) som var offentlig tilsynsmyndighet.



Figur 1 Skisse av Macondobrønnen

(Kilde: BP, 2010 s. 19)

Den 9. april 2010 var selve boreoperasjonen ferdig etter å ha nådd endelig brønndybde. Det ble foretatt målinger i brønnen (elektrisk logging) for å kartlegge formasjonene før en opprenskning av brønnen ble foretatt med borestreng og borekrone.

Produksjonsfôringsrøret (9 7/8" x 7") ble installert og sementert. Operasjonsledelsen besluttet så at en ikke trengte å gjennomføre sementlogging (cement bond log/CBL), som er en måling som viser kvaliteten av den utførte sementeringen i ringrommet omkring siste fôringsrør i brønnen. Dette er i strid med BPs krav for verifisering av sement bak fôringsrør (BP rapport, 2010).

Produksjonsfôringsrøret ble så trykktestet og godkjent i henhold til plan. Den 20. april kl 19.55 ble den negative trykktesten av produksjonsfôringsrøret godkjent. Dette ble utført ved at trykket i produksjonsfôringsrøret ble senket til et nivå lavere enn formasjonstrykket ved å fortrenge borevæske med vann i øvre del av brønnen. Det kan i ettertid stilles spørsmål ved godheten av prosedyren og tolking av resultater for denne testen.

Man fortsatte med å erstatte borevæsken i stigerøret med sjøvann selv om det under denne operasjonen kom uklare og alarmerende signaler fra brønnen, og uten å holde kontroll med volumet av væske i brønnen.

Den 20. april kl 21.40 ble det observert borevæske som strømmet ut på boredekket. Ett minutt senere sprutet borevæske opp i boretårnet, drevet av gass som ekspanderte i stigerøret over og omkring utblåsingssikringen. På dette tidspunktet ble utblåsingssikringen forsøkt aktivert. Selv om indikasjonen viste at denne ventilen var stengt, fortsatte det å strømme ut store mengder borevæske.

Fra kl 21.52 til kl 21.57 prøvde man å frikoble stigerøret fra utblåsingssikringen uten å lykkes. Olje og gass fortsatte å strømme ut av brønnen og utover dekket.

### **2.3 Eksplosjon og brann**

Både BP (2010) og U.S. Coast Guard (2011) skriver i sine rapporter at det er en del usikkerhet når det gjelder rekkefølge og tidspunktet for gassdeteksjon, eksplosjonene som fulgte og tap av hovedkraft.

I følge BPs rapport kom den første gassalarmen kl 21.47, tap av hovedkraft inntraff kl 21.49 og den første eksplosjonen skjedde fem sekunder etter tap av hovedkraft. Ti sekunder senere kom den andre eksplosjonen.

U.S. Coast Guard konkluderer med at tap av hovedkraft skjedde i forbindelse med den andre eksplosjonen. Både vitner om bord på DwH og skipet Damon B. Bankston, som lå rett ved siden av DwH og tok i mot borevæske da utblåsing startet, observerte at den første eksplosjonen skjedde på hoveddekket aktenfor boretårnet. Senioroffiser for dynamisk posisjonering observerte via riggens overvåkingskamera borevæske som ble blåst opp i boretårnet. Han fikk deretter et stort antall gassalarmer på sitt kontrollpanel. Han så ikke den første eksplosjonen, men observerte branner på boredekk etter denne. Han fikk deretter flere gassalarmer før den andre eksplosjonen inntraff. I forbindelse med den andre eksplosjonen observerte han at riggen ble mørklagt som følge av at riggen mistet hovedkraft og nødkraft.

Personell både i boligkvarteret og i motorkontrollrommet for hoved- og nødkraft ble skadet som følge av eksplosjonene.

Samtlige brannvannspumper på DwH var elektrisk drevet og tap av hovedkraft resulterte derfor i at brannvann ikke var tilgjengelig. Tre personer ble sendt for å starte nødgeneratoren for å få kraft til å starte brannvannspumper. De gjorde flere forsøk på å starte generatoren uten at det lyktes.

## 2.4 Evakueringen

Fra kl 22.00 til kl 23.22 ble 115 personer evakuert, deretter ble 11 personer meldt savnet.

Det ble ikke utløst generell alarm eller evakueringsalarm om bord på Deepwater Horizon før etter den første eksplosjonen kl 21.49. Som en følge av dette foregikk redning og evakuering under svært vanskelige forhold og det var kaos og tilløp til panikk blant mannskapet. Noen valgte å hoppe i sjøen i stedet for å vente på en organisert evakuering ved hjelp av livbåter eller flåter.

En vesentlig årsak til at ikke flere liv gikk tapt var svært gode værforhold (0,2 m bølgehøyde og 22 °C i vannet), og at beredskapsfartøyet (Damon B. Bankston) lå ved innretningen og fikk tatt om bord alle de evakuerte.

Alle evakuerte med skader ble gitt nødvendig førstehjelp om bord på beredskapsfartøyet og fløyet med helikopter til sykehus på land i løpet av noen timer etter ulykken. De øvrige overlevende, som var sterkt traumatisert av hendelsen, opplevde det som svært smertefullt å bli værende ved den brennende innretningen om bord på beredskapsfartøyet inntil fartøyet ble frigitt av U.S. Coast Guard og kunne gå til land.

## 2.5 Deepwater Horizon synker



**Figur 2 Deepwater Horizon krenger**

(Kilde: NRK: <http://www.nrk.no>)

DwH fløt tilnærmet horisontalt en god stund etter eksplosjonene. Den krenget så til en side, og sank 22. april kl 10.22.<sup>19</sup>

U.S. Coastguard's rapport<sup>20</sup> drøfter hvorfor den sank, og konkluderer ”*Although the exact cause of the loss of stability and sinking of DEEPWATER HORIZON cannot be determined based on the limited information available, possible factors include (1) damage to the MODU from the explosions and fire; (2) accumulation of water from firefighting efforts in the interior portions of the MODU, known as “downflooding”; and (3) migration of water within the MODU through watertight barriers that were damaged, poorly maintained, or left open by crew at the time of evacuation.*” Vi har lagt dette til grunn, men vil i et senere kapittel også drøfte andre mulige årsaker til at en halvt nedsenkbar innretning kan synke.

## 2.6 Stansingen av Macondoutblåsingen

Det ble prøvd flere metoder for å stanse Macondoutblåsingen, herunder ROV-styrte operasjoner av ventiler i utblåsingssikringen (BOP) og igangsetting av boring av to avlastningsbrønner. Det ble dessuten prøvd flere metoder for å begrense brønnstrømmen til havs, herunder bruk av store beholdere (”top hat”) som ble senket over brønnen for å samle brønnstrømmen, samt pumping av tyngre materialer ned i brønnen.

Macondoutblåsingen ble stanset etter at det lyktes å få montert et spesialbygd ventiltre på rørstussen på den ødelagte BOPen. Den nye ventilen ble stengt. Trykk og temperatur ble i en tidsperiode observert ved overføring av data til et fartøy på overflaten for å få verifisert at ventilen og brønnen holdt tett og at trykk og temperatur var stabilt.

Deretter ble det pumpet tung borevæske fra et eget pumpefartøy ned i brønnen. Olje og gass ble på den måten ”presset” tilbake inn i reservoaret, som igjen medførte at trykket ved overflaten ble redusert.

Etter å ha fått indikasjon på at brønnen var under kontroll, ble brønnen tettet ved hjelp av en sementplugg i øvre del av brønnen. En trykktest av sementpluggen viste at brønnen var tettet.

Den 17. september 2010 ble det pumpet ned sement i ringrommet til Macondobrønnen via avlastningsbrønnen boret med Development Driller III, operert av Transocean.

Den 19. september 2010 publiserte BP på sine via internettsider at Macondobrønnen var sementert og fullstendig forseglet, både i føringsrør og ringrom.

---

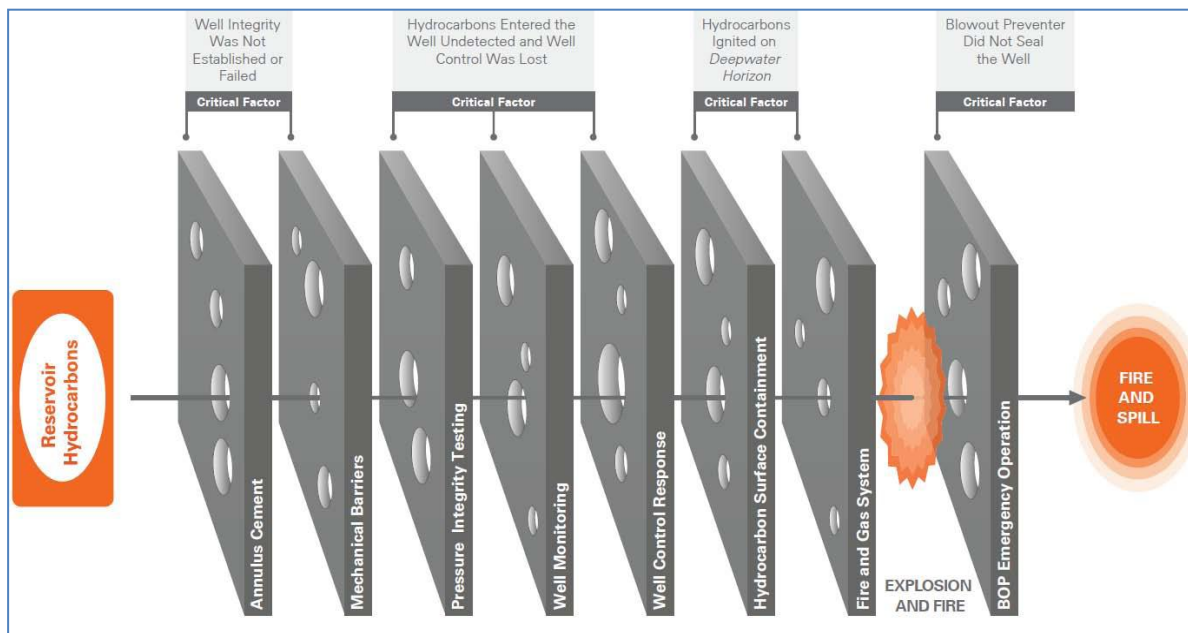
<sup>19</sup> BP rapporten, 2010, side 29.

<sup>20</sup> U.S. Coast Guard report, 2011.

### 3. BORING OG BRØNNTEKNOLOGI

Med hensyn til boring og brønnteologi er det to temaer som skiller seg ut som spesielt viktige og som gjelder i alle faser og typer av operasjoner<sup>21</sup>, nærmere bestemt ivaretagelse av brønnintegritet og brønnkontroll. I denne sammenhengen er selvsagt utstyr til bruk i operasjonene av betydning. Utblåsingssikringen (BOP) blir drøftet i kapittel 4, det samme gjelder vedlikehold av utstyr. Vi vil imidlertid omtale bruk av avledersystem i dette kapitlet, da dette ser ut til å ha blitt brukt i forsøk på å kontrollere utblåsingen.

Ved planlegging og gjennomføring av boreoperasjoner er det et grunnleggende prinsipp at alle involverte aktører bidrar til gode beslutningsprosesser og valg av robuste løsninger for utstyr, brønndesign og tilhørende barriereelementer. Risikostyring og barrierestyling som omtalt i kapittel 15, er en sentral faktor i beslutningsprosessene. Disse faktorene skal bidra til at både planleggere og utførende personell får opparbeidet tilstrekkelig beslutningsunderlag til å ta valg som forebygger uønskede hendelser og i verste fall en storulykke. (Ytterligere faktorer som påvirker beslutninger omtales i kapittel 10). Dersom regelverkets krav om risikoreduksjon blir fulgt, velger aktørene de løsningene og barrierene som har størst risikoreducerende effekt, ut fra en enkeltvis og samlet vurdering. Det betyr at løsningene tilpasses lokasjonsspesifikke utfordringer og problemstillinger, uansett om operasjonene er på dypt eller grunt vann, ved høye eller lave formasjonstrykk, med fast eller flyttbar innretning og så videre.



**Figur 3 BPs oversikt over barrierebrudd som medvirket direkte til DwH-ulykken**

(Kilde: BP report, 2010, side 32)

<sup>21</sup> Boring, komplettering, plugging og forlating, brønnintervensjon osv.

### 3.1 Hovedfunn

Funnene som er nevnt her, medvirket direkte til ulykken som inntraff under operasjon med midlertidig plugging og forlating av Macondobrønnen. Vi har inkludert fellestrekk for DwH-ulykken og referansehendelsene med prioritet A (vedlegg 2). For en mer detaljert beskrivelse av disse funnene vises det til SINTEFs rapport A19148 (2011).

Granskinger av DwH-ulykken gir flere eksempler på at beslutningsprosesser og beslutningsunderlag, både under planlegging og gjennomføring av Macondobrønnen, ikke fremmet robuste løsninger og sikre operasjoner. En kjede av feilvurderinger, feilhandlinger og tekniske feil førte til forringelse av brønnbarrierene som så resulterte i tap av brønnskroll (Figur 3):

- Flere av løsningsvalgene ble gjort ut fra risiko for oppsprekking av formasjonen og tap av borevæske/ brønnvæske.
- Verifikasjon av sementblanding og kvalitetslogging av sementbarriere ble ikke utført.
- Det ble gjort feilvurderinger av resultatene fra trykktestene.
- Man klarte ikke å oppdage at formasjonsvæske trengte inn i brønnen på tross av at loggedata viste at det var tilfellet.
- Avledersystemet klarte ikke å avlede gassen.

Kutteventilen (Blind Shear Ram, BSR) i BOPen klarte ikke å forsegle brønnen. Som omtalt i SINTEF-rapporten A19148 (2011), var dette også tilfelle for referansehendelsene på Montara, Gullfaks C og Snorre A. Vi vil i kapittel 10 komme nærmere inn på hvilke nivåer i de involverte organisasjonene, vurderingene eller mangel på vurderinger bidro til at ulykken skjedde.

Basert på SINTEFs sammenstilling av årsaker til DwH-ulykken og referansehendelsene (vedlegg 2), ser vi følgende fellestrekk knyttet til boring og brønnteologi:

- Mangelfull bevissthet rundt brønnbarrierene; yteevnen og integriteten til de enkelte barriereelementene.
- Mangelfull verifisering (testing/logging) av barriereelementer og -funksjoner.
- Manglende etterlevelse av styrende dokumenter.
- Mangelfull kompetanse og forståelse av krav.
- Risikovurdering var mangelfull/ikke utført.
- Mangelfull bruk av kvalitetssikringsprosesser (peer review/peer assist) for planer og risikovurderinger.
- Mangelfull bruk av fagekspertise i organisasjonene.
- Mangelfull risikovurdering knyttet til valg av teknologiske løsninger.
- Endring av planer var nødvendig i mange tilfeller, men konsekvenser ble ikke helhetlig vurdert.
- Signaler om hva som var i ferd med å skje i brønnen ble ikke oppfattet.

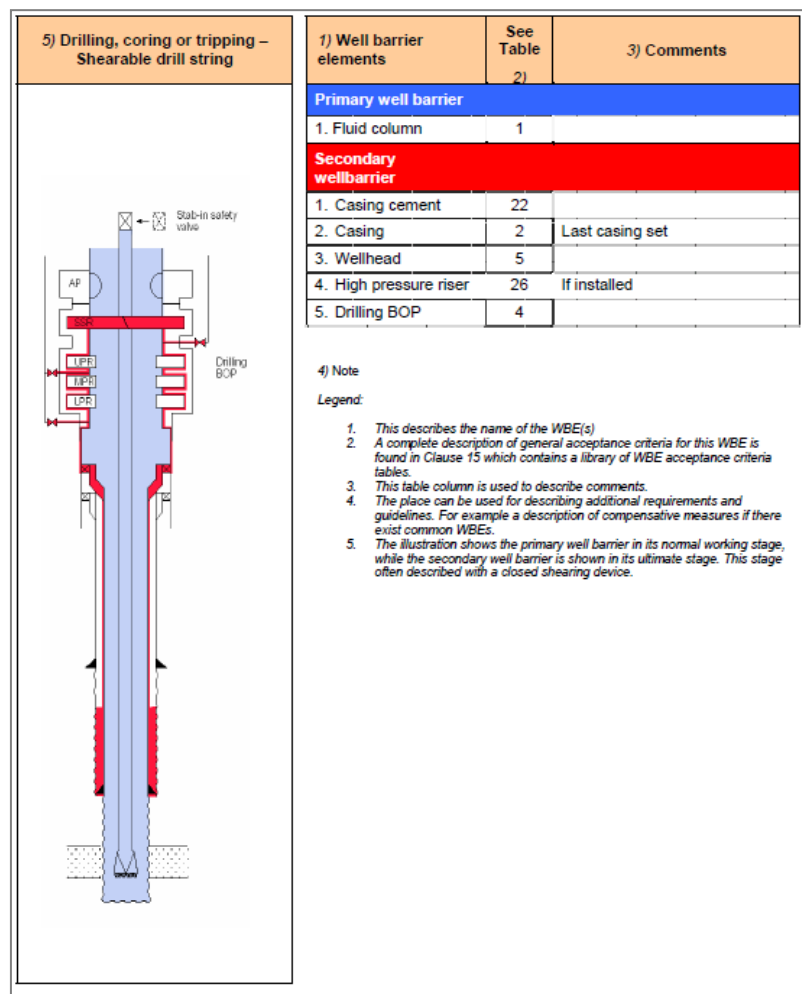
Fellestrekkene er grunnlag for drøftingen av årsaksforhold og lærepunkter knyttet til brønnintegritet, avledersystem og brønnskroll; noen av dem er også bakenforliggende

årsaker som drøftes ytterligere i kapittel 7 og 15. Konkrete eksempler nedenfor er hentet fra DwH-ulykken med referanse til SINTEFs rapport A19148 (2011).

## 3.2 Årsaksforhold

### 3.2.1 Brønnintegritet

På DwH ble det ikke gjort en samlet vurdering av løsningene og barrierene som kunne gi størst risikoreduserende effekt og bidra til ivaretagelse av brønnintegritet. Beskrivelser i Chief Counsels rapport (2011) viser at flere av løsningene ble valgt ut fra risikoen for videre oppsprekking av formasjonen da trykkmarginen for den gjeldende brønndybden ble overskredet. Det ble pumpet et mindre sementvolum ned i brønnen enn det som var optimalt for å tette brønnen mot reservoaret, selve sementblandingen som ble brukt var dårlig, og brønnens hydrostatiske trykk ble redusert med den følge at væskesøylen i brønnen ikke lenger utgjorde en barriere mot innstrømming. Verifikasjon av sementblandingen som ble pumpet ned i brønnen ble ikke utført, heller ikke evaluering av sementen, som er et viktig barriereelement. Det ble gjennomført trykktester i brønnen med hensikt å verifisere at brønnintegriteten var ivarettatt. Men da resultatene ikke var som forventet, ble årsaken feiltolket og det ble besluttet å gå videre til neste steg i operasjonen.



**Figur 4: Eksempel på barriereskisse**

(Kilde: Standard Norge, 2004)



### 3.2.2 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak

Etter gjennomgang av funnene fra DwH-ulykken, funn fra referansehendelsene og relevante krav i vårt regelverk, har vi ikke identifisert behov for større endringer i forskriftene. Regelverket har krav til brønnbarrierer, både i aktivitetsforskriften og i innretningsforskriften. Ved bore- og brønnaktiviteter skal det være testede brønnbarrierer med tilstrekkelig uavhengighet<sup>22</sup>. Dersom en barriere svikter, skal det ikke utføres andre aktiviteter i brønnen enn de som har til hensikt å gjenopprette barrieren. Ved overlevering av brønner, eksempelvis mellom selskaper eller mellom enheter på en innretning, skal barrierestatus være prøvd, verifisert og dokumentert.

Regelverket viser til NORSOK D-010 Rev. 3 (2004)<sup>23</sup> som omhandler brønnintegritet i bore- og brønnoperasjoner. I standarden står det at brønnbarrieren(e) skal være definert i forkant av en aktivitet eller operasjon med beskrivelse av de påkrevde brønnbarriereelementene som må være på plass (Figur 4), og spesifikke akseptkriterier for disse.

Erfaringer fra hendelser og tilsynsaktiviteter på norsk sokkel<sup>24</sup> viser imidlertid at det er behov for å skjerpe oppmerksomheten rundt helhetlig ivaretagelse av brønnbarrierer, herunder prinsippet om to uavhengige og testede brønnbarrierer, samt overvåking av disse. Barriereelementene skal til sammen opprettholde brønnintegriteten og forhindre ukontrollert innstrømming i hele brønnens levetid. ***DwH-ulykken bekrefter viktigheten av at selskapene videreutvikler ytelseskrav<sup>25</sup> til de ulike barriereelementene. Dette gjelder ambisjonsnivå for ytelseskravene både i forbindelse med etablering, testing, vedlikehold og overvåking.***

***I lys av DwH-ulykken vurderes det svært relevant for næringen å kvalifisere og ta i bruk teknologi som muliggjør overvåking av brønnbarrierene også når det ikke bores eller sirkuleres væske i brønnen. Eksempelvis kan dette være instrumentering i BOP eller brønnhodet som kan detektere gass eller andre hydrokarboner før de strømmer inn i stigerøret.***

Erfaringer fra norsk sokkel viser at det er behov for økt oppmerksomhet rundt brønnbarrierer ikke bare under konstruksjon av brønner eller intervensjon, men også for midlertidig og permanent forlating. Eksempelvis har om lag en tredel av midlertidig forlatte brønner på norsk sokkel en eller annen form for problem knyttet til brønnintegritet (Petroleumstilsynet, RNNP, 2011)<sup>26</sup>). Regelverket stiller imidlertid krav til at brønnbarrierene skal utformes slik at brønnintegriteten sikres og barriererefunksjonene ivaretas i brønnens levetid<sup>27</sup>. Videre skal de utformes slik at utilsiktet innstrømming til brønnen og utstrømming til det ytre miljøet hindres, og slik at de ikke hindrer brønnaktiviteter. ***Det er et klart krav at ved midlertidig forlating av en brønn skal barrierene utformes slik at de ivaretar brønnintegriteten for den lengste tiden brønnen forventes forlatt. DwH-ulykken er en bekreftelse på at næringen fortsatt må gi høy prioritet til og intensivere forbedring av integriteten til midlertidig forlatte brønner.***

<sup>22</sup> Petroleumstilsynet: [http://www.ptil.no/aktivitetsforskriften/category379.html#\\_Toc282264684](http://www.ptil.no/aktivitetsforskriften/category379.html#_Toc282264684) [nedlastet 15.5.2011]

<sup>23</sup> Standard Norge: NORSOK D-010 Well integrity in drilling and well operations (Rev. 3, August 2004)

<sup>24</sup> Blant annet fra hendelsen på Gullfaks C i 2010 som er omtalt som referansehendelse i SINTEFs rapport A19148 (2011)

<sup>25</sup> Ytelse av barriereelementer er definert i kapittel 1.3

<sup>26</sup> Petroleumstilsynet: Risikonivå i petroleumsvirksomheten Norsk sokkel, 2010

<sup>27</sup> Petroleumstilsynet: [http://www.ptil.no/innretningsforskriften/category380.html#\\_Toc279416392](http://www.ptil.no/innretningsforskriften/category380.html#_Toc279416392) [nedlastet 15.5.2011]

I etterkant av ulykkene i Mexicogulfen og utenfor Australia, har Petroleumstilsynet identifisert behov for å tydeliggjøre regulering av barrierer ved midlertidig forlating av utvinningsbrønner. Et forslag til presisering er spilt inn til den årlige oppdateringen av regelverket, og er derfor ikke tatt med som anbefaling her.

Regelverket viser til NORSOK D-010 Rev. 3 (2004)<sup>28</sup> som omhandler brønnintegritet i bore- og brønnoperasjoner. Det har siden 2004 vært en videreutvikling innen metoder, teknologi og arbeidsprosesser for bore- og brønnoperasjoner, samt utstyr og medier som benyttes som barriereelementer. Flere temaer har utpekt seg som nødvendig å oppdatere, deriblant:

- beste praksis for robust brønndesign, eksempelvis:
  - fôringsrørdesign (plassering),
  - sement, sementering og alternative bindemidler (kvalifisering, plassering, verifisering),
  - plugging og forlating (midlertidig og permanent),
- kvalifisering, verifikasjon og overvåking av barriereelementer,
- barriereskisser, -beskrivelser og akseptkriterier for trykbalanserte operasjoner og andre nye metoder og nytt utstyr.

Regelverket viser også til NORSOK D-001 Rev. 1 (1998)<sup>29</sup> som omhandler boreanlegg/-innretninger. Det har siden 1998 skjedd en betydelig utvikling innen teknologi, utstyr og arbeidsprosesser som ikke reflekteres i standarden.

***Det er bred enighet om nødvendigheten av en helhetlig, ambisiøs og snarlig revisjon av NORSOK D-010 og NORSOK D-001 dersom disse fortsatt skal angi norm for sikkerhetsnivået i regelverkskravene. Det er viktig at det også opprettes rutiner for regelmessig oppdatering av disse standardene.*** Petroleumstilsynet er oppmerksom på at det er igangsatt arbeid med revisjon av disse standardene.

### 3.2.3 Brønnkontroll

Når tekniske barriereelementer (Figur 4) i en brønn svikter og resulterer i et brønnsпарк, understrekes betydningen av de operasjonelle og organisatoriske barrierene. Overvåking av brønnparametere og observasjon av avvikende responser, tydelige og effektive prosedyrer for håndtering av avvik og handling i tråd med disse, kan hindre eskalering av innstrømningen. Med Macondobrønnens mangelfulle integritet fulgte en innstrømning som skulle vært oppdaget og håndtert raskt. Men det gikk 40 minutter før mannskapet på DwH reagerte på signalene om brønnsпарк.

I nåtidens bore- og brønnoperasjoner benyttes ofte ulike typer ”sanntids” overvåkings-teknologi i form av skjermbilder, sensorer og andre instrumenter. Bruken av teknologien har som mål å gi involvert personell best mulig oversikt over brønnens tilstand, i tillegg til at den muliggjør ekspertstøtte fra land til personell i havet. Det forutsetter imidlertid at personell overvåker dataene<sup>30</sup> til riktig tid, og at de er i stand til å forstå og tolke informasjonen på en korrekt måte. Det forutsetter også at teknologien har gode brukergrensesnitt som gjør det mulig for personellet å fange opp de signalene systemene gir.

<sup>28</sup> Standard Norge: NORSOK D-010 Well integrity in drilling and well operations (Rev. 3, August 2004)

<sup>29</sup> Standard Norge: NORSOK D-001 Drilling facilities (Rev. 2, July 1998)

<sup>30</sup> Volum, strøm inn og ut av brønn, trykk i borerørene, gassinnhold i borevæske etc.

I Chief Counsels rapport (2011, s. 182-184 og s.241-242) pekes det på manglende informasjon via skjermbilder, sensorer og instrumenter, og mangelfull utnyttelse av eksisterende data og utstyr. Dette bidro blant annet til at man ikke oppdaget indikasjonene på brønnsparke.

Eksempler:

- Riggmannskapet kunne hatt nytte av systemer som benytter automatisk alarm, tilsvarende som i luftfart, for å fange oppmerksomhet om mulige indikasjoner på brønnsparke. Slike systemer burde også informere mudloggere om kritiske hendelser. Mudloggere på Deepwater Horizon var avhengige av direkte kommunikasjon eller gjetning for å forstå hva som hendte andre steder på innretningen.
- Riggmannskapet måtte utføre grunnleggende beregninger i forbindelse med brønnovervåking for hånd.
- Teknologien (sensorer og instrumenter) for å detektere brønnsparke var utilstrekkelig. Det ble etterlyst mer bruk av kamera og utstyr dedikert til å identifisere hydrokarboner i borehullet under aktiviteter utenom boring.

Det påpekes også at samtidige aktiviteter om bord på DwH kan ha gjort det vanskeligere å oppdage brønnsparke (Chief Counsels rapport National, 2011, s. 182-184). For eksempel ble returveske fra brønnen, som skulle dumpes på sjøen, ledet direkte over bord. Dette ble gjort via rør som ikke var utstyrt med sensorer for måling av strømningsrate eller gass, i stedet for å lede den via væsketankene, eventuelt tømme denne væsken på et senere tidspunkt.

Olje og gass strømmet altså inn i brønnen i omtrent 40 minutter før brønnsparke hadde utviklet seg til en utblåsing. Da mannskapet omsider reagerte, lyktes det ikke å forsegle brønnen ved aktivering av BOP – dette blir omtalt nærmere i kapittel 4.

Etter flere forsøk, som omtalt i kapittel 2 og kapittel 5, ble brønnen plugget fra toppen (ved havbunnen), og senere plugget i bunnen via en av to borede avlastningsbrønnene<sup>31</sup>.

#### 3.2.4 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak

En hendelse som DwH-ulykken understreker betydningen av å være forberedt på det uventede og oppdage det når det inntreffer. Robust og riktig utstyr er en viktig faktor, evne til å håndtere sikkerhetskritiske situasjoner er en annen.

Når det gjelder utstyr, har regelverket krav til at det skal legges til rette for at personell som har kontroll- og overvåkingsfunksjoner, til enhver tid kan hente inn og behandle informasjon om slike forhold på en effektiv måte<sup>32</sup>. Skjermbasert utstyr og annet teknisk utstyr for å overvåke, kontrollere og styre maskiner skal utformes slik at man reduserer feilhandlinger som kan ha betydning for sikkerheten<sup>33</sup>.

Det er viktig at operasjonsparametere overvåkes slik at en til en hver tid kjenner tilstanden til barriereelementer i brønnen og raskt kan oppdage svekkelse av brønnintegritet og fare for tap

<sup>31</sup> På Montara-brønnen i Australia var ikke en BOP koblet på brønnen. På grunn av eksplosjonsfare ble det heller ikke gjort forsøk på å drepe brønnen fra toppen. Utblåsningen ble stanset ved boring av avlastningsbrønn.

<sup>32</sup> Petroleumstilsynet: [http://www.ptil.no/aktivitetsforskriften/category379.html#\\_Toc282264622](http://www.ptil.no/aktivitetsforskriften/category379.html#_Toc282264622) [nedlastet 29.5.2011]

<sup>33</sup> Petroleumstilsynet: [http://www.ptil.no/innretningsforskriften/category380.html#\\_Toc279416361](http://www.ptil.no/innretningsforskriften/category380.html#_Toc279416361) [nedlastet 29.5.2011]

av brønnkontroll. Tilstanden skal være kjent for alt involvert og relevant personell slik at det setter dem i stand til å handle adekvat og proaktivt.

Gjennom dialog med næringen har Ptil blitt kjent med at en rekke systemer og teknologi er utviklet, men det gjenstår utfordringer blant annet knyttet til prosessering av data i sanntid og grensesnitt mellom ulike systemer og ulike selskaper. ***I lys av DwH-ulykken vurderes det som naturlig at næringen samarbeider for å videreutvikle, kvalifisere og ta i bruk teknologi og visuelle verktøy som muliggjør sanntidsovervåking av brønnbarrierenes tilstand og ivaretagelse av brønnkontroll.***

Regelverket har krav som spesifikt påpeker at personell skal kunne håndtere fare- og ulykkessituasjoner<sup>34</sup>. Kompetansen skal verifiseres og den skal holdes ved like gjennom trening og øvelse, opplæring og utdanning.

Trening og øvelse er viktige bidrag til å istandsette utøvende personell til å forebygge tap av brønnkontroll, eventuelt gjenopprette brønnkontroll. Ptil søker gjennom tilsynet og øvrige aktiviteter å bidra til økt bevissthet rundt risiko og betydningen av systematisk oppfølging av barrierer, både hos ledende personell og den enkelte medarbeider. En ny tilnærming<sup>35</sup> for tilsyn til havs har blitt prøvd ut de siste par årene. Denne går ut på gjennom en form for ”table-top”-øvelse<sup>36</sup> å evaluere hvordan selskapet og den enkelte medarbeider planlegger og sikrer forhold som er viktige i risikosammenheng, hvordan god risikoforståelse formidles og videreføres i kompetansekrav, samt hvordan læring, barrieretenking og risikoforståelse verifiseres og videreformidles i organisasjonen og til underleverandører. Selskapene som har blitt revidert på denne måten har gitt positive tilbakemeldinger med hensyn til opplevd effekt.

***DwH-ulykken bekrefter viktigheten av at Petroleumstilsynet fortsetter med videreutvikling og klargjøring av forutsetninger for bruk av denne tilnærmingen i tilsynet. Det vurderes også aktuelt å formidle dette til næringen, idet denne tilnærmingen også er relevant for selskapenes egne evalueringer, revisjoner, trening og øvelser.***

I Norge er det krav<sup>37</sup> til at en ved tap av brønnkontroll skal kunne gjenvinne brønnkontrollen ved å intervensere direkte eller ved å bore en avlastningsbrønn. Videre skal det utarbeides en aksjonsplan som beskriver hvordan den tapte brønnkontrollen kan gjenvinnnes. Som veiledning påpekes det at planen for direkte intervensjon bør inneholde

- en beskrivelse av mobilisering og organisering av personell og innretninger,
- en vurdering av krav til utstyr med hensyn til kapasiteter og dimensjoner,
- en kartlegging av brønnintervensjonsutstyr og brønnservicetjenester.

Det vises til NORSOK D-010 Rev. 3 (2004)<sup>38</sup> for å oppfylle kravet til aksjonsplanen, hvor det står at planen skal vise nødvendig utstyr, personell og tjenester. Praksis i dag er å ha oversikt

---

<sup>34</sup> Petroleumstilsynet: [http://www.ptil.no/aktivitetsforskriften/category379.html#\\_Toc282264611](http://www.ptil.no/aktivitetsforskriften/category379.html#_Toc282264611) og [http://www.ptil.no/aktivitetsforskriften/category379.html#\\_Toc282264613](http://www.ptil.no/aktivitetsforskriften/category379.html#_Toc282264613)

<sup>35</sup> Petroleumstilsynet: <http://www.ptil.no/getfile.php/Tilsyn%20p%C3%A5%20nettet/tilsynsrapporter%20pdf/tilsynsrapport%20aker%20drilling%20risikoforstaelse.pdf> [nedlastet 20.5.2011]

<sup>36</sup> Hvor Ptil tar utgangspunkt i en tidligere sikkerhetskritisk hendelse, eks. tap av brønnkontroll

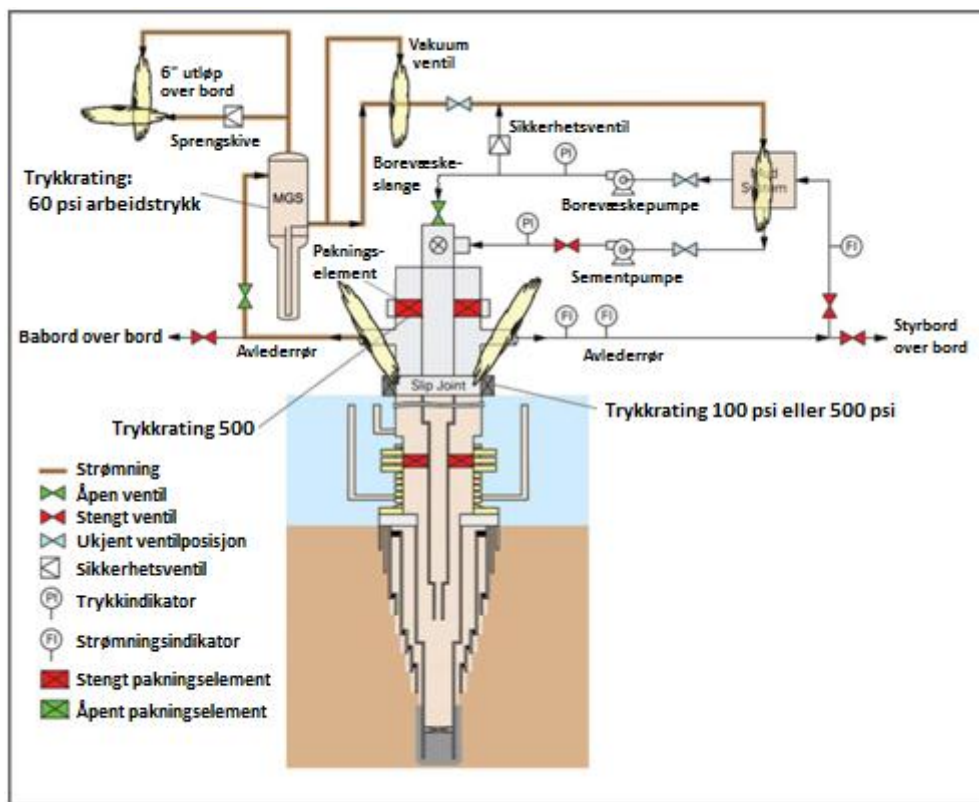
<sup>37</sup> Petroleumstilsynet: [http://www.ptil.no/aktivitetsforskriften/category379.html#\\_Toc282264685](http://www.ptil.no/aktivitetsforskriften/category379.html#_Toc282264685) [nedlastet 16.5.2011]

<sup>38</sup> Standard Norge: NORSOK D-010 Well integrity in drilling and well operations (Rev. 3, August 2004)

over utstyr tilgjengelig for å bore avlastningsbrønner. Før DwH-ulykken eksisterte det ikke utstyr for kapsling og oppsamling ved utslippspunktet på havbunnen. I ettertid har det imidlertid blitt utviklet utstyr for dette formålet. Dette omtales i nærmere i kapittel 5.

### 3.2.5 Avledersystem

På DwH kunne avledersystemet også bli brukt til å avlede gass i stigerøret. Figur 8 viser at begge avlederrørene som fører direkte over bord, kunne stenges slik at borevæsken fra stigerøret kunne ledes til gasseparator eller direkte tilbake til borevæsketankene etter at avlederpakningen i toppen av stigerøret var stengt.



**Figur 5: Utvalgt utstyr om bord på Deepwater Horizon**

(Kilde: BP, 2010)

Da væske sprutet ut av Macondobrønner og over boredekk ble avlederpakningen stengt og væsken ble forsøkt ledet gjennom avledersystemet (diverter) til gasseparatoren for borevæske (MGS - Mud Gas Separator). Det var i denne sammenhengen mulig å sette ventiler i feil posisjon og/eller feilvurdere situasjonen og dermed overfylle separatoren for borevæske.

På grunn av stille vær og usikkerhet knyttet til hvordan avledersystemet ville taklet de store strømningsratene, er det uklart hvorvidt riktig operasjon av dette systemet kunne forhindre en antennelse, men det ville høyst sannsynlig ha utsatt en antennelse og eksplosjon og dermed begrenset konsekvensene av hendelsen SINTEF rapport A19148 (2011).

### 3.2.6 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak

Robust design av utstyr på innretningene er i likhet med robust brønnedesign et viktig grunnlag for sikre operasjoner. Regelverket<sup>39</sup> har krav til at anlegg, systemer og utstyr skal utformes robust og på enklest mulig måte og slik at muligheten for menneskelige feilhandlinger begrenses, at de eller det kan opereres, prøves og vedlikeholdes uten fare for personellet og med lavest mulig risiko for forurensning. Videre skal de eller det være egnet for bruk og i stand til å motstå de lastene de eller det kan bli utsatt for under drift.

Avledersystemet er i utgangspunktet designet som et sikkerhetssystem for bruk ved boring av grunne formasjoner, med retur av borevæske gjennom stigerøret og før BOP er satt. Dette reflekteres i innretningsforskriften § 49<sup>40</sup> om brønnskrollutstyr: For boring av topphullseksjoner gjennom stigerør eller lederør skal det installeres utstyr med kapasitet til å lede grunn gass og formasjonsvæsker bort fra innretningen inntil personellet er evakuert. For å oppfylle kravet vises det til NORSOK D-001 Rev. 1 (1998)<sup>41</sup> og NORSOK D-010 Rev. 3 (2004)<sup>42</sup>.

Det kan imidlertid se ut til at dette systemet også benyttes under mer regulære driftsforhold hvor avledersystemet er siste barriere mot at gass som er frigjort eller akkumulert i stigerøret (over BOP) ventileres til boredekket gjennom rotasjonsbordet. Dersom dette skyldes at borevæsken har stort gassinhold, og spesielt hvis det benyttes oljebasert borevæske, kan det være hensiktsmessig å lede borevæsken fra stigerøret via avlederrøret til gasseparatoren for borevæske. Gasseparatoren har begrenset kapasitet, og vil ikke kunne håndtere en gassboble over en viss størrelse fra stigerøret. Dette skjedde på DwH, og viser at det ikke uten videre er god praksis å ta i bruk et sikkerhetssystem til mer ordinære operasjonelle forhold.

En annen problemstilling knyttet til avledersystemet er at dette ved svikt i BOP og utblåsing på innretningen, fremstår som en "siste utvei" for å redusere mengden av hydrokarboner og fare for antennelse på innretningen. Muligheten for å feiloperere dette systemet bør derfor elimineres.

***I lys av DwH-ulykken vurderes det som aktuelt for næringen å gjennomgå løsninger for eksisterende avledersystemer, vurdere om systemenes faktiske bruk er i henhold til tiltenkte funksjoner, samt oppdatere gjeldende standarder til å reflektere beste praksis.***

---

<sup>39</sup> Petroleumstilsynet: [http://www.ptil.no/innretningsforskriften/category380.html#\\_Toc279416349](http://www.ptil.no/innretningsforskriften/category380.html#_Toc279416349) [nedlastet 15.5.2011]

<sup>40</sup> Petroleumstilsynet: [http://www.ptil.no/innretningsforskriften/category380.html#\\_Toc279416393](http://www.ptil.no/innretningsforskriften/category380.html#_Toc279416393) [nedlastet 15.5.2011]

<sup>41</sup> Standard Norge: NORSOK D-001 Drilling facilities (Rev. 2, July 1998)

<sup>42</sup> Standard Norge: NORSOK D-010 Well integrity in drilling and well operations (Rev. 3, August 2004)

## 4. UTBLÅSINGSSIKRING – BOP

Utblåsingssikringen (BOP) er bygd opp av en serie av forskjellige høytrykksventiler som er konstruert for å tette mot forskjellig utstyr som brukes i brønnen, og således stoppe innstrømning.

De primære funksjonene for en BOP er å:

- tette ringrommet mellom borestreng og foringsrør,
- stenge inne borevæsken i brønnen under brønnhodet,
- stabilisere trykket i en brønn slik at ikke formasjonsvæske trenger inn i brønnen,
- regulere og overvåke trykket i brønnen,
- gjøre det mulig å injisere borevæske i brønnen,
- tillate regulering av volumet av væske som blir tappet ut av brønnen,
- sentrere borestrengen i brønnen,
- kutte borestreng eller foringsrør hvis dette er nødvendig for å tette brønnen.

BOP installeres på brønnhodet, det vil si rett over sjøbunnen for en flytende innretning, og på dekk for oppjekkable eller faste innretninger. Typisk maksimum arbeidstrykk er 690 eller 1000 bar.

På DwH var BOP plassert på havbunnen. Det er verdt å merke seg at det ikke var koblet BOP på Montarabrønnen i Australia da utblåsing fra denne inntraff.

Til tross for at svikt i BOP ikke var noen utløsende årsak til DwH-ulykken, var dette en viktig bidragsyter til det katastrofale utfallet av denne. På tidspunktet for ferdigstilling av vår rapport pågikk det fremdeles undersøkelser og analyser av BOP. Konklusjoner og resultater som refereres i dette kapittelet må derfor sees på som status per mai 2011.

Vi viser også til kapittel 13.5 i del 2 av rapporten hvor vi omtaler utredninger som Ptil følger opp på vegne av IRF.

### 4.1 Hovedfunn

Sanntidsdata og vitneutsagn tyder på at omtrent samtidig som en fikk borevæske og brønnstrøm opp på boredekk, forsøkte mannskapet å stenge en av BOPens ringromsventiler og noen minutter senere forsøkte en trolig også å stenge en ”Variable Bore Ram” (VBR). Dette er normalt måten man først forsøker å stanse en ukontrollert strømning på. Disse aksjonene ble imidlertid foretatt for sent siden det allerede var gass i stigerøret og kreftene fra den strømmende brønnen var voldsom.

Da eksplosjonene inntraff noen minutter senere forsøkte man å aktivere nødfrakoblings-systemet (Emergency Disconnect System - EDS). Dette fungerte imidlertid ikke og kutte-ventilen (Blind Shear Ram - BSR) som skulle stenge i EDS-sekvensen, forseglet ikke brønnen. Undersøkelser av utblåsingssikringen utført av DNV<sup>43</sup> konkluderer med at BSR, som skulle ha kuttet borestrengen og dermed stengt brønnen, ikke fungerte fordi en del av

---

<sup>43</sup> DNV rapporten, 2011

borestrengen, som var stuket mellom øvre ringromsventil og øvre VBR, var utbøyd og delvis blokkerte for mekanismen SINTEF rapport A19148 (2011).

## 4.2 Årsaksforhold

Ifølge DNVs undersøkelser (DNV rapporten, 2011) sviktet BOP primært fordi borestrengen var stuket og bøyd, og dermed stod usentrert i forhold til skjærflatene til kutteventilen, som derfor ikke fungerte etter sin hensikt. Det er videre sannsynliggjort at aktivering av dødmannsfunksjonen<sup>44</sup> trolig var forhindret på grunn av for lav spenning på batteriene (og ingen initieringskapasitet) i en av kontrollmodulene, samt feil i en solenoidventil til den andre kontrollmodulen.

Det bør i denne sammenhengen legges til at dersom DNVs konklusjon om borestrengen er riktig, ville verken dødmannsfunksjonen eller andre funksjoner som aktiverer kutteventilen ført til fullstendig lukking så lenge funksjonen ble utløst *etter* at utblåsing gjennom BOPen hadde startet. Kun dersom kutteventilen hadde blitt aktivert *før* utblåsingen, og før en forsøkte å stenge øvre ringromsventil, hvorpå borestrengen ble stuket og bøyd, ville ventilen muligens kunnet lukke og stengt brønnen.

I det videre ser vi på forhold knyttet til design, operasjon, vedlikehold, testing og sertifisering av BOP, inkludert forhold omtalt i granskingsrapportene som ikke direkte medvirket til at BOP sviktet på Macondo, men som allikevel kan gi nyttig lærdom.

### 4.2.1 BOP-design og -operasjon

BOPen på Deepwater Horizon er vist på figur 9 under. Den besto av følgende systemer/komponenter:

- En “Lower Marine Riser Package” (LMRP) som inkluderer to ringromsventiler (eng: annular preventers) og to styremoduler (eng: control pods):
  - De to styremodulene mottar signaler fra kontrollpanelene som er plassert oppe på innretningen. Disse signalene aktiverer forskjellige solenoid-/pilotventiler i styremodulene som igjen aktiverer ulike hydrauliske kretser og mekaniske komponenter i BOP.
- Den nedre delen av BOP på Deepwater Horizon, som inneholder totalt fem sett med ventiler (eng: rams).
  - Dette inkluderer ”Blind Shear ram” (BSR), ”Casing Shear ram” (CSR), ”Upper Variable Bore ram” (VBR), ”Middle VBR” og ”Lower VBR”.

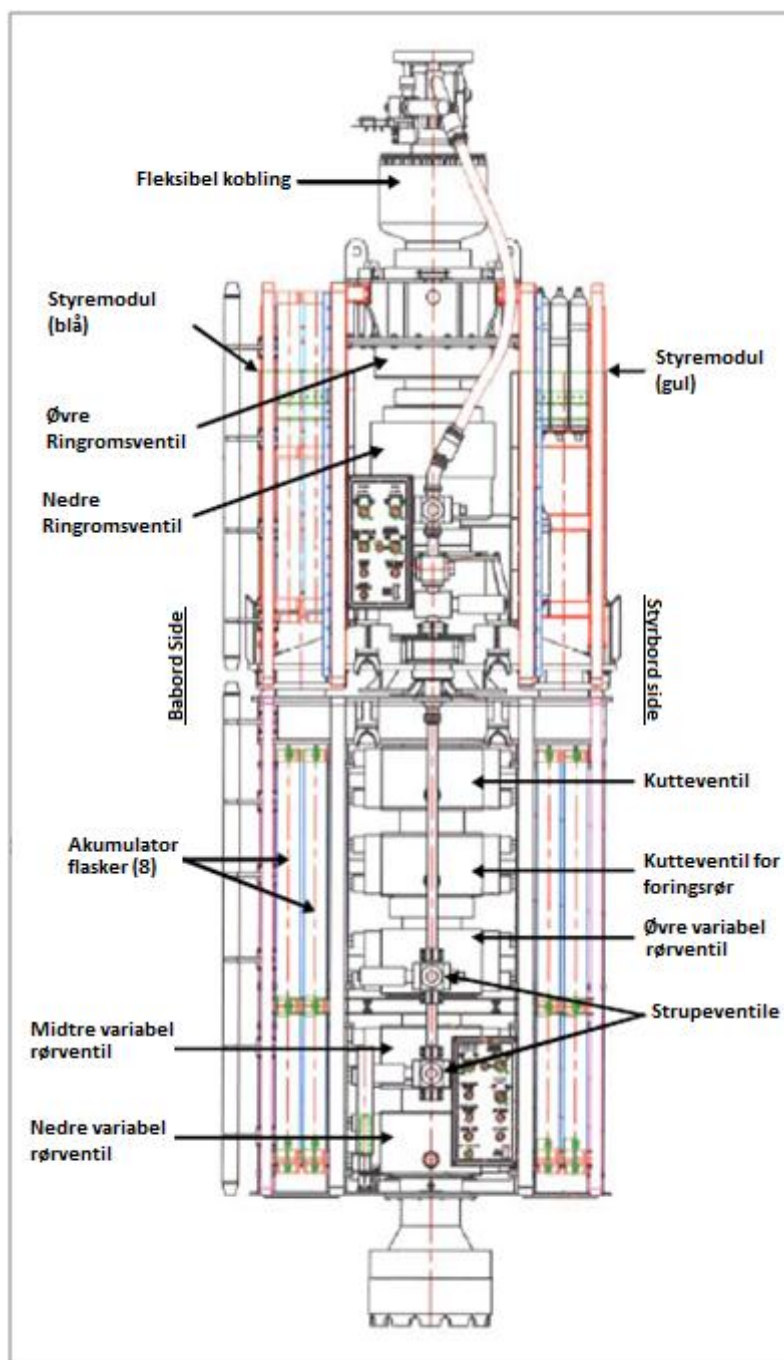
LMRP var plassert på toppen av nedre del av BOPen.

I situasjoner med potensial for tap av brønnsk kontroll kan de ulike ventilene benyttes for å gjenvinne kontroll med brønnen. Det er imidlertid verdt å merke seg at det bare er kutteventilen (BSR) som er designet for å kutte borestrengen dersom denne er i hullet (noe som var tilfelle under utblåsingen på DwH) og forsegle brønnen. I motsetning til kutteventil for fôringsrør (CSR) som ikke forsegler brønnen, vil kutteventilen (BSR) bli låst i lukket posisjon slik at den ikke er avhengig av hydraulikksystemet for å holde stengt etter aktivering.

---

<sup>44</sup> Dødmannsfunksjonen skal stenge kutteventil (BSR) ved tap av kommunikasjon mellom innretning og BOP





**Figur 6: Skisse av BOP som ble benyttet på Deepwater Horizon**

(Kilde: DNV rapporten, 2011)

Kutteventilen (BSR) kunne aktiveres på fem forskjellige måter (DNV rapporten, 2011, s. 16):

- Fra ett av de to kontrollpanelene oppe på innretningen.
- Som en del av nødfrakoblingssekvensen som også aktiveres fra ett av de to kontrollpanelene oppe på innretningen.

- Som en del av “dødmannsfunksjonen” (Automatic Mode Function: AMF). Denne funksjonen skal aktivere BSR ved tap av kontakt (kraft, hydraulikk og kommunikasjon) mellom innretningens kontrollpaneler og styremoduler på BOPen.
- Via “Autoshear”-funksjonen dersom innretningen driver av lokasjon uten at EDS er aktivert.
- Via ROV-intervensjon gjennom et eget ”hot stab”-panel på BOP.

Det kan bemerkes at alle disse stengefunksjonene, bortsett fra ved ROV-intervensjon, er avhengig av at minst én av de to styremodulene fungerer for at kutteventilen skal kunne stenges.

Det synes i ettertid som at den eneste mekanismen for å stenge kutteventilen (BSR) som ble forsøkt aktivert fra innretningen var nødfrakobling (EDS), men innretningen forble tilkoblet brønnen med stigerøret og BSR stoppet heller ikke brønnstrømmen. Dersom den første eksplosjonen ødela kontrollinjer til BOP, kan dette ha vært årsaken til at EDS ikke ble aktivert.

#### 4.2.2 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak

Som nevnt i kapittel 3 er det i innretningsforskriften krav om at utstyr skal utformes robust, på enklest mulig måte og slik at muligheten for menneskelige feilhandlinger begrenses. Utstyret skal kunne opereres, prøves og vedlikeholdes uten fare for personellet og med lavest mulig risiko for forurensing, det skal være egnet for bruk og i stand til å motstå de lastene det kan bli utsatt for under drift. I den samme forskriften er det krav om at brønnkontrollutstyr skal utformes og aktiveres slik at det ivaretar både barriereintegritet og brønnkontroll. I tillegg gjelder også aktivitetsforskriften § 51 om særskilte krav til prøving av utblåsingssikring og annet trykkkontrollutstyr. For å oppfylle disse kravene vises det til NORSOK D-001 Rev. 2 (1998)<sup>45</sup> og NORSOK D-010 Rev. 3 (2004)<sup>46</sup>. I NORSOK D-001 er BOP definert som en del av brønnkontrollsystemet.

Vi kan ikke trekke noen konklusjon angående sammenheng eller årsaker ved DwH-ulykken som berører hvilke standarder BOP bør bli designet og bygd etter, og som muligens kunne hindret eller begrenset utfallet. Det kan imidlertid stilles spørsmål vedrørende BOPer tiltenkt norsk petroleumsvirksomhet. Som et eksempel kan nevnes at det i dag ikke er et forskriftskrav at en BOP som skal brukes på flyttbare innretninger skal følge maskindirektivet<sup>47</sup>, slik det er krav til for utstyr (blant annet BOP) som blir brukt på faste innretninger. Undersøkelsen av DwHs BOP er ikke slutført, men ut fra resultater som hittil er fremkommet, bør myndighetene vurdere å kreve en dokumentert analyse for hvordan man gjennom teknisk design vil kunne håndtere kjente farlige hendelser og utstysfeil.

I dag er det krav til at det for styringssystemet for en bore-BOP skal gjøres en risikoanalyse med fastsatt minimumskrav til sikkerhetsnivå (SIL-krav). ***Som et resultat av DwH-hendelsen, og det faktum at en utblåsing ikke bare kan skje under en boreoperasjon, bør en også stille spørsmål ved om ikke en slik analyse med fastsatte minimumskrav til sikkerhetsnivå (SIL-krav) også bør gjelde alle typer BOPer inklusive brønnintervensjons-BOPer. En bør i***

<sup>45</sup> Standard Norge: NORSOK D-001 Drilling facilities (Rev. 2, July 1998)

<sup>46</sup> Standard Norge: NORSOK D-010 Well integrity in drilling and well operations (Rev. 3, August 2004)

<sup>47</sup> FOR-2009-05-20-544: Forskrift om maskiner (maskinforskriften)

*denne sammenhengen også vurdere om det er andre kontroll- og styringssystemer relatert til brønnintegritet/brønnkontroll som også bør få slike krav.*

*Det er aktuelt for Petroleumstilsynet å vurdere en presisering av regelverkskrav til utblåsingssikringer; inkludert intervensjons- og havbunns-BOPer.*

*Det er for eksempel aktuelt å vurdere om maskinforskriften også skal gjelde for flyttbare innretninger. Det vurderes videre som aktuelt å se nærmere på hvordan regelverkets prinsipper om uavhengighet mellom sikkerhetskritiske funksjoner og operasjonelle funksjoner kan implementeres for BOP. En mulighet er å kreve at BOP defineres som et sikkerhetskritisk system og håndteres i tråd med prinsipper tilsvarende som i IEC 61508.*

*I lys av DwH-ulykken vurderes det uansett som relevant for selskapene å vurdere om ytelseskrav inkludert pålitelighetskrav til styringssystemene for BOP er tydelige nok eller om det er behov for å justere disse i tråd med anerkjente standarder og retningslinjer på området, slik som IEC 61508 eller OLF 070. Videre er det relevant å vurdere hvorvidt slike justeringer har konsekvenser for valg av teknisk design, vedlikehold, og modifikasjonskontroll samt oppfølging av kravene i drift.*

*I lys av DwH-ulykken vurderes det som aktuelt for næringen å gjennomgå eksisterende systemer som skal gi beslutningsstøtte i kritiske situasjoner som krever aktivering av BOP. Det vurderes blant annet som relevant å se nærmere på behovet for økt diagnosefunksjonalitet for å oppdage feil på BOP-utstyr.*

I forbindelse med oppfølging av Ptils hovedprioriteringer knyttet til ledelse og storulykkesrisiko og til barrierehåndtering, *anbefales det å fokusere på om selskapene har etablert ytelseskrav til barrierene, deriblant BOP, i henhold til styringsforskriften § 5 og om disse kravene følges opp.*

*DwH-ulykken bekrefter at det er kritisk at næringen er beredt til å håndtere en brønnkontrollsituasjon, og kontinuerlig evaluerer at dette er tilfelle. Det gjelder for eksempel kontroll av hensiktsmessigheten av prosedyrer for stenging av ulike ventiler i BOP i nødsituasjoner og realisme i trening og øvelser knyttet til hvordan BOP skal opereres i slike tilfeller.*

Læring av DwH-ulykken kan som sagt påvirke regelverk, standarder, beste praksis, etc. Dette vil medføre at selskapene kontinuerlig kvalifiserer sin virksomhet relatert til nye krav.

#### 4.2.3 Vedlikehold, sertifisering og testing av BOP

Revisjonen i september 2009, som granskingsteamet til BP gjennomførte på slutten av innretningens periode for 10-års vedlikehold og inspeksjon, identifiserte seks funn relatert til BOP-vedlikehold, og samtlige var fortsatt utestående i desember 2009.

Tre av fire ledelsesfunn fra Chief Counsels rapport, 2011 vedrørende BOP er knyttet til vedlikehold: (1) MMS godkjente testing av DwHs BOP med lavere trykk enn påkrevd i regelverket (uten at eventuelt negative effekter av å teste med lavere trykk enn påkrevd er nærmere beskrevet i rapporten), (2) Transoceans praksis med å ødelegge testrapportene etter ferdigstilling av brønn skapte et unødig informasjonsgap som undergravde BOP-vedlikeholdet, og (3) kritisk BOP-utstyr hadde ikke blitt resertifisert siden 2000, på tross av regelverkskrav fra MMS og anbefalinger fra leverandør og API.

Basert på funn fra revisjoner og gjennomgang av vedlikeholdsdata, fant BPs granskingsteam potensielle svakheter i vedlikeholdsstyringssystemet for BOPen. Eksempelvis er det avdekket bruk av uoriginale deler i styringssystemet (BP rapport, 2010).

Resertifisering av BOP innebærer fullstendig demontering og inspeksjon av utstyret. Dette er viktig fordi det tillater undersøkelse av individuelle komponenter for slitasje og korrosjon. Dette kan ta 90 dager eller mer. Et gunstig tidspunkt er ved 5-års inspeksjon ved verft. Deepwater Horizon hadde ikke hatt verftsopphold siden den ble satt i drift. MMS henviste til API som igjen krever demontering og inspeksjon hvert tredje til femte år, som er i tråd med leverandøren Camerons retningslinjer. Det var velkjent blant mannskapet på innretningen og BPs ledelse på land at BOPen på Deepwater Horizon ikke var i overensstemmelse med sertifiseringskrav. I henhold til en undersøkelse fra april 2010 var enkelte BOP-deler sist sertifisert 13. desember 2000, nesten ti år tidligere.

Granskingsteamet til BP fremskaffet informasjon om flere lekkasjer i det hydrauliske kontrollsystemet til BOPen som de mener kan ha vært til stede i forkant av ulykken. Den første ble rapportert 23. februar 2010.

Tre lekkasjer ble oppdaget under ROV-intervensjon etter ulykken. Nok en lekkasje ble oppdaget i en BOP-akkumulator og den siste ble nevnt av en senior undervannsingeniør under en høring (23.-27. august 2010). Kun for én av lekkasjene konkluderes det imidlertid med at den kunne ha forhindret kutteventilen (BSR) i å fungere.

Det ble gjennomført vedlikehold og testing av BOP i seks dager da DwH ankom lokasjonen. Med unntak av at mannskapet funksjonstestet og spenningsatte begge kontrollpanelene på overflaten i februar 2010 før BOP ble senket til brønnehodet på havbunnen, er det lite beskrivelse i rapportene av hva som eksakt ble gjort i disse seks dagene.

Det amerikanske regelverket krever hyppig overvåking og testing av BOP kutteventil (BSR) både på overflaten og subsea. Dette inkluderer testing av kutteventilen på overflaten før installering og subsea trykktesting etter installering. BOP ble inspisert nærmest daglig ved hjelp av ROV. I likhet med positiv trykktest var det også andre trykktester av kutteventilen som viste at ventilen var i stand til å lukke og tette/holde inne trykk. Den positive trykktesten er imidlertid ikke utvetydig, fordi mannskapet brukte et lavtrykks hydraulikksystem under den positive trykktesten, mens et høytrykks hydraulikksystem ville blitt brukt ved aktivering under en utblåsing.

Det amerikanske regelverket stiller krav til trykk som BOP skal testes med, men det ble innvilget tillatelse fra MMS til å redusere testtrykkene. For eksempel ble kutteventilen (BSR), som i starten ble testet til 15.000 psi, etter hvert testet med trykk helt ned i 914 psi. Trolig gjorde BP dette for å redusere ventilslitasje. Det slås imidlertid fast i Chief Counsels rapport, 2011 at flere av testene på Macondo ikke var egnet til å demonstrere hvorvidt BOP var i stand til å holde på trykk tilsvarende et "worst case"-scenario.

Transoceans operasjonsfilosofi krevde at alle BOP back-up nødfunksjoner (betegnet som EDS, AMF, autoskjæring, ROV-intervensjon) skulle testes på overflaten før BOP ble sjøsatt. Gjennomgangen som BPs granskingsteam gjorde av diverse rapportene og historikk, kunne imidlertid ikke påvise at det hadde blitt gjennomført funksjonstesting av AMF eller ROV intervensjonssystemene.

#### 4.2.4 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak

Regelverket har krav til vedlikehold, jf. aktivitetsforskriften kapittel IX<sup>48</sup> og som omtalt i kapittel 8. Videre er det som nevnt i innretningsforskriften krav om at utstyret skal kunne opereres, prøves og vedlikeholdes uten fare for personellet og med lavest mulig risiko for forurensing. Det forutsettes at bransjen sørger for at alternative aktiveringssystemer for havbunns-BOP blir forsvarlig testet og vedlikeholdt, inklusive etterlevelse av eksisterende krav i regelverk.

***DwH-ulykken bekrefter viktigheten av at operatøren krever og følger opp at boreentreprenør demonstrerer at eksisterende regelverkeskrav ivaretas. Dette gjelder for eksempel krav til at boreentreprenørens testprosedyrer minst skal være på nivå med operatørens egne minimumskrav for BOP-testing, inklusive back-upsystemer. Dette gjelder også krav til at boreentreprenøren gjennomfører interne revisjoner og rapporterer i samsvar med egne prosedyrer for testing av BOP, inklusive back-upsystemer.***

Det er Petroleumstilsynets vurdering at læring fra DwH ikke må avgrenses til brønnkontrollsystemet som var i bruk på DwH, men må gjelde alle typer brønnkontrollsystemer. Petroleumstilsynet vurderer det som selvfølgelig at moderne barrierefilosofi blir lagt til grunn for videreutvikling av standarder, retningslinjer og krav til oppfølging og vedlikehold av BOPer med styringssystem.

---

<sup>48</sup> Petroleumstilsynet: [http://www.ptil.no/aktivitetsforskriften/category379.html#\\_Toc282264637](http://www.ptil.no/aktivitetsforskriften/category379.html#_Toc282264637) [nedlastet 30.5.2011]

## 5. TETTING OG OPPSAMLING (CAPPING AND CONTAINMENT)

### 5.1 Utvikling av teknologien og eksisterende utstyr

Da Deepwater Horizon eksploderte og sank, og Macondobrønnen slapp anslagsvis 50 til 60 000 fat olje per døgn ut i Mexicogulften, eksisterte det i realiteten bare én mulig løsning for å stoppe utblåsingen og begrense miljøskadene. Den eneste utprøvde teknologien var å bore en eller flere avlastningsbrønner til bunnen av det sist satte føringsrøret, stabilisere brønnen ved å pumpe inn tung borevæske med tilstrekkelig hastighet og deretter tette brønnen permanent med sement.

Allerede 2. mai 2010, det vil si ca to uker etter ulykken inntraff, var den første innretningen på plass og startet den første avlastningsbrønnen, og nok en avlastningsbrønn som skulle være reserve for den første, ble påbegynt to uker senere.

Det var imidlertid klart at det ville være uaktuelt å la brønnen fortsette å slippe ut store mengder olje til havet i den perioden det ville ta å ferdigstille avlastningsbrønnene, uten å forsøke å begrense skadene. Det ble umiddelbart startet et utviklingsarbeid i regi av operatørselskapet BP for å bringe frem utstyr og metoder som kunne fange opp oljen ved utslippspunktet og hindre videre lekkasje til sjøen. Prinsippet som utviklingsaktiviteten baserte seg på, var å dekke eller koble seg til utløpet fra brønnen med en hette, i første omgang plassert over lekkasjen og siden koblet til forlengelsen av brønnen, det vil si på toppen av utblåsingssikringen (BOP).

Etter å ha mislyktes med første forsøk og delvis mislyktes med andre forsøk, var den tredje utstyrsvarianten i stand til å kapsle/tette brønnen som deretter kunne stabiliseres ved å pumpe tung borevæske inn fra toppen av brønnen til den var stabil. Videre ble sement pumpet inn i ringrommet til siste føringsrør og i brønnens nedre del og for å isolere reservoaret og plugge brønnen permanent.

Det utstyret som tettet brønnen ble boltet fast til en frigjort flens på toppen av utblåsingssikringen. Dette er en metode som har vært brukt regelmessig for å stoppe utblåsing fra landbrønner, men har aldri vært forsøkt på dypt vann. Metoden for brønner til havs og tilhørende utstyr, ble utviklet for denne hendelsen, og vil være gjenstand for videre utvikling i regi av næringen og under påtrykk fra myndigheter og interessegrupper.

Myndighetene i USA stilte som forutsetning for å heve moratoriet for dypvannsboring i GoM at slikt utstyr skal være tilgjengelig for det enkelte operatørselskap og med tilpasningsmuligheter til deres brønnkonfigurasjon og mulige scenarier.

Ni av de største internasjonale oljeselskapene dannet et konsortium for å skaffe til veie slikt utstyr og finansiere utviklingen og anskaffelsen av dette. Budsjettet hadde en ramme på 1 mrd USD, og konsortiet fikk navnet Marine Well Containment Company (MWCC). BP deltar i konsortiet og har bidratt med utstyret som ble utviklet og brukt på Macondo. I tillegg er det andre kommersielle aktører som tilbyr tilsvarende utstyr og tjenester, og Helix Well Containment Group (HWCG) tilbyr nå sitt konsept (figur 12). Begge disse systemene er sannsynligvis reservert for boreaktiviteten i GoM og vil derfor ikke være tilgjengelige for andre områder med boreaktivitet.



**Figur 7: Eksempler på utstyr for tetting (capping)**

(Kilder: Teknisk Ukeblad, 2011, Bud's Offshore Energy, 2011)

## 5.2 Status - utvikling av utstyr for norske forhold

Ptil OLF har utfordret med hensyn til hvilket utstyr som skal være tilgjengelig for aktiviteten på norsk kontinentalsokkel. OLF har kartlagt initiativer som er tatt internasjonalt og samarbeider blant annet med International Association of Oil and Gas Producers (OGP) om forslag til løsninger og vurderinger av om det lar seg gjøre å etablere felles ordninger. Som en følge av DwH-ulykken dannet OGP en "Global Industry Response Group" i juli 2010. Gruppen vil følge opp funn fra offisielle granskinger og blant annet vektlegge undervanns brønnkontroll med oppsamling av olje direkte på brønn. I følge informasjon fra OLF deltar Statoil i dette arbeidet.

OGP er i ferd med å etablere en egen organisasjon i Stavanger som skal stå for utvikling av utstyr og metoder for tetting og oppsamling av en ukontrollert brønnstrøm på vegne av næringen.

Det norske regelverket har ikke spesifikke krav til operasjoner på dypt vann, det blir imidlertid gitt anbefalinger i NORSOK D-010<sup>49</sup> med hensyn til brønnkontrollutstyr på dypt vann (i NORSOK D-010 defineres dypt vann som havdyp større enn 600 meter).

## 5.3 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak

*DwH-ulykken har demonstrert behovet for at næringen utvikler effektive løsninger for å raskest mulig stanse og/eller avlede brønnstrømmen i tilfelle en utblåsing. Dette behovet gjelder også norsk sokkel og utforming av effektive ressurser må gis høy prioritet.*

Enhver teknisk løsning og aktivitet som i tilfelle en utblåsing går ut på å stanse og/eller avlede brønnstrømmen ved kilden ved hjelp av et system som på en eller annen måte er koblet til brønnen, går inn under begrepet petroleumsvirksomhet og ligger dermed under Ptils myndig-

<sup>49</sup> Standard Norge: NORSOK D-010 Well integrity in drilling and well operations (Rev. 3, August 2004)

hetsansvar. Dette vil blant annet dekke systemer og aktiviteter som går ut på å kapsle eller tette en brønn som er ute av kontroll, noe som betraktes som en brønnintervensjon. Det vil også dekke systemer og aktiviteter som har til hensikt å samle opp hydrokarboner direkte fra brønnen inntil full kontroll over brønnen er gjenopprettet. Disse systemene og aktivitetene er barrierer som bidrar til å begrense mengden av forurensing som slippes ut av brønnen i tilfelle en utblåsing, jf blant annet styringsforskriften §5, og vil dermed være underlagt alminnelige krav til barrierestyring i sikkerhetsregelverket.

*Det er viktig at næringen har effektive planer for tetting av brønn og stansing av en utblåsing skulle dette være nødvendig. Utstyr, ressurser, prosedyrer, planer, samarbeidsavtaler mv må være på plass i enhver aktivitet der en utblåsing er mulig. Det er dessuten viktig at ressursene er tilpasset de aktuelle forhold som forventes i hvert tilfelle (reservoarforhold, regionale forhold mv.).*

*Petroleumstilsynet bør til dette formålet vurdere behovet for å presisere krav til blant annet*

- *søknader om samtykke, jf styringsforskriften kap VII,*
- *krav til beredskap, jf aktivitetsforskriften kap XIII,*
- *krav til brønnskroll, jf aktivitetsforskriften §86.*

*Som nevnt utvikler selskapsgrupperinger i flere verdensdeler ordninger for felles bruk av ressurser som kan stanse og/eller avlede brønnstrømmen ved kilden i tilfelle en utblåsing. Det norske regelverket er ikke til hinder for slik bruk av felles ressurser, jf aktivitetsforskriften §74, men dette kan vurderes presisert i lys av de løsningene næringen utvikler.*



## 6. BRANN OG EKSPLOSJON

I dette kapitlet er prinsippene for tennkildek kontroll på boreinnretninger og mulige tennkilder på DwH vurdert. I tillegg er årsaksforholdene omkring eksplosjonene og påfølgende brann på DwH beskrevet.

### 6.1 Hovedfunn

Utblåsing på DwH medførte store mengder gass på innretningen. Dette resulterte i to eksplosjoner som følge av at brann- og gassdeteksjonssystemet ikke forhindret antennelse. Eksplosjonene har mest sannsynlig hatt ulike tennkilder og det har derfor vært minimum to tennkilder som ikke var isolert eller utkoblet i forbindelse med utblåsing.

Den første eksplosjonen, som skjedde i boreområdet, resulterte i at personell inne i boligkvarteret ble skadet. Boligkvarterets eksplosjonsbeskyttelse var med andre ord ikke tilstrekkelig for å beskytte personellet som oppholdt seg der.

### 6.2 Årsaksforhold

Hovedprinsipp for tennkildek kontroll

Sentrale hovedsystemer som inngår i tennkildek kontroll, dvs hindre antennelse, er

- områdeklassifisering,
- eksplosjonsbeskyttet utstyr,
- brann- og gassdeteksjonssystemet,
- nødavsteningssystemet,
- ventilasjonssystemene.

Det overordnede kravet til tennkildek kontroll er at en skal ha oversikt og kontroll på innretningens tennkilder slik at antennelse kan forhindres ved at tennkildene isoleres eller kobles ut ved en hydrokarbonlekkasje. Basis for tennkildek kontroll på produksjonsinnretninger og boreinnretninger er at innretningens områder skal klassifiseres i eksplosjonsfarlige områder basert på hvor stor sannsynlighet det er for at det er antennbar hydrokarbongass til stede:

*Sone 0: Områder hvor det forekommer eksplosjonsfarlig atmosfære uavbrutt eller i lange perioder.*

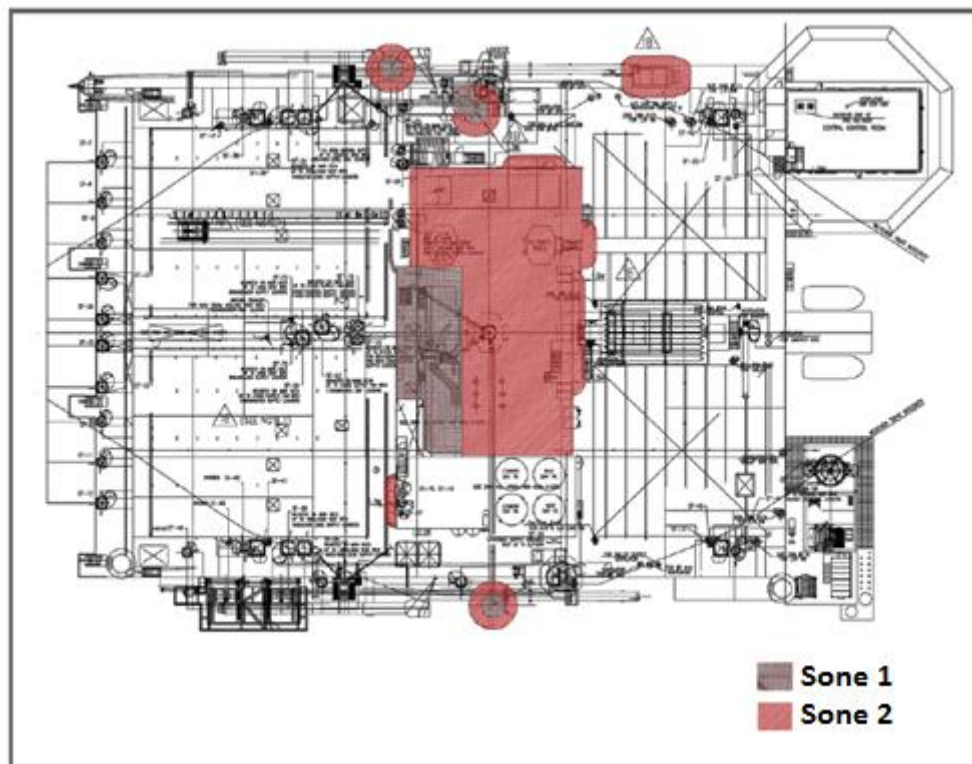
*Sone 1: Områder hvor det leilighetsvis må regnes med eksplosjonsfarlig atmosfære under normale driftsforhold.*

*Sone 2: Områder hvor det forekommer eksplosjonsfarlig atmosfære bare unntaksvis og kortvarig.*

Utstyr som plasseres i Sone 0, 1 eller 2 skal være eksplosjonsbeskyttet, det vil si at det ikke skal kunne antenne hydrokarboner, også kalt Ex-utstyr. Det stilles strengere krav til utstyrets barrierer mot antenning desto større sannsynlighet det er for at det forekommer en eksplosjonsfarlig atmosfære. Det er med andre ord strengere krav til utstyr plassert i sone 1 enn i sone 2.

Utstyr som ikke er eksplosjonsbeskyttet, kan plasseres i mekanisk ventilert uklassifisert område. I praksis vil dette kunne være et rom med overtrykk som tar luft fra et egnet (sikkert) område. Første barriere for å hindre antenning i et slikt område er å hindre at gass kommer inn ved at spjeld i ventilasjonsanlegget stenges ved deteksjon av gass i luftinntak. For å hindre at gass kommer inn gjennom dører eller andre åpninger skal rom av denne typen også ha overtrykk. Et typisk eksempel på et slikt rom på en boreinnretning er borekabinen.

Figuren nedenfor viser de eksplosjonsfarlige områdene på DwH.



**Figur 8: Områdeklassifisering DwH**

(BP rapport, 2010)

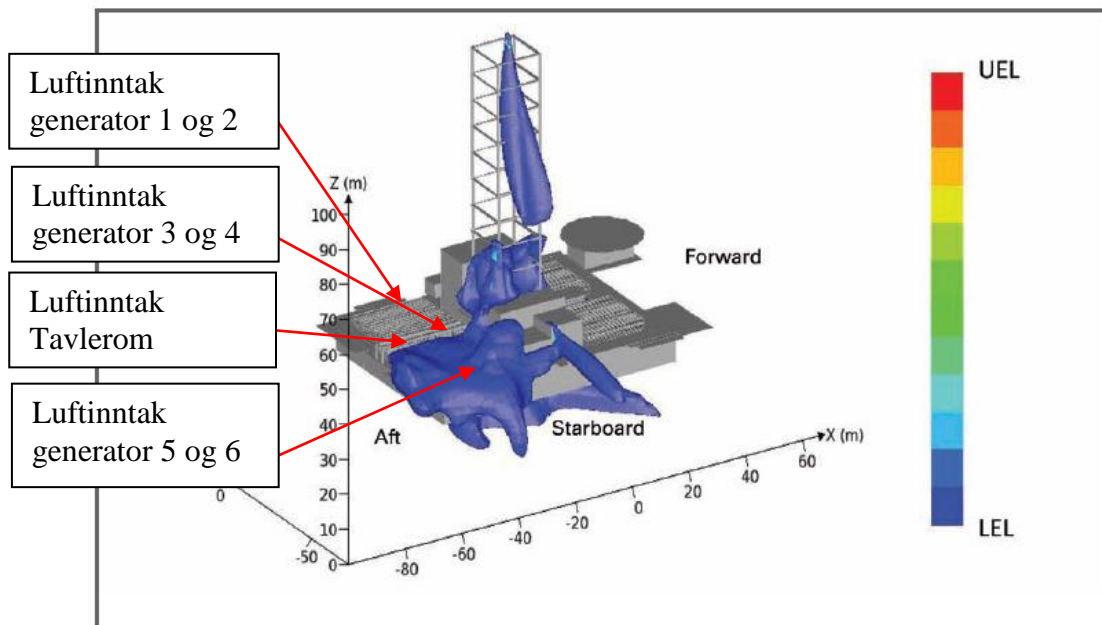
Områdene (områdeklassifisering) er typiske for boreinnretninger. De defineres vanligvis ut fra normal drift av innretningen og er derfor begrenset i omfang. I forbindelse med utblåsing på DwH oppstod det en antenbar gassblanding på store deler av innretningen, også i de uklassifiserte områdene. Figuren nedenfor viser resultatet av BPs gassspredningsanalyse 190 sekunder etter at utblåsing startet.

Hovedfunksjonen til brann- og gasssystemet med tanke på å hindre antenning, er å detektere gass før den når potensielle tennekilder slik at disse kan kobles ut eller isoleres.

#### Brann- og gasssystemet

BP foretok selv en gjennomgang av gassdeteksjons- og ventilasjonssystemet om bord på DwH i forbindelse med sin egen gransking av hendelsen. Det var 27 gassdetektorer plassert rundt på innretningen. Av disse var 14 kun koblet opp mot en alarm som mannskapet måtte ta eventuell manuell aksjon på. De øvrige 13 detektorene ga automatisk aksjon, som i hovedsak medførte stenging av brannspjeld og stansing av vifter for å hindre gassspredning gjennom ventilasjonssystemet (BP ReportReport, 2010, s. 131). Slik det er beskrevet i BPs egen

granskingsrapport ble isolering av tennkilder i stor grad gjort manuelt (BP Report, 2010, s. 137).



**Figur 9 : Gasspredning DwH**

(BP, 2010)

Det sies generelt lite i granskingsrapportene om hvilke deler av gassdeteksjonssystemet på innretningen som fungerte som det skulle under hendelsen. I den foreløpige rapporten fra U.S. Coast Guard (U.S. Coast Guard Report, 2011, s. 20)<sup>50</sup> vises det til en revisjon utført i september 2009 hvor flere detektorer ikke fungerte og hvor det ble avdekket at mannskapet hadde mangelfull kunnskap om brann- og gassdeteksjonssystemet. Rapporten sier videre at flere gassdetektorer var koblet ut under hendelsen på grunn av problemer med falske alarmer (U.S. Coast Guard Report, 2011, s. 20). Dette kan i neste omgang ha medført at aksjoner som skulle inntreffe automatisk, ikke gjorde det på grunn av utkoblinger, og at manglende alarmer ga mannskapet dårligere tid til å evakuere (National Academy – Interim Report, 2010, s. 13)<sup>51</sup>). Vitneutsegn tyder dessuten på at generell alarm var satt i manuell modus, slik at en person på brua måtte aktivere denne for at alarmen skulle høres overalt på innretningen (Chief Counsel's report 2011, s. DwH-8, s. 339). Det hevdes videre at det ikke fantes gode prosedyrer for å følge opp status på detektorer og alarmer på innretningen, (National Academy – Interim Report, 2010, s. 13) og at Transocean ikke hadde gjennomført øvelser i hvordan en skulle respondere på gassalarmer (Chief Counsel's report 2011<sup>52</sup> DwH, s. 237 og U.S. Coast Guard Report, 2011 s. 20-21).

<sup>50</sup> U.S. Coast Guard: Report of Investigation into the Circumstances Surrounding the Explosion, Fire, Sinking and Loss of Eleven Crew Members Aboard the Mobile Offshore Drilling Unit Deepwater Horizon in the Gulf of Mexico, April 20 – 22, 2010 (offentliggjort 22.04.11).

<sup>51</sup> National Academy of Engineering and National Research Council: Interim Report on Causes of the Deepwater Horizon Oil Rig Blowout and Ways to Prevent Such Events (16.11.10)

<sup>52</sup> Chief Counsel's Report 2011 (tilleggsrapport til "Presidentkomisjonens rapport") (17.02.11).

Det i ettertid slått fast at en uavhengig av utkoblede og eventuelt defekte detektorer, mottok en rekke gassalarmer i hovedkontrollrommet, blant annet fra detektorer plassert i luftinntak til motorrom (se under). Disse alarmene medførte imidlertid ikke at mannskapet manuelt stengte ned ventilasjon til generatorrom eller stoppet hovedmaskineriet, og det var heller ingen automatisk aksjon på dette (U.S. Coast Guard Report, 2011, s. xi).

#### 6.2.1 Ventilasjonssystemet

Hvert motorrom hadde én inntaksvifte for felles forbrenningsluft og kjøleluft og én eksosvifte. I tillegg var det installert brannspjeld på inntaksluft og eksosluft. Det var plassert gassdetektorer ved luftinntak til alle motorrom, men disse detektorene hadde ingen assosiert automatisk aksjon for å forhindre gassspredning inn i rommene. U.S. Coast Guard og BP konkluderer derfor med at gass kan ha kommet inn i motorrommene (BP Report, 2010, s. 132) og at antennelsen kan ha skjedd her.

I designfilosofien for sikkerhetssystemene på DWH ble det sagt at borer og boresjef skulle kontrollere gasshendelser fra panelet i borekabinen. BP konkluderer i sin gransking med at verken borer eller boresjef synes å ha stengt ned ventilasjonen til motorrommene, men trolig fokuserte på å forsøke å kontrollere brønnen (BP Report, 2010, s. 132).

#### 6.2.2 Antennelse og eksplosjon

Gassspredningsberegninger utført av BP viser at en antennbar gassky innhyllet store områder på innretningen, også ikke-klassifiserte områder. Det kan derfor ha vært flere potensielle tenkilder (BP Report, 2010, s. 138). Som diskutert over synes det som om gass kan ha kommet inn i motorrommene. Hovedmaskineriet var designet slik at det skulle stenge ned automatisk ved rusing (eng.: ”overspeed control”). Ifølge vitneutsagn og BPs egen gransking, virker det som at minst én av hovedmotorene ikke stengte ned, men ruste kraftig forut for den første eksplosjonen. Dette kan derfor ha vært en mulig tenkilde (National Academy – Interim Report, 2010, s. 13 og BP Report, 2010, s. 139).

Det sies for øvrig i BPs egen granskingsrapport at den første eksplosjonen kom bare noen få sekunder etter at en mistet hovedkraften, etterfulgt av eksplosjon nummer to med påfølgende brann bare omtrent ti sekunder senere. Noen minutter senere forsøkte en å aktivere nødfrakobling, som imidlertid mislyktes. Stigerøret forble derfor tilkoblet innretningen og fortsatte å tilføre hydrokarboner til brannene på innretningen (BP Report, 2010, s. 29).

I den foreløpige rapporten fra U.S. Coast Guard (U.S. Coast Guard Report, 2011) gis det et litt annet bilde av dette hendelsesforløpet. Det konkluderes her med at den første eksplosjonen skjedde på boredekket og at eksplosjon nummer to inntraff like etterpå og trolig oppsto i ett av motorrommene. Sannsynlig tenkilde for den første eksplosjonen antas å være defekt elektrisk utstyr på boredekket, mens antennelse i motorrommet som nevnt kan ha skyldtes rusing av en av motorene og/eller elektrisk utstyr (U.S. Coast Guard Report, 2011, s. x).

#### 6.2.3 Beskyttelse mot brann- og eksplosjonslaster

De fleste granskingsrapportene sier lite om hvordan innretningen var designet med hensyn til å tåle brann- og eksplosjonslaster. Det er imidlertid klart at eksplosjonene var så kraftige at også folk som opphold seg i boligkvarteret ble skadet (BP Report, 2010, s. 137).

I U.S. Coast Guards foreløpige rapport (U.S. Coast Guard Report, 2011) er dette temaet noe mer utdypende behandlet. Det konkluderes her med at innretningen, som var bygget i henhold til internasjonal IMO-MODU kode, ikke var designet for å motstå de eksplosjonslastene den ble påført (U.S. Coast Guard Report, 2011, s. xii). DwH var generelt designet med A-klasse skiller, som ikke kunne motstå større hydrokarbonbranner og som også ga svært begrenset beskyttelse mot høye eksplosjonstrykk (U.S. Coast Guard Report, 2011, s. 22).

Når det gjelder beskyttelse av vitale sikkerhetssystemer, blir det i U.S. Coast Guard Report, 2011 pekt på at en rekke systemer ble satt ut av funksjon i forbindelse med eksplosjonene og påfølgende branner på innretningen. En mistet blant annet all kraft inkludert nødkraft, noe som medførte at en ikke fikk startet brannvannspumpene. Det konkluderes derfor i rapporten med at brann- og eksplosjonsbeskyttelse av kritisk sikkerhetsutstyr var utilstrekkelig (U.S. Coast Guard Report, 2011, s. 23).

### **6.3 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak**

Innretningsforskriften gjelder for faste produksjonsinnretninger med boreanlegg på norsk sokkel. Rammeforskriften §3 åpner for at flyttbare innretninger som er registrert i et nasjonalt skipsregister (norsk eller utenlandsk), og som følger et maritimt driftskonsept, alternativt kan benytte relevante tekniske krav i Sjøfartsdirektoratets regelverk med utfyllende klasseregler som er gitt av Det norske Veritas (DNV-OS).

På produksjonsinnretninger brukes i hovedsak NORSOK S-001<sup>53</sup> som norm for utforming av relevante tekniske sikkerhetssystemer, mens for flyttbare innretninger brukes Sjøfartsdirektoratets forskrifter sammen med DNV-OS.

Lærepunktene fra DwH-hendelsen vurderes i avsnittene nedenfor både mot Sjøfartsdirektoratets forskrifter og innretningsforskriften.

#### *Brann- og gassystemet*

Det er få anbefalinger knyttet til brann- og gassystemet i rapportene som er utgitt. I U.S. Coast Guard-rapporten (U.S. Coast Guard Report, 2011) etterlyses det imidlertid bedre retningslinjer for design og layout av gassdeteksjonssystemet og det anbefales å se nærmere på anbefalte automatiske og manuelle aksjoner som følge av gassdeteksjon i vitale områder.

Både Sjøfartsdirektoratets brannforskrift sammen med DNV-OS og innretningsforskriften, gjennom dennes henvisning til NORSOK S-001, gir detaljerte anbefalinger om design og layout av gassdeteksjonssystemet.

Gassdeteksjonssystemet på DwH ga en mengde gassalarmer før eksplosjonene inntraff. Det virker derfor ikke som om det var mangel på gassdeteksjon som var problemet, men heller at tennkilder ikke ble koblet ut.

Både DNV-OS og NORSOK S-001 legger i stor grad opp til automatisk tennkildeutkobling. Intensjonen er at potensielle tennkilder skal kobles ut automatisk ved gassdeteksjon slik at dette skjer hurtig og uavhengig av manuelle operasjoner. Dette er blant annet for å unngå en tilsvarende situasjon som på DwH, der personellet ikke utførte manuelle aksjoner for å koble

---

<sup>53</sup> Norsk Standard NORSOK S-001 Technical safety (Edition 4, February 2008)

ut tennkilder. Tidsaspektet er svært viktig med tanke på å eliminere tennkilder ved utslipp av gass.

Desto større en antennbar gassky blir, desto mer øker normalt tennsannsynligheten som følge av at flere potensielle tennkilder eksponeres. Også tidsrommet områder er eksponert for antennbar gass påvirker tennsannsynligheten. Normalt er det imidlertid slik at tennsannsynligheten er desidert størst i det første korte tidsrommet etter at lekkasjen inntreffer, blant annet på grunn av forsinket tripp/isolering av utstyr/aktiviteter og som følge av at eventuelle feil normalt gir seg til kjenne relativt raskt. Effektiviteten av tennkildek kontroll er derfor nært knyttet til responstid.

Som nevnt førte utblåsing på DwH til at det spredte seg en antennbar gassblanding over store deler av innretningen, også i de områdene som ikke var klassifisert som eksplosjonsfarlige. Både IMOs MODU-kode, Sjøfartsdirektoratets brannforskrift og NORSOK S-001 har krav til utstyr i ikke-klassifiserte områder for å hindre antenning i slike situasjoner. MODU-koden og brannforskriften krever at utstyr som skal være aktivt i en nødsituasjon (dvs når nødavstengingssystemet er manuelt aktivert), skal være godkjent for bruk i sone 2. NORSOK S-001 har et strengere krav og krever at alt utstyr som er plassert naturlig ventilerte områder skal være godkjent for sone 2.

I presidentkomisjonens rapport (Presidentkomisjonens rapport, 2011, s. 114) beskrives antenning og eksplosjon som uunngåelig på grunn av de store gassmengdene fra utblåsing, men som nevnt ovenfor legger også IMOs MODU-kode til grunn at innretningen skal designes med tanke på å hindre antenning også ved store gasslekkasjer. Det er imidlertid en svakhet at områdeklassifisering utført etter gjeldende standarder ikke dekker hendelser med større utslipp av gass, for eksempel en utblåsing. I praksis blir de klassifiserte områdene for små (i utstrekning).

Når det gjelder nedstenging av boresystemene i en nødsituasjon, gir ikke brannforskriften eller DNV-OS spesifikke utstyrskrav, men krever at nødavstengingssystemet skal være konstruert slik at pågående operasjoner kan avsluttes på en sikker måte. NORSOK S-001 har tilsvarende krav og krever at alt bore- og intervensjonsutstyr som ikke er nødvendig for brønnkontroll, skal stenge ned automatisk. Kravene er ikke entydige og praksis varierer fra innretning til innretning. Det kan derfor være hensiktsmessig at næringen utarbeider anbefalinger med tanke på nedstenging av boreutstyr.

### 6.3.1 Ventilasjonssystemet

Som diskutert tidligere i kapitlet, ble det i U.S. Coast Guard Report, 2011 anbefalt at ventilasjonssinntak til motorrom plasseres så langt som mulig bort fra klassifiserte områder og at deres innbyrdes separasjon er så god som mulig. Dette henger sammen med at en på Deepwater Horizon opplevde å "miste" alle generatorene, inkludert nødkraft, samtidig.

I Sjøfartsdirektoratets forskrift om sikringstiltak mot brann og eksplosjon § 26 er det krav om at luftinntak for maskinrom og forbrenningsluft for dieselmotorer skal være separate og at ventilasjon til generatorrommet stenges ned automatisk ved gassdeteksjon i luftinntaket. Hensikten er at ved utilsiktet hydrokarbongassutslipp skal maskiner kunne fortsette å fungere selv om en stenger ventilasjonen for selve maskinrommet hvor det er mange tennkilder. DwH hadde felles luftinntak, det vil si at forbrenningsluft ble tatt fra rommet. En kunne derfor ikke

stenge luftinntaket uten tap av hovedkraft, noe som er kritisk på en flyttbar innretning med dynamisk posisjonering (DP).

Både brannforskriften og NORSOK S-001 har krav om plassering av ventilasjonssystemenes luftinntak for utstyr som skal benyttes i en nødsituasjon. Brannforskriften krever at ventilasjonssystem for boligkvarter og kontrollstasjoner skal arrangeres på en slik måte at inntrenging av eventuelle brennbare, giftige og skadelige gasser og røyk forhindres. NORSOK-S001 krever at det utføres spredningssimuleringer eller tunnelforsøk for å plassere luftinntak.

Figur 9 59, som viser resultatet av BPs gasspredningsanalyse, er luftinntakene til generatorene indikert. Selv om separat luftinntak til generatorene kunne forhindre eksplosjon, er det mulig at innretningen hadde mistet hovedkraft som følge av at samtlige luftinntak ble eksponert for gass. Større innbyrdes avstand mellom inntakene, eller et system etter samme prinsipp som avledersystemet hvor en kan ta inn luft oppstrøms boreanlegget, vil kunne gi en bedre sikkerhet mot tap av hovedkraft.

Det er også grunn til å se nærmere på hvorvidt gjeldende forskrifter og standarder inneholder tilstrekkelig strenge krav knyttet til innbyrdes separasjon mellom luftinntak til de ulike generatorrommene.

Det kan her bemerkes at Sjøfartsdirektoratets krav om separat ventilasjons- og forbrenningsluft og automatisk nedstengning av luftinntak til motorrom ved gassdeteksjon, i utgangspunktet gir en bedre beskyttelse mot tap av kraft fra samtlige generatorer enn det som var tilfelle på DwH.

### 6.3.2 Beskyttelse mot brann- og eksplosjonslaster

Som diskutert i kapittel 6.2.3 var DwH designet med A-klasse skiller som gir begrenset beskyttelse mot hydrokarbonbranner. Brannveggene ga heller ikke tilstrekkelig beskyttelse med hensyn til å forhindre eksplosjonsrelatert skade på personell som oppholdt seg i boligkvarteret.

Petroleumstilsynets innretningsforskrift inneholder krav om H-60 skille for yttervegger på boligkvarter som vender mot prosess- eller boreområde og som kan eksponeres for brann fra disse. Sjøfartsdirektoratets brannforskrift inneholder ikke eksplisitte krav om H-skiller, men krever at det skal utføres risikovurderinger/beregninger for å vurdere behovet for slike skiller mot boligkvarter og kontrollstasjoner. Det samme gjelder for eksplosjonslaster. DNVs OS standard setter krav til H-skiller basert på hvilke varmelaster brannskillet kan utsettes for.

Når det gjelder eksplosjonslaster, er sannsynligheten for at slike kan inntreffe avgjørende for om dette skal tas høyde for i design. Det er derfor ikke mulig å gi et klart svar på om norsk regelverk krever at innretningene skal dimensjoneres for de eksplosjonslastene DwH ble eksponert for. Det vil være avhengig av de analyser som gjøres for den enkelte innretning. Sammenlignet med IMO-MODU-kode som DwH var designet i henhold til, er imidlertid det norske regelverket strengere.

### 6.3.3 Brann og eksplosjon

Petroleumstilsynet vil fortsette å legge vekt på at løsningene som velges på innretningene er designet med størst mulig grad av robusthet og iboende sikkerhet. DwH-ulykken og andre

ulykker har vist at dette kan ha avgjørende betydning for å hindre eller begrense omfanget av en storulykke. Som omtalt i kapittel 6 om barrierestyling, er enkle systemer med klare og entydige retningslinjer også avgjørende for å sikre at barrierer opprettholdes i en ulykkesituasjon.

Innen brann- og eksplosjonsvern vil vi, basert på gjennomgang av refererte rapporter og argumentasjonen ovenfor, vektlegge følgende anbefalinger:

***Det vurderes som aktuelt for Petroleumstilsynet å vurdere behovet for justering av gjeldende forskrifter, standarder og industripraksis for faste og flyttbare innretninger, innenfor blant annet følgende områder:***

- ***Tennkildekontroll (automatisk vs manuelt initiert aksjon, krav til utstyr i naturlig ventilerte områder, roller og ansvar i forhold til manuelle aksjoner).***
- ***Plassering og tilstrekkelig separasjon av luftinntak for kraftgeneratorer.***
- ***Nedstenging av boresystemer i en nødsituasjon.***
- ***Dimensjonerende brann- og eksplosjonslaster.***
- ***Bruk av probabilistiske metoder i forhold til et spesifikt minimumsnivå for barrierers ytelse.***

***Det vurderes også som aktuelt at næringen blant annet***

- ***verifiserer at de flyttbare boreinnretningene har definert og dokumentert dimensjonerende brann- og eksplosjonslaster, og at de er gjenspeilet i design av fysiske skiller,***
- ***foretar en gjennomgang av nedstengingsfilosofi på de flyttbare boreinnretningene for å verifisere hvorvidt fordelingen mellom manuelle og automatiske aksjoner fra brann- og gassdeteksjonssystemet er dokumentert og begrunnet,***
- ***utarbeider beste praksis med tanke på utkobling av boresystemer i en nødsituasjon for faste og flyttbare innretninger,***
- ***verifiserer at de flyttbare boreinnretningene har et system for å holde oversikt over utkoblinger/overbroinger/inhiberinger.***



## 7. BEREDSKAP

Beredskapen i norsk petroleumsvirksomhet bygger på at virksomheten skal kunne gjennomføres forsvarlig både ut i fra en enkeltvis og en samlet vurdering av alle faktorer som har betydning for planlegging og gjennomføring av virksomheten når det gjelder helse, miljø og sikkerhet. Den ansvarlige skal sikre at nødvendige tiltak blir satt i verk så raskt som mulig ved fare- og ulykkessituasjoner slik at

- at rett varsel blir gitt umiddelbart,
- nødvendig bekjempelse iverksettes,
- personell kan reddes,
- personell kan evakueres,
- situasjonen kan normaliseres.

Det skal også tas hensyn til de enkelte virksomhetenes egenart, stedlige forhold og operasjonelle forutsetninger.

### 7.1 Hovedfunn

- Gassdeteksjon medførte ikke automatisk alarm om bord på DwH – kun stille alarmer i kontrollrom.
- Mannskapet var ikke trent i å håndtere en situasjon av et slikt omfang og generell alarm ble ikke aktivert før etter den første eksplosjonen.
- Mangler ved evakueringsmidler.

Redningsarbeidet om bord på innretningen er svært fragmentarisk beskrevet i de ulike granskingsrapportene. Det er vanskelig å se at det har vært organisert et systematisk søk og redningsarbeid om bord, med unntak av utsetting av to livbåter og en redningsflåte fra livbåtstasjonen forut under svært vanskelige forhold med mye røyk, stor varmeutvikling og voldsom støy.

Enkelte av de overlevende som ble evakuert i livbåt nr 1, beskriver forholdene i livbåten som totalt kaos med hensyn til hvordan de skulle sikre seg med setebelter. Én av de skadde ble transportert til livbåt nr 1 på bære, men bæren kunne ikke brukes inne i livbåten. Personen ble tatt av bæren og plassert i livbåten.

Evakueringen foregikk med to konvensjonelle livbåter (101 personer), én flåte (sju personer), samt ved at sju personer hoppet i sjøen og ble plukket opp av redningsbåt fra beredskapsfartøyet. Det framgår ikke av granskingsrapportene om personellet om bord på DwH iførte seg redningsdrakter eller redningsvester under evakueringen.

DwH var utstyrt med livbåter i samsvar med kravene i 1989 MODU Code (U.S.Coast Guard, 2011, s 56). Dette tilsvarte 2 x 100 % kapasitet i forhold til maksimalt antall personer om bord. To livbåter var plassert forut på 2. dekk og to akterut. Livbåtstasjonen akter var ikke tilgjengelig etter eksplosjonene på grunn av varme og røyk.

I tillegg var innretningen utstyrt med redningsflåter i samsvar med kravene i 1989 MODU Code (U.S. Coast Guard, 2011 s 58). Flåtene var plassert på to flåtestasjoner plassert midtskips på 2. dekk forut og akterut.

DwH var utstyrt med to faste ledere fra dekknivå til vannlinjenivå for bruk til evakuering hvis livbåter eller flåter ikke kunne benyttes. Disse lederne var skadet da hendelsen inntraff.

DwH var utstyrt med to evakueringsveier fra alle normalt bemannede områder i henhold til maritimt regelverk. Disse ledet fram til mønstringsstasjonene/livbåtene. De overlevende klarte å ta seg fram til mønstringsstasjonene/livbåtene ved hjelp av disse, selv om eksplosjonene i noen grad medførte hindringer i form av ødelagt utstyr og konstruksjonssdeler.

Det er sannsynlig at de elleve personene som omkom under ulykken ble drept av eksplosjonene som inntraff ca kl 21.49.

Beredskaps- og evakueringsanalysen for DwH listet opp fire forsyningsfartøyer som aktuelle evakueringsfartøyer. Ingen av disse var imidlertid utpekt som beredskapsfartøy. Fartøyet Damon B. Bankston var sertifisert som beredskapsfartøy og bidro i stor grad under evakueringen. Minst 15 av de 115 personene som ble evakuert ble hjulpet av en hurtiggående redningsbåt tilhørende dette fartøyet.

Med hensyn til hvilket enkelt barriereelement som sviktet og som bidro mest til at hendelsen fikk et slikt utfall med hensyn til tap av liv, vil vi peke på fraværet av varsling om bord i den første fasen av hendelsen. Det framgår av våre referansedokumenter at det ikke ble gitt noen form for varsel om hendelsen om bord før etter den første eksplosjonen.

Ved vurdering av evakueringen som ble gjennomført etter eksplosjonene, må det tas hensyn til de ekstreme forholdene som rådet med hensyn til store strukturelle ødeleggelser, mye røyk og sterk varme, samt støy. Alt mannskap som klarte å ta seg fram til livbåtstasjonen forut ble evakuert ved hjelp av livbåter og flåter. I tillegg valgte sju personer å hoppe i sjøen.

## 7.2 Årsaksforhold

For norsk petroleumsvirksomhet framgår det av aktivitetsforskriften § 73 om beredskaps-etablering at operatøren eller den som står for driften av en innretning, skal utarbeide en strategi for beredskap mot fare- og ulykkessituasjoner. Beredskapen skal etableres på grunnlag av resultater fra risiko- og beredskapsanalyser og de definerte fare- og ulykkessituasjonene og ytelseskravene til barrierene.

Sentrale elementer i beredskapen for håndtering av fare- og ulykkessituasjoner er:

- Varsling
- Bekjempelse
- Redning
- Evakuering
- Normalisering

### Varsling

Vitneutsagn (U.S.Coast Guard, 2011DwH) tyder på at det ikke ble utløst lyd- og lysalarmer om bord som følge av gassdeteksjon på boredekket og tilstøtende områder. Videre er det forklart at enkelte detektorer var blokkert slik at de ikke skulle gi automatisk alarm, men kun vises på ”brann-og gass”-panelet i kontrollrommet. Dette kan skyldes at gassdeteksjonssystemet ikke var satt opp slik at det medførte automatisk lyd- og lysalarm

eller at enkelte detektorer var koplet ut. Konsekvensen av dette var at mannskapet om bord ikke fikk noe varsel om en fare- og ulykkessituasjon som var i utvikling.

I følge andre vitneutsagn (U.S.Coast Guard, 2011DwH) utløste heller ikke kontrollromsoperatøren alarm da brann- og gassdeteksjonssystemet om bord klart indikerte gass over store deler av innretningen.

Konsekvensen av dette var at ingen av mannskapet fikk noe forhåndsvarsel slik at de kunne iverksette tiltak for å begrense faren ved en eventuell antenning og eksplosjon. Det er grunn til å anta at antall omkomne kunne vært mindre hvis faresituasjonen hadde medført raskere varsling.

#### 7.2.1 Mannskapets evne til å håndtere fare- og ulykkessituasjoner

Det foreligger klare vitneforklaringer (SINTEF rapport A19148, 2011) om at sentrale personer om bord ikke var trent i å håndtere en situasjon av et slikt omfang og at de heller ikke handlet i henhold til gjeldende prosedyrer for varsling og bekjempelse.

Etablert praksis i petroleumsindustrien er å trene og øve på innretningens etablerte fare- og ulykkessituasjoner. Disse fremkommer som et resultat av risiko- og beredskapsanalyser for innretningen.

Erfaring tilsier at slik trening og øvelse for det meste omfatter mindre branner og eksplosjoner, mann over bord, evakuering, personskader, brønnskroll, etc. Trening og øvelse på en hendelse av et slikt omfang som utviklet seg på DwH har ikke vært etablert praksis i industrien.

Effekten av de to eksplosjonene ca kl 21.49 var at innretningens bekjempelsesutstyr for det meste var satt ut av spill. Hovedkraften var falt ut og nødkraftgeneratoren kunne ikke startes. Dermed var det ikke mulig å iverksette brannbekjempelse. Da det ble klart at nødfrakoplings-systemet på borestigerøret heller ikke fungerte, var den eneste mulige beslutningen å evakuere innretningen. Dette var et scenario som sannsynligvis ingen i ledelsen om bord hadde forutsett eller var forberedt på.

#### 7.2.2 Ledelse og gjennomføring av evakueringen

Det framgår av vitneforklaringer (U.S.Coast Guard, 2011DwH) at det hersket kaos og panikk i forbindelse med evakueringen. Dette kan forklares med forholdene som var på mønstringsstasjonen og ledelse av evakueringen. Personellet erfarte mørke, varme og røyk fra brannen om bord. I tillegg var mange av mannskapet skadet. Det var også vanskelig å ta seg fram til mønstringsstasjonen på grunn av strukturelle ødeleggelser og hindringer i form av ødelagt utstyr og konstruksjonsdeler i rømningsveiene.

Opptelling av personene som hadde møtt fram på mønstringsstasjonene ble forsøkt uten å lykkes. Det var så stor forvirring og uorden under evakueringen at opptelling ble oppgitt før livbåter og flåter ble sjø satt. Den første opptellingen av evakuerte ble først gjennomført en time senere da alle var om bord i beredskapsfartøyet Damon B. Bankston (U.S.Coast Guard, 2011DwH).

Det kan være flere årsaker til at evakueringen ble gjennomført uten å ha tilstrekkelig kontroll på alt personell. Rapporten fra US Coast Guard (U.S.Coast Guard, 2011DwH) beskriver fravær av ledende maritimt personell ved gjennomføring av evakueringen som en mulig årsak.

Videre vises det til (U.S.Coast Guard, 2011DwH) at Transoceans øvelser ikke i tilstrekkelig grad evnet å samkjøre maritimt og annet personell slik at de kunne reagere som et samkjørt team ved fare- og ulykkessituasjoner. Eksempler på dette er at brønnkontrolløvelser for boremannskapet aldri ble gjennomført i kombinasjon med øvelse i evakuering av innretningen og at boremannskapet normalt mønstret på boredekk ved alle øvelser. I tillegg var tredjeparts leverandører normalt fritatt fra øvelser.

### 7.2.3 Evakueringsmidler

Evakueringen ble gjennomført ved bruk av to livbåter og en flåte på 2. dekk forut (U.S.Coast Guard, 2011).

DwH var utstyrt med fire konvensjonelle overbygde lårelivbåter, hver med en kapasitet på 73 personer (U.S.Coast Guard, 2011DwH). Til sammen 101 personer ble evakuert med livbåt nr 1 og 2.

Det framgår av vitneforklaringer (U.S.Coast Guard, 2011DwH) at følgende erfaringer ble gjort under entring av livbåtene:

- Livbåtene var ikke utformet for å ta om bord skadet personell på bærer.
- Livbåtene var ikke utformet for å ta om bord personer som i størrelse avviker fra designstandard (82,5 kg). Setebredden for personellet var heller ikke tilstrekkelig.
- Det reises tvil om livbåter av denne typen reelt vil ha plass til så mange personer som de er beregnet for.

Det er vår vurdering at manglende plass for livbåtpassasjerene også kan medføre at det ikke er mulig å spenne seg fast med sikkerhetsbeltene som skal sikre at passasjerene ikke blir skadet under utsetting og opphold i livbåtene.

## 7.3 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak

### Livbåter

Som et resultat av erfaringer med feil og svakheter på evakueringsmidler og utsettingsarrangementer har Ptil i brev til næringen 11.2.2011 (ref sak 2011/162) informert om at Ptil har startet nødvendig arbeid med sikte på å foreta endringer i regelverket slik at alle typer livbåter etter 2014 skal måles mot det sikkerhetsnivået som tilsvarer DNV-OS-E406<sup>54</sup> og Norsok R-002<sup>55</sup>.

Dette arbeidet vil etter vår oppfatning ivareta funnene som er identifisert etter DwH-ulykken med hensyn til svakheter ved evakueringsutstyr.

---

<sup>54</sup> DET NORSKE VERITAS Offshore Standard DNV-OS-E406, April 2009

<sup>55</sup> Standard Norge, NORSOK R-002 (preliminary) Lifting equipment (preliminary Edition 2, April 2010)

## Trening og øvelser

Gjennomføring av trening og øvelser bør vurderes med tanke på om etablert praksis i dag reflekterer nødvendig samkjøring av beredskapsorganisasjoner og kombinasjon av mulige hendelsesforløp. DwH-ulykken har vist at det "utenkelige" kan inntreffe. Dagens praksis for trening og øvelser på treningssenter og om bord på innretningene reflekterer i liten grad dette, da praksis er kun å trene og øve på de definerte fare- og ulykkessituasjonene som er dimensjonerende for aktiviteten.

Tilstrekkelig trening og øvelser for sentrale personer er en kjent problemstilling. ***Det bør vurderes å legge større vekt på trening og øvelser for personell som i kraft av sin stilling innehar sentrale beslutningsroller og hvor feilhandlinger kan medføre store konsekvenser.***

## 8. STABILITET, FLYTEEVNE OG BALLASTERING

Synkingen av DwH er en av en rekke hendelser der halvt nedsenkbare innretninger enten har sunket eller hatt betydelig problemer med flytestabiliteten. De mest alvorlige siden 1980 er Alexander L. Kielland (gikk rundt, 1980), Henrik Ibsen (20 graders slagside, 1980), Ocean Ranger (sank, 1982), Sedco J (sank, 1989), Ocean Developer (sank, 1995), Petrobras 36 (sank, 2001), Thunder Horse (21 graders slagside, 2005), Aban Pearl (sank, 2010), DwH (sank, 2010) og Jupiter (sank, 2011). I tillegg har det vært en rekke mindre stabilitetshendelser, som i de fleste tilfeller ikke er blitt allment kjent. For norsk sokkel refereres mindre hendelser i kortform i våre årlige rapporter om risikonivået i norsk petroleumsvirksomhet. Med et snitt på omkring 150 halvt nedsenkbare innretninger i verden i perioden 1980-2010<sup>56</sup> har en hatt en observert frekvens på alvorlige hendelser på om lag  $19 \cdot 10^{-4}$  per plattformår. Skadehyppigheten er heller ikke lavere det siste tiåret, da det inntraff fem alvorlige hendelser som gir en skadehyppighet i samme størrelsesorden. Disse tallene er langt høyere enn det som er akseptabelt.

En halvt nedsenkbar innretning er mer utsatt enn for eksempel skip med hensynt til feil knyttet til stabilitet.<sup>57</sup> Det skyldes at den har et vesentlig mindre vannlinjeareal. En økning av massen på 2 % gir typisk en meter økt dypgang. Et tilsvarende tall for et produksjonsskip er 20-30 cm, altså en faktor på 3-5 lavere. Kravet til stivhet mot krenkning (i forhold til total masse) er derimot omtrent den samme som for skip. Dette krever en løpende, nøyaktig kontroll av lastfordeling og tyngdepunkt, og justering med ballast. Det er videre større behov for personellens kompetanse, særlig ved håndtering av ulykkessituasjoner.

### 8.1 Årsaksforhold

Nedenfor har vi prøvd å sammenstille en del mulige årsaker og bidragsyttere til at halvt nedsenkbare innretninger kan synke eller ha stabilitetsproblemer. Disse mulige årsakene vil danne grunnlag for vurderinger av regelverket for stabilitet og ballastering.

1. Eksplosjoner kan lage åpninger i vegger og skrog, ødelegge sikkerhetskritisk utstyr og flytte utstyr slik at det oppstår vekt- eller tyngdepunktsendringer.
2. Brann kan etter en tid lage åpninger i vegger og skrog, svekke bæreevnen til stålkonstruksjoner og ødelegge sikkerhetskritisk utstyr.
3. Brann på sjøen kan punktere søyler eller stag, og føre til at vann strømmer inn.
4. Plattformens eget overrislingsanlegg kan bli utløst av brann eller ved en feil. På Visund ga utløsning av overrislingsanlegget en krenkning på tre grader,<sup>58</sup> West Venture fikk to til tre grader krenkning<sup>59</sup> og en hendelse på Snorre B ble kompensert med ballastering.

<sup>56</sup> Fotland K., Funnemark, E., Utgaard Musæus, S., (1998): WOAD statistical report 1998, statistics on accidents to offshore units engaged in oil and gas activities worldwide in the period 1970-97. DNV, Høvik., tabell 3.3.5 og 3.3.6.

<sup>57</sup> SINTEF-rapport A19148 (2011), side 90.

<sup>58</sup> Vinnem Jan Erik, Arne Kvitrud og Liv Rannveig Nilsen (2006). Stabilitetssvikt av innretninger på norsk sokkel – Metodikk for risikoanalyse, Petroleumstilsynet, 21. februar 2006, side 7.

<sup>59</sup> Vinnem et al, 2006, side 5.

5. Brannvannet som pumpes fra båter kan få vann til å strømme inn i skroget gjennom åpninger over skadelinja, åpne dører eller åpninger laget av brann eller eksplosjon. Det er flere kjente eksempler fra ferjer og andre skip.
6. Olje fra utblåsing kan strømme inn i skroget gjennom åpninger på samme måte som brannvann, eventuelt sammen med vannet.
7. Kortslutninger eller feil i det elektriske anlegg kan føre til at ventiler åpner seg. Mindre bevegelser i innretningen kan sette vann i bevegelse, og en får krenkning. Et eksempel på et slikt forløp er på Gjøa-innretningen som krenget tre grader etter en slik hendelse.<sup>60</sup>
8. Åpninger i skott kan forverre situasjonen. Det kan være luker som er åpne på grunn av arbeid i området, utluffing, forglemmelse og lignende. Vann som kommer inn får spre seg fritt. Tilsvarende dersom kabelføringene gjennom skott ikke er tettet skikkelig. Eksempler på slike hendelser er på Henrik Ibsen<sup>61</sup>, Petrobras 36<sup>62</sup> og Thunder Horse.<sup>63</sup>
9. Ventiler, enten interne eller mot sjø kan åpne seg, være satt i feil vei, ikke virke eller være tatt ut for reparasjon eller vedlikehold. Eksempler her kan være observasjoner på Troll C<sup>64</sup>, Polar Pioner<sup>65</sup> og Thunder Horse<sup>66</sup>.
10. Ventilene styres av en hydraulisk kraftpakke (HPU). Feil ved denne kan forårsake at ventilene åpner seg. Vann kan da forflytte seg gjennom åpne ventiler og legge seg i et hjørne av skroget. Eksempel er Thunder Horse<sup>67</sup>.
11. Ukyndig ballastering kan føre til havari. Eksempler på feilballastering er på Ocean Ranger<sup>68</sup> og Ocean Developer<sup>69</sup>. I Thunder Horsegranskingen<sup>70</sup> ble det anbefalt å ha mulighet for fjernstyring av ballastsystemene. Dersom en har det, kan også noen utenfor plattformen gjøre feil.
12. Vekt- og tyngdepunktforskyvninger kan finne sted når bølger slår inn på dekk, når innretningen ruller eller begynner å krenge. Det kan være utstyr som containere, livbåter, boretårn eller rør som beveger seg eller blir kastet på sjøen. Utstyret kan igjen også skade annet sikkerhetskritisk utstyr. Et eksempel er den oppjekkbare innretningen West Gamma, som kantret og sank på vei fra Ekofisk.<sup>71</sup>
13. Uønsket autostart på ballastpumper kan føre til at vann blir pumpet utilsiktet rundt i skroget. Tilsvarende kan skje om feil ventiler blir åpnet eller lukket, eller ved feil i programvare. Et eksempel på en slik hendelse var på Transocean Arctic<sup>72</sup>.
14. Grunnstøting kan gi hull i skroget under havflaten. Et eksempel er Deep Sea Driller.<sup>73</sup>

---

<sup>60</sup> Ptil, 3. september 2010.

<sup>61</sup> DNV. WOAD - Worldwide Offshore Accident Databank, <http://www.dnv.com/services/software/products/safeti/safetiqlra/woad.asp>

<sup>62</sup> ANP/DPC, 2001.

<sup>63</sup> Salazar report, 2010.

<sup>64</sup> E-post fra Sjøfartsdirektoratet 27.1.2011 - RE: Thunder Horse semi - ulykkesrapport etter slagside.

<sup>65</sup> Vinnem et al, 2006, side 6.

<sup>66</sup> Salazar report, 2010.

<sup>67</sup> Salazar report, 2010.

<sup>68</sup> U.S.Coast Guard, 1982.

<sup>69</sup> COWI, 2003 <http://www.cowi.dk/menu/home/Pages/home.aspx>.

<sup>70</sup> Salazar report, 2010.

<sup>71</sup> Vinnem et al, 2006, side 27.

<sup>72</sup> Vinnem et al, 2006, side 5.

<sup>73</sup> Wegner Rolf B: En utredning av: Deep Sea Driller's forlis den 1. mars 1976, Oslo, 1.11.2007.

15. Kollisjoner kan punktere skroget nær vannlinjen. Eksempler er kollisjonene med påfølgende stabilitetshendelser på Ocean Traveller<sup>74</sup> og Åsgard B<sup>75</sup>.

Det understrekes at flere av disse hendelseskategoriene ikke er mulige årsaker for at DWH sank.

## 8.2 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak

### 8.2.1 Bruk av flaggstat- og classesertifikater.

Kystvakten<sup>76</sup> skriver at ”*The Republic of the Marshall Islands (RMI) failed to directly ensure that DEEPWATER HORIZON was in compliance with all applicable requirements, including those relating to the electrical equipment in hazardous zones, degradations in watertight integrity, crew training, emergency preparedness, and others. RMI entrusted these duties to ABS and DNV, and did not conduct sufficient monitoring of those classification societies to detect oversight failures. This incident raises serious questions about the regulatory model under which a flag state may rely entirely on classification societies to do its inspection and investigative work.*”

I Norge har vi et tilsvarende system der de fleste flyttbare innretningene har ”bekvemmelighetsflagg”, og der flaggstaten delegerer hele oppfølgingen til classeselskapene ABS, DNV eller Lloyds. Noen få innretninger har norsk flagg. Aksepten av flaggstats- og classesertifikater som dokumentasjon på tilfredsstillelse av sokkelkravene framgår av rammeforskriften § 3.

I tillegg til flaggstatens oppfølging har vi i Norge krav om at alle slike innretninger skal ha en samsvarsuttalelse fra Ptil som sokkelstatsmyndighet. Vedtaket er basert på de opplysningene som er gitt i SUT-søknaden om innretningens tekniske tilstand og søkerens organisasjon og styringssystem, samt myndighetenes verifikasjoner og øvrige saksbehandling. I tillegg til flaggstatens oppfølging skal innretningene også tilfredsstille Sjøfartsdirektoratets krav om stabilitet og ballastering uavhengig av flaggstat og classeselskap. Det innebærer at noen krav er strengere enn classeselskapenes krav.

### 8.2.2 Regelverkskrav til stabilitet og flyteevne

Innretningsforskriften § 39 og § 62 krever i hovedsak samsvar med Sjøfartsdirektoratets forskrift om ballastsystemer på flyttbare innretninger § 2 og § 7 til og med § 22 og *Sjøfartsdirektoratets forskrift om stabilitet, vanntett oppdeling og vanntette/værtette lukningsmidler på flyttbare innretninger § 8 til og med § 51*. I veiledningen er det vist til NORSOK N-001 kapittel 7.10. Innretningsforskriften § 62 har kun krav om å tilfredsstille Sdires krav.

Med hensyn til kompetanse viser veiledningen til aktivitetsforskriften § 21 til Sjøfartsdirektoratets forskrift om kvalifikasjonskrav og sertifikatrettigheter for personell på norske skip, fiske- og fangstfartøyer og flyttbare innretninger. Etter petroleumsregelverket er det imidlertid ikke krav til sertifikat, det vil si at kvalifikasjoner også kan dokumenteres på annen

---

<sup>74</sup> Stavanger Byrett: Notat fra frivillig bevisopptak 29. og 30. november 1966 i anledning av uhell og sammenstøt på boreplattformen ”Ocean Traveler” 6. november 1966. Datert 3.7.1967.

<sup>75</sup> Kollisjon med taubåt ved land i 2000.

<sup>76</sup> U.S. Coast Guard, 2011, side xix.



måte. Flere av ulykkene tilsier at den stabilitetsansvarlige ikke har hatt tilstrekkelige kunnskaper.

Videre krever aktivitetsforskriften § 23 ”at det utføres nødvendig trening og nødvendige øvelser, slik at personellet til enhver tid er i stand til å håndtere operasjonelle forstyrrelser og fare- og ulykkessituasjoner på en effektiv måte.”

Det er ikke noe i hendelsene som tilsier at regelverkskravne i forskrifter relatert til intakt-tilstand bør endres. Ingen har feilet med de kravene som er i bruk. Sdires krav til metasenterhøyde (GM) er strengere enn det DNVs og ABS’, men den praktiske forskjellen anses som liten. Sjøfartsdirektoratet har krav om GM på over én meter for halvt nedsenkbare plattformer.<sup>77</sup> ABS krever at plattformer har positiv GM.<sup>78</sup> DNV har ikke spesifikke krav til GM.<sup>79</sup> Kravene i intakt tilstand med vindlaster ser ut til å være nær identiske hos Sdir, DNV og ABS, med krav om at arealet under stabilitetskurven skal være 30–40 % større enn arealet fra vindmomentet.

Langt vanskeligere er det å vurdere skadet tilstand, og hvordan en bedre skal forebygge ulykker. Her er også kravene i hovedsak de samme som det som brukes ellers, men med den vesentlige forskjellen at de har krav om reserveoppendrift i dekket. Det innebærer at dersom en får en stor slagside, skal oppdrift i dekket bidra til å holde innretningen flytende.

Ville så dagens forskrifter vært tilstrekkelig til å forebygge de mest alvorlige hendelsene som er listet over? Sdires regelverk er i hovedsak rettet mot ytre skader i skroget, med definerte skader og krenghninger i hovedsak fra kollisjoner, mens de fleste av ulykkene som er nevnt over har andre årsaker.

Tabellen nedenfor viser en kort oppsummering av viktige årsaksforhold ved initiering og utvikling av ulykker og hendelser knyttet til stabilitet. For enkelte hendelser der opplysninger mangler, er SINTEFs antakelser antydnet med et spørsmålsteget.<sup>80</sup> Tabellen er utvidet noe fra SINTEFs tabell.

Forhold	Innretning	Kommentar	Regelverkskrav som skal dekke hendelsen
Ikke opprettholdt integritet ved vedlikeholdsarbeid (ombygging)	Petrobras P-36 Aban Pearl?	Vanntettende luker og dører sto åpne for tilkomst og vedlikehold. (Ukjent)	Stabilitetsforskriften §§ 31-36.
Mangel på risikovurdering ved vedlikeholdsarbeid	Petrobras P-36	Avblending av lufterør til tank, uventet tilbakestrømning til forseglede tank, som sprengtes.	Stabilitetsforskriften § 31.
Manglende forståelse for ballastsystemet og feilaksjoner	Petrobras P-36 Ocean Ranger Ocean Developer  Aban Pearl? Jupiter?	Eskalerende fylling av ballasttanker. Ballastsystem ukjent for plattformsjef. Ukyndig ballastering (Ukjent)	Aktivitetsforskriften §§ 21 og 23.

<sup>77</sup> Sjøfartsdirektoratet: Forskrift av 20. desember 1991 nr. 878 om stabilitet, vanntett oppdeling og vanntette/værtette lukningsmidler på flyttbare innretninger, § 20.

<sup>78</sup> ABS: Rules for building and classing, mobile offshore drilling units, 2006, punkt 1.1.

<sup>79</sup> DNV: Stability and Watertight Integrity, DNV-OS-C301.

<sup>80</sup> SINTEF-rapporten A19148 (2011), side 89.

Ikke detekterte feil	Thunder Horse	Innretningen evakuert før orkanen Dennis.	?
Feil forflytning av vann	Thunder Horse  Gjøa  Henrik Ibsen Polar Pioneer	Feilmonterte eller ikke monterte gjennomføringer som skulle være vanntette. Kortslutning under systemarbeid ved kai. Feil logikk i styresystem.	Stabilitetsforskriften § 22.
Feil aksjon av sjøvanns- eller ballastsystemet p.g.a. elektrisk svikt, evt. feil av annen årsak	Petrobras P-34 Gjøa Thunder Horse  Aban Pearl? Jupiter?	Strømløs posisjonsgiver. Elektrisk kortslutning Feilaksjon av hydraulisk ventilkontroll. (Ukjent) (Ukjent)	Aktivitetsforskriften §§ 21 og 23.
Initierende skade p.g.a. dårlig vær	Ocean Ranger   Aleksander L. Kielland Petrojarl Varg  West Gamma	Uheldig plassert ballastkontrollrom. Vindu i ballastkontrollrom slått inn. Utmatningsbrudd.  Vindu slått inn  Vekt forskjøv seg på dekket.	N-003 pkt 6.2.8 og DNV-RP-E205.  DNV-OS-C203.  N-003 pkt 6.2.8 og DNV-RP-E205. Innretningsforskriften § 62.
Initiert skade eller eskalering p.g.a. feil behandling av brennbar væske.	DwH  Petrobras P-36	Utstrømmende gass og olje ledet ble til senteret av innretningen i stedet for ut til siden. Hyppig og feil bruk av dreneringstanker til oljeblendet vann.	Styringsforskriften.
Initiell skade fra brann eller eksplosjon	DwH?	Opplysninger mangler.	
Fylling av dekk og søyler med brannvann eller olje fra utblåsing.	DwH? P-36 og West Vision Visund og Snorre B	Opplysninger mangler.  Fylling etter brudd i brannvannsrør. Krengning etter brannvannsutløsning.	Uvisst om stabilitetsforskriften § 22 er tilstrekkelig.
Kollisjonsskade eller brann på sjø.	DwH? Ocean Traveller og Åsgard B	Opplysninger mangler.  Kollisjoner.	Stabilitetsforskriften § 21 og 22.
Skadestabilitet etter initiell skade	Aleksander L. Kielland	Brudd i stag førte til at søyla røk.	DNV-OS-C103 seksjon 7 A201.

**Hovedkonklusjonen er at en på et overordnet nivå vil kunne dekke de fleste kjente ulykkes-scenariene med eksisterende regelverk. Særlig vil etterlevelse av kravet om reserveoppdrift i stabilitetsforskriften § 22 kunne føre til at flere av situasjonene blir unngått. Ptil vil i samarbeid med Sdir arbeide med forbedring av regelverket på dette område, blant annet:**

- Sikring mot kantring og synking
- Kompetanse til stabilitetsansvarlig
- Krav til vanntetting
- Ivaretagelse av snø- og islaster for stabilitet
- Kapasitet og ytelseskrav til dreneringssystem
- Krav til tette gjennomføringer
- Krav til brannvannssystem

### 8.2.3 Risikovurdering av stabilitet

De fleste risikoanalyser behandler stabilitet forholdsvis overfladisk. Analysene bærer preg av kun å verifisere at systemene er gode nok, uten å utfordre utforming av systemene og identifisere potensielle forbedringer.<sup>81</sup> Risikoanalysene bør ende opp med

- a) dimensjonerende laster,
- b) krav til testing og simuleringer mot enkeltfeil og systematiske feil; dette for å kontrollere redundans og systemintegritet,
- c) anbefalinger knyttet til bruk av simulorteknikk<sup>82</sup> med introduksjon av feiltilstander,
- d) operasjonelle krav som kompetansekrav,
- e) å foreslå risikoreduserende tiltak og
- f) måle risikoen opp mot virksomhetens akseptkriterier.

Analysen må inkludere ballastsystemets samspill med øvrige systemer som påvirker lastfordelingen ombord.

Skadeanalysene bør dekke scenariene som er angitt under ”Årsaksforhold”, se over:

- Eksplosjoner og brann kan lage åpninger i skroget og ødelegge eller flytte utstyr.
- Brann på sjøen kan punktere skroget, og føre til at vann strømmer inn.
- Korrosjon og sprekker i skroget kan lage hull og gi innstrømning av vann.
- Korrosjon og sprekker innvendig kan gi fri strømming av vann på avveier.
- Svikt i bærende konstruksjoner ved overbelastninger eller utmatting kan gi vann på avveier.
- Brannvann kan strømme inn i skroget gjennom åpninger over skadestabilitetslinjen eller gjennom åpninger forårsaket av brann eller eksplosjon,
- Utløsing av sprinkleranlegg kan gi vann på avveier.
- Kortslutninger eller feil i det elektriske anlegg kan føre til krenkning, dersom det fører til at ventiler åpner seg.
- Åpninger i vanntette skott kan forverre situasjonen. Det kan være luker som har stått åpne på grunn av arbeid i området (utlufting med mer). Dersom vann kommer inn, får det spre seg nokså fritt. Tilsvarende dersom alle kabelføringene gjennom skott ikke er skikkelig utført, eller tettet igjen hvis de ikke er i bruk. Basert på analysene bør det gis kriterier for hvor mange og hvilke åpninger som kan være åpne, jf stabilitetsforskriften § 31.
- Ventiler internt og mot sjø kan åpne seg, være feil installert eller ikke virke. Vann i vanntanker i søylene kan forflytte seg gjennom åpne ventiler og legge seg i et hjørne. De hydrauliske kraftpakkene kan stå under trykk og forårsake at ventilene åpner seg.
- Manuell styring av ballastsystemet kan føre til ulykker. En bør vurdere tilleggskrav til kompetanse, omfanget av og innholdet i trening i ulykkessituasjoner samt aktuelle ulykkessituasjoner det bør trenes på.
- Vektforskyvninger på dekket ved rulling, stamping eller krenkning i en ulykke kan føre til tap av stabilitet.

---

<sup>81</sup> Vinnem et al, 2006.

<sup>82</sup> SINTEF-rapporten A19148 (2011), side 91 og 93.

- Feil i programvare kan gi uønsket autostart på ballastpumper, at feil ventiler lukker eller åpner, eller at vann blir pumpet feil vei.

En liste over forhold som bør vurderes er ikke naturlig å ha med i våre forskrifter eller veiledninger. *Det ansees derfor som aktuelt at næringen vurderer behovet for at en slik liste legges inn i NORSOK Z-013 kapittel B.9<sup>83</sup> og i Sdirs risikoanalyseforskrift § 24.* For Z-013 er det også naturlig å vise til Vinnem et al (2006)<sup>84</sup> for erfaringsdata og analysemetoder.

#### 8.2.4 Tilsyn med stabilitet og flyteevne

Ptil har de siste årene fulgt opp av fagområdet ved at Sdir har deltatt ved verifikasjoner og dokumentgjennomganger ved behandling av søknader om samsvarsuttalelse (SUT) for halvt nedsenkbare innretninger. Ellers er det i samarbeid med Sdir gjennomført tilsyn i driftsfasen på produksjonsinnretninger knyttet til personellkvalifikasjoner mot to operatører. Sdir har også en selvstendig oppfølging mot innretninger med norsk flagg. Omfanget av oppfølgingen er etter vår vurdering rimelig.

#### *Forhold som likevel kan vurderes å vektlegges sterkere i tilsynet er*

- *at aktørene under prosjekteringen vurderer flere feilkilder enn det som framkommer av Sdirs regelverk,*
- *å basere tilsynet på et sett mulige hendelser ("caser"), og som aktøren kan vise er ivaretatt teknisk eller operasjonelt,*
- *oppfølging etter aktivitetsforskriften § 23 om trening i å håndtere operasjonelle forstyrrelser samt fare- og ulykkessituasjoner,*
- *at det er sterke restriksjoner knyttet til å bryte vanntette skiller. For vanntette dører kreves indikator, alarm og mulighet for fjernstyrt lukking. Det bør være et system for unntaksvis åpning av andre tilkomstmuligheter (luker og mannhull), som avtales med og godkjennes av maritimt ansvarlig, og loggføres,*
- *at vanntette atkomståpninger og åpning for kabelgjennomføringer og lignende testes jevnlig.*

#### 8.2.5 Oppfølging gjennom risikonivåprosjektet (RNNP)

I RNNP<sup>85</sup> samles det årlig inn data knyttet til metasenterhøyde (GM), feilrater ved testing av ballastventiler og vanntette dører.

Som omtalt over er det ikke feil ved intakttilstandene som har ført til tap av innretningene. En kan derfor stille spørsmål ved behovet for å samle inn data om GM-verdiene. Innsamlingen kan likevel brukes som en årlig kontroll på at regelverkskravet er tilfredsstillt.

Testingen av ballastventiler og vanntette dører er klart relevante for de ulykkene en har hatt. Det er i 2010 gjort ca 200 000 tester av ballastventiler på flyttbare innretninger. Feilfrekvensene på disse systemene i 2010 er på omtrent samme nivå som for produksjonsinnretninger.

<sup>83</sup> NORSOK Z-013 Risk and emergency preparedness analysis, revision 2, September 2001.

<sup>84</sup> Vinnem Jan Erik, Arne Kvitrud og Liv Rannveig Nilsen (2006). Stabilitetssvikt av innretninger på norsk sokkel – Metodikk for risikoanalyse, Petroleumstilsynet, 21. februar 2006.

<sup>85</sup> Ptil.no – [http://www.ptil.no/getfile.php/PDF/RNNP%202010/RNNP\\_hovedrapport\\_sokkel\\_2010\\_rev1bf11.pdf#nameddest=kapittel06](http://www.ptil.no/getfile.php/PDF/RNNP%202010/RNNP_hovedrapport_sokkel_2010_rev1bf11.pdf#nameddest=kapittel06) figur 106.

Feilfrekvensen ved testing av ballastventiler er bedre enn det en oppnår ved prosessventiler. Fra 2007 ble rapporteringen av testing av stigerørs ESDV-, ving- og masterventil (juletre) delt opp i henholdsvis lukke- og lekkasjetest. Det er mulig at testingen av ballastventiler i all hovedsak er funksjonstesting og ikke lekkasjetesting. En bør vurdere å etterspørre resultatene delt opp i henholdsvis lukke- og lekkasjetest også for ballastventiler.

Noen få barrierer knyttet til skadestabilitet er dekket av RNNP-rapporteringen, mest i form av stikkprøver. Det er ikke enkelt å få til en enkel, meningsfull tilleggsrapportering på dette området.

## 9. VEDLIKEHOLDSSTYRING

Manglende vedlikehold<sup>86</sup> har vist seg å være en medvirkende årsak til storulykker både i petroleumsvirksomheten og annen virksomhet/industri. Storulykkespotensialet i petroleumsvirksomheten gjør at sikkerhetsarbeidet generelt, og vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr spesielt, må ivaretas.

Vedlikeholdet kan påvirke sikkerheten på flere måter, avhengig av utstyret eller systemet som skal vedlikeholdes. Påvirkning på sikkerheten kan skje ved

1. skade på dem som utfører vedlikeholdet (direkte under arbeidsutførelsen),
2. feil i planlegging, utførelse eller kontroll av vedlikehold (feil ved utført vedlikehold),
3. manglende vedlikehold (ikke utført vedlikehold).

Feil i planlegging, utførelse eller kontroll av vedlikehold kan føre til at det oppstår feil i utstyr og/eller systemer. Manglende vedlikehold kan føre til at allerede inntrufne feil eller degraderinger ikke blir oppdaget og korrigert, og være medvirkende årsak til produksjonsstans, arbeidsulykker og/eller storulykker (ulykker med flere omkomne).

Målet med vedlikeholdsstyring er blant annet å identifisere kritiske funksjoner og sikre at de sikkerhetskritiske barrierene fungerer når det er behov for dem. Aktørene har således behov for anvendbare og kostnadseffektive vedlikeholdsmetoder som tar utgangspunkt i utstyrets sviktmønster (hvordan det kan svikte i ulike sammenhenger).

### 9.1 Hovedfunn

Mangelfullt vedlikehold har vært en medvirkende årsak til DwH-ulykken. Dette var i hovedsak knyttet til BOP-en (vedlikehold, testing, feil, osv.), men vedlikeholdsstatus generelt (graden av utførende vedlikehold) nevnes også i noen grad i de ulike granskingsrapportene.

Noe av det mest kritiske som kan skje under en boreoperasjon, er feil i BOP-en og/eller i styringssystemet til denne. Ifølge granskingsrapportene var dette trolig tilfelle på DwH og resulterte i at dødmannssystemet (nødfrakoblingssystemet) ikke fungerte etter hensikten.

Når det gjelder statusen for vedlikeholdet om bord, stiller rapportene kritiske spørsmål om manglende sertifisering (eller resertifisering) av BOPen, enda det er krav til dette i det amerikanske regelverket. Innretningen hadde ikke vært i tørrdøkk siden den ble bygd i 2001. Dette kan igjen skyldes kontraktsforhold/innretningsrater. Det settes også spørsmålstegn ved BOP-testene som hadde blitt utført, blant annet fordi testene hadde blitt utført ved et lavere trykk enn det det amerikanske regelverket tilsier, jf kapittel Vedlikehold, sertifisering og testing av BOP4.2.3 om vedlikehold, sertifisering og testing av BOP.

Det ble videre, under en revisjon utført av BP i september 2009, avdekket stor grad av utestående vedlikehold. Seks av funnene var relatert til BOP-vedlikehold, men disse funnene,

---

<sup>86</sup> Vedlikehold omfatter de tekniske, administrative og organisatoriske tiltak som bidrar til at et teknisk system eller delsystem kan bibeholde eller gjenopprette en tilstand og være i stand til å utføre tiltenkte funksjoner i alle faser av sin levetid.

som er trukket frem i flere rapporter, synes å være systematisk grepet fatt i av både BP og Transocean.

Med unntak av potensielle vedlikeholdsforhold som er knyttet til BOPen, har ikke Chief Counsels team funnet noen grunn til å anta at vedlikeholdsproblemer har bidratt til utblåsing (Chief Counsel's Report 2011, s. 224).

Nedenfor er det gitt flere detaljer om hovedfunnene.

#### 9.1.1 Mangelfullt vedlikehold som medvirkende årsak til ulykker

Vedlikehold som mulig medvirkende årsak til DwH-ulykken omtales i hovedsak i tilknytning til BOP-tilstanden og utstyr for å operere BOPen.

Det er ellers ikke første gang at vedlikehold har vært en medvirkende årsak til alvorlige hendelser. Presidentkommisjonens rapport trekker frem fire tidligere BP-hendelser, og det viser seg at vedlikehold har vært medvirkende årsak i samtlige tilfeller.

I Grangemouth i 2000 "*feilet BP i å ivareta lovpålagt kontroll og vedlikehold av prosesser og systemer*"; ved en gasslekkasje på Forties Alpha-innretningen i Nordsjøen i 2003 "*innrømmet BP å ha brutt loven ved å la rørledninger korrodere*"; i Texas City i 2005 omkom 15 personer, blant annet som følge av kostnadskutt "*selv om mye av raffineriets infrastruktur og prosessutstyr var dårlig vedlikeholdt*" (inklusive kritisk måleutstyr som bidro til overfylling); og i Prudhoe Bay, Alaska, i 2006, lakk 800 000 liter olje ut på tundraen (uoppdaget i fem dager) fordi "*rørledningene var dårlig vedlikeholdt og inspiseret*" (Presidentkommisjonens rapport, 2011<sup>87</sup>, s. 218-222).

#### 9.1.2 Status for vedlikehold

DwHs mannskap gjennomførte mer enn 550 forebyggende vedlikeholdsjobber hver måned og hadde brukt mer enn 30 000 arbeidstimer på vedlikehold de ti siste månedene før eksplosjonen. På mange måter så det ut til at DwH ble drevet godt. Innretningen mottok blant annet flere sikkerhetsutmerkelse. Allikevel kom det i tiden før ulykken frem i interne e-poster hos BP at riggen "*begynner å bli gammel, og at vedlikeholdet ikke har vært godt nok*" (Chief Counsel's Report 2011<sup>88</sup>, s. 221).

I september 2009 gjennomførte et BP-team en revisjon på DwH hvor ett av funnene var at "*utestående vedlikehold over 30 dager ble vurdert som urimelig stort, totalt 390 jobber og 3545 manntimer. Mange av de utestående rutinejobbene hadde høy prioritet*" (BP Report, 2010<sup>89</sup>, s. 167). Seks av funnene var relatert til BOP-vedlikehold, og samtlige var fortsatt utestående i desember 2009 (Chief Counsel's Report 2011, s. 167). BP og Transocean økte kommunikasjonen og samarbeidet om å følge opp implementeringen av de utestående anbefalingene fra revisjonen i september 2009. De hadde ukentlige møter, og 30. mars 2010 var 63 av 70 anbefalinger gjennomført, noe BP berømmet Transocean for. Ytterligere 26 forhold var under utførelse, men ble ikke vurdert som sikkerhetskritiske (Chief Counsel's Report 2011, s. 223).

---

<sup>87</sup> Presidentkommisjonens rapport (11.1.2011)

<sup>88</sup> Tilleggsrapport til "Presidentkommisjonens rapport" (17.2.2011)

<sup>89</sup> BP: Deepwater Horizon. Accident Investigation Report (8.9.2010)

### 9.1.3 Vedlikeholdsstyringssystemet

Et nytt vedlikeholdsstyringssystem (RMS-II), som ble ”arvet” etter sammenslåingen med Global Santa Fe, ble installert på DwH i september 2009, men denne installeringen var fortsatt ikke fullført på tidspunktet for hendelsen. Implementeringen av det nye vedlikeholdssystemet hadde heller ikke gått problemfritt. Det ble blant annet hevdet, i en vurdering gjennomført av Transocean selv i april 2010, at vedlikeholdssystemet ikke var forstått av mannskapet (Chief Counsel’s Report 2011, s. 222).

Videre hevdes det at systemet produserte flere arbeidsordre med forebyggende vedlikehold som ikke var relevante for DwH. Vedlikeholdspersonellet måtte aktivt søke etter spesifikke arbeidsordrer for DwH og sendte kontinuerlig forespørsler om å få fjernet dublerede arbeidsordrer. Arbeidsordrer som nettopp hadde blitt kvittert utført, ble generert på nytt (Chief Counsel’s Report 2011, s. 221).

BPs granskingsteam var ikke i stand til å gjennomføre en komplett gjennomgang av vedlikeholdshistorikken til BOPen før installering på Macondo. Selv om det ble etterspurt, leverte ikke Transocean alle de daglige vedlikeholdsrapportene for perioden mellom opphenting av BOP fra forrige brønn og utplassering av denne på Macondobrønnen. BPs granskingsteam konstaterte at vedlikeholdsaktiviteter på brønnkontrollutstyr ble ført opp på manuelle lister og i den daglige loggføringsboka i stedet for å bli lagt inn i RMS-II. Dette medførte blant annet at det verken var mulig å bruke vedlikeholdssystemet til å få en oversikt over vedlikeholdet som hadde blitt utført på BOPen (etter at den ble installert på havbunnen), eller å få en oversikt over spesifikke utstyrsenheter.

Flere av de kritiske komponentene som var nødvendige for å kunne operere BOPen, hadde ikke blitt vedlikeholdt etter leverandørens anbefalte intervall. Styringssystemet for å kunne operere BOPen på havbunnen hadde blitt ombygd, og uoriginale utstyrskomponenter med andre spesifikasjoner enn de originale komponentene hadde blitt brukt. I tillegg virket ikke enkelte kritiske komponenter ved behov (BP Report, 2010, s. 167).

Transocean ødela testdataene etter at hver brønn var ferdigstilt, og begrenset dermed tilgjengelig vedlikeholdsinformasjon. En regelmessig test av ”dødmannssystemet” ble ikke utført, selv om Transoceans håndbok for brønnkontroll uttrykker at en skal teste dette (på overflaten) (Chief Counsel’s Report 2011, s. 210).

### 9.1.4 Bakenforliggende årsaksforhold

Kostnadskutt, kontraktsforhold, manglende opphold i tørrdøkk og prioritering av boring framfor vedlikehold har blitt nevnt som mulige bakenforliggende årsaker til mangelfullt vedlikehold.

Kostnadskutt og utsatt vedlikehold har blitt foreslått som rotårsaker, ikke bare til DwH-ulykken, men også til raffinerieksplasjonen i Texas City i 2005 og rørledningsoljeutslippet i Alaska i 2006 (DHSO, 2010. Rapport 3<sup>90</sup>, s. 28).

Kontrakten mellom BP og Transocean spesifiserer at nedstengning av boreinnretningen for å gjennomføre visse typer av vedlikehold resulterer i finansielle konsekvenser. Noen av mannskapet uttrykte bekymring for at boring ble prioritert foran planlagt vedlikehold. DwH

---

<sup>90</sup> Progress Report 3: The Macondo Blowout, Deepwater Horizon Study Group (5.12.2010)



hadde aldri vært i tørrdokk for inspeksjon og reparasjon siden den ble tatt i bruk. BP og Transocean er uenige om finansielle vurderinger har påvirket denne beslutningen. BP mener Transocean insisterte på å få betalt daglig rate under reparasjon, og derfor ikke ville ha boreinnretningen i tørrdokk (Chief Counsel's Report 2011, s. 222).

Samtidig ble det hevdet at BP og Transocean hadde felles interesse av å unngå nedetid. Blant annet samarbeidet de om å sørge for at nødvendige reparasjoner ble gjennomført etter revisjoner og inspeksjoner (blant annet fra de amerikanske myndighetene), (Chief Counsel's Report 2011, s. 223).

Enkelte former for vedlikeholdsaktiviteter kan kun gjennomføres ved forflytting av innretningen eller i tørrdokk. I en undersøkelse gjennomført av Lloyd's Register i mars 2010, uttrykte noen av mannskapet bekymring for at mangel på opphold i tørrdokk kunne undergrave påliteligheten til utstyret på DwH. Vedlikeholdsavdelingen så frem til et planlagt besøk ved tørrdokk i 2011. Mangel på opphold i tørrdokk kan også ha ført til forsømmelse av BOP-sertifisering. Ifølge en vitneforklaring hadde Transocean planlagt å forlenge tørrdokkoppholdet som følge av antall reparasjoner som var nødvendig. Chief Counsels team etterspurte en liste over reparasjoner planlagt for tørrdokkoppholdet, men var ikke i stand til å få denne fra Transocean (Chief Counsel's Report 2011, s. 222-223).

## 9.2 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak

I det norske regelverket stilles det klare krav til vedlikehold<sup>91</sup>, klassifisering av systemer og utstyr (konsekvenser av funksjonsfeil), vedlikeholdsprogram, planlegging og prioritering av vedlikeholdet og effektiviteten av vedlikeholdet. Det er med andre ord en rekke regelverkskrav om at innretninger skal holdes ved like på en slik måte at de er i stand til å utføre tiltenkte funksjoner i alle faser av levetiden. Dette er gjennomgående krav, som gjelder vedlikehold av alle typer utstyr og bærende konstruksjoner, på alle typer innretninger og anlegg (inklusive rørledninger, undervannsanlegg og brønn). I tillegg stilles det særskilte krav, for eksempel hva angår prøving av utblåsingssikringen (BOPen) og annet trykkkontrollutstyr<sup>92</sup>.

Slik vi vurderer det, er det ingen ting ved DwH-ulykken så langt som tilsier endring i det norske regelverket om vedlikeholdsstyring. ***I lys av DwH-ulykken vurderes det imidlertid som aktuelt at næringen ser på behovet for å utvide OLF-retningslinje 070 (om IEC 61508) om sikkerhetsfunksjoner til også å omfatte styringssystemene for brønnkontroll-operasjoner/-brønnintervensjoner, ikke bare for bore-BOPer slik det er i dag.***

Granskingsrapportene viser foreløpig at aktuelle utfordringer heller er knyttet til manglende ***etterlevelse*** av krav til vedlikehold.

Petroleumstilsynet har gjennomført en rekke prosjekter for å få et oppdatert bilde av status på vedlikeholdstyring i norsk petroleumsvirksomhet, samt påvirke næringens ambisjoner og forbedringsprosesser der behovet for det er vurdert størst. Prosjektene har de siste årene resultert i følgende rapporter:

- Vedlikehold som virkemiddel for å forebygge storulykker - vedlikeholdsstatus og utfordringer – SINTEF, 2007, oppdatert 2008

---

<sup>91</sup> jf aktivitetsforskriften kapittel IX

<sup>92</sup> jf blant annet aktivitetsforskriften § 85

- Kartlegging av bruken av integrerte operasjoner i vedlikeholdsstyring - SINTEF, 2008
- Forskning og utvikling innen vedlikehold med relevans for petroleumsvirksomheten - SINTEF, 2009
- Kartlegging av konsekvensene for vedlikeholdsstyring av aldring og levetidsforlengelse - SINTEF, 2009
- Kartlegging av læring og oppfølging av uønskede hendelser hos vedlikeholdsentreprenørene, særlig med tanke på forebygging av storulykker – SINTEF, 2010
- Rapport om risikonivået i norsk petroleumsvirksomhet (RNNP) – Ptil 2010 og 2011; som gir en status på indikatorer av betydning for vedlikeholdsstyring og overvåking av vedlikeholdseffektivitet for både faste og flyttbare innretninger

Disse prosjektene har påpekt alvorlige utfordringer innen vedlikehold i norsk petroleumsvirksomhet, blant annet med etterslep og/eller utestående vedlikehold på innretninger, men dette gjelder ikke sikkerhetskritisk utstyr som BOP.

Petroleumstilsynets har siden 2000 samlet inn mange data for å kunne overvåke risikoutviklingen i norsk petroleumsvirksomhet, og det utgis en årlig rapport (RNNP-rapporten) for å kommunisere viktige trender og mobilisere til forbedringer. Det er de siste årene samlet inn og analysert vedlikeholdsdata fra virksomhetene. Normalt må datainnsamling foregå over flere år for å få et tilstrekkelig stabilt datagrunnlag. Tallene fra 2009 og 2010 viser så langt at flere aktører har utfordringer knyttet til å etablere et forventet nivå i vedlikeholdsstyringen, sett i lys av regelverket. Flyttbare innretninger har de største utfordringene. Utfordringene knytter seg både til klassifisering av utstyr og graden av utestående arbeid i relasjon til både forebyggende og korrektivt vedlikehold, inkludert HMS-kritisk vedlikehold.

***DwH-ulykken bekrefter viktigheten av vedlikehold for å sikre at sikkerhetskritisk utstyr kan ivareta sine funksjoner når det er behov for det. DwH-ulykken bekrefter dermed behovet for at prosesser omkring forbedring av vedlikehold fortsatt gis høy prioritet.***

***I lys av DwH-ulykken vurderes det som aktuelt for boreentreprenører og leverandører av utstyr som inngår i bore- og brønnoperasjoner å evaluere egne vedlikeholdssystemer for å forsikre seg om at innretninger og utstyr som de har ansvar for, kan ivareta sine funksjoner. Tilsvarende vurderes det som aktuelt for operatører å evaluere om eksisterende systemer for kvalifisering og oppfølging av boreentreprenører og utstysleverandører fungerer etter hensikten og i tråd med regelverket***

Det er andre regelverkskrav som også må vektlegges, herunder krav til kvalifisering av vedlikeholdssystemer før de implementeres, opplæring av personellet som skal betjene dette vedlikeholdssystemet mv.

## 10. ORGANISASJON OG LEDELSE

Bore- og brønnoperasjoner i offshore petroleumsvirksomhet er organisert i komplekse operatør-leverandørkjeder, noe som innebærer utfordringer knyttet til ledelse og kommunikasjon i og mellom selskaper som deltar i de konkrete aktivitetene ute i havet og i støtteapparatet på land og i ulike faser av operasjonene.

Hovedfunn og gjennomgang av resultater bygger i hovedsak på Chief Counsel's Report 2011 og SINTEFs rapport<sup>93</sup> og de funnene SINTEF har identifisert, kategorisert og hentet ut fra de ulike granskingsrapportene man har hatt til rådighet. Dette kapittelet legger vekt på lærepunkter knyttet til planlegging og gjennomføring av operasjonene på DwH, og berører flere styringselementer i denne sammenhengen, blant annet hva angår ledelse og organisering. Dette kapittelet må sees i sammenheng med denne rapportens del 2, som berører mer generelle lærepunkter om styring av storulykkesrisiko.

### 10.1 Hovedfunn

Chief Counsels rapport konkluderte med at *"bedre ledelse ville ha identifisert risikoene på Macondo og forhindret de tekniske feilene som førte til utblåsing"* (Chief Counsels' Report 2011, s. 225) og sikter i denne sammenhengen spesielt til operasjonelle ledelsesfunksjoner på innretningen og i støtteapparatet på land. Ulykken på DwH skjedde imidlertid ikke på grunn av en enkelt feilvurdering eller en enkelt teknisk feil, men bygde seg opp gjennom en kjede av hendelser, beslutninger, feilvurderinger og unnlater som demonstrerer grunnleggende systemsvikt.

### 10.2 Årsaksforhold

I analyser av DwH-ulykken finner man at de organisatoriske elementene i årsaksbildet av ulykken har mange fellestrekk med andre storulykker<sup>94</sup>. Organisatoriske forhold er ofte dypt forankret i mer overordnede rammebetingelser og kulturelle forhold. Disse omtales nærmere i del 2 av denne rapporten.

Beskrivelsen av årsaksforholdene til DwH-ulykken som er knyttet til organisasjon og ledelse her, baserer seg hovedsakelig på de granskingsrapportene som er primærkilder, dvs. Salazar-rapporten (2010), BP-rapporten, (2010), Presidentkommisjonens rapport (2011) og Chief Counsel's Report (2011). Særlig viktig for dette kapittelet er Chief Counsels rapport fordi den gir den grundigste beskrivelsen av organisasjon og ledelsesforhold i forbindelse med planlegging og gjennomføring av operasjonene på DwH. Strukturen i dette kapittelet er dermed i stor grad basert på Chief Counsels rapport (2011, s. 225) hvor hovedtemaene er:

1. Ledelse
2. Seksjonering av informasjon og kommunikasjon
3. Prosedyreutvikling og bruk av prosedyrer
4. Opplæring og oppfølging av ansatte
5. Ledelse og tilsyn med kontraktører

---

<sup>93</sup> Tinmannsvik m.fl., 2011. Deepwater Horizon-ulykken: Årsaker, lærepunkter og forbedringstiltak for norsk sokkel. SINTEF rapport A19148.

<sup>94</sup> For en gjennomgang av referansehendelser vises det til Tinmannsvik m.fl., 2011. SINTEF rapport A19148.

## 6. Risikoforståelse og -analyse

### 10.2.1 Ledelse

Som et generelt funn hevdes det at personellet som jobbet på Macondofeltet var omgitt av en kultur hvor lederskap og ledelsesansvar ikke ble tatt på alvor (Chief Counsel's Report, 2011, Executive Summary), og at den vesentligste årsaken til ulykken var sviktende ledelse (ibid., s. 225). Denne ledelsesmessige svikten kan ha påvirket blant annet beslutnings- og prioriteringsprosesser, kompetansestyringen, styring av operative endringer, organisatoriske endringer som medførte uavklarte ansvars- og myndighetsforhold, mangelfull kommunikasjon og informasjonsdeling både innen enkeltsselskap og mellom operatør og leverandører, og ledelsesprioriteringer som bar preg av mål om kortsiktige, økonomiske gevinster. Ledelsen undervurderte sårbarheter i eget system og den risikoen man eksponerte seg for gjennom en rekke beslutninger som ble tatt før og under operasjonene på DwH. Dette står i kontrast til BPs anerkjennelse av å utøve kompetent, synlig, besluttsom og systematiske ledelse og egne krav om at ledere skulle legge til rette for tydelig delegering og ansvarliggjøring.

Der finnes uttalige definisjoner av ledelse. Til tross for variasjonen inneholder de også visse likheter, blant annet referer de ofte til en eller annen form for **påvirkning**. I denne forbindelsen er det vanlig å skille mellom påvirkning gjennom mer formelle styringssystemer (*management*) og lederskap (*leadership*). Ledelse referer dermed til styring gjennom organisasjonens formelle strukturer, systemer og strategier, mens lederskap i større grad henviser til ledelse i praksis og de relasjonelle sidene ved ledelse; hvordan ledere gir retning og liv til de mer formelle styringssystemene. Som en grunnregel bør det være samsvar mellom de formelle systemene og praktiseringen av dem. Liknende paralleller finner vi også når det gjelder refleksjoner rundt sikkerhetskultur; at kultur og struktur bør være i balanse med hverandre. utfordringer knyttet til kultur omtales nærmere i flere avsnitt i dette kapittelet.

### 10.2.2 Seksjonering av kommunikasjon og informasjon

I denne forbindelse trekkes det fram mangelfull informasjonsdeling og overdreven seksjonering av informasjon, mangelfull bruk av eksperter (til tross for tilgang på ekspertise), mangelfull samhandling mellom hav og land, og liten effekt av læringen fra tidligere hendelser. Nedenfor følger eksempler på mangler, men uten at dette er en uttømmende beskrivelse.

#### *Mangelfull informasjonsdeling*

Ulike aktører og ledelsesfunksjoner i støtteapparatet på land, både i BP og i Halliburton, visste om sementrelaterte svakheter uten at dette ble kommunisert for eksempel til de som utførte den negative trykktesten eller de som overvåket brønnen for brønnsparke (personell fra Transocean og Sperry Drilling). Hvis denne svakheten hadde blitt kommunisert, ville sannsynligvis årvåkenheten for sementfeil og unormale trykk ha økt. BPs beslutning om å bruke færre sentreringsverktøy enn anbefalt av Halliburton ble heller ikke skikkelig kommunisert ut til organisasjonen, og en bekymringsmelding fra Halliburton til BP om færre sentreringsverktøy enn anbefalt, ble heller ikke besvart. Bruken av få sentreringsverktøy ble også oppdaget av personell fra Weatherford, som ikke kommuniserte noen bekymring til BP om dette – i og med at de var en tredjepart og ”gjør det som selskapsmannen forlanger” (Chief Counsel's Report, 2011, s. 105).

#### *Mangelfull bruk av eksperter i beslutninger*

En egen sementeringsekspert ble for eksempel spurt om å hjelpe til med å redesigne sementeringsjobben for å adressere bekymringer om ekvivalent sirkulerings tetthet (ECD – Equivalent Circulating Density). Eksperten ble kun rådspurt om hans generelle oppfatning av

sementkvaliteten, og det ble *antatt* at han hadde gjort en kritisk gjennomgang av sementeringsprogrammet. Eksperten ble heller ikke rådspurt etter den 14. april og ble ikke informert om testresultater før utblåsing. Kompletteringsingeniør ble ikke rådspurt i forbindelse med valg av langt eller kort føringsrør (Chief Counsel's Report, 2011, s. 228-9), og BPs boreledere kontaktet heller ikke eksperter onshore om uregelmessige data i forbindelse med den negative trykktesten (Presidentkommisjonens rapport, 2011, s. 124).

#### *Mangelfull samhandling mellom land og innretning*

Punktene over om mangelfull informasjonsdeling og mangelfull bruk av eksperter handler i stor grad om svikt i samhandlingen mellom offshore og onshore personell. Det ser heller ikke ut for at borelederne noen gang kontaktet BPs onshorepersonell for å diskutere at de ikke klarte å blø av trykket i borestrengen under den negative trykktesten. De ba heller ikke om råd fra Sims og O'Bryan, som hadde teknisk ekspertise og som var på innretningen under den negative trykktesten. I stedet godtok de en forklaring fra Transoceans boresjef om en såkalt "blæreeffekt" (Chief Counsel's Report, 2011, s. 229). BP hadde ikke tilfredsstillende retningslinjer for når offshorepersonell skulle kontakte onshorepersonell (ibid., s. 229).

#### *Mangelfull erfaringsoverføring og læring etter tidligere hendelser*

BP hadde i årene før DwH-ulykken vært involvert i flere storulykker som i Texas City (eksplosjon og brann på raffineri i 2005), Thunder Horse (krenkning av halvt nedsenkbar plattform under orkanen Dennis i 2005) og Prudhoe Bay, Alaska (stort oljeutslipp etter langvarig lekkasje på rørledning i 2006). Flere rapporter peker på manglende læring fra disse ulykkene (Presidentkommisjonens rapport, 2011; DHS, 2010, Rapport 3; DHS, 2010, Rapport 2, s. 9). Transocean var også involvert i en hendelse i Nordsjøen i 2009 hvor det ble utarbeidet følgende advarsel: "Ikke vær tilfreds selv om reservoaret har blitt isolert og testet for innstrømming. Forbli fokusert på brønnkontroll og oppretthold gode brønnkontrollprosedyrer" (Chief Counsel's Report, 2011, s. 231). Transocean viderefremidlet ikke denne advarselen globalt, og det ble hevdet i ettertid av DwH-utblåsing at hendelsen i Nordsjøen ikke var relevant for det som hendte i Mexicogulven. Chief Counsels granskingsgruppe hadde imidlertid en annen oppfatning og mente at forskjellene var kosmetiske; dersom mannskapet hadde blitt informert og trent i forhold til erfaringene fra hendelsen i Nordsjøen, kunne hendelsen på DwH ha utviklet seg på en helt annen måte (ibid., s. 232). Advarselen ble heller ikke viderefremidlet til DwH og BP.

#### 10.2.3 Prosedyreutvikling og bruk av prosedyrer

Granskningsrapportene viser eksempler på manglende prosedyrer, at prosedyrer endres underveis og i siste liten, feilaktige prosedyrer og mangelfull etterlevelse av prosedyrer. Det fantes for eksempel heller ingen myndighetsregulering (MMS) eller bransjestandard for hvordan en negativ trykktest skulle utføres (Presidentkommisjonens rapport, 2011, s. 119). Som nevnt i det foregående om manglende involvering av eksperter, burde det vært klare retningslinjer for i hvilke situasjoner personell på innretningen burde kontakte eksperter på land (for eksempel i forbindelse med den negative trykktesten). Her burde det være et krav om at ansatte på innretningen skulle kontakte land, uansett om resultatene viste avvik eller ikke. BP har tilsynelatende nå innført en slik policy (Chief Counsel's Report, 2011, s. 230). Nedenfor følger enkelte andre eksempler:

#### *Mangelfulle prosedyrer:*

- Transoceans innstengningsprosedyre adresserte ikke håndtering av en krisesituasjon med høy brønnstrøm etter at brønnkontroll var tapt (BP Report, 2010, s. 44).

- Feilaktige driftsprosedyrer: Forhastet lossing av borevæske (vektmateriale ikke tilgjengelig ved kritisk tidspunkt (DHSG, 2010, Rapport 2, s. 4).

*Mangelfull etterlevelse av prosedyrer:*

- Manglende logging av sementbinding,
- Ikke fullført (bottoms-up) sirkuleringsprosedyrer
- Fulgte ikke aksepterte brønnskompletteringsprosedyrer
- Manglende respons på indikatorer som antydte problemer
- Svikt i å vedlikeholde EDS-systemer (nødfrakoblingssystemer)
- Mangelfull testing og aktivering av BOP (DHSG, 2010, Rapport 2, s. 5).

#### 10.2.4 Opplæring og oppfølging av ansatte

*Bemanning og kompetanse*

Angående arbeidsledelse og kompetansestyring viser gjennomgangen mangelfull oppfølging og veiledning av uerfarent personell (som tok kritiske beslutninger) og at erstatninger av nøkkelpersonell ble foretatt i kritiske faser av prosjektet uten at kvalifikasjoner ble skikkelig sjekket ut eller at uerfarne ble fulgt spesielt opp. BP sendte en av sine erfarne boreledere til land for å ta et obligatorisk kurs i brønnskontroll, i stedet for å søke om dispensasjon slik at den erfarne borelederen kunne blitt ombord i den kritiske fasen av bore- og brønnsoperasjonen. Personellskiftet ble ikke vurdert i henhold til BPs egne interne retningslinjer som krever at prosedyren for endringsledelse skal følges (MOC – Management of Change). Den nye borelederen hadde ikke vært boreleder på Deepwater Horizon tidligere, han kjente ikke historien til Macondobrønnen og hadde heller ingen erfaren skiftavløser om bord. Skiftavløseren hadde selv kun vært på Deepwater Horizon i noen få måneder. Eksempelet viser manglende styring av kompetanse og kapasitet i en kritisk fase av bore- og brønnsoperasjonen.

*Mangelfull opplæring i situasjoner utenom primæraktiviteten (boring)*

Det ble påvist mangler i opplæring av personell både hos BP og i Transocean. Verken BP eller Transocean hadde for eksempel gitt sitt personell formell opplæring i hvordan de skulle gjennomføre eller tolke en negativ trykktest. Dette kobles til et symptom på at årvåkenheten reduseres når man nærmer seg avslutning av en brønn, og ved aktiviteter som ikke er direkte relatert til boring. Dette innbefattet prosedyre for midlertidig plugging og forlating ("temporary abandonment") av brønnen (Chief Counsel's Report, 2011, s. 236). Oppmerksomheten er i mindre grad rettet mot å avslutte jobben og i større grad rettet mot neste jobb.

*Manglende opplæring i krisehåndtering*

Transocean hadde ikke gitt tilstrekkelig opplæring i hvordan mannskapet skulle håndtere en kritisk brønnskontrollsituasjon, slik som en alvorlig utblåsing. Transocean gjennomførte jevnlig brønnskontrolløvelser, men ingen av disse fokuserte spesifikt på krisesituasjoner, på hvordan man kan oppdage signaler om at kritiske situasjoner er i ferd med å utvikle seg, og hva man da skal gjøre umiddelbart. I øvelsene ble det trent på utsirkulering av mer rutinemessige "kick" (brønnsparke).

Manglende opplæring i krisehåndtering omfatter også opplæring av operatør av det dynamiske posisjoneringssystem (DP-operatør). DP-operatør utløste ikke generell alarm umiddelbart, og det ble heller ikke gitt beskjed til maskinrommet om å slå av generatorene

etter at gassalarmen var utløst. DP-operatør hadde ikke fått opplæring eller simulatorentrening i hvordan en slik krisesituasjon skulle håndteres og heller ikke opplæring i at maskinrommet skulle varsles ved gassalarm (Chief Counsel's Report, 2011, s. 237). Mangelfull opplæring gjør ansatte sårbare for feil når de står overfor hendelser som ligger utenfor deres ekspertise og erfaring (ibid., s. 236). "Det er ubetinget nødvendig at selskap trener og øver for krisesituasjoner, nettopp fordi de inntreffer så sjelden" (ibid., s. 237).

#### *Situasjonsforståelse og systemkunnskap*

Allerede kl. 21.01 på ulykkesdagen kom de første signalene på ustabilitet i brønnen. I perioden frem til eksplosjonen kl. 21.49 er det flere signaler på uregelmessigheter og brønnsparke på skjermbildet som presenterer ulike brønndata. I ett tilfelle stoppes operasjonen for å studere en uregelmessighet, men heller ikke da oppdages tegn på brønnsparke (Chief Counsel's Report, 2011, s. 177-82). Hvorfor oppdager ikke boremannskapet og mudlogger signaler om brønnsparke?

- Personell fra BP, Transocean og Sperry Drilling var ikke årvåkne nok i forhold til muligheten for tap av brønnskontroll i endelig fortrengning av borevæske (ibid., s. 185). Det er flere årsaker til dette: 1) brønnsparke er vanligvis ikke forbundet med den midlertidige forlatingsfasen; 2) tiltro til barrierer kan skape en overdrevet tillit til brønnens samlede sikkerhet; 3) for aktiviteter på slutten av en brønnaktivitet er man ofte tilbøyelig til å være så raske som mulig og kan dermed tape fokus. Til sammen skaper disse faktorene en redusert årvåkenhet mot uregelmessigheter i data, forsinkede reaksjoner og svikt i å utføre rutinemessig overvåking.
- Det antydes også at Transoceanpersonell på innretningen ikke hadde nok erfaring og trening i å tolke uregelmessige trykk i negativ trykktest. Dette kan også medføre at det samme personellet heller ikke hadde nok trening i å tolke uregelmessigheter i data i den endelige fortrengningsfasen (ibid., s. 185).
- Det ble utført samtidige operasjoner som hindret overvåking og tolking av data (ibid., s. 186).
- Det var mangelfull kommunikasjon om risikoforhold mellom BP og Transocean både før og under den endelige fortrengningsfasen. Dersom BP, Transocean og Sperry Drilling hadde informert hverandre om risiko rundt boreaktivitetene hadde det trolig økt bevisstheten om risikoen og dermed skapt økt årvåkenhet om brønnovervåkingen.
- Brønnovervåkingssystemet på Deepwater Horizon var ikke godt nok. Skjermvisningen var avhengig av at riktig person så på riktige data til riktig tid, og at vedkommende forstod og tolket dataene riktig (ibid., s. 241), jamfør kapittel 3 om boring og brønnteknologi og 10.2.6 om teknologi.
- Personellet om bord måtte utføre grunnleggende kalkulasjoner for hånd i stedet for å ha automatiserte systemer, for eksempel netto strømning fra brønnen (ibid., s. 241).
- Sensorer og instrumentering for detektering av brønnsparke har vært mangelfulle (ibid., s. 241).

#### 10.2.5 Ledelse av og tilsyn med kontraktører

Moderne offshore petroleumsvirksomhet er som nevnt tidligere, organisert i komplekse operatør-leverandørkjeder. Dette utfordrer operatørenes oppfølging og tilsyn med sine leverandører, at det er klarhet i ansvarsfordelingen mellom ulike aktører, og at det ikke oppstår en ubalanse i (makt)forhold mellom operatør og leverandører som kan hindre en åpen og kritisk informasjons- og erfaringsutveksling. I gjennomgangen av ulykken finner vi at

nettopp slike utfordringer er forklaringer av medvirkende årsaker til ulykken, slik som mangelfullt tilsyn med leverandører, overdreven ettergivenhet overfor operatør, og uklarheter om ekspertise og ansvar.

#### *Eksempler:*

- Halliburton nektet å gi innsyn i interne dokumenter i forbindelse med Chief Counsels gransking. Dette vanskeliggjør granskingen av ulykken og medfører at man ikke har kunnet gi et fullstendig bilde av Halliburtons rolle i ulykken (Chief Counsel's Report, 2011, s. 225, 240).
- Til tross for at BP visste om svakheter angående kompetanse hos leverandørens personell, ble det ikke iverksatt tilstrekkelige tiltak for å kompensere for dette (for eksempel kunnskap angående tester om sementkvalitet hos Halliburtonpersonell).
- Manglende oppfølging av frister for gjennomgang av testresultater og manglende gjennomgang av testresultater i forkant av den siste sementpumpingen på Macondo.
- Manglende gjennomgang av BP på mottatte testresultater fra Halliburton.
- Halliburton varslet ikke BP om svakheter ved sementeringsjobben. Heller ikke om at BPs plan innebar et lite totalt sementvolum, at BP brukte en relativt lav strømningsrate, eller argumenterte for at BP burde gjennomføre en sementbindingslogg.
- Halliburton uttrykte at deres jobb var å gjøre som operatørene ga beskjed om, til tross for at de satt inne med kunnskap om at løsningene BP valgte ikke var optimale. I en slik situasjon burde Halliburton ha fremlagt all informasjon som operatøren trengte for å utøve en slik myndighet på en ansvarlig måte (ibid., s. 239).
- BPs boreledere aksepterte en usannsynlig forklaring på resultatene av den negative trykktesten (forklaringen om den såkalte "blæreeffekten") fra Transoceans personell. Dette indikerer mangelfull opplæring av boreledere i BP, men også en tendens til enten å stole blindt på leverandørens forklaringer eller frykt for å demonstrere egen manglende forståelse.
- På konsernnivå i BP er det et krav om etablering av et felles styringsdokument som skal regulere grensesnittene mellom operatør og borekontraktør. Dette dokumentet skal avklare overordnede roller og ansvar i denne relasjonen. Det er enda ikke dokumentert at et slikt dokument var blitt utarbeidet og det finnes noen indikasjoner fra BPs interne gransking på at et slikt dokument ikke eksisterte. Da situasjonen forverret seg, førte dette til at viktige beslutninger ble tatt for sent, delvis fordi man ikke var enige om hvem som var ansvarlig for hva eller hvilke avgjørelser som skulle fattes av hvem (UK HSE Report, 2011, s. 9).

Analyser av DwH-ulykken viser at ansvar ikke var tilstrekkelig avklart mellom operatør og leverandør. Dette ga blant annet uheldige utslag i en kritisk fase hvor uklarhet om beslutningsansvar forstyrret kommunikasjonen og skapte tidsforsinkelser. I BPs interne gransking er det heller ikke funnet dokumentasjon på at det var opprettet et felles styringsdokument ("bridging document") som skulle avklare roller og ansvar mellom de ulike aktørene. Ettergivenhet fra leverandørens side henimot operatør førte også ved flere anledninger til at informasjon om kritikkverdige forhold ikke ble diskutert eller satt spørsmålsteget ved. På den annen side finner vi også eksempler på at kritikkverdige forhold ble tatt opp fra entreprenørens side, men ikke besvart eller oversett av operatøren. Et av de anbefalte tiltakene etter DwH er å innføre sterkere beskyttelse av varslerne, slik at det skal oppleves som lettere å gi beskjed om risikable eller kritikkverdige forhold.



Involvering av, samhandling og koordinering mellom relevante aktører på tvers av organisatoriske grensesnitt, i ulike faser og på ulike nivå, vil alltid være en utfordring i en offshore petroleumskontekst. Dette handler også om informasjonsdeling og at riktig personell blir involvert til rett tid. DwH-ulykken viser at eksperter ikke ble rådspurt når de burde, at man burde hatt klarere retningslinjer for når personell i hav og på land burde samhandle, og hva de burde involveres i. Utveksling av lærepunkter fra andre relevante hendelser/ulykker både mellom selskap og innen samme selskap var mangelfull, noe som også gjaldt læring fra liknende ulykker i andre sektorer og fra andre lands sokler. Det viste seg også at forhold knyttet til svakheter i operasjonen ikke var tilstrekkelig kommunisert mellom ulike aktører, som for eksempel sementrelaterte svakheter og bruk av færre sentreringsverktøy enn anbefalt.

I norsk sammenheng reguleres ansvarsfordelingen mellom ulike aktører gjennom blant annet rammeforskriften § 7, hvor det heter at den ansvarlige operatør skal påse at alle som utfører arbeid for seg etterlever krav som er gitt i helse-, miljø- og sikkerhetslovgivningen. Rettighetshaverne er også gjort ansvarlige for blant annet å påse at operatøren selv etterlever krav som er gitt i lovverket, og arbeidstakerne har en plikt til å medvirke. Reguleringen av ansvarsforhold i det norske lovverket er gjennom funksjonskrav. Det vil si at myndighetene ikke går inn og gir allmenngyldige løsninger på hvordan den enkelte pliktsubjekt i praksis skal ivareta sitt ansvar i virksomheten. Det blir derfor opp til aktørene selv å etablere løsninger som sørger for at blant annet at oppgavefordeling mellom de involverte er avklart og hensiktsmessig.

#### 10.2.6 Risikoforståelse og -analyse knyttet til Macondobrønnen

Granskingen viser at aktørene som var involvert i operasjonene på DwH har hatt betydelige utfordringer knyttet til risikoforståelse, risikovurdering, risikohåndtering og balanse mellom sikkerhets-, tids- og kostnadshensyn. Dette gjelder i forbindelse med planlegging av Macondobrønnen, under operasjonene og ved endringer i planer og prosedyrer.

##### *Mangelfull risikoforståelse under operasjonene*

BPs interne gjennomgang av DwH-ulykken viste mangelfull forståelse blant teknisk og driftspersonell for storulykkesrisiko. ”Mangelfull forståelse fører til at man ikke fanger opp signaler forut for hendelser og respons etter hendelser, som begge øker potensialet for og alvorligheten av hendelser relatert til prosessikkerhet” (BP interne gjennomgang 2008; Chief Counsel’s Report, 2011, s. 244).

En kartlegging av sikkerhetskultur blant riggansatte i Transocean noen uker før ulykken viste et misforhold mellom den kunnskapen de selv opplevde å ha om risikoen de var eksponert for og evnen til å opprettholde denne oversikten. ”*Riggmannskap vet ikke alltid hva de ikke vet. Frontlinjepersonell arbeider potensielt med et tankesett hvor de tror de er klar over alle farene, når det er svært sannsynlig at de ikke er det*” (Lloyd’s Register revisjon av Transocean i 2010; Chief Counsel’s Report, 2011, s. 244).

Å opprettholde pålitelige og robuste operasjoner forutsetter at man evner å fange opp signaler på at en farlig situasjon er i ferd med å utvikle seg, men også at man er våken i forkant for hva som kan gå galt. I situasjonen med DwH ser man at organisasjonen jobbet etter en forestilling om at brønnen var tett, til tross for at man burde ha fanget opp signaler på det motsatte. BPs Macondoteam på land rettet for eksempel nesten utelukkende mot å unngå tapt sirkulasjon i den hydrokarbonførende sonen, heller enn mot det mer generelle målet om effektiv isolering. Teamet designet en sementjobb som reduserte risikoen for tapt sirkulasjon, men økte risikoen

for sementfeil. Suksesskriteriet man brukte for å vurdere sementjobben var rettet mot tapt sirkulasjon, og når dette ble vurdert som greit, sendte man Schlumbergerpersonell hjem.

Transocean konkluderte også for tidlig med at risikoen hadde avtatt etter den negative trykktesten. Testen ble erklært som en suksess og etter det la tilsynelatende både borer og boresjef bekymringene om testen bak seg, i stedet for å øke årvåkenheten. De stengte ikke brønnen umiddelbart etter at de observerte unormale trykkregistreringer, de oppdaterte ikke mudlogger om alle endringer i returanker og ser ikke ut til å ha overvåket registreringene nøyer i mudloggerens fravær (Chief Counsel's Report, 2011, s. 244).

BP la vekt på sikkerhet i sine ytelsesmål, blant annet gjennom sine Golden Rules of Safety. Imidlertid var eksempelvis både BP og Transocean mer fokusert på indikatorer og treningsprogrammer rettet mot å ivareta personsikkerhet, enn storulykkesrisiko. Det etterlyses metoder for å øke ansattes forståelse og evne til å gjenkjenne og fange opp signaler på fare.

#### *Mangelfull risikovurdering i ulike faser av operasjonene*

Ved flere anledninger finner man en tendens til å undervurdere eller underestimere risikoen i operasjonene, både i planleggings-, gjennomførings- og avslutningsfasen. Fra BPs side ble konsekvensene av en eventuell utblåsing vurdert som "ikke-signifikante" i utvinningsplaner, søknad til MMS og oljevernplaner. Sannsynligheter og konsekvenser av enkeltfeil og multiple feil var systematisk underestimert. Dette fikk igjen konsekvenser for preventive tiltak og beredskapsplaner som dermed ikke ble gode nok (DHSO, 2010, Rapport 3.). Til tross for flere endringer over de ni dagene forut for utblåsingen, ble det ikke foretatt en formell vurdering av den risikoen prosedyren for midlertidig forlating av brønnen skapte. Ekspertene ble ikke rådspurt og riggpersonell ble heller ikke informert om potensielle risikoer ved planen, noe som sannsynligvis ville ha ført til større årvåkenhet og begrenset risikoen i operasjonen.

I overgangen mellom ulike faser i et prosjekt benyttes ofte flerfaglige eksterne team i omfattende "peer review"-prosesser og formelle risikoanalyser. Slike analyser ble ikke gjennomført og i stor grad overlatt til Macondoteamet – spesielt til boreoperasjonsleder (Chief Counsel's Report, 2011, s. 243). BPs granskingsteam fant heller ikke bevis for at det var foretatt en formell risikovurdering av sementbarrieren, noe som i henhold til selskapets beste praksis skulle vært gjort.

Det virker også tilfeldig hvilke endringer som ble vurdert å skulle omfattes av BPs prosedyre for "Management of Change" (MOC), og hvilke som ikke skulle det. Noen endringer er behandlet i henhold til prosedyren, mens viktige beslutninger om bruk av senteringsverktøy, sementdesign, prosedyrer for midlertidig forlating av brønnen ikke ble det. BP hadde i 2008 selv avdekket at deres prosess for risikovurdering ikke var god nok. På bakgrunn av dette ble det implementert en mer robust risikovurderingsprosedyre, men denne var ikke tatt i bruk på Macondo (Chief Counsel's Report, 2011, s.244).

Eksempler på manglende risikovurderinger finner man også hos entreprenør. Transocean hadde eksempelvis ikke gjennomført noen risikoanalyse knyttet til gjennomføring av samtidige operasjoner under fortrenning av væske i stigerøret etter den negative trykktesten.

Utfordringer knyttet til risikovurderingsprosessene førte til at: 1) beslutningstakerne systematisk unngikk å identifisere risiko, 2) fraværet av formelle risikovurderinger muliggjorde både sene og forhastede beslutninger, og 3) at beslutningstakere løste problemer isolert i stedet for å vurdere løsningenes helhetlige effekt.

### *Mangelfull risikohåndtering ved endringer av brønndesign, planer og prosedyrer*

Aktiviteter knyttet til boring av dype brønner i komplekse reservoarer vil arte seg som en kontinuerlig problemløsning. Mange aktører er involvert, uforutsette problemer vil kunne oppstå underveis og planer vil måtte justeres. BP ser ut til å ha gjort mye godt planleggingsarbeid i forkant av operasjonene på Deepwater Horizon. Imidlertid finner man mange eksempler på at kartet ikke alltid stemte overens med terrenget og at der også var mangler ved kartet. Dette gjorde også styringen av operasjonene utfordrende, spesielt styring av overgangsfaser og risikovurdering av endringer som ble gjort underveis. De fleste av eksemplene knyttet til mangelfull endringsledelse er på ulike måter gjennomgått i det foregående, slik som

- mangel på formelle risikovurderinger ved avvik fra planene. Brønndesign og prosedyrer ble endret underveis uten at dette ble risikovurdert. Det manglet også dokumentasjon om modifikasjoner og endringer for BOP,
- manglende kontrollmekanismer for at sikkerheten knyttet til viktige beslutninger i månedene frem til utblåsing var ivarettatt,
- at det var tilfeldig om endringer ble vurdert å skulle omfattes av BPs MOC prosedyre,
- at det ble tillatt at Macondoteamet foretok ad hoc-beslutninger uten å gjennomføre formelle risikoanalyser eller innhente interne/eksterne ekspertvurderinger,
- manglende styring av endringer i kompetansesammensetningen om bord (erstatning av erfaren boreleder med uerfarent personell).

### *Dårlig balanse mellom sikkerhet og tids- og kostnadsbesparelser<sup>95</sup>*

Et kjennetegn ved en robust organisasjon er blant annet at den evner å balansere motstridende krav; som å etablere en fornuftig balanse mellom produksjons- eller effektivitetskrav og krav til sikkerhet. I tilfellet med DwH-ulykken ser vi en rekke eksempler på beslutninger som tas i den hensikt å tjene tid eller penger, uten at konsekvensene for sikkerhet er tilstrekkelig vurdert. Disse sammenhengene er kompliserte og henger blant annet sammen med selskapenes generelle inntjeningssevne, høye riggrater, kostnader for operatørene forbundet med nedetid, aktører med motstridende økonomiske interesser osv. Nedenfor har vi gitt en del eksempler på bakenforliggende forhold, beslutninger og prosesser som favoriserte tids- og kostnadsbesparelser:

- Nedbemanning og nedskjæringer i BP i årene før fram mot DwH-ulykken. Fokus var på å gjøre jobbene ”raskere og billigere” og man finner flere eksempler på beslutninger, prosesser og insentiver helt ned på individnivå hvor dette stod i høysetet.
- BP manglet rutiner for å sikre at løsninger som ble tatt for å spare tid og penger var like sikre som de opprinnelige løsningene.
- Macondo lå allerede dårlig an i forhold til ulike effektivitetsmål: Prosjektet hadde dratt ut i tid, de var blant de 10 % dårligste i forhold til antall dager per 10 000 fot boret, og de hadde utfordringer knyttet til ”ikke-produktiv tid” (nedetid).
- Boreprosjektet hadde tatt lenger tid enn planlagt og kostnadene var høyere enn estimert. Motivasjonen var derfor sterk henimot å komplettere brønnen for tidlig produksjon.

---

<sup>95</sup> Se Del 2, kapittel 17 Økonomi som rammebetingelse for en grundigere gjennomgang av økonomiske rammebetingelsers betydning for sikkerhet.

- Risikoregisteret, som var ment som et verktøy som skulle identifisere potensielle problemer og ulike typer konsekvenser av farer, fokuserte kun på potensielle negative effekter for tid og kostnader og inkluderte ikke sikkerhet som element.
- Kostnadspress drev beslutningene henimot å fjerne organisatorisk redundans, som igjen gikk utover sikkerheten.

### 10.3 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak

I gjennomgangen av forhold som sviktet i DwH-ulykken, finner vi sammenfall med årsaker til andre storulykker. I denne sammenhengen er det pekt på utfordringer knyttet til blant annet styring av endringer, risikoforståelse og -vurderinger, situasjonsforståelse, styringssystemer, samt kommunikasjon, samhandling og involvering. Selskapene utviste gode prestasjoner på personsikkerhet, men hadde mindre og i kritiske faser liten oppmerksomhet rettet mot storulykkesrisiko. Effekten av læring fra tidligere hendelser var svak mellom innretninger, selskap, sokler og sektorer. Over tid så man også at en rekke beslutninger favoriserte hensynet til tid og penger, og defavoriserte hensynet til sikkerhet.

Organisasjon og ledelse med hensyn til sikkerhet handler både om å etablere strukturer, visjoner og styringsverktøy samt å se til at systemene fungerer i praksis. En viktig erkjennelse er at ulykken kunne vært unngått hvis prioriteringene, prosedyrer, årvåkenheten, kommunikasjonen og kompetansen hadde vært bedre. Vi ser også at ulykken handler om manglende etterlevelse og praktisering av allerede etablerte regler, prosedyrer, strukturer og styringssystemer. Manglende etterlevelse er som sådan en del av problemet, men vi ønsker også å poengtere at høyere grad av etterlevelse ikke må ses på som den eneste saliggjørende løsningen. Dynamikken rundt hvorfor regler og prosedyrer ikke følges, ligger ofte dypere; gjerne i dynamikken rundt hvordan grunnleggende rammebetingelser settes i spill og hvordan de påvirker selskapenes sikkerhetsprioriteringer. Forståelse av årsaker til DwH-ulykken og vurderinger av forbedringstiltak på organisasjon og ledelse må derfor gå utover BP, Transocean og Halliburton, utover dypvannsboring, utover utblåsing, utover GoM, etc. Det vises i denne sammenhengen til vurderinger i Del 2 av denne rapporten.

Granskingsrapportene viser til betydelige utfordringer med sikkerhetskulturen på DwH, i ledelsens styring av operative og organisatoriske endringer, og i det å håndtere balansen mellom effektivitetskrav og sikkerhetskultursyn. ***Ptil vurderer det som nødvendig at myndigheter og aktører i petroleumsvirksomheten kontinuerlig fokuserer på å skape og ivareta en god sikkerhetskultur generelt, og en ledelseskultur hvor sikkerhet prioriteres høyt.***

***I lys av DwH-ulykken, bør næringen vurdere om ansvarsforhold mellom operatør og leverandør er tilstrekkelig avklart i styringsdokumenter ("bridging document" eller lignende) og hvordan disse følges opp i praksis, om kontraktsrelasjoner er godt nok strukturert og for øvrig bygger på nødvendig tillit og åpenhet til å gi gode nok rammebetingelser for forsvarlig drift.***

Organisatoriske endringsprosesser, slik som i BPs tilfelle i en kritisk fase av operasjonen, og mer operative og prosedurale endringer underveis, bidro til å true systemets robusthet. ***Ptil anser det som viktig å adressere og konsekvensvurdere endringer som vil kunne true organisasjonens kapasitet og kompetanse til å ivareta sikre operasjoner.*** Flytting og forfremming av personell endrer for eksempel kompetansesammensetningen i en organisasjon og det vil være viktig å sørge for at slike forflyttinger ikke truer lokale eller innretningsspesifikk kapasitet og kompetansebehov. ***Næringen bør også vurdere å***

***videreutvikle nødvendige risikoanalyseverktøy og prosedyrer for å styrke risikovurderinger og beslutninger ved operative endringer.***

Det kan se ut som om personell på Deepwater Horizon i stor grad ble overlatt til seg selv i å løse egne problemer, at det ble tillatt ad hoc-løsninger og prosedyreendringer underveis, og at dette lokalt ble vurdert som rasjonelt og fornuftig. Feiltolkninger av data og tester medførte også at situasjonsforståelsen var feil og at beslutninger som ble tatt, var gjort på sviktende grunnlag. Endringer som skjer sakte, over lang tid eller utvikler seg mer lokalt, er ofte vanskeligere å få øye på. Man risikerer også å miste av syne konsekvensene av dårlig praksis og viten om hvordan ny eller lokalt etablert praksis skiller seg fra for eksempel selskapets ønsker om (beste) praksis. I situasjoner med slik sterk lokal forankring risikerer man derfor at arbeidspraksis endrer seg etter eget forgodtbefinnende, at endringene oppfattes som ”naturlige” og gode for de som står midt opp i dem, men også at de ikke nødvendigvis reflekterer en adekvat problemløsning. Man risikerer at innsyn utenfra ikke blir vurdert som nødvendig lokalt, særlig hvis der ikke finnes noen formelle retningslinjer for hvordan slikt innsyn skal sikres, til tross for at man hadde trengt et blikk utenfra, nettopp for å kunne oppdage svakheter eller behov for justeringer i tide.

Konsekvensen av en rekke økonomiske rammebetingelser, dårlige prioriteringer og uheldige beslutninger som ble tatt, var at man beveget seg i små steg mot en ulykke. Det er imidlertid viktig å poengtere at målkonflikter eller motstridende krav ikke nødvendigvis er noe man kan organisere eller regulere seg vekk fra, men motstridende krav krever en bevisst håndtering og balansering. Det fordrer også en systematisk tilnærming til forebygging av ulykker, ydmykhet i forhold til farer og en dedikert prioritering av sikkerhet, spesielt i tider hvor ressurser er knappe.

***Viktige refleksjoner for ledelse og organisasjoner for øvrig kan være:***

- ***Det konkluderes ofte med sviktende ledelse når man ser på årsaker til ulykker. Det er et utviklingspotensial i å gå bakenfor dette og se på årsaker til hvorfor ledelsen sviktet og hva som påvirker lederes beslutninger.***
- ***Hvordan påvirker sentrale rammebetingelser lederes handlingsrom til å prioritere sikkerhet i det daglige?***
- ***Hvordan synliggjør ledere på ulike nivå sitt engasjement og sine prioriteringer?***
- ***Er myndighet og ansvar tilstrekkelige avklart mellom operatør og leverandør? Hvordan følger operatørene opp sine leverandører?***
- ***Er systemet preget av tillit og åpenhet om rapportering av kritiske forhold, også mellom operatør og leverandør? Blir varslere tatt på alvor, belønnet eller oversett?***
- ***Er selskapenes styringssystemer og prosedyrer i samsvar med beste praksis?***
- ***I hvilken grad tillates lokale tilpasninger og hvordan sikrer selskapene seg at slike tilpasninger gjenspeiler sikker praksis?***
- ***Hvordan analyseres, vurderes og styres ulike typer endringer? Organisatoriske, operative og teknologiske?***
- ***Når er endringene så omfattende at nye konsekvens- og risikoanalyser bør foretas?***
- ***Er det noen sider ved ulike typer endringer som truer organisasjonens kapasitet eller kompetanse til å ivareta sikre operasjoner?***

## **11. AKUTTE UTSLIPP TIL SJØ – PERSONELLEKSPONERING OG HELSEEFFEKTER**

SINTEF har evaluert oppfølgingsstudier av helseeffekter etter akutte utslipp av olje på sjø med tanke på læring som som kan være nyttig for Petroleurstilsynets og næringens oppfølging og forebygging av kjemisk eksponering av arbeidstakerne i petroleumsvirksomheten.

I forbindelse med større akutte hydrokarbonutslipp fra innretninger til havs, kan personell på innretningen og innsatspersonell på fartøy og på land bli eksponert for en rekke kjemiske komponenter med potensial til for å gi både akutte og langsiktige helseeffekter. I forbindelse med Macondo-ulykken deltok 48000 personer i ulike typer arbeid for å begrense skadevirkninger av utslippet.

Potensialet for innånding av luftforurensing fra et oljeutslipp vil variere med utslippsmengder, temperatur- og vindforhold, bølgekarakteristika, sammensetning av oljen, tidsforløp og en rekke andre faktorer.

Det er utført en gjennomgang av publiserte studier for å vurdere dagens kunnskap. Det finnes nesten ikke tilgjengelige data knyttet til innretninger og personell på innretninger, men det finnes data fra oljeutslipp fra skipsfart som har relevans.

### **11.1 Hovedfunn - eksponering og helseeffekter**

Det er utført en rekke oppfølgingsstudier av helseeffekter etter akutte utslipp av olje på sjø hvor innsatspersonell eller innbyggere i nærheten har blitt spurt om symptomer og undergått medisinske undersøkelser. SINTEF har i sin studie gjennomgått og oppsummert studier fra åtte utslipp knyttet til skipshavari og en studie fra Macondo-hendelsen. Det er rapportert omfattende akutte og i noen grad langvarige symptomer som kan knyttes til eksponering, mens medisinske undersøkelser/tester indikerer få og begrensede effekter. Det er karakteristisk for disse studiene at eksponeringsforholdene er ukjent eller mangelfullt kartlagt og beskrevet og at helseplager og helseeffekter derfor ikke kan relateres til kvantitative mål for eksponering. Det er også et typisk trekk at første fase av oppryddingsarbeidet er kaotisk og uorganisert, og hvor personellet ikke har adekvat beskyttelse. I en av studiene er det indikert høye verdier av hydrokarboner, men her er det uklart hvor og hvordan målinger ble foretatt, i andre tilfeller er verdiene lave, men da har en trolig ikke oppfanget den akutte perioden med størst avdamping. Det mest interessante i forhold til helseeffekter i denne sammenhengen er trolig kortvarig høy eksponering.

For enkelte av hendelsene med oljeutslipp er det gjort helserelaterte oppfølgingsstudier av involvert personell etter flere år. I all hovedsak viser disse at helseplagene reduseres og til dels opphører over tid. I noen grad vedvarer psykiske plager, oftest omtalt som posttraumatisk stressyndrom. Grunnlaget for disse konklusjonene er relativt begrenset og studiene som legges til grunn er beheftet med metodiske svakheter.

## 11.2 Deepwater Horizon – eksponering og helseoppfølging

Det er rapportert om helseplager fra innsatspersonell fra et tidlig stadium i opprenskingsarbeidet. Også mannskap om bord på norske fartøyer som deltok i aksjonen meldte om symptomer fra luftveier, nervesystem og hud og øyne. Utslippene fra DwH var i størrelsesorden ti ganger større enn utslipp fra skip og temperaturen i området var høyere i forhold til de hendelsene som ellers er gjennomgått.

Det ble fra myndighetene og BPs side iverksatt større måleprogrammer for blant annet å kartlegge eksponering av innsatspersonell og det er også initiert helseundersøkelser med sikte på langtidsoppfølging. Det er publisert omfattende oversikter over eksponeringsdata, men det foreligger ikke analyser og vurderinger av dette materialet.

Basert på målinger gjennomført av Environmental Protection Agency (EPA) har Center for Disease Control and Prevention vurdert at aktuelle konsentrasjoner kan gi irritasjonseffekter, kvalme og hodepine, men at det ikke er sannsynlig at de kan gi langsiktige effekter. Det er i denne sammenhengen også stilt spørsmål ved gjennomførte målinger, hvorvidt de er representative for faktisk eksponering.

## 11.3 Lærepunkter og mulige forbedringstiltak – norsk sokkel

Litteraturgjennomgangen og SINTEFs forslag til tiltak er knyttet til oppryddingsarbeid og lokalbefolkning i nærheten av utslippstedet. Innenfor dette området er ikke Ptil myndighet. Denne litteraturgjennomgangen gir imidlertid kunnskap som er viktig for Petroleumstilsynets myndighetsområde, spesielt hva angår eksponerings- og helserisiko knyttet til arbeidstakernes på innretningen og innenfor sikkerhetssonen. ***Ptil anser det som aktuelt å vurdere et faglig samarbeid med berørte myndighetsetater, primært Kystverket og Sjøfartsdirektoratet, med tanke på forbedring av Petroleumstilsynets og næringens oppfølging og forebygging av kjemisk eksponering av arbeidstakerne som deltar i petroleumsvirksomhet.***

Norske myndigheter fikk kritikk etter håndteringen av tankeeksplosjonen i Sløvåg/Gulen i 2007 blant annet for manglende rolleforståelse, ansvarsforhold og koordinering mellom etatene når det gjaldt oppfølging av helseforhold for lokalbefolkningen. Blant annet på bakgrunn av denne hendelsen har DSB ledet et scenariebaseret arbeid som kalles *samvirkeområdet farlige stoffer*, hvor hensikten er å avklare roller og ansvar mellom myndigheter knyttet til akutthendelser. ***Det er aktuelt å vurdere om erfaringene fra Macondo-ulykken kan være egnet som grunnlag for dette scenariearbeidet.***

*(siden blank)*



# DEL 2

## Vurderinger og anbefalinger for forebygging av storulykker i norsk petroleumsvirksomhet



## 12. PERSPEKTIVER PÅ LÆRING AV STORULYKKER

Som redegjort for i del 1 av denne rapporten er det en rekke lærepunkter etter DwH-ulykken som vurderes som viktige for sikkerhet og beredskap i bore- og brønnoperasjoner på norsk sokkel.

Denne delen av rapporten behandler lærepunkter som er av betydning for forebygging av storulykker generelt og som vurderes som relevante for hele den norske petroleumsvirksomheten.

### 12.1 Behovet for et systemperspektiv på ulykkesforebygging

En viktig konklusjon fra presidentkommisjonen er at ”de umiddelbare årsakene til Macondoutblåsingene kan spores til en serie av identifiserbare feil gjort av BP, Halliburton og Transocean som avdekker så systematiske feil i risikostyring at det sår tvil om sikkerhetskulturen i hele industrien”.<sup>96</sup>

Det pekes ikke på en enkeltstående feil som årsak til DwH-ulykken, men til en kompleks serie av tekniske feil, beslutninger, designmessige forhold, operasjonell praksis og organisatoriske grensesnitt, som til sammen har tilrettelagt for at den utløsende hendelsen ble mulig og for at denne kunne eskalere til å bli en ulykke. Disse komplekse sammenhengene involverer flere selskaper, ulike arbeidsgrupper og ulike arbeidskontekster over tid. Granskingsrapportene viser viktigheten av myndighetenes påvirkning av disse sammenhengene over tid.

DwH-ulykken bekrefter tidligere erfaringer med at storulykker som oftest er resultatet av omfattende og langvarig forvitring i sikkerhetskritiske barrieresystemer på mange nivåer i en organisasjon og i en aktørkjede. En storulykke reiser derfor alvorlige spørsmål om hvorfor tydelige og gjentatte signaler om slik forvitring ikke ble fanget opp gjennom selskapenes egen oppfølging og myndighetenes tilsyn, eller av andre interessenter.

Presidentkommisjonens rapport (2011) får godt frem at det er behov for bedre myndighetskrav, bedre myndighetstilsyn, bedre organisering av myndighetene, bedre myndighetssamarbeid, og bedre rammebetingelser for myndighetene, slik at de kan ivareta alle disse forventningene. Kommisjonen får også godt frem at forbedringer hos myndighetene ikke på langt nær er tilstrekkelig for å forebygge storulykker i petroleumsvirksomheten og at det *i tillegg* må til et helt annet engasjement fra industrien<sup>97</sup>, både for å forbedre sikkerheten og for å gjenreise nødvendig tillit til industrien.

Presidentkommisjonens rapport (2011)<sup>98</sup> demonstrerer behovet for en lang rekke tiltak som berører teknologi, prosedyrer, analyseverktøy, samarbeidsfora mv, men får også klart frem at bedre styring av storulykkesrisiko krever en utvikling av *sikkerhetskulturen* i hele industrien. Rapporten etterlyser at selskapene i større grad tar et kollektivt ansvar for forbedringer på

---

<sup>96</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011 s. vii

<sup>97</sup> Because regulatory oversight alone will not be sufficient to ensure adequate safety, the oil and gas industry will need to take its own, unilateral steps to increase dramatically safety throughout the industry, including self-policing mechanisms that supplement governmental enforcement. (Presidentkommisjonens rapport, 2011 s. vii)

<sup>98</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011, kap 8.

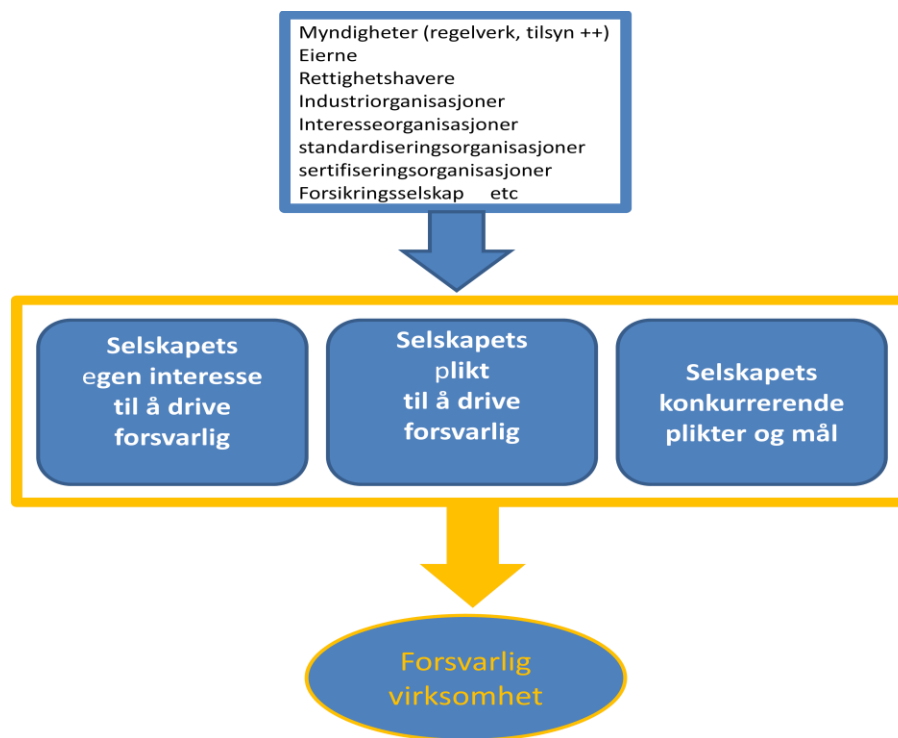
kritiske områder blant annet gjennom et engasjement i næringsorganisasjoner, i standardiseringsarbeid og regelverksutviklingsarbeid. Rapporten peker også på behovet for at næringen utvikler prosesser og virkemidler som premierer og sprer beste praksis og luker ut uakseptable standarder.

Olje- og gassnæringen er en internasjonal næring som påvirkes av globale forhold, og granskingsrapportene bekrefter behovet for å se på DwH-ulykken som resultatet av en systemfeil, det vil si feil over tid i et system av sammenhengende, til dels gjensidig avhengige aktører og prosesser. Vi kan med andre ord ikke distansere oss fra denne ulykken. Når presidentkommisjonen utfordrer sikkerhetskulturen i hele industrien, gjelder dette også industrien i Norge, myndighetene inkludert.

DwH-ulykken reiser spørsmål ved ansvaret og engasjementet til en rekke krefter i og rundt selskapene. Dette gjelder blant annet styre og selskapsledelse, entreprenører, leverandører av utstyr og tjenester, standardiseringsorganisasjoner, industriorganisasjoner, og forsikrings-selskaper.

Rapporten minner om at hydrokarbonressursene tilhører nasjonen og at det privilegiet det er å få tilgang til disse, må fortjenes. Selskapene må ta innover seg at de i enda større grad enn før må demonstrere at samfunnet har grunn til å ha tillit til at de kan drive petroleumsvirksomheten på en forsvarlig måte. Det betyr at selskapene i større grad enn før må betrakte sin sikkerhetsytelse som en forutsetning for å få tilgang til forretningsmuligheter og som en konkurransefaktor.

De kreftene og drivkreftene som har vært en del av problemet må dermed også sees på som en del av løsningen.



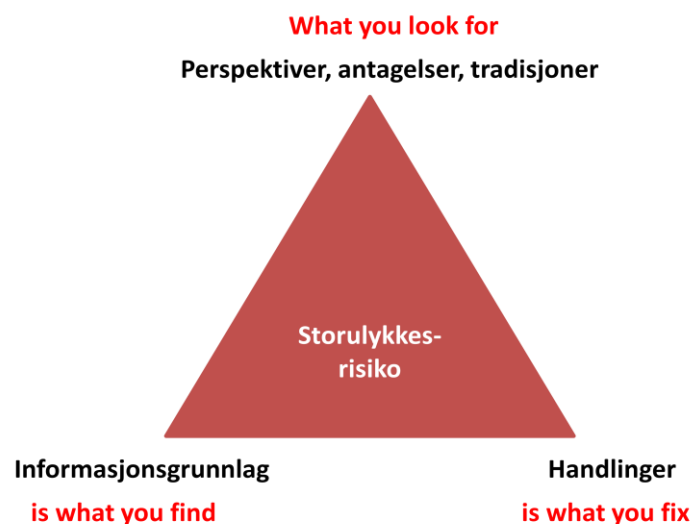
**Figur 10 Drivkrefter mot forsvarlig virksomhet**

## 12.2 Lærer vi det vi allerede kan?

Viktige konklusjoner etter DwH-ulykken er at ulykken kunne vært unngått, gitt eksisterende teknologi, kunnskap, ulykkesforståelse osv, og at flere årsaksforhold har likhetstrekk med andre storulykker<sup>99</sup> (og alvorlige hendelser i norsk petroleumsvirksomhet).

Granskingsrapporter etter DwH-ulykken bekrefter mye av det vi allerede vet om viktigheten av årsakssammenhenger og forbedringstiltak som er knyttet til ledelse, kompetanse, risikovurderinger, prosedyreverket, vedlikehold, osv. Det derfor behov for fortsatt refleksjon om temaet ”læring av ulykker”.

Det virker relevant å se nærmere på de rådende perspektivene som legges til grunn for både myndighetenes og næringens tilnærming til risikostyring i petroleumsvirksomheten, da dette i stor grad påvirker hva som anses relevant å vurdere, hva som gis oppmerksomhet og hva som filtreres bort, hva som søkes forbedret og måten en søker å forbedre systemet på.



**Figur 11 Granskninger og læring etter ulykker**

Mer av det samme kan ikke føre til et annet resultat. Videre refleksjoner omkring temaet ”læring av ulykker” må blant annet adressere spørsmål om hvor tradisjonsbundet vi er med hensyn til hva som læres og hvem som har noe å lære. Viktige spørsmål med hensyn til forebygging av storulykker på norsk sokkel er blant annet:

- Det er seks hovedperspektiver<sup>100</sup> som vurderes som relevante å legge til grunn både for å granske storulykker og for å unngå storulykker. Er noen perspektiver i praksis mer dominerende enn andre?
- Kan det føre til at granskinger av alvorlige hendelser utfordrer samme deler av systemet, på samme måte? Ser vi på det samme, igjen og igjen? Feiler vi å se noe, igjen og igjen?

<sup>99</sup> Se blant annet Hopkins, A., 2009. Failure to learn: the BP Texas City refinery disaster og Hopkins, A., 2009. Learning from high reliability organisations og SINTEF rapport A19148.

<sup>100</sup> En overordnet presentasjon av ulike ulykkesperspektiver fremgår for eksempel av Rosness, R., Grøtan, T.O., Guttormsen, G., Herrera, I.A., Steiro, T., Størseth, F., Tinmannsvik, R.K. og I., Wæro, 2010: Organisational accidents and resilient organisations: 6 perspectives. SINTEF report A17034.

- Er forbedringsprosesser som følger av granskingsrapporter samme type forbedringer av samme deler av systemet (og status quo på de øvrige delene av systemet)?
- Er ”group-think” i myndighetenes og næringens praktiske tilnærming til risikostyring i petroleumsvirksomheten en mulig årsak til det som ofte betegnes som ”mangelfull læring av hendelser”?
- Det er uttrykt flest konkrete lærepunkter som angår bore- og brønnpersonell etter DwH. Hvorfor er det få konkrete lærepunkter som angår funksjoner som bestemmer sentrale rammebetingelser for bore- og brønnpersonell (ledelsesfunksjoner, faglige funksjoner, stabsfunksjoner) eller som rettes mot revisjonsfunksjoner?

### 12.3 Lærer vi etterpåklokskap?

Presidentkommisjonens rapport (2011)<sup>101</sup> minner oss om at komplekse systemer feiler på komplekse måter og peker på hvor viktig det er å unngå å falle for fristelsen til å finne enkle forklaringer for hvorfor DwH-ulykken skjedde.

Tilsvarende advarsler er gitt etter tidligere storulykker, og det er blant annet pekt på hvor påfallende sikre granskere kan være når de betrakter/analyserer en ulykke. I etterpåklokskapens lys blir alt plutselig så innlysende: handlinger blir så innlysende feil, beslutninger blir så klart dårlige, folk blir så blinde for det de burde forstå, ledelse blir så klart unnfallende, sikkerhetskulturen blir så klart råtten, regelverket blir så klart ufullstendig, myndighetene blir så klart inadekvate etc. Det er relevant å stille spørsmålet om det vi lærer av ulykker er etterpåklokskap.<sup>102</sup>

Det er gjort en rekke psykologiske studier som viser at det er svært vanlig å undervurdere usikkerheten i våre vurderinger og beslutninger og at dette fører til at behovet for fleksibilitet som regel blir undervurdert. Psykologiske studier viser også at *etter at* en uventet hendelse har funnet sted, klarer vi ikke å sette oss inn i den situasjonen aktørene befant seg i *før* hendelsen fant sted og utfallet var kjent. Vi overser alle de andre mulige utfallene som kunne ha inntruffet. I stedet for å ta inn over oss usikkerheten aktørene står overfor i forkant av en uventet hendelse, klandrer vi dem for at de ikke på forhånd skjønnte det vi ser så tydelig i ettertid. I stedet for å lære noe om hvor stor usikkerhet vi står ovenfor i beslutningene vi fatter, blir vi etterpåkloke. Igjen blir konsekvensen at vi undervurderer behovet for robuste beslutninger fordi vi lærer oss å undervurdere usikkerhet om fremtiden.

Som nevnt er det seks hovedperspektiver<sup>103</sup> som er bærere av viktig læring fra storulykker. Det ene perspektivet advarer mot vår naturlige trang til å forenkle virkeligheten. I en beslutningssituasjon vil det være vanlig (og hensiktsmessig) å avgrense det problemet en søker å finne en god løsning på. Vi har behov for å forenkle virkeligheten for å kunne håndtere denne. Det vil dessverre også være vanlig (og ikke hensiktsmessig) å undervurdere hva som kan påvirke problemet, hvor mye større problemet kan være, og dermed behovet for å ”ta godt i” og velge en robust løsning som kan fungere for flere aktuelle problemer.

<sup>101</sup> Presidentkommisjonens rapport s.viii.

<sup>102</sup> Rosness, R., 2001. Fanget i etterpåklokskapens klamme grep. SINTEF Rapportnr. STF38 A01424.

<sup>103</sup> En overordnet presentasjon av ulike ulykkesperspektiver fremgår for eksempel av Rosness, R., Grøtan, T.O., Guttormsen, G., Herrera, I.A., Steiro, T., Størseth, F., Tinmannsvik, R.K. og I. Wæro, 2010: Organisational accidents and resilient organisations: 6 perspectives. SINTEF report A17034.

Det er for eksempel vanlig å foreta beslutninger som angår sikkerhet uten å ta høyde for usikkerheten som følger av selskapenes komplekse virkelighet:

- Den internasjonale konteksten: Selskapenes beslutningsprosesser vil påvirkes av den internasjonale konteksten som petroleumsvirksomheten er i. Det store flertall av selskaper som opererer på norsk sokkel er internasjonale selskaper. De konkurrerer med hverandre internasjonalt. Deres beslutningsprosesser påvirkes også av internasjonale markeder (olje, råvare, finans, forsikring, tjenester etc.) og forhold som demografi, oljereserver, geopolitikk, terror, klima, ulykker etc.
- Den nasjonale konteksten: Selskapenes beslutningsprosesser vil påvirkes av nasjonale forhold som politikk, økonomi, infrastruktur, kultur, lovgivning, media, etc.
- Industrikonteksten: Selskapenes beslutningsprosesser vil påvirkes av konkurranseforhold, tilgang til kompetanse, rammebetingelser, regelverk, myndighetenes tilsyn, FoU etc.
- Den regionale konteksten: Selskapenes beslutningsprosesser vil påvirkes av regional infrastruktur, geologi, geofysikk, havdybde, meteorologi, økologi, avstand fra land etc.
- Selskapsspesifikk kontekst: Selskapenes beslutningsprosesser vil påvirkes av deres finansielle posisjon, strategi, mål, struktur, kultur, allianser, insentivordninger etc.
- Aktivitetsspesifikk kontekst: Selskapenes beslutningsprosesser vil påvirkes av teknologi, design, operasjoner, organisasjon, lokasjonsspesifikke forhold, støtte fra landorganisasjon etc.

DwH-ulykken demonstrerer behovet for bedre risikostyring og prosesser som fører til mer **robuste** løsninger. Med robuste løsninger menes løsninger som har innebygde sikkerhetsmarginer, ”noe å gå på”, og som gjør virksomheten i stand til å tåle menneskelige og tekniske feil, driftsavvik, uforutsette situasjoner, pressede situasjoner, etc. Robuste løsninger bidrar også til at farlige forhold identifiseres og håndteres effektivt og at det er tilstrekkelig tid til rådighet for å bringe en farlig situasjon under kontroll. Behovet for robuste løsninger gjelder for teknologi, kapasitet, kompetanse, organisering og styring i alle faser.

Risikostyring berører blant annet vår evne til å forholde oss til usikkerhet, kompleksitet og dynamikk i virksomheten. Å lære fra DwH-ulykken med tanke på bedre risikostyring innebærer derfor **blant annet** at vi søker å bli bedre til å forholde oss til usikkerhet, kompleksitet og dynamikk i virksomheten. Å undervurdere usikkerheten, kompleksiteten og dynamikken i systemet bidrar til at risiko styres etter en millimeterlogikk som er fjern fra virkelighetens normale dynamikk, og at en velger løsninger som ikke er robuste nok, som har for ”knappe” sikkerhetsmarginer.

Systemforståelse og de ulike ulykkesperspektivene er viktige for å få et edruelig forhold til det som er ”normalt system”, det som er mulig å påvirke og det som nærmest er å regne som ”naturlover” som det er nødvendig å ta til etterretning for å tjene sikkerheten.

Et ”normalt system” er ikke et stabilt, forutsigbart og kontrollerbart system. Det er en mengde krefter som til enhver tid påvirker ulykkesrisiko både i positiv og negativ retning. At det er mange av disse kreftene som ligger utenfor vår kontroll og at systemet er i kontinuerlig endring er normalt og uunngåelig. At selskapene er til for å skape verdier for eierne i sterk konkurranse med andre selskaper er en slags ”naturlov”. At selskapene er kostnadsfokuset er også en ”naturlov”. Knapphet på ressurser og målkonflikter er en del av hverdagen. At det er målkonflikter mellom hensynet til verdiskaping og hensynet til sikkerhet, mellom kortsiktige

og langsiktige hensyn og mellom mange andre hensyn er normalt, uunngåelig. Det er måten vi håndterer målkonfliktene på som har mer eller mindre negative konsekvenser for vår egen og andres sikkerhet.<sup>104</sup> At sikkerhetsrelaterte beslutninger, på lik linje som de fleste andre beslutninger er beslutninger under usikkerhet er også en del av ”virkeligheten”.

Denne ”virkeligheten” har bidratt til DwH-ulykken og andre storulykker og vil bestå etter denne. Tiltak som iverksettes etter DwH-ulykken og andre storulykker kan bare bidra til at vi håndterer denne ”virkeligheten” bedre. Det forutsetter imidlertid at vi lærer av feilvurderinger og feil beslutninger som ligger til grunn for storulykker ved å søke innsikt i beslutningskonteksten og hvilken type usikkerhet som ble undervurdert. Det vil bidra til at vi lærer nødvendig ydmykhet overfor usikkerheten som ligger til grunn for de fleste beslutninger, og dermed blir bedre i stand til å velge *robuste* løsninger.

Dette vil også bidra til at vi lærer nødvendig ydmykhet med hensyn til begrensningene av tiltak som har til hensikt å forbedre sikkerheten. Det er ikke mulig å regulere/analysere/beslutte seg vekk fra ”virkeligheten”. Forbedringstiltak vil aldri skape en stabil, feilfri, avviksfri, konfliktfri ønskeverden. Sikkerhet kan ikke betraktes som en tilstand, men noe som skapes og gjenskapes kontinuerlig, på en unik måte i hver enkel virksomhet og på forskjellige måter over tid. Et sentralt mål er i denne sammenheng å skape en bedre balanse mellom sikkerhetshensyn og mange andre legitime hensyn.

#### 12.4 Lærepunkter for norsk petroleumsvirksomhet

DwH-ulykken bekrefter at storulykker må sees som resultatet av en systemfeil, det vil si feil over tid i et system av sammenhengende, til dels gjensidig avhengige aktører og prosesser.

Et viktig budskap er med andre ord at en tilsvarende alvorlig storulykke vil kunne skje igjen, med mindre vi leter etter forbedringstiltak som går utover BP, Transocean og Halliburton, utover dyptvannsboring, utover utblåsing, utover GoM, etc. DwH-ulykken reiser spørsmål som berører en hel industri, nasjonale myndigheter og internasjonale prosesser, og som er relevante med tanke på forebygging av storulykker generelt.

Et systemperspektiv ansporer til å reise alvorlige spørsmål om hvorfor tydelige og gjentatte signaler om forvitring av sikkerhetskritiske barriereelementer ikke ble fanget opp gjennom selskapenes egen oppfølging og myndighetenes tilsyn, eller av andre interessenter. Et slikt perspektiv er viktig også fordi det ansporer til å lete etter tiltak som kan mobilisere og ansvarliggjøre mange aktører, både i og rundt selskapene. Dette bidrar til at søkelyset også settes på blant annet styre og selskapsledelse, entreprenører, leverandører av utstyr og tjenester, rettighetshavere, standardiseringsorganisasjoner, industriorganisasjoner, arbeidstakerorganisasjoner, forsikringselskaper, mv.

Dette perspektivet bevisstgjør oss på forholdet mellom næringen og samfunnet, og får bedre frem at selskapene må betrakte sin sikkerhetsytelse og tillitsforhold til samfunnet som en forutsetning for å få tilgang til forretningsmuligheter og som en konkurransefaktor.

---

<sup>104</sup> Rosness, R., 2001. ”Om jeg hamrer eller hamres, like fullt så skal det jamres.” Målkonflikter og sikkerhet. SINTEF Rapport STF38A01408, Rasmussen, J. 1997. Risk management in a dynamic society: a modelling problem. *Safety Science* 27, no. 2/3: 183–213.

Et annet viktig budskap som følger av et slikt systemperspektiv, er at komplekse systemer feiler på komplekse måter. Storulykker kan ikke forklares med enkle modeller og kan ikke forebygges med enkle løsninger. Mens det er viktig å forenkle virkeligheten for å kunne håndtere den i praksis, er det viktig *også* å kunne forholde seg til kompleksitet. Dette er en grunnleggende forutsetning for å utvise i praksis nødvendig ydmykhet overfor usikkerheten som ligger til grunn for de fleste beslutninger, og dermed bli bedre i stand til å velge *robuste* løsninger.

Det at flere årsaksforhold bak DwH-ulykken viser likhetstrekk med tidligere storulykker viser at det er behov for fortsatt refleksjon om temaet ”læring av ulykker”.

Det er mange initiativer til forbedring som er allerede tatt etter ulykken og det er fra mange hold en sterk vilje til å demonstrere handlekraft. Det er *også* viktig at vi tar oss tid til refleksjon. Om blant annet læring etter storulykker. Aktuelle spørsmål i denne sammenheng er:

- Hvorfor tilsynelatende mangelfull læring?
- Hva er det å lære?
- Hva kan læres? Hva er det som ikke kan læres?
- Hvem har noe å lære?
- Hvem lærer hva?
- Lærer vi det vi allerede kan og vet?
- Lærer vi å forbedre samme type problem?
- Lærer vi å overse samme type problem?
- Lærer vi å feile igjen?



## 13. ROBUST REGULERING OG MYNDIGHETSTILSYN

### 13.1 Reguleringsprinsipper – Fordeler og ulemper

I utforming av prinsipper for risikoreguleringsregimer vil det være viktig å vurdere hvilken kontekst det er som skal reguleres (type risiko, offentlige interesser og aktører) og regimets innhold (størrelse, struktur og intervensjonsstil). Også historiske, kulturelle og juridiske tradisjoner har betydning for hvordan reguleringsregimet blir utformet.<sup>105</sup> I litteraturen på risikoregulering er det i hovedsak to hovedperspektiver som gjør seg gjeldende: Det ene hovedperspektivet er basert på en detaljert, preskriptiv og etterlevelsbasert tilnærming; mens det andre er et funksjonelt, mål- og/eller risikobasert regime. Sistnevnte går også under navnet egenregulering eller internkontroll på norsk.

Det amerikanske regimet er i hovedsak basert på en detaljert og preskriptiv tilnærming, mens det norske petroleumsregimet i hovedsak baserer seg på målstyring med enkelte preskriptive krav.

Hovedideen bak målstyringsregimet er ansvarliggjøring av industrien kombinert med sanksjonsmidler fra myndighetene. I litteraturen om regulering tas det til orde for mer ”hybride” tilnærminger hvor de to ovenfor nevnte hovedprinsippene gjerne kombineres. Ansvarliggjøring, myndiggjøring (påvirkning og innflytelse) og trepartssamarbeid utgjør sentrale virkemidler i en slik ”hybrid” tilnærming, noe som for øvrig er i tråd med den norske reguleringsmodellen. Både et detaljert, preskriptiv og et målstyrt regelverksregime er antatt å ha sine sterke og svake sider.

Utfordringer knyttet til detaljregulering er at man risikerer å komme på etterskudd i forhold til den teknologiske og samfunnsmessige utviklingen, den krever omfattende og detaljert kontroll/tilsyn, og man risikerer at aktørenes eget ansvar for å vurdere og håndtere risiko reduseres. I tillegg er man svært avhengig av industrien egen vilje til å gi tilgang og dele informasjon.

En fundamental utfordring med et detaljreguleringsregime er at korrekt oppfølging av krav ikke kan gjennomføres fullt ut fordi dette vil kreve hyppig og detaljert kontroll fra myndighetene. Dette er spesielt vanskelig å følge opp i komplekse sosio-tekniske systemer.<sup>106</sup> Med en detaljregulering med spesifikke krav risikerer man å komme på etterskudd i forhold til den teknologiske og samfunnsmessige utviklingen, aktørenes ansvar kan reduseres, og man risikerer å utvikle et kontrollregime som kan medføre at tillitsrelasjon og deling av informasjon mellom næring og myndighet svekkes.

I presidentkommisjonens rapport (2011) pekes det på at MMS, for å utføre sine plikter, hadde etablert en rekke preskriptive sikkerhetsforskrifter med ”hundretalls” sider med tekniske krav til utstyr, systemer og operasjoner. For å følge opp disse kravene forsøkte MMS-inspektører (som fastsatt ved lov) å gjennomføre både årlige og periodiske (uvarslede) inspeksjoner av alle olje- og gassoperasjoner til havs for å undersøke overholdelse av disse kravene. I både

---

<sup>105</sup> Lindøe, P.H., Baram, M., Braut, S.B., 2010. Risk Regulation and Proceduralization. An Assessment of Norwegian and US Risk Regulation in Offshore Oil and Gas Industry. NeTWork- workshop, December 9-11 2010.

<sup>106</sup> Wilpert, B., 2008: Regulatory styles and their consequences for safety. *Safety Science* 46, Issue 3, pages 371-375.

varslede og uvarslede inspeksjoner har inspektørene brukt nasjonale sjekklister som skal dekke ulike kategorier som forurensning, boring, brønnkomplettering, produksjon, kran, el- og personsikkerhet, samt forhold som ikke har med sikkerhet å gjøre, som måling av produksjonsvolumer. BOEMREs hjemmeside<sup>107</sup> gir en oversikt over antall inspeksjoner som er gjennomført i Gulf of Mexico i 2009 (fiscal-år). Denne viser at det har vært gjennomført 614 boreinspeksjoner, 3862 produksjonsinspeksjoner, 296 brønnoverhalings- og komplementeringsinspeksjoner, 63 avslutningsinspeksjoner, 4765 rørledningsinspeksjoner og 7201 produksjonsmålingsinspeksjoner. En inspektør kan rekke over 1-3 installasjoner per dag avhengig av vær og avstander. De fleste inspeksjonene har bare dekket en del av temaene på listen. Over tid har MMS i økende grad kommet til kort i tilsynet med industrien.<sup>108</sup> MMS' kompetanse, kapasitet og regelverk har ikke holdt tritt med industriens ekspansjon, aktiviteter ut på dypere vann, mer krevende bore- og brønnteologi, mer utfordrende brønner samt mer komplekse måter å organisere virksomheten på.<sup>109</sup>

Det motsatte av detaljstyring er målstyring. Her er regelverket utformet slik at det beskriver hvilke mål eller funksjoner som skal etterstrebes eller ivaretas, og det er selskapets oppgave å velge løsninger som ivaretar nevnte mål eller funksjon i den spesifikke konteksten som gjelder i aktivitetene. Myndighetens oppgave er å utforme/videreutvikle regelverket og å føre tilsyn med at selskapene har etablert styringssystemer som sikrer at målene ivaretas. Selskapene har relativt stor grad av frihet når det gjelder å velge type løsninger så lenge de kan demonstrere at de ivaretar risiko i virksomheten og myndighetskravene.

De siste 20-30 årene har det vært en trend blant sikkerhetsmyndigheter verden over å utvikle sine regulerings- og tilsynsregimer mot større grad av målstyring. Årsaken til dette er at detaljstyringsregimet ofte har vist seg å lede til en passiv og avventende holdning hos selskapene: De venter på at sikkerhetsmyndigheten skal komme på inspeksjon, peke på feil eller mangler og forklare hvordan disse skal rettes opp. I et slikt detaljstyringsregime blir myndighetene også på en måte garantister for at sikkerheten er godt nok ivaretatt og selskapets eget ansvar for dette blir på sett og vis overført til myndighetene.

En reguleringsform som bygger på funksjonskrav og som er mål-, prestasjons- og risiko-basert, vil være avhengig av dialog og tillit mellom myndighetene og næringen, men den gir selskapene eierskap til problemet. Den er også mer fleksibel med hensyn til teknologisk og samfunnsmessig utvikling. Den krever imidlertid at selskapene selv etterstreber en god sikkerhetskultur hvor trepartssamarbeid, medvirkning og involvering står sentralt. I dette ligger også en forutsetning om åpenhet omkring rapportering av feil og mangler – både internt i selskapene og overfor myndighetene. En risiko- og målbasert tilnærming er antatt å være mindre byråkratisk. Denne tilnærmingen til sikkerhetsregulering krever imidlertid langt mer av både industrien, arbeidstakerne og myndighetene når det gjelder kompetanse, ledelse og fleksibilitet.

Selskapene som generelt ikke innfrir forutsetningene for en funksjonsrettet reguleringsform mister tillit og må leve med tettere oppfølging og mer spesifikke krav fra myndighetene. Myndighetene har dessuten en rekke virkemidler til rådighet for å sanksjonere regelverksbrudd og som i verste fall kan resultere i at et selskap kan miste retten til å drive virksomhet på sokkelen.

---

<sup>107</sup> <http://www.gomr.boemre.gov/homepg/regulate/regs/laws/enforc.html> (den 26.5.2011)

<sup>108</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011, s. 67.

<sup>109</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011, s. 68 og 73.

Tilsynsvirksomheten i dette regimet er særlig innrettet mot å avklare og påvirke hvordan selskapene arbeider for å redusere risiko, om styringssystemer, organisasjonens kompetanse og ressurser faktisk sikrer forsvarlig drift. Denne typen tilsynsvirksomhet krever høy kompetanse og erfaring for å kunne utføres på en god måte.

Det er også viktig å legge til rette for god arbeidstakermedvirkning i sikkerhetsarbeidet. Arbeidstakerne har en unik posisjon og kunnskap til å kunne ta stilling til om selskapene har evne til å drive forsvarlig. En risiko- og målbasert tilnærming kan bare fungere etter intensjonen dersom det drives i nært samarbeid og i konsultasjon med fagforeningene herunder verneombudene, arbeidsgiverne, operatørselskap og myndighetene på alle nivå. Viktige forutsetninger er å ivareta en kultur hvor åpenhet og evne til selvkritisk samarbeid er viktige verdier, men også at myndighet(er) og partene i næringen evner å utvikle og forhandle seg fram til en felles forståelse av risiko og mål.

Det anbefales i presidentkommisjonens rapport (2011)<sup>110</sup> at det bør innføres strengere og flere deskriptive krav i det amerikanske regelverket, at det innføres et ”safety case”-regime og at det utvikles beste praksis og standarder. Flere deskriptive krav kan på noen områder være et godt valg, men det kan også innebære en unødig begrensning av valgmulighetene til den enkelte aktør, og kan vise seg å være dårlig tilpasset risikoforhold i noen tilfeller. Det såkalte ”safety case”-regimet de ønsker å innføre, slik vi oppfatter det, legger opp til at en skal implementere løsninger og tiltak i forhold til de operasjons- og lokasjonsspesifikke forholdene en står ovenfor ved enhver aktivitet.

### **13.2 Dilemmaer knyttet til regulering og myndighetstilsyn**

Som redegjort for ovenfor har ulike regulerings- og tilsynsregimer fordeler og ulemper. Ingen regelverk eller myndighetsordning er perfekt, men ingen regelverk eller myndighetsordning er tilfeldig. Disse er preget av en særegen kulturell og historisk sammenheng, juridiske tradisjoner, industrielle erfaringer, nasjonale behov mv.

Det er etter ulykker som DwH og Montara et større press enn vanlig på å få flere og mer detaljert regelverkskrav, mer myndighetskontroll, mer myndighetsgodkjenning, etc. Det er viktig å få frem at mer detaljkrav og mer myndighetsinngripen i petroleumsvirksomheten ikke alltid er rett medisin for alle typer sikkerhetsutfordringer. Det har heller ikke uten videre en positiv innvirkning på sikkerhet, idet det kan passivisere aktørene, hindre kontinuerlig utvikling, svekke eierskap til risikoer og risikoreduksjon etc. Mer regelverk fører ikke uten videre til mer regelverksetterlevelse og mer myndighetskontroll fører ikke uten videre til regelverksetterlevelse på de mest kritiske områdene overalt.

Det er også viktig å få frem at det er noen realiteter en ikke kan beslutte seg vekk fra. Dette gjelder blant annet det at det norske regelverket forener mange til dels motstridende hensyn, som det alltid vil være påkrevd å avveie.

---

<sup>110</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011, s. 69-72 og “Highlights of Key recommendations”.



**Figur 12 – Hensyn som må tas ved utvikling av regelverk**

Mer regelverk og mer myndighetstilsyn er ikke uten videre håndterbart for sikkerhetsmyndighetene. Det norske regelverket inneholder en rekke krav som regulerer myndighetenes kontroll av selskapene og som regulerer søknader, rapporter, varslinger mv som skal oversendes myndighetene. I det norske regelverket er det *selskapene* som er ansvarlige for regelverksetterlevelse, og myndighetenes kontroll kommer *i tillegg til* (ikke istedenfor) aktørenes lovpålagte kontroll av regelverksetterlevelse.

Dette skyldes en bestemt kulturell, juridisk og historisk sammenheng, men må også sees i sammenheng med at selskapene har nødvendige ressurser til å ha detaljkunnskap om virksomheten, noe sikkerhetsmyndigheter ikke har.

Det er ikke realistisk å forestille seg en bemanningsøkning hos myndighetene som vil endre ressursforholdet mellom myndigheter og selskap, verken innen bore- og brønn eller andre fagområder. Myndighetenes kontroll av kravetterlevelse vil alltid være begrenset og komme *i tillegg til* selskapenes aktiviteter for å sikre og kontrollere kravetterlevelse. Myndighetenes kontroll må også av den grunn fortsatt være risikobasert, slik at myndighetenes ressurser prioriteres der risikoen og potensiell effekt på sikkerheten er størst.

Bedre sikkerhet må ikke overforenkles til et spørsmål om kvantitet av myndighetskontroll. Det må heller legges vekt på refleksjoner om kvalitet av myndighetskontroll, og spesielt hva myndighetene prioriterer (hvor sikkerhetskritisk er det?) og hvilken effekt det har på selskapenes kontroll med risiko gjennom blant annet regelverksetterlevelse. Viktige aspekter er blant annet prioritering av myndighetskontroll av regelverksetterlevelse: hvilke temaer, hvilke faser, hvilke aktører, hvilke innretninger, etc, prioritering mellom ulike aktiviteter med ulike mål, for eksempel kontroll av regelverksetterlevelse eller påvirkning av selskapenes kontroll av regelverksetterlevelse.

Myndighetenes funksjon er ikke avgrenset til kontroll av regelverksetterlevelse men gjelder en positiv påvirkning av næringen i retning av en stadig sikrere petroleumsvirksomhet. Myndighetenes påvirkning av sikkerheten i petroleumsvirksomheten går dermed gjennom flere virkemidler enn mer regelverk og mer kontroll:

- FoU-påvirkning og -formidling
- Veiledning - kommunikasjon – erfaringsoverføring
- Overvåking av utvikling ved hjelp av risikoindikatorer og tidlig mobilisering av partene for å få til nødvendige forbedringer
- Påvirkning av hvilke aktører som kvalifiseres til oppgaver på norsk sokkel, av lisens-tildeling og lignende
- Trepertssamarbeid
- Involvering av nye interessenter
- Nasjonalt og internasjonalt myndighetssamarbeid

### 13.3 utfordringer knyttet til utvikling og bruk av standarder

Som nevnt tidligere pekte presidentkommisjonens rapport<sup>111</sup> på svakheter i regelverket, blant annet at dette ikke reflekterte den teknologiske utviklingen og ikke var godt nok tilpasset risikoen forbundet med petroleumsvirksomhet i områder med mindre kjent geologi og på stadig dypere vann. Det ble i denne forbindelse rettet kritikk mot standarder utviklet av API (American Petroleum Institute), standarder som det amerikanske regelverket henviser til. Her trekkes det spesielt frem at aktørene fra petroleumsvirksomheten som utvikler og oppdaterer standardene<sup>112</sup> betraktet standardutvikling som kostnadsdrivende<sup>113</sup> og dermed sørget for at standarder ikke beskrev beste praksis, men heller en ”lowest common denominator”, slik rapporten omtaler det. Videre fremgår det at industrien gjennom sin påvirkning av kongressen aktivt bidro til å dempe ambisjonsnivået i sikkerhetsregelverket.

En av anbefalingene<sup>114</sup> i presidentkommisjonens rapport er derfor å etablere et mer uavhengig organ (”Safety Institute”) som skal etablere standarder og beste praksis for næringen. Dette organet skal være finansiert av petroleumindustrien, men aktørene i industrien skal ikke ha en rolle i forhold til å etablere krav og retningslinjer. Det er noe uklart hvordan forholdet mellom industristandardene og regelverket vil være og hva konsekvensen blir av ikke å følge standardene som Safety Institute utgir.

Forskriftene som regulerer sikkerhet i norsk petroleumsvirksomhet er som nevnt i stor grad funksjonsrettede, det vil si at det stilles krav til hvilken funksjon som skal ivaretas fremfor å beskrive en standardløsning for å ivareta nevnte funksjon. For å eksemplifisere hvordan en kan oppnå et funksjonskrav i forskriftene, henvises det i mange tilfeller til standarder<sup>115</sup>. Dette

---

<sup>111</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011 s. 73-74

<sup>112</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011 s. 225

<sup>113</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011 s. 225

<sup>114</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011 s. 241

<sup>115</sup> Salazar-rapporten Recommendation 3 (s.28)

<sup>115</sup> Salazar-rapporten Recommendation 8 (s.22)

innebærer at en ved å ivareta kravene i standarden som forskriften viser til, ivaretar kravet i forskriften. Samtidig gir regelverket rom for å velge andre løsninger enn det som standarden angir. I slike tilfeller er det imidlertid en klar forutsetning at den valgte løsningen må være like god eller bedre med hensyn til sikkerhet enn det standarden angir.

Petroleumstilsynet henviser til standarder for å vise en anerkjent måte å ivareta regelverkets funksjonskrav på. Standardene som er vist til i regelverket er dermed vurdert av Petroleumstilsynet å kommunisere et høyt nok ambisjonsnivå med hensyn til sikkerhet og arbeidsmiljø.

Et prinsipp som er lagt til grunn for bruk av standarder i forskriftene er at en primært skal henvise til internasjonale standarder (ISO og/eller harmoniserte EN-normer som IEC, CEN, CENELEC, etc.). Dette prinsippet er i stor grad implementert i dagens regelverk. Det henvises også til nasjonale industristandarder, slik som NORSOK-standarder, som et regionalt tillegg til internasjonale standarder eller som en midlertidig løsning, i påvente av en internasjonal standard. Standard Norge vurderer fortløpende hvilke nasjonale standarder som kan trekkes tilbake i lys av utvikling i internasjonale standarder.

Petroleumstilsynet er representert i sektorstyret i petroleumsstandardiseringen. Sektorstyret er organisert som en trepartsarena hvor arbeidsgiver- og arbeidstakerorganisasjonene er likeverdig representert. Petroleumstilsynet har en samarbeidsavtale med Standard Norge som bidrar til at Petroleumstilsynet holdes informert om nasjonal og internasjonal standardisering og medvirker til prioritering av viktige standardiseringsprosjekter. Næringslivets og myndighetenes forhold til standarder og standardisering er for øvrig meget godt beskrevet i nasjonal standardiseringsstrategi, utviklet av Standard Norge på oppdrag fra Nærings- og handelsdept<sup>116</sup>.

NORSOK-standarder er norske industristandarder som er utviklet på områder som ofte ikke dekkes godt nok av internasjonale standarder. Det er eksperter fra aktørene i petroleumsvirksomheten som utvikler og oppdaterer NORSOK-standardene, slik at disse reflekterer gjeldende beste praksis.

Petroleumstilsynet deltar som observatør i ekspertgruppene som utvikler og oppdaterer NORSOK-standardene, en rolle som sikrer myndighetenes påvirkning av ambisjonsnivået i standardene. Dersom Petroleumstilsynets krav og forventninger ikke blir tilstrekkelig ivaretatt i en NORSOK-standard, kan eventuelle tilleggskrav eller presiseringer beskrives i forskrifts- eller veiledningstekst i regelverket, eller henvisningen til standarden kan fjernes.

Det er viktig at selskapene avsetter nødvendige ressurser til standardiseringsarbeid. Utarbeidelse og videreutvikling av standarder krever prosesser mellom aktørene i petroleumsnæringen og det bidrar til erfaringsdeling, kompetanseutvikling og utvikling av beste praksis på en rekke sikkerhetskritiske områder. Selskapenes engasjement i standardiseringsarbeid er en konkret måte for selskapene å demonstrere sitt kollektive ansvar for et høyt sikkerhetsnivå og arbeide aktivt for å innarbeide etablerte beste praksis og understøtte nasjonal standardiseringsstrategi.

---

<sup>115</sup> Salazar-rapporten Recommendation 2 (s.27)

<sup>115</sup> Petroleumstilsynet. <http://www.ptil.no/rammeforskriften/category386.html> [nedlastet 19.1.2011]

<sup>116</sup> Standard Norge (2008) "Verdiskapende standardisering - Nasjonal strategi for standardisering"

Petroleumstilsynets engasjement i standardiseringsarbeidet dekker både kvalitetsevaluering og kvalitetspåvirkning av standarder. Dette er svært viktige men ressurskrevende oppgaver. Omfanget av standardhenvisninger i regelverket og omfanget av standardpåvirkning vurderes derfor fortløpende i lys av Petroleumstilsynets tilmålte ressurser.

### 13.4 Forvaltning av regional risiko

Flere granskingsrapporter etter DwH-ulykken peker på at verken næringen eller myndigheter tilpasset sine risikovurderinger til utviklingen i petroleumsvirksomheten i nye områder, og i retning av stadig mer krevende geologiske, boretekniske og organisatoriske forhold.<sup>117</sup> Granskingsrapporter etter ulykken viser at risiko forbundet med virksomhet på dypt vann ikke var godt nok vurdert og håndtert verken av myndighetene eller selskapene.

Presidentkommisjonens rapport (2011) inneholder flere anbefalinger som sikter til en bedre sammenheng mellom sikkerhetskrav, teknologi og regionale risikopåvirkende faktorer, for eksempel ved aktiviteter på dypt vann og i arktiske områder.<sup>118</sup> Rapporten peker på behovet for bedre styring av risikoer for følger av regionale særforhold (geologi, geofysikk, batymetri, klimatiske forhold, miljøfølsomhet mv), og peker særskilt på behovet for å prioritere risikostyring i forbindelse med virksomhet på dypt vann i store høytrykksreservoarer og i arktiske strøk. Det legges også vekt på at slik tilpasning av sikkerhetstiltak til aktuelle risikoer skal demonstreres for myndighetene.<sup>119</sup>

Vårt regelverk<sup>120</sup> inneholder allerede krav til at aktørene skal demonstrere at teknologi, operasjoner, organisasjon, osv er tilpasset blant annet regionale risikopåvirkende faktorer, for eksempel ved aktiviteter på dypt vann og i arktiske områder. Det må imidlertid vurderes om presiseringer i regelverket og/eller veiledninger kan være hensiktsmessig.

Det er siden 2006 også etablert myndighetsfora for helhetlig økosystembasert forvaltning av havområdene, som bidrar blant annet til økt oppmerksomhet på regionale risikopåvirkende faktorer i forvaltningen, både generelt, i arktiske strøk (ref arbeidet for forvaltning av Barentshavet/Lofoten) og i områder med dypt vann og høytrykksreservoarer (ref arbeidet for forvaltning av Norskehavet). Det foregår dessuten et viktig standardiseringsarbeid i regi av Barents 2020.

### 13.5 Nasjonale og internasjonale initiativer

Det er liten tvil om at katastrofen i USA i 2010 i betydelig grad har påvirket storsamfunnets syn på viktigheten av god sikkerhet i den globale petroleumsvirksomheten. De fleste av verdens store petroleumsnasjoner har derfor nå iverksatt oppfølginger, prosjekter og utredninger etter tragedien. I dag reises det blant annet krav om en internasjonal sikkerhetsregulering og -koordinering, og etablering av tverrnasjonale regelverkskrav. Fra flere hold er det tatt til orde for mer ensartede sikkerhetsregimer i petroleumsvirksomheten.

---

<sup>117</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011, s. vii.

<sup>118</sup> “Interior should toughen its baseline of prescriptive safety regulations applicable to offshore drilling to address the increased challenges presented by drilling in *deeper waters and less well known geologic areas*, and by *the changing nature of the oil and gas industry*.”

<sup>119</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011. “Interior should require, as a *permit condition* for operating on the outer continental shelf, that companies design wells that anticipate the potential need for containment should a blowout occur, and that they *demonstrate* they have immediate access to containment technologies that are rapidly deployable and effective in deepwater.”

<sup>120</sup> Ref blant annet Rammeforskriften § 10 Forsvarlig virksomhet og Innretningsforskriften § 11 Laster, lastvirkninger og motstand.

Petroleumstilsynet publiserte 15. juni 2010 en vurdering av foreløpige konklusjoner i rapporten som USAs innenriksminister, Ken Salazar, avga etter ulykken i GoM – den såkalte ”30-dagersrapporten”.<sup>121</sup> Tilsynet har i denne sammenhengen valgt å se nærmere på forhold knyttet til brønnintegritet, brønndesign og brønnkonstruksjoner, samt hvilke beredskapsprinsipper som ligger til grunn for å stanse en eventuell undervannsutblåsing på norsk sokkel. Deler av arbeidet som angår brønnintegritet, brønndesign og brønnkonstruksjon gjøres i samarbeid med Well Integrity Forum (WIF)<sup>122</sup>, en gruppe som ble opprettet etter et initiativ fra Petroleumstilsynet i 2006 og som er underlagt Oljeindustriens Landsforening (OLF).<sup>123</sup>

Petroleumstilsynet har fulgt med i ulike høringer i USA, gjennomført en rekke møter med flere aktører på norsk sokkel, samt gjennomført nye analyser av tilsynets datamateriale tilknyttet brønnehendelser på norsk sokkel. Dette arbeidet inngår blant annet i prosjektet om overvåking av utvikling av risiko for akutte utslipp på norsk sokkel (RNNP - Akutte utslipp), som ble publisert høsten 2010<sup>124</sup>.

Næringen prioriterer også læring fra DwH-ulykken og Petroleumstilsynet var tidlig ute med å oppfordre næringen til å vurdere godheten av beredskapsprinsippene som i dag ligger til grunn for å stanse en eventuell undervannsutblåsing i Norge. Tilsynet har bedt OLF om å utrede nåværende strategier for å begrense skadevirkningene fra en utblåsing skjer til den er stoppet - og å identifisere nødvendige forbedringsbehov. OLF har, som svar på dette, etablert et eget prosjekt<sup>125</sup> for å vurdere behovet for å utvikle nye metoder, standarder og utstyr for å hindre lignende ulykker og for å stoppe og begrense konsekvensene av utslipp fra undervannsutblåsing. Det er identifisert 13 arbeidsområder som prosjektet skal vurdere. Blant disse er brønnplanlegging og boring, sementering, brønnkontroll, kompetanse, tetting og oppsamling (”capping” og ”containment”), MODU-design, styringssystemer, roller og ansvar, sikkerhetskultur og lederskap. Som det første resultatet av dette arbeidet ble det i mars 2011 sendt et brev med anbefalinger<sup>126</sup> til operatører og boreentreprenører som har aktiviteter på norsk sokkel.

Arbeidet i OLFs prosjektgruppe blir også koordinert med andre internasjonale initiativer, herunder arbeidet som pågår i International Association of Oil & Gas Producers (OGP)<sup>127</sup> og Oil and Gas UK. Det samarbeides i dag blant annet med OGP om forslag til løsninger for og vurderinger av om det lar seg gjøre å etablere felles ordninger. Dette arbeidet følges opp jevnlig og arbeidstakerorganisasjonene har blitt informert. I etterkant av DwH-ulykken etablerte OGP-gruppen Global Industry Response Group (GIRG)<sup>128</sup>, som har hatt som mandat å sikre at lærepunkter etter storulykken i GoM blir identifisert og implementert i industrien. OGP publiserte 16. mai 2011 GIRGs anbefalinger<sup>129</sup>. Disse inkluderer opprettelse av tre nye

---

<sup>121</sup> Salazar-rapporten, 2010.

<sup>122</sup> Oljeindustriens Landsforening: <http://www.olf.no/no/Nyhetsarkiv/HMS-og-drift/Nytt-forum-for-bronnintegritet/> [nedlastet 19.4.2011]

<sup>123</sup> Oljeindustriens Landsforening: <http://www.olf.no/> [nedlastet 19.4.2011]

<sup>124</sup> Petroleumstilsynet: <http://www.ptil.no/nyheter/ny-rnnp-rapport-utvikling-i-risiko-for-akutte-utslipp-paa-norsk-sokkel-article7405-24.html> [nedlastet 19.4.2011]

<sup>125</sup> Oljeindustriens Landsforening: <http://www.olf.no/no/Var-virksomhet/HMS-og-Drift/Deepwater-Horizon/> [nedlastet 19.4.2011]

<sup>126</sup> Oljeindustriens Landsforening: <http://www.olf.no/PageFiles/10367/2011%2003%2015%20Post%20Macondo%20DWH%20Recommendation%20First%20set%20final.pdf> [nedlastet 10.5.2011]

<sup>127</sup> International Association of Oil and Gas Producers: <http://www.ogp.org.uk/> [nedlastet 10.5.2011]

<sup>128</sup> International Organisation for Oil and Gas Producers: <http://girg.ogp.org.uk/> [nedlastet 10.5.2011]

<sup>129</sup> International Organisation for Oil and Gas Producers: <http://girg.ogp.org.uk/downloads/PR110516.pdf> [nedlastet 19.5.2011]



industri grupper som skal fremme kontinuerlig forbedring og investering i utstyr, prosedyrer og atferd som vil redusere sannsynligheten og omfanget av brønnehendelser.

Petroleumstilsynets oppfølging av DwH-ulykken har naturlig nok medført utstrakt informasjonssanking, kontakt og samhandling med fagmiljøer og myndigheter nasjonalt og internasjonalt<sup>130</sup>, for eksempel gjennom samarbeidsorganer som North Sea Offshore Authorities Forum (NSOAF)<sup>131</sup> og International Regulators' Forum (IRF).<sup>132</sup> Petroleumstilsynet tok initiativ til å arrangere et ekstraordinært møte i IRF i Washington DC i september 2010 med utgangspunkt i DwH-ulykken og Montara-utblåsingene utenfor Australia. Hensikten var å styrke samarbeidet mellom de nasjonale myndighetene og dele erfaringer med deres oppfølging av petroleumsvirksomheten, samt å få en oppdatert oversikt over hvilke tiltak og prosjekter som nå er på gang i medlemslandene og da spesielt i USA.

Det ekstraordinære medlemsmøtet drøftet også nødvendige endringer i programmet for den planlagte IRF Offshore Safety Conference, som senere ble avholdt i oktober 2010 i Vancouver BC, Canada. I samsvar med konklusjonene og anbefalingene fra denne konferansen besluttet IRF-landene å arbeide videre med fem prioriterte områder for offshore sikkerhet:

- Sikkerhetskultur og ledelse.
- BOP-integritet og brønnskroll.
- Bruk av standarder og beste praksis i industrien.
- Utvikling av ytelsesindikatorer for måling av medlemslandenes helse-, miljø- og sikkerhetsnivå.
- Etablering av kriterier som medlemmene kan bruke for å vurdere om selskaper har den nødvendige kompetanse og kapasitet til å drive forsvarlig virksomhet.

Petroleumstilsynet har ved flere anledninger vært invitert til å møte ulike kommisjoner og myndigheter i USA for å presentere og orientere om utviklingen av den norske tilsynsordningen, slik som for Department of the Interior<sup>133</sup>, BOEMRE, presidentkommisjonen<sup>134</sup>, Chemical Safety Board<sup>135</sup> (CSB), samt ulike amerikanske politiske kommisjoner og komiteer. I tillegg har representanter fra National Academy of Engineering<sup>136</sup> besøkt Petroleumstilsynet i Stavanger.

EUs energikommisær<sup>137</sup> har innledet en tett dialog med både næring og myndigheter i Europa, inkludert Norge, for å vurdere ulike tiltak. Energiforskeren har blant annet utpekt NSOAF som et forum som kommisjonen ønsker å søke råd hos. Det er tatt tilsvarende initiativ i

---

<sup>130</sup> Petroleumstilsynet: <http://www.ptil.no/nyheter/internasjonalt-samarbeid-flere-baand-article7640-24.html> [nedlastet 19.4.2011]

<sup>131</sup> Petroleumstilsynet: <http://www.ptil.no/internasjonalt-samarbeid/nsoaf-north-sea-offshore-authorities-forum-article874-133.html> [nedlastet 19.4.2011]

<sup>132</sup> International regulators Forum: <http://www.irfshoresafety.com/> [nedlastet 19.4.2011]

<sup>133</sup> U.S. Department of the Interior: <http://www.doi.gov/deepwaterhorizon/index.cfm> [nedlastet 19.4.2011]

<sup>134</sup> The National Commission on the Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling <http://www.oilspillcommission.gov/> [nedlastet 10.5.2011]

<sup>135</sup> U.S. Chemical Safety Board: <http://www.csb.gov/> [nedlastet 20.5.2011]

<sup>136</sup> National Academy of Engineering: <http://www.nae.edu/Activities/Projects/deepwater-horizon-analysis.aspx> [nedlastet 20.5.2011]

<sup>137</sup> European Commission: [http://ec.europa.eu/energy/oil/offshore/standards\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/oil/offshore/standards_en.htm) [nedlastet 10.5.2011]

OSPAR-regi<sup>138</sup>, og Russlands initiativ gjennom G8/G20 kalt GMEP (Global Marine Environment Protection Initiative<sup>139</sup>) kan også nevnes som et aktuelt internasjonalt initiativ.

### 13.6 Virkemidler og insentiver

DwH-ulykken har svekket tilliten til industrien, og det er derfor naturlig at dette fører til kritiske refleksjoner om det fra myndighetenes side er tilstrekkelige og hensiktsmessige sanksjoner, om det får alvorlige nok konsekvenser for selskapene når de ikke driver forsvarlig og om perspektiver til sanksjoner og konsekvenser i tilfelle en ulykke er egnet til å ha en forebyggende effekt.

Etter Petroleumstilsynets syn er det viktig at virkemiddelbruken er tilpasset og støtter opp under vårt regelverks- og tilsynsregime. Det betyr at virkemidlene må være egnet til å bygge opp under selskapenes eget ansvar for å etterleve regelverket og håndtere risiko. Straff eller pålegg om å gjennomføre konkrete tiltak vil i mange tilfelle ikke være egnet for dette formål. Selv om det i enkelte tilfeller kan være nødvendig også å bruke slike virkemidler, må de primære virkemidlene være dialog, veiledning og, hvis disse ikke fører fram, pålegg til selskapet om å vurdere eget styringssystem og selv å utarbeide og gjennomføre tiltak som er nødvendige for å etterleve regelverket og drive forsvarlig. Det vil for eksempel være bedre at selskapet selv innser at en aktivitet ikke er forsvarlig og stenger ned, framfor at myndighetene skal gi pålegg om det.

Flere granskingsrapporter peker på behovet for mer myndighetskontroll og etterlyser i denne sammenheng mer offentlighet for resultater fra myndighetenes kontroll. I Norge tilrettelegger meroffentlighetsloven for stor åpenhet om myndighetenes tilsyn og det er en etablert praksis at og tilsynsrapporter, granskingsrapporter, varsel om pålegg og pålegg mv publiseres på nett. Offentliggjøring av resultatene av myndighetenes tilsyn av selskapene er en lovpålagt ordning som gjelder alle etater og alle sektorer i Norge. Dette er dermed ikke ansett som et virkemiddel i tilsynet.

Presidentkommisjonens rapport (2011) peker på flere tiltak, som vurderes relevante for å bidra til sterkere vektlegging av sikkerhetshensyn, men som faller utenfor Petroleumstilsynets ansvarsområde. Dette gjelder blant annet:

- En revurdering av selskapenes økonomiske ansvar overfor tredjepart og samfunn<sup>140</sup> etter en ulykke<sup>141</sup>: dette kan bidra til en sterkere internalisering av ulykkesrisiko og et sterkere engasjement fra forsikringsselskapene.
- En vurdering av krav til aktørenes finansielle kapasitet ved lisenstildeling<sup>142</sup>; dette kan tilrettelegge for at selskapene enkeltvis og samlet har nødvendig økonomisk robusthet til å investere i sikkerhet og til å være med på å dekke kostnader av en ulykke.

---

<sup>138</sup> OSPAR: <http://www.ospar.org/> [nedlastet 10.5.2011]

<sup>139</sup> The embassy of the Russian Federation in Canada: <http://www.rusembassy.ca/node/439> [nedlastet 10.5.2011]

### 13.7 Lærepunkter for norsk petroleumsvirksomhet

DwH-ulykken vurderes så langt ikke å utfordre de mest overordnede prinsippene i vårt regelverk, slik som fordeling av ansvaret for regelverksetterlevelse og krav til systematisk og risikobasert etterlevelse av funksjonskrav. DwH-ulykken vurderes heller ikke å utfordre behovet for et risikobasert myndighetstilsyn.

DwH-ulykken reiser imidlertid alvorlige spørsmål om integriteten, tidsmessigheten og effektiviteten av myndighetenes regulering, kontroll og påvirkning. ***Dette bekrefter behovet for at Petroleumstilsynet fortsetter å kontinuerlig evaluere og forbedre hvordan etaten søker å påvirke sikkerheten i petroleumsvirksomheten, og hvilken effekt slik påvirkning har.***

Presidentkommisjonens rapport (2011) foreslår å opprette en industridrevet selvregulerende organisasjon<sup>143</sup>, (etter tilsvarende modell som Institute of Nuclear Power Operations - INPO), som kan bidra med utvikling og implementering av høye sikkerhetsstandarder, evaluering av og råd om selskapenes operasjoner, styring, ytelse og atferd. Denne organisasjonen er å anse som en ressurs som supplerer myndighetene for å få til nødvendig utvikling i næringen. Denne type løsning fungerer bra for kjernekraftindustrien, men er kanskje ikke helt tilpasset petroleumindustrien<sup>144</sup> og norske forhold. Det er imidlertid flere gode erfaringer fra INPO som kan være nyttig for videreutvikling av myndighetene og petroleumsnæringen også i Norge, blant annet

- betydningen av å vektlegge risikostyring og sikkerhet mer enn regelverksetterlevelse for å unngå en utkwitteringsmentalitet<sup>145</sup>,
- betydningen av benchmarking av sikkerhetsytelse på tvers av aktørene,
- betydningen av å etablere nødvendige rammer for å engasjere selskapsledelse i evaluering av sikkerhetsytelse og kulturutvikling,
- betydningen av å bygge opp over tid et godt omdømme med hensyn til faglig integritet og målrettethet for å kunne påvirke til bedre risikostyring,
- betydningen av påvirkning og erkjennelse av at påvirkning skjer både gjennom positive virkemidler (tillitsbaserte prosesser, dialog, motivering, premiering) og negative virkemidler (straff, eksklusjon).

***Petroleumstilsynet bør vurdere nærmere om det kan være behov for å presisere noen krav på forskriftsnivå, i veiledninger eller fortolkninger.*** Dette kan gjelde blant annet:

- krav til styring av storulykkesrisiko, slik at forskjeller med styring arbeidsulykkesrisiko kommer bedre frem,
- krav til styring av storulykkesrisiko tydeligere konsistente med sikkerhetsbegrepet, slik at det dekker hensynet både til mennesker, miljø og økonomiske verdier,
- krav til helhetlige vurderinger av flere hensyn og håndtering av målkonflikter,
- krav som klargjør ulike ansvarsområder, herunder blant annet

<sup>143</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011,s vii, kap 8, kap 9

<sup>144</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011,s 240

<sup>145</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011,s 237 “INPO strongly discourages a rule-bound, compliance-oriented approach that would encourage a mentality of ticking boxes”

- ansvar for systematisk kravetterlevelse som påhviler hver aktør innenfor sitt ansvarsområde og hva det innebærer for leverandører av utstyr og tjenester,
  - ansvar knyttet til ledelsesfunksjoner generelt, til selskapsledelsen spesielt,
  - ansvar for revisjonsfunksjoner,
  - rettighetshavers ansvar,
- krav som angår kunde-leverandørforhold,
  - krav til at aktørene skal demonstrere at teknologi, operasjoner, organisasjon osv. er tilpasset blant annet regionale risikopåvirkende faktorer, for eksempel ved aktiviteter på dypt vann og i arktiske områder,
  - krav til materiale, med tanke på å unngå at en aktør kan nekte myndigheter eller en granskingskommisjon innsyn i interne krav og dokumenter, slik Halliburton gjorde i USA.

***Foreliggende granskingsrapporter bekrefter at det fortsatt er behov for at selskapene gir høy prioritet til standardiseringsarbeid, og avsetter nødvendige ressurser i denne forbindelse.*** Petroleumstilsynet ser på selskapenes engasjement i standardiseringsarbeid som en konkret måte for selskapene å demonstrere sitt kollektive ansvar for et høyt sikkerhetsnivå og arbeide aktivt for å innarbeide etablerte beste praksis og understøtte nasjonal standardiseringsstrategi. ***Petroleumstilsynet har planlagt i 2011 å foreta en gjennomgang av standardene som brukes som anerkjent norm i regelverkets veiledninger for å fjerne eventuelle utdaterte henvisninger og vurdere omfang av henvisninger som det er forsvarlig for myndighetene å kvalifisere med sine tilmålte ressurser.***

Det har i flere år pågått et eget prosjekt<sup>146</sup> i regi av Norges Forskningsråd for å evaluere eksisterende regelverk og reflektere bredt over hva som betegner en robust regulering i norsk petroleumsvirksomhet og hvilke forutsetninger er viktige for å få et robust regelverk. Prosjektet har dratt inn ekspertise og erfaringer fra flere miljøer, flere parter og ulike land. Det er pekt blant annet på betydningen av partssamarbeid, hvordan forutsetninger for regelverkets robusthet utvikler seg over tid, og uunngåelige dilemmaer mellom ulike hensyn. ***Det er fortsatt behov for å prioritere FoU-aktiviteter innen robust regulering,*** for å videreutvikle nødvendig forståelse av hva som betegner et robust regelverk, hva som er sentrale forutsetninger for robust regulering, hva som kan forventes av et robust regelverk og hva som er begrensningene av et robust regelverk, utfordre regelverkets robusthet i lys av kunnskapsutvikling, samfunnsutvikling, endringer i industrien, erfaringer fra andre land mv.

***Det kan i denne sammenhengen være aktuelt å vurdere å kartlegge i hvilken grad forutsetningene for et funksjonelt regelverk er til stede i norsk petroleumsvirksomhet slik at Petroleumstilsynet får et godt grunnlag for regelverksutvikling og kan for øvrig sette inn nødvendig tiltak.***

Det tas en rekke gode nasjonale og internasjonale initiativer for mer myndighetssamarbeid etter DwH-ulykken. Disse kan påvirke regelverket, standardisering, myndighetenes tilsyn og myndighetenes oppgaver og ressursbruk mer generelt. ***For å kunne møte så mange initiativer på en forsvarlig måte blir det viktig å videreføre eksisterende prinsipper,*** og for eksempel

---

<sup>146</sup> Prosjektet "Robust Regulering" [www.uis.no/robustregulation](http://www.uis.no/robustregulation)

- sørge for at endringer i norsk regelverk og kontrollordninger etter DwH-ulykken vurderes ut fra deres potensielle effekt (positiv og negativ) på sikkerheten og med hensyn til den konteksten de er ment å fungere i,
- foreta en risikobasert prioritering av hva vi velger å engasjere oss i, det vil si ta hensyn til vår ressursituasjon og erfaringer med hvor ressurskrevende myndighets-samarbeid kan være for å dimensjonere og utforme vårt engasjement på en god måte,
- sørge for å dra nytte av og sikre konsistens med utviklingsarbeidet som vi allerede er engasjert i (for eksempel forvaltningsplansarbeidet og prosjektet Barents 2020),
- ta med oss tidligere erfaringer med viktigheten av at denne type arbeid ikke domineres for sterkt av kommersielle interesser og forankres hos myndigheter, industriorganisasjoner, arbeidstakerorganisasjoner, sentrale universitets- og FoU-miljøer og standardiseringsorganisasjoner.

Presidentkommisjonen anbefaler et internasjonalt myndighetssamarbeid for å etablere et robust fundament for forvaltning av arktiske regioner. Det legges opp til både FoU-aktiviteter og standardiseringsarbeid i denne sammenhengen<sup>147</sup>. ***Det er viktig at norske sikkerhetsmyndigheter deltar i dette arbeidet, blant annet for å dra nytte av og sikre konsistens med utviklingsarbeidet som pågår i forvaltningsplansarbeidet og prosjektet Barents 2020. Vi må ta med oss tidligere erfaringer*** med viktigheten av at denne type arbeid ikke domineres for sterkt av kommersielle interesser og forankres hos myndigheter, industriorganisasjoner, arbeidstakerorganisasjoner, sentrale universitets- og FoU-miljøer og standardiseringsorganisasjoner.

DwH-ulykken har svekket tilliten til industrien, og det er derfor naturlig at dette fører til kritiske refleksjoner om det fra myndighetenes side er tilstrekkelige og hensiktsmessige sanksjoner, om det får alvorlige nok konsekvenser for selskapene når de ikke driver forsvarlig og om perspektiver til sanksjoner og konsekvenser i tilfelle en ulykke er egnet til å ha en forebyggende effekt. Det er imidlertid ikke slik at mer regelverk, mer myndighetstilsyn, mer pålegg, mer straff mv. uten videre og i alle tilfeller tjener hensynet til sikkerhet. Det er heller ikke slikt at regelverk og myndighetskontroll er eneste driver for selskapenes arbeid med sikkerhet og for regelverksetterlevelse.

***Det er derfor også relevant å vurdere og ta hensyn til selskapenes egne insentiver til å forebygge storulykker*** (hensynet til egne mål og strategier, finansiell rapportering, business continuity, omdømme, forretningsmuligheter, tilgang til arealer, etc.). ***Det er også relevant å lete etter myndighetsstyrte insentiver som kan påvirke/motivere selskapene til å prise ulykkesrisiko bedre, investere mer i sikkerhet, investere mer i sikkerhetsfremmende FoU etc.*** En økonomisk logikk i sikkerhetsarbeid kan åpne for nye sikkerhetsfremmende tiltak og for et mer aktivt engasjement fra krefter som tjener av bedre sikkerhet.

---

<sup>147</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011. "There should be an immediate, comprehensive federal research effort to provide a foundation of scientific information on the Arctic", og "The countries of the Arctic should establish strong international standards related to Arctic oil and gas activities. Such standards would require cooperation and coordination of policies and resources".

## 14. ROBUSTE RAMMEBETINGELSER FOR SIKKERHETSMYNDIGHETER

### 14.1 Organisering av myndighetene - Transparens og uavhengighet

I presidentkommisjonens rapport (2011) er det pekt på en uheldig sammenblanding av roller for ressursforvaltning og sikkerhet hos myndighetsutøveren *U.S. Minerals Management Service* (MMS), nå Department of Interior's Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement (BOEMRE). Dette medførte en deling og reorganisering av myndighetsrollen i to separate enheter: *The Bureau of Safety and Environmental Enforcement* (BSEE) og *The Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM). Denne omorganiseringen innebærer at en skiller fra hverandre oppgaver tilknyttet ressursforvaltning, sikkerhets- og miljøtilsyn og innkreving av skatter og avgifter.

Presidentkommisjonens rapport (2011) peker på at det i enkelte tilfeller er for nære forbindelser mellom myndighet og selskapene, at det har blitt akseptert gaver fra selskapene til ansatte og invitasjoner til sportsarrangementer og lunsjer.

I Norge ble det foretatt en oppdeling av ressurs- og sikkerhetsmyndighetene i 2004. Før 2004 rapporterte ulike divisjoner i OD til to forskjellige departementer for å sikre uavhengighet mellom ressursforvaltning og sikkerhetsspørsmål. Delingen av OD, med opprettelse av Petroleumstilsynet i 2004, var også en bekreftelse av et sterkt behov for uavhengighet og habilitetsvern. Petroleumstilsynet har også i kjølvannet av Macondoulykken foretatt en revurdering av sine etiske retningslinjer og etikkrelaterte prosesser og det er iverksatt innstramninger på flere områder.

### 14.2 Myndighetenes kapasitet og kompetanse

Presidentkommisjonens rapport (2011) viser at det er sikkerhetskritisk å vurdere utvikling av myndighetenes oppgaver og tildelte ressurser i en sammenheng. Rapporten anbefaler en betydelig økning av budsjettet til blant annet sikkerhetsmyndigheter, slik at de blir istandsatt til å ivareta sine oppgaver. Kommisjonen peker på en refusjonsordning<sup>148</sup> som til en viss grad synes sammenlignbar med ordningen som gjelder i Norge.

Viktigheten av budsjettmessige rammebetingelser for etater som arbeider med regulering og oppfølging av industrien er omtalt i underlagsdokumenter til presidentkommisjonens rapport (2011)<sup>149</sup>. Kommisjonen foreslår som nevnt etablering av en "Safety Institute" som er en industridrevet ordning, dog med oppgaver som kan sammenlignes med oppgaver til Petroleumstilsynet. Kommisjonen foreslår blant annet at næringen betaler for instituttets tilsynsaktiviteter. I Norge refunderer selskapene Petroleumstilsynets utgifter og ressursbruk i tilsynet.

---

<sup>148</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011. "provisions to ensure that the offshore energy industry pays the costs of its regulatory oversight", s. 257

<sup>149</sup> Staff Working Paper No. 21 To the National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, "A Competent and Nimble Regulator: A New Approach to Risk Assessment and Management"

### 14.3 Politiske prosesser

Presidentkommisjonens rapport (2011)<sup>150</sup> beskriver hvordan konflikten mellom verdiskapingshensyn og miljøhensynet dominerte den politiske konteksten som avgjorde rammebetingelser gitt til industrien og myndighetene. Dette førte til at sikkerhetsmyndigheter ikke fikk ressurser som stod i rimelig forhold til sine oppgaver og sikkerhetshensyn i petroleumsvirksomheten ble ikke høyt nok prioritert.

Presidentkommisjonens rapport (2011) peker på behovet for en større bevissthet om ulykkesrisiko som er forbundet med petroleumsvirksomheten i Kongressen og at det etableres en struktur som er i stand til årlig å beskrive for Senatet og Representantenes hus hva som er status og behov blant annet med hensyn til storulykkesrisiko i petroleumsvirksomheten.<sup>151</sup> I Norge har prosesser omkring stortingsmeldinger om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten og om økosystembasert helhetlig forvaltning av havområdene fungert som virkemidler for å få frem status og behov på blant annet storulykkesrisiko i petroleumsvirksomheten på et politisk nivå.

Det er også konflikten mellom verdiskapingshensyn og miljøhensynet som dominerer den politiske konteksten hva angår forvaltning av petroleumsvirksomheten i Norge. Hensynet til sikkerhet i petroleumsvirksomheten når ikke frem i konkurranse med verdiskapingshensyn og miljøhensynet, noe som kan illustreres med den siste stortingsmeldingen om forvaltningsplan for Barentshavet.<sup>152</sup> I denne stortingsmeldingen kommuniserer Regjeringen i et eget avsnitt<sup>153</sup> at det er behov for å investere i bedre beredskap mot akutt forurensning. Det er ingen tilsvarende avsnitt der Regjeringen kommuniserer at det er behov for å investere i å forebygge ulykker som kan føre til akutt forurensning, selv i et område som Barentshavet der en ulykke vurderes å ha alvorlige konsekvenser, selv etter en så alvorlig ulykke som DwH-ulykken, selv om det foreligger solid dokumentasjon av behovet for angitte ulykkesforebyggende tiltak.

Det er også flere forhold som kan bidra til at sikkerhetshensyn i petroleumsvirksomheten prioriteres lavere i politiske prosesser, herav blant annet:

- Etter at Petroleumstilsynet ble opprettet er sikkerhetshensyn i petroleumsvirksomhet ikke like synlig i oljemeldinger. Det fører til at verdiskapingshensyn og sikkerhetshensyn relatert til petroleumsvirksomheten vurderes nå mer uavhengige av hverandre i politiske prosesser.
- I motsetning til tidligere praksis vil status og behov knyttet til sikkerhet i petroleumsvirksomheten i år presenteres i en stortingsmelding om arbeidslivet i Norge. Dette medfører at sikkerhetsspørsmål får mindre politisk oppmerksomhet.
- Innføring av HMS-begrepet i petroleumsførvaltningen tidlig på 90-tallet har bidratt til å underkommunisere hensynet til sikkerhet og storulykker i petroleumsvirksomheten. Begrepet HMS dekker arbeidsmiljøforhold i alle andre bransjer og det å gi det formelt sett et annet innhold i petroleumsvirksomhet endrer ikke de fleste persepsjon av hva begrepet betyr. Dette påvirker også politiske prosesser.

<sup>150</sup> Presidentkommisjonens rapport kap 3 og kap 9

<sup>151</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011. "Congress should increase its own awareness of the risks of offshore energy exploration and development. The House and Senate should each assign responsibility for the oversight of drilling safety and environmental protection to a specific committee, and require that committee to hold an annual oversight hearing to consider the state of technology, application of process safety, and environmental protection".

<sup>152</sup> Meld. St. 10 (2010–2011), Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten.

<sup>153</sup> Meld. St. 10 (2010–2011), Oppdatering av forvaltningsplanen for det marine miljø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, pkt. 7.4.1.

#### **14.4 Lærepunkter for norsk petroleumsvirksomhet**

Presidentkommisjonens rapport (2011) viser at sikkerhetsnivået i petroleumsvirksomheten også må sees i sammenheng med nasjonale rammebetingelser som er gitt sikkerhetshensyn og sikkerhetsmyndigheter. Den viser blant annet at det er sikkerhetskritisk å se utvikling av myndighetenes oppgaver og tildelte ressurser i en sammenheng.

*Det må foretas en oppdatering av forskriften som regulerer refusjon (refusjonsforskriften<sup>154</sup>) av myndighetenes ressursbruk og utgifter i forbindelse med tilsynet av selskapene, i lys av utviklingen i petroleumsnæringen de siste 15 årene.*

*I lys av erfaringene fra USA kan det være aktuelt å foreslå å vurdere om det er tiltak som kan bidra til at hensynet til ulykkesforebygging i petroleumsvirksomheten får mer støtte i politiske prosesser.*

---

<sup>154</sup> <http://www.lovdata.no/cgi-wift/ldles?doc=/sf/sf-19970627-0652.html>



## 15. FORUTSETNINGER FOR BEDRE STYRING AV STORULYKKESRISIKO

### 15.1 Identifiserte behov for forbedringer

Presidentkommisjonens rapport (2011)<sup>155</sup> minner oss om at komplekse systemer feiler på komplekse måter, at en storulykke ikke har en enkel forklaring og at det heller ikke er en enkel løsning som kan iverksettes for å hindre en storulykke i fremtiden.

Konklusjonene i presidentkommisjonens rapport (2011) bygger på omfattende informasjon om og analyser av ulykken, selskapene, industrien, myndigheter med mer over lang tid (tilbake til 70-tallet). Rapporten (2011) har et anvendelsesområde som går utover den konkrete DwH-ulykken og de involverte selskapene. Dette gjelder også konklusjonen<sup>156</sup> om behovet for å se på feil med styring av storulykkesrisiko som ligger til grunn for denne ulykken som representative for det som er mulig i resten av industrien og som et symptom for rådende sikkerhetskultur i hele næringen.

Kommisjonens rapport<sup>157</sup> får frem at de involverte selskapene ikke identifiserte eller håndterte ulykkesrisikoen godt nok, verken i forbindelse med brønndesign, sementering og klargjøring for midlertidig forlating av Macondobrønnen.

Rapporten<sup>158</sup> får også frem at beslutningsprosessene på innretningen ikke tilrettela for en god nok forståelse av beslutningskonteksten, av avhengighetsforhold mellom ulike beslutninger og de sikkerhetsmessige implikasjoner av beslutninger, enkeltvis og samlet. Det pekes på behovet for forbedringer på en rekke områder i denne sammenheng, som også krever oppmerksomhet i norsk petroleumsvirksomhet. Dette gjelder blant annet

- behovet for bedre risikoanalyseverktøy og bedre risikovurderingsprosesser i brønnplanleggingsfase (brønndesign og boreplan),
- behovet for bedre risikoanalyseverktøy og bedre risikovurderingsprosesser underveis i operasjonene for å bedre håndtere endringer i forhold til opprinnelig brønndesign og boreplan.

Rapporten<sup>159</sup> får frem på en god måte at bedre risikostyring handler om mye mer enn bedre risikoanalyseverktøy og bedre data, og peker blant annet på betydningen av kultur, ledelse, kommunikasjon og kontekstforståelse.

Presidentkommisjonens rapport (2011) konkluderer med at verken næringen eller myndigheter tilpasset sine risikovurderinger til utviklingen i industrien<sup>160</sup> petroleumsvirksomheten i nye områder, og i retning av stadig mer krevende geologiske, boretekniske og organisatoriske forhold<sup>161</sup>. Den peker på behovet for en mer risikobasert sikkerhetsregulering<sup>162</sup> til sikkerhet til for blant annet

---

<sup>155</sup> Presidentkommisjonens rapport, ref blant annet s.viii, kap 8.

<sup>156</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011, s. vii.

<sup>157</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011, ref blant annet kap 4, kap 8 s.223.

<sup>158</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011, ref blant annet kap 4, kap 8 s.223.

<sup>159</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011, se bla kap 9.

<sup>160</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011, ref blant annet kap 9 s. 251.

<sup>161</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011,, s. vii.

1. i større grad å ansvarliggjøre aktørene til å demonstrere at de tilpasser sine sikkerhetstiltak til de konkrete risikoforhold som gjelder i hver konkret aktivitet og til enhver tid,
2. å redusere usikkerheten forbundet med aktiviteter på dypt vann og i arktiske strøk og å klargjøre forutsetninger for at slike aktiviteter kan gjennomføres på forsvarlig måte.

## 15.2 Risikoanalyseverktøy - behov og begrensninger

Det er registrert flere initiativer rettet mot utvikling av risikoanalyseverktøy etter Macondo-utblåsingen. BOEMRE har presisert krav til brønnspekifikke analyser og SPE utarbeidet raskt nye retningslinjer for slike analyser.<sup>163</sup> Montara-ulykken har også ført til en anbefaling om at vurderinger i forkant av boreoperasjoner skal innbefatte en risikovurdering av verst tenkelige utblåsingsscenario.<sup>164</sup> I Norge har OLF<sup>165</sup>, IRIS og andre i lengre tid hatt retningslinjer på slike analyser.

Utvikling av risikoanalyser har vært en viktig forutsetning for utvikling av sikkerhet i norsk petroleumsvirksomhet siden Alexander L. Kielland-ulykken i 1980. Det foreligger i dag en rekke analyseverktøy som gir nyttig beslutningsstøtte i forbindelse med utforming av innretninger og planlegging av operasjoner. Det er også over denne perioden utviklet betydelig kunnskap om nytteverdien og begrensningene av disse analyseverktøy, om forutsetninger for bruk og misbruk etc.

Erfaringer med bruk av risikoanalyseverktøy i petroleumsvirksomhet bidrar til å klargjøre hva som betegner gode analyseverktøy. Noen viktige egenskaper er blant annet at analyseverktøy må få frem informasjon som er relevant og forståelig for beslutningstaker og som hjelper til å ta bedre valg og avgjørelser. Analyseverktøy må også være egnet til å frembringe relevant informasjon i den spesifikke sammenhengen en til enhver tid står ovenfor. Analyser som kan gi viktig informasjon når en skal fatte beslutninger om hvordan en skal utforme en innretning, vil neppe være relevant å benytte når en eksempelvis skal vurdere hvorvidt en sementeringsjobb i en brønn er av god kvalitet eller ikke. Det hjelper lite å finne frem de analyser som en bilprodusent gjorde i forbindelse med design og bygging av bilen, når en møter en elg i en sving på en isete og mørk norsk landevei.

Risikoanalyser er et sentralt hjelpemiddel for å forstå hva som kan gå galt og hvorfor, samt for å vurdere effekten av ulike tiltak og løsninger som en kan implementere for å forhindre at ulykker inntreffer, eller begrense konsekvensene hvis ulykken inntreffer. Det er imidlertid en rekke funksjoner som ingen analyseverktøy noen gang vil kunne ivareta, blant annet:

- Risikoanalyser vil aldri gi en fullstendig forståelse over alle de faktorer eller forhold som direkte eller indirekte vil kunne være av betydning for hvorvidt ulykker inntreffer eller ikke. Enhver risikoanalyse gir kun en svært forenklet fremstilling av virksomheten basert på en rekke antagelser, forutsetninger forenklinger, avgrensninger.
- Det er mye en ikke kan risikoanalysere seg bort fra. Ingen risikoanalyse kan fjerne ulykkesrisiko og usikkerhet om det som kan skje i fremtiden. Selv etter en ”perfekt” risikoanalyse og en ”perfekt” risikoreduksjonsprosess kan en ikke utelukke en ulykke.

---

<sup>162</sup> Se også kapittel 13 om regulering

<sup>163</sup> [http://www.spe.org/notes/wp-content/uploads/2010/09/spe\\_wcd\\_final.doc](http://www.spe.org/notes/wp-content/uploads/2010/09/spe_wcd_final.doc)

<sup>164</sup> Anbefaling MON-1, s. 352.

<sup>165</sup> <http://www.olf.no/getfile.php/Dokumenter/SJEKK%20Milj%C3%B8rapporter/Dokumenter/Retningslinjer%20for%20beregning%20av%20Outbl%C3%A5sningsrater.pdf>

Det beste resultatet en kan få ut av en risikoanalyseprosess er bedre forståelse av virksomheten, bedre forståelse av konsekvensene av ulike beslutningsalternativer, og bedre forståelse av usikkerhet i denne forståelsen.

- Risikoanalyser handler ikke om å demonstrere at en har nødvendig fantasi til å forestille seg hva verst tenkelig ulykkesscenario kan være (virkeligheten har vist seg i mange sammenhenger å overgå fantasien). Det handler heller ikke å forhåndsbestemme allmenngyldige dimensjonerende scenarier som ikke reflekterer risikopåvirkende faktorer som gjelder i hver konkret virksomhet. Sikkerhetshensyn vil alltid konkurrere med andre legitime hensyn. Overdrevne beskrivelser av verst tenkelige scenarier, løstrevet fra gjeldende kontekst, vil ha en så lav sannsynlighet å inntreffe at de ikke kan rettferdiggjøre en investering i sikkerhetstiltak.

Bedre risikoanalyseverktøy er ikke rett medisin for alle sikkerhetsutfordringer. Bedre risikoanalyseverktøy vil ikke være beste løsning dersom problemet ligger i mangelfull etterlevelse av prosedyrer eller mangelfull kompetanse for eksempel.

Som nevnt tidligere, er Petroleumstilsynet opptatt av at erfaringer fra DWH-ulykken bidrar til å videreutvikle sikkerhetsnivået i norsk petroleumsvirksomhet og har pekt at det også innebærer å utfordre rådende perspektiver på hva vi lærer, hvem vi tror har noe å lære og ikke ta for gitt at *intensjonen* om å forbedre sikkerheten alltid gir ønsket effekt<sup>166</sup>.

Det er allerede mange risikoanalyseverktøy som beskriver risiko kvantitativt, og utviklingsarbeid knyttet til risikoanalyseverktøy favoriserer også ofte kvantitative metoder, utvikling av datagrunnlag til kvantitative metoder osv. Selv om behovet for slike forbedringer er tilstedet, kan det være relevant å reflektere om det er en for ensidig satsing som sementerer eksisterende perspektiver på risikostyring og som dermed viderefører deler av utfordringene med dagens styring av storulykkesrisiko.

Hva risikoen er, i betydningen om den er høy eller lav, stor eller liten, og vår søken og behov for å kvantifisere denne, bør derfor kanskje prioriteres i litt mindre grad i enkelte sammenhenger. Om risiko er liten historisk sett kan for eksempel ha begrenset informasjonsverdi i praksis. Det er eksempelvis få som finner det som relevant informasjon å vite at noen har vurdert sannsynligheten for å møte på en elg til å være veldig liten på en veistrekning, når elgen plutselig befinner seg fremfor bilen. På den andre siden så betyr ikke det at denne informasjonen alltid vil være lite relevant. Om risiko er stor er viktig informasjon. Får vi informasjon om at vi er i ferd med å kjøre inn i et område hvor det er stor fare for å møte på elg, så justerer de fleste sitt kjøremønster deretter.

Kvantitative metoder kan erfaringsmessig bidra til å overkommunisere at storulykker er alvorlige men sjeldne ulykker historisk sett, underkommunisere informasjon om konkrete risikoforhold i virksomheten og underkommunisere usikkerheten i beslutningsgrunnlaget. Kvantitative metoder er dessuten mest egnet til å understøtte beslutninger knyttet til utforming av innretninger og tekniske systemer. Det er en rekke kulturelle, organisatoriske og ledelsesmessige rammebetingelser for sikker virksomhet som kan ikke behandles på samme måte. Det er viktig at det også utvikles analyseverktøy som kan adressere ikke-tekniske barriereelementer, med utgangspunkt i flere ulykkesperspektiver enn energi-barriereperspektivet.

---

<sup>166</sup> Se også kapittel 12 om perspektiver på læring av storulykker

DwH-ulykken bekrefter også behovet for at det utvikles risikoanalyseverktøy som bedre kan fange opp og håndtere *endringer* i risiko. Storulykkesrisiko påvirkes av mange forhold og kan dermed endres som følge av mange ulike typer endringer. Det kan dreie seg om tekniske modifikasjoner, om endringer i operasjonelle planer og prosedyrer, operasjonsbetingelser (værforhold ol), endringer i organisasjonen på innretningen og/eller på land, endringer som skyldes aldring av utstyr mv.

Det er som nevnt behov for et større mangfold i risikoanalyseverktøy, tilpasset flere behov. Bedre styring av storulykkesrisiko handler imidlertid om mye mer enn bedre risikoanalyseverktøy og bedre data, og ambisjoner om forbedring på dette området krever at en adresserer svært mange andre styringselementer, herunder blant annet kultur, ledelse, kommunikasjon og kontekstforståelse.

### 15.3 Kost-nytte – vurderinger i forbindelse med risikoreduksjon

Presidentkommisjonens rapport (2011) får frem hvor dominerende økonomiske hensyn kan være i det daglige og hvor dårlig hensynet til sikkerhet i praksis balanseres opp mot økonomiske hensyn. DwH bekrefter at redundans/robusthet/sikkerhetsmarginer i praksis ofte behandles som ineffektivitet.

Presidentkommisjonens rapport (2011) anbefaler<sup>167</sup> at det utvikles nødvendige data og verktøy slik at konsekvensene av ulykker kan verdisettes i et samfunnsperspektiv. Dette vurderes hensiktsmessig for å vurdere selskapenes økonomiske ansvar for opprydning og normalisering av ulykker.

Dette kan også bidra til en større vektlegging av sikkerhetshensyn i konkurranse med andre hensyn, og påvirke blant annet:

- perspektiver på verdisetting av sikkerhet
- prising av ulykkesrisikoen
- beslutningsprosesser som ikke eksplisitt adresserer et sikkerhetsrelatert spørsmål, men som avgjør sentrale rammebetingelser for sikkerhet (kostnadsreduksjoner, omorganiseringer, insentiver i kontrakter, belønningsordninger og lignende)

Petroleumstilsynet har foretatt et innledende arbeid med kartlegging av ulike metoder for å analysere den samfunnsmessige risiko forbundet med storulykker i petroleumsvirksomheten, og drøfte deres fordeler og begrensninger. Svakheter i metoder og data som tradisjonelt anvendes i forbindelse med forvaltningsplaner er også vurdert. Det er viktig at dette arbeidet fortsetter, idet det kan bidra til at hensynet til sikkerhet blir bedre vektlagt i konkurransen med miljøhensyn og verdiskapingshensyn, både i selskapene og i politiske prosesser. Det kan også bidra til en fornying av diskusjoner om kostnadsdrivende sikkerhetsregelverk.

Bedre styring av storulykker betinger også blant annet bedre metoder og prosesser tilknyttet kost-nytte-vurderinger som i praksis brukes i forbindelse med beslutninger om risikoreduksjon. Det er relevant å vurdere en større gjennomgang av praksis på dette området, en vurdering av rådende perspektiver på nytteverdien av å investere i sikkerhetstiltak, og utforming av en veiledning. Nytteverdien av å investere i ulykkesforebygging må blant annet

---

<sup>167</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011, se kap 9 s. 286.

sees i sammenheng med nytteverdien av en ikke-ulykke for samfunnet og selskapene, og i lys av avhengighetsforholdet mellom samfunn og industrien.

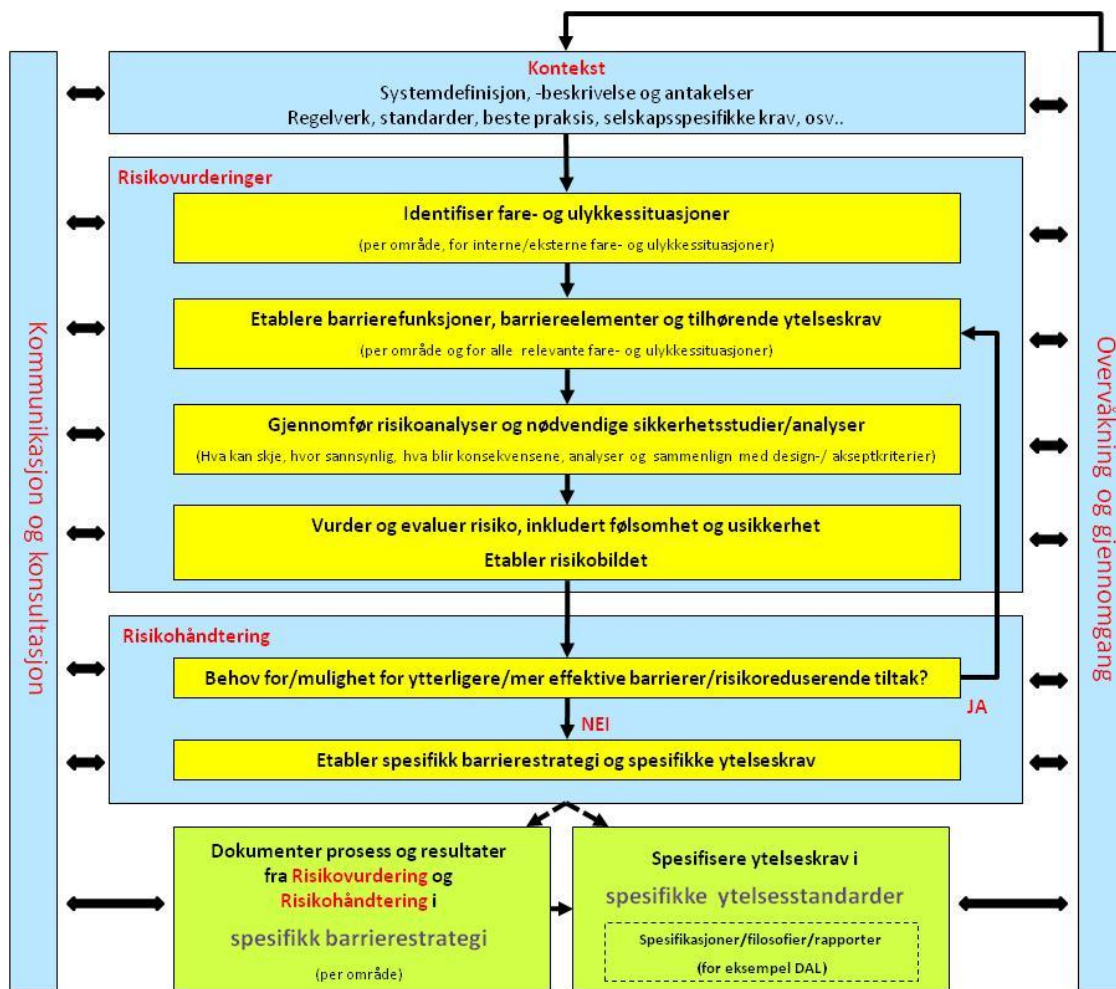
#### **15.4 Barrierestyring**

Erfaringer fra DwH-ulykken og tidligere storulykker viser at mange årsaksforhold knyttes til svikt eller redusert ytelse til et eller flere barriereelementer og at dette ofte representerer et brudd på regelverkskrav og alminnelig anerkjent god praksis. I forbindelse med vår oppfølging av næringen gjennom ulike tilsynsaktiviteter, og gjennom vår oppfølging etter uønskede hendelser og ulykker, har vi også sett behovet for å etterlyse et betydelig løft innen barrierestyring for å oppnå en robustgjøring av barrierer i de ulike faser i et anleggs livssyklus. Erfaringer fra DwH-ulykken bekrefter behovet for at Petroleumstilsynet og næringen fortsatt gi høy prioritet til arbeidet med forbedring av barrierestyring.

Det er i denne forbindelse blant annet identifisert et behov for å synliggjøre fellesnevnerne og komplementære egenskaper mellom barriereelementenes tilstand og ytelse, drifts-, vedlikeholds- og risikostyring. Arbeidsprosesser for barrierestyring må beskrives bedre og implementeres i et livsløpsperspektiv. Det innebærer blant annet å:

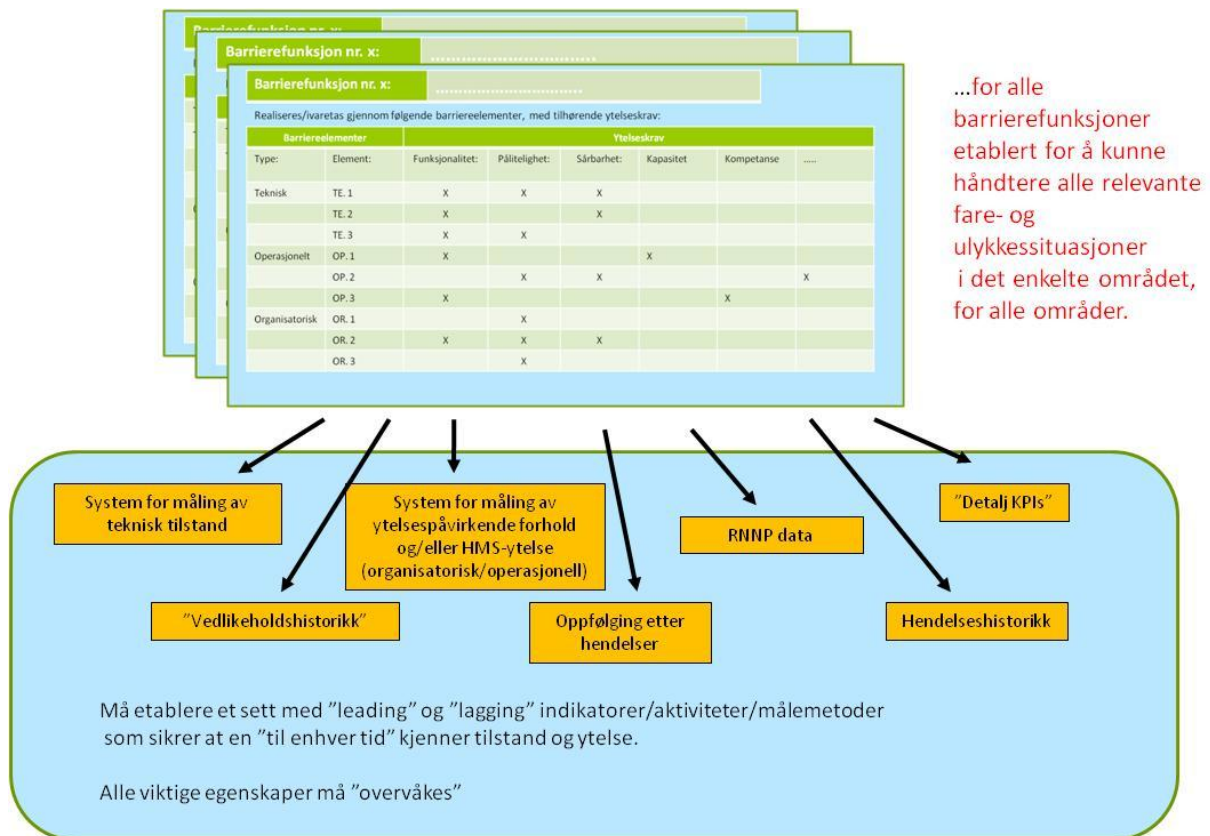
- beskrive og synliggjøre sammenhengen mellom risiko- og farevurderingene, behov for barrierer og barrierenes rolle i det enkelte område på et anlegg (strategier),
- identifisere, beskrive og implementere ytelsesstandarder for definerte barrierer og risikopåvirkende faktorer,
- identifisere forhold som kan redusere barrierenes ytelse over tid (endring av bruksbetingelser, degraderingsmekanismer, aldring, hendelser mm),
- etablere indikatorer for overvåking av funksjon og ytelse over tid,
- etablere prosesser for robustgjøring av barrierene,
- kontinuerlig forbedre barrierene og system for barrierestyring.

Figur 13 - Eksempel på prosess for barrierestyring bygger på ISO 31000:2009 og oppsummerer hvilke funksjoner de ulike delprosessene for barrierestyring må ivareta.



**Figur 13 - Eksempel på prosess for barrierestyring**

Figur 14 illustrerer sammenhengen mellom barrierefunksjoner, barriereelementer og tilhørende ytelseskrav, samt at en må etablere et sett med indikatorer og aktiviteter for å verifisere tilstanden.



**Figur 14 - Barrierefunksjoner, barriereelementer, ytelseskrav og overvåking av deres egenskaper**

Det er viktig at kunnskapen om ivaretagelse og forbedring av barrierer utvikles videre og at alle partene, også entreprenører og redere, deltar aktivt og tar sin del av ansvaret. Viktige sammenhenger mellom barrieresystemer, -funksjoner og -elementer, og tilhørende ytelseskrav for barrierer, slik som fremstilt i Figur 14 må fortsatt gis høy prioritet.

## 16. SIKKERHETSKULTUR

Basert på omfattende informasjon om og analyser av ulykken, selskapene, industrien, myndigheter med mer over lang tid (tilbake til 70-allet), konkluderer Presidentkommisjonens rapport (2011)<sup>168</sup> med at DwH-ulykken utfordrer rådende sikkerhetskultur i hele olje- og gassnæringen.

Presidentkommisjonens rapport (2011)<sup>169</sup> får frem at bedre styring av storulykkesrisiko krever en utvikling av *sikkerhetskulturen* i hele industrien i tillegg til det demonstrerte behovet for en lang rekke tiltak som berører teknologi, prosedyrer, analyseverktøy, samarbeidsfora mv. Kommisjonen etterlyser at selskapene i større grad tar et kollektivt ansvar for forbedringer på kritiske områder gjennom blant annet et engasjement i næringsorganisasjoner, i standardiseringsarbeid og regelverksutviklingsarbeid. Rapporten peker også på behovet for at næringen utvikler prosesser og virkemidler som premierer og sprer beste praksis og luker ut uakseptable standarder. Presidentkommisjonens rapport (2011) peker også<sup>170</sup> på viktigheten av styrets og selskapsledelsens engasjement for å skape nødvendig utvikling i sikkerhetskultur, både på selskapsnivå og i industrien som helhet.

I januar 2001 ble begrepet HMS kultur<sup>171</sup> tatt inn i Petroleumstilsynets regelverk og har siden blitt fulgt opp av Ptil i næringen. I rammeforskriften § 15 om HMS kultur sies det at: "En god helse-, miljø- og sikkerhetskultur omfatter alle faser og aktivitetsområder og den skal fremmes gjennom kontinuerlig arbeid for å redusere risiko og forbedre helse, miljø og sikkerhet". I arbeidet mot næringen på dette området har Petroleumstilsynet sett at mange selskap reduserer kulturbegrepet til atferdsbasert sikkerhet og mål på personulykker. Petroleumstilsynet har prøvd å dempe fokuset på atferd henimot en større vektlegging av tekniske, operasjonelle og kulturelle elementer for å ivareta sikkerheten. Atferd og hendelser knyttet til feilhandlinger er lettere å observere og tallfeste enn andre mer grunnleggende kulturelle trekk og sentrale rammebetingelser. Det vil også mange ganger være enklere og rimeligere å disiplinere egne ansatte henimot riktig atferd og holdninger enn å jobbe med mer kompliserte og bakenforliggende rammebetingelser eller organisatoriske aspekter som ofte vil innebære mer kostbare løsninger og andre tilnærminger. Dette er også spørsmål og problemstillinger som er fulgt opp i Norges Forskningsråd sitt Petromaks program hvor sikkerhetskultur har vært et sentralt forskningstema. Det er viktig at dette forskningstemaet ivaretas også på en god måte framover.

Sikkerhetskultur varierer mellom ulike selskap, bransjer og land. Resultater fra Risikonivå norsk petroleumsvirksomhet (RNNP)<sup>172</sup> viser at det også er store variasjoner i oppfatninger om sentrale sikkerhetsvurderinger etter hvilken sokkel man jobber på (Tharaldsen, Mearns &

---

<sup>168</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011, s. vii.

<sup>169</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011, se bla kap 8.

<sup>170</sup> Betydningen av ledelsesfunksjoner på operativt nivå på innretningen og i støttefunksjoner på land er også omtalt, i del 1 av denne rapportens kapittel om Organisasjon og ledelse

<sup>171</sup> HMS kultur begrepet kan faglig sett sidestilles med sikkerhetskulturbegrepet slik det brukes i sikkerhetsforskningen, selv om det finnes variasjon og nyanser også innen dette fagfeltet. HMS-kultur og sikkerhetskultur knyttes begge nært til organisasjonskultur, systematisk arbeid med helse, miljø og sikkerhet, kontinuerlige overvåkings- og kartleggingsmetoder, vurdering av målkonflikter mellom blant annet sikkerhet og effektivitet, og ledelsesansvar.

<sup>172</sup> Petroleumstilsynet. <http://www.ptil.no/risikonivaa-rnnp>.



Knudsen, 2010)<sup>173</sup>, hvilken plattform man er på, hvilket fagområde man tilhører, om man er operatør eller entreprenør og hvilke type innretning man befinner seg på (Tharaldsen, Olsen & Rundmo, 2008).<sup>174</sup> Det er også funnet at sikkerhetskultur varierer mer mellom ulike innretninger i samme selskap enn mellom selskapene (Høivik, Tharaldsen, Baste & Moen, 2009).<sup>175</sup> Dette peker i retning av at lokal tilhørighet betyr mye og gir retning for hva som oppfattes som den rådende sikkerhetskulturen om bord.

Flere av de tiltakene som kommisjonen peker på for å bedre sikkerhetskulturen er allerede gjennomført på norsk sokkel, blant annet gjennom Petroleurstilsynets oppfølging av regelverkets krav om å fremme en god sikkerhetskultur. Oppfølgingen av kravet har foregått via interne fagprosjekter og prosjekter i Norges Forskningsråd. Kulturelle forhold har vært tematisert i tilsyn og i møter med selskapene i petroleumsvirksomheten. Ptil vurderer det som nødvendig at myndigheter og aktører i petroleumsvirksomheten kontinuerlig fokuserer på å ivareta en god sikkerhetskultur.

Det er Petroleurstilsynets vurdering at Kommisjonens konklusjon om behovet for utvikling av sikkerhetskulturen i hele industrien også må vurderes relevant i norsk petroleumsvirksomhet. Utvikling av en god sikkerhetskultur betinger et bredt engasjement og forpliktelse, fra selskapene (operatørselskapene, boreentreprenører, rettighetshavere etc.), fra arbeidstakerorganisasjoner, fra myndighetene etc. En god sikkerhetskultur betegnes blant annet av at selskapene tar et kollektivt ansvar for forbedringer på sikkerhetskritiske områder på en konkret måte, gjennom blant annet et synlig og ambisiøst engasjement i næringsorganisasjoner (OLF, NR og lignende), i standardiseringsarbeid (Norsok, Samarbeid for Sikkerhet etc), regelverksutviklingsarbeid (Regelverksforum), FOU (Petromaks, Demo2000, etc.). En viktig forutsetning for utvikling av sikkerhetskultur og forbedring av rammebetingelser for styring av storulykkesrisiko er utvikling av en ledelseskultur som vektlegger hensynet til sikkerhet, og at styrets og selskapsledelsens engasjement i sikkerhetsspørsmål blir tydeligere og synligere, både internt i selskapene, i ulike industrifora og i det offentlige rom for øvrig.

Kommisjonen peker på behovet for varslerbeskyttelse. Om en sterkere varslerbeskyttelse vil gjøre at det oppleves som mindre problematisk å ta opp kritikkverdige forhold gjenstår å se. Det har vist seg i en rekke granskinger og i sikkerhetslitteraturen at utfordringer knyttet til å rapportere kritikkverdige forhold eller korrigere overordnede i eget eller andres selskap har vært en sentral bidragsyter til at ulykker oppstår, selv i sektorer hvor rapporteringskulturen er antatt å være god. Dette kan ha flere årsaker som at leverandører ønsker å ”holde seg inne med” kunden, at underordnede eller uerfarne antar at ledere eller mer erfarent personell skjønner hva de holder på med, eller at man ikke ønsker å ødelegge relasjoner ved å være for kritisk. Å ha åpenhet om kritiske forhold og feilhandlinger er imidlertid vurdert som svært viktig i det å etablere en robust sikkerhetskultur (Reason, 1997)<sup>176</sup>. Alle aktører på alle nivå har et ansvar for å ivareta sikkerheten, men det er sannsynligvis svært viktig at denne åpenheten og ønsket om å få kritiske forhold på bordet kommuniseres som et mål fra ledelsen, og at slik åpenhet belønnes.

<sup>173</sup> Tharaldsen, J.E., Mearns, K.J., Knudsen, K., 2010. Perspectives on safety: the impact of group membership, work factors and trust on safety performance in UK and Norwegian drilling company employees. *Safety Science*, 48, 1062-1072.

<sup>174</sup> Tharaldsen, J., Olsen, E., Rundmo, T., 2008: A longitudinal study of safety climate on the Norwegian Continental Shelf. *Safety Science*, vol. 46, no. 3, 427-439.

<sup>175</sup> Høivik, D., Tharaldsen, J.E., Baste, V., Moen, B.E., 2009. What is most important for safety climate: The company belonging or the local environment? A study from the Norwegian offshore industry. *Safety Science*, Vol. 47, no. 10, 1324-1331.

<sup>176</sup> Reason, J., 1997. *Managing the Risk of Organizational Accidents*. Ashgate, USA.

Petroleumstilsynet mener at spørsmålet om bedre varslerbeskyttelse også må sees i sammenheng med ambisjoner knyttet til forbedring av sikkerhetskulturen i næringen. Petroleumstilsynet mener at viktige forutsetninger for en god sikkerhetskultur er blant annet utvikling av en ansvarskultur, der alle på sitt nivå tar ansvar for sikkerhet, og utvikling av en åpenhetskultur, som ønsker velkommen at sikkerhetsrelaterte utfordringer tas opp og at alle tar ansvar for sikkerhet.

## 16.1 Betydningen av ulike ledelsesfunksjoner

Presidentkommisjonens rapport (2011)<sup>177</sup> peker på at det er mulig selv i en så risikofylt industri som olje- og gassindustrien å drive forsvarlig virksomhet. Det forutsetter blant annet en ledelse som engasjerer seg tydelig og konsistent over tid i sikkerhetsspørsmål og som dermed demonstrerer en forpliktelse til forsvarlig virksomhet.

Presidentkommisjonen peker i denne sammenheng blant annet<sup>178</sup> på viktigheten av styrets og selskapsledelsens engasjement for å skape nødvendig sikkerhetskultur, ansvar og gode rammebetingelser for øvrig for å få til nødvendig løft i styring av storulykkesrisiko på selskapsnivå. Kommisjonen peker dessuten på disse ledelsesfunksjoners kollektive engasjement som instrumentelle for å løfte styring av storulykkesrisiko på et industrinivå.

Presidentkommisjonen henviser i denne sammenheng til granskinger etter Texas City ulykken, som også påpekte viktigheten av selskapsledelsen og selskapets styre, og til erfaringer fra Institute of Nuclear Power Operations (INPO)<sup>179</sup> med hensyn til å videreutvikle selskapsledelsens engasjement i kritiske sikkerhetsspørsmål. Petroleumstilsynet har merket seg spesielt INPOs tilnærming for å skape nødvendig tillit og et engasjement i selskapsledelsen med hensyn til evaluering av sikkerhetsytelse, erfaringsutveksling og kulturutvikling.

Petroleumstilsynet har i flere år fulgt opp selskapsledelsens og rettighetshavers engasjement i og påvirkning av sikkerhet. Presidentkommisjonens vurderinger og refleksjoner bekrefter viktigheten av disse målgruppene for å skape gode rammebetingelser for sikkerhet i hvert selskap og videreutvikle sikkerhetskultur i hele næringen. Det bekrefter også behovet for å tilpasse tilnærming til påvirkning til hver målgruppe og kontekst, og viktigheten av tillit, integritet og tid for å kunne påvirke.

## 16.2 Informasjonsgrunnlag for å styre storulykkesrisiko

Som nevnt ovenfor vil det alltid være slik at svært mange beslutninger må tas under betydelig usikkerhet, og risikostyring handler mye om å være bevisst på og ta høyde for denne usikkerheten. Informasjonsgrunnlaget som brukes for å styre risiko vil aldri være ”perfekt”, men er svært viktig likevel, noe DwH-ulykken bekrefter. En mengde data må omgjøres til informasjon, denne informasjon må være relevant og pålitelig, den må foreligge på rette tidspunkt, nå fram til dem som trenger det og gi mening.

---

<sup>177</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011, se bla kap 8 s. 218, 219.

<sup>178</sup> Betydningen av ledelsesfunksjoner på operativt nivå på innretningen og i støttefunksjoner på land er også omtalt, ref del 1 av denne rapportens, kapittel om organisasjon og ledelse.

<sup>179</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011, se bla s vii, kap 8, kap 9.

Presidentkomisjonens rapport (2011)<sup>180</sup> viser at mange varselsignaler ikke ble godt nok forstått eller håndtert. Viktig informasjon ble ikke godt nok formidlet og risiko ble undervurdert. Kommissjonen viser til erfaringer fra Texas-city<sup>181</sup> og fremhever blant annet følgende gjentakende utfordringer:

- Oversikter over ulykkestrender (historisk ytelse) er en type informasjon som i praksis tillegges for stor vekt ved vurdering av ulykkesrisiko (fremtidig ytelse).
- Deler av informasjonen om ulykkestrender (for eksempel trender på arbeidsulykker) tillegges stor vekt, til tross for at den har begrenset relevans for å vurdere storulykkesrisiko.
- Informasjon som det er relevant å vurdere sammen med ulykkestrender foreligger men brukes ikke, spesielt hvis antall ulykker viser nedadgående trend.
- Viktig informasjon om ulykkesrisiko filtreres vekk i bottom-up prosesser, informasjon om usikkerhet absorberes av ulike grunner (individuelle bias, organisatoriske mekanismer, metodebruk mv)

Det er lite informasjon om konsekvenser som beslutninger på selskapsnivå kan ha på storulykkesrisiko. I DWH-ulykken ser vi også at næringen har etablert systemer og indikatorer for å ivareta personsikkerhet, mens man i mindre grad fokuserer på storulykker. I arbeidet med å styre storulykkesrisiko er det utviklet en rekke indikatorer som skal si noe om kvaliteten på selskapets innsats for å ivareta sikkerhet. Ofte skiller man mellom ledende og reaktive indikatorer, og mellom personulykker og storulykker. I debatter innen forskning på sikkerhet er det demonstrert at man har en tendens til å sette likhetstegn mellom ledende og reaktive, og indikatorer på person- og storulykker.<sup>182</sup> I følge Hopkins (2009)<sup>183</sup> henger dette sammen med en feiltolkning av Heinrich (1931)<sup>184</sup> sitt arbeid (som i sin tid resulterte i ”isfjellteorien”) om at det er et lovmessig forhold mellom mindre og mer alvorlige ulykker. Denne misforståelsen har medført en tro på at innsats rettet mot å redusere antall personskader også vil redusere risikoen for storulykker.

Hopkins peker på (2009) at en sentral utfordring er knyttet til den dynamikken som utvikles i det man integrerer en indikatorer i et målstyringssystem (ofte kalt Key Performance Indicators, KPIs) og etablerer insentiver av ulik karakter for å oppnå bestemte måltall. Med en gang insentiver (eller sanksjoner) er knyttet til KPI'en ser man at der oppstår et mål om å styre indikatoren i seg selv - i stedet for fenomenet den er ment å ivareta.

Presidentkomisjonens rapport (2011)<sup>185</sup> anbefaler at det tilrettelegges for bedre innsamling av data om uønskede hendelser i petroleumsvirksomheten, etter mer enhetlige internasjonale standarder<sup>186</sup>, for å lage bedre databaser, til bruk både for å overvåke ulykkestrender og forbedre kvaliteten av risikoanalyser.

---

<sup>180</sup> Presidentkomisjonens rapport, 2011, se bla s ix.

<sup>181</sup> Presidentkomisjonens rapport, 2011, kap 8 s. 221.

<sup>182</sup> Se Special Issue av Safety Science, April 2009, Vol. 47, Issue 4, hvor Hopkins leder an en debatt mellom 19 internasjonalt ledende sikkerhetsforskere om disse problemstillingene.

<sup>183</sup> Hopkins, A., 2009. Thinking about process safety indicators. *Safety Science* 47(4), 460-465.

<sup>184</sup> Heinrich, H.W., 1931. *Industrial Accident Prevention*. McGraw Hill, New York.

<sup>185</sup> Presidentkomisjonens rapport, 2011, kap 9 s. 254

<sup>186</sup> gjennom IRF

Petroleumstilsynet har siden 2000 bygd opp gjennom RNNP en omfattende database med ulike aktivitetsdata, hendelsesdata, barrieredata, vedlikeholdsdata mv. og utgir årlige vurderinger av utvikling av risikonivå, blant annet relatert til storulykkesrisiko. Dette er et ressurskrevende men svært verdifullt prosjekt, idet resultatene brukes til å prioritere myndighets tilsyn, og samle partene om forbedringsprosesser på et industrinivå. Det bidrar også til transparens om næringens sikkerhetsytelse i det offentlige rom. En større internasjonal harmonisering av type data som samles inn kan tilrettelegge for mer internasjonal benchmarking og styrke utveksling av erfaringer og beste praksis.

Erfaringer viser at datatilfang og kvalitetssikring av data er ressurskrevende prosesser, men at det mest krevende er å omgjøre store mengder data til relevant informasjon. Bedre databaser om hendelses- og ulykkesdata må blant annet sees i sammenheng med at en viktig læring etter storulykker er at oversikter over ulykkestrender (historisk ytelse) er en type informasjon som ikke må tillegges for stor vekt ved vurdering av ulykkesrisiko (fremtidig ytelse). Det er derfor viktig å supplere informasjon om ulykkestrender med annen informasjon om virksomhet slik at en også tar stilling til informasjon som sier noe om sikkerhetskritiske barriereelementer og dermed får tidlig varsel om at risikoen øker.

Spørsmålet om informasjonsgrunnlaget for å styre risiko er dermed hovedsakelig et spørsmål om oversikt over virksomheten, og betydningen av aktørens og myndighetenes audits<sup>187</sup>.

For å overvåke risiko og risikoutvikling supplerer for eksempel Petroleumstilsynet oversikt fra RNNP som i stor grad er hendelsesbasert med informasjon fra tilsynet, granskinger, FoU etc. Tilsvarende supplerer selskapene hendelsesbasert informasjon med informasjon fra egenevalueringer, revisjoner, partnergjennomganger, granskinger, avviksstatus i forhold til vedlikeholdsplaner opplæringsplaner, budsjett, kravetterlevelse, etc. Også her vil hovedutfordringer ligge i å omgjøre store mengder data og bruddstykker av informasjon til relevant informasjon om risiko. Petroleumstilsynet har utviklet et verktøy for å prosessere informasjon på tvers av kilder for å følge opp selskapenes sikkerhetsytelse over tid. Det er viktig at dette arbeidet fortsatt gis prioritet.

Presidentkommisjonen peker på behovet for benchmarking<sup>188</sup> av selskapenes sikkerhetsytelse, og fremhever nytteverdien av benchmarking som virkemiddel for ansvarliggjøring og kontinuerlig forbedringer både for selskapene og for andre interessenter, slik som Exxon<sup>189</sup>, INPO<sup>190</sup>, forsikringsselskap, selskapsstyre, investorer. Petroleumstilsynet kan vurdere om andel av benchmarking i eksisterende RNNP- og sikkerhetsytelsesarbeid bør utvides og vurdere tiltak for at disse arbeidene bli brukt av flere interessenter.

Presidentkommisjonen anbefaler tiltak som tilrettelegger for nødvendig oversikt over tilstand i sikkerhetskritiske barriereelementer og dermed et bedre informasjonsgrunnlag for å styre risiko. Det gjelder tiltak rettet mot myndighetenes tilsyn av selskapene<sup>191</sup>, etablering av et industridrevet "Safety Institute"<sup>192</sup> og regelmessige 3. partsverifikasjoner og sertifiseringer<sup>193</sup>.

---

<sup>187</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011, kap 9 s. 286.

<sup>188</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011, s. 242.

<sup>189</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011, s. 232.

<sup>190</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011, s. 242 og 237.

<sup>191</sup> Jf. kap om robust regulering og myndighetstilsyn.

<sup>192</sup> Jf. kap om robust regulering og myndighetstilsyn.

<sup>193</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011, kap 9 s. 253.

Disse tiltak er klart relevante for å få frem nødvendig utvikling. Det er imidlertid viktig å også satse på tiltak som går på selskapenes egne kontrollaktiviteter og tiltak som ansvarliggjør selskapene til å ha nødvendig oversikt over egen virksomhet, slik at de er i stand til å syre risiko. Styring av storulykkesrisiko kan ikke outsources. Petroleumstilsynet ser det derfor som naturlig å vurdere om ansvaret til revisjonsfunksjoner bør fremheves og om det kan være hensiktsmessig å presisere dette ansvaret i regelverket.

Presidentkommisjonens rapport (2011)<sup>194</sup> får frem at kommunikasjonsforhold i og mellom de involverte selskapene bidro til at ulykkesrisikoen ikke ble godt nok identifisert eller håndtert i flere kritiske beslutningsprosesser. Kommunikasjon er en viktig premisse for at nødvendig informasjon blir brukt i beslutninger, i og mellom selskapene, på alle nivåer, fra bodekket til styrerommet.

Det pekes blant annet på viktigheten av å:

- tilrettelegge teknisk, organisatorisk og praktisk for at nødvendig kompetanse trekkes inn i beslutningsprosesser
- etablere en kultur og insentiver som fremmer åpenhet om usikre situasjoner og tilstander

DwH-ulykken viser at kommunikasjon og informasjonsflyt påvirkes også av maktforholdet mellom kunde og leverandør.

Ovennevnte erfaringer fra DwH omkring kommunikasjon mellom operatør og entreprenør, og mer generelt mellom kunde og leverandør av utstyr og tjenester, er viktige også for storulykkesrisiko i norsk petroleumsvirksomhet, der mange entreprenører både bidrar til risiko og er utsatt for risiko. Som nevnt tidligere<sup>195</sup> er det i denne sammenheng anbefalt å vurdere å presisere krav som klargjør ulike ansvarsområder, herunder ansvar til systematisk kravetterlevelse som påhviler hver aktør innenfor sitt ansvarsområde og hva det innebærer for leverandører av utstyr og tjenester. Det kan også være aktuelt å arbeide videre med å identifisere eventuelle forbedringstiltak knyttet til kontraktstype, -innhold, -struktur, insentiver, og -relasjoner.

Industrien bruker siden 1990 Achilles for prekvalifisering av leverandører av utstyr og tjenester med utgangspunkt i blant annet kvalitets- og sikkerhetskriterier. Mer enn 3 000 leverandører er for tiden registrert i Achilles` databaser for kvalifiserte leverandører. Norsk Standard fikk i 2003 fått på plass en NORSOK standard<sup>196</sup> som beskriver tema og metodikk for evaluering og oppfølging av leverandørens styringssystemer. Det kan være aktuelt å foreslå at næringen gjennomgår prekvalifiseringskriterier i lys av erfaringene fra DwH-ulykken og tidligere storulykker for å vurdere om hensynet til styring av storulykkesrisiko er godt nok dekket.

### 16.3 Myndighetenes risikovurderinger

Som nevnt tidligere<sup>197</sup> er det påpekt at verken næringen eller myndigheter tilpasset sine risikovurderinger til utviklingen i petroleumsvirksomheten i nye områder, og i retning av

<sup>194</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011, kap 4 og, kap 8 s.223.

<sup>195</sup> Jf. kapittel om robust regulering og myndighetstilsyn.

<sup>196</sup> Norsk Standard S-006 HSE evaluation of contractors (Rev. 2, December 2003)

<sup>197</sup> Se kapittel 13.4

stadig mer krevende geologiske, boretekniske og organisatoriske forhold.<sup>198</sup> Risiko forbundet med virksomhet på dypt vann ble ikke godt nok vurdert og håndtert av både myndighetene og selskapene.

Presidentkommisjonen foreslår også å legge vekt på myndighetene prosesser og verktøy for å sikre balanse mellom sikkerhets- og miljøhensyn.<sup>199</sup>

I Norge er det som nevnt etablert myndighetsfora for helhetlig økosystembasert forvaltning av havområdene, som bidrar blant annet til økt oppmerksomhet på regionale risikopåvirkende faktorer i forvaltningen, både generelt, i arktiske strøk (ref arbeidet for forvaltning av Barentshavet/ Lofoten) og i områder med dypt vann og høytrykksreservoarer (ref arbeidet for forvaltning av Norskehavet).

Forvaltningsplanarbeid har vist at mens det foreligger risikoanalyseverktøy for brønnsesifikke analyser, er det behov for andre verktøy for å understøtte myndighetenes områdebaserte langsiktige forvaltning av havområdene. Forvaltningsplanarbeidet har drevet frem en stor utvikling på myndighetenes tilnærming til beskrivelsen av ulykkesrisiko i et områdebasert, langsiktig og samfunnsmessig perspektiv. Dette arbeidet må fortsette for at hensynet til sikkerhet blir bedre vektlagt i konkurransen med miljøhensyn og verdiskapingshensyn i politiske prosesser og for bedre å adressere større utfordringer knyttet til regionale risikopåvirkende faktorer på et industrinivå.

Det er også foretatt et innledende arbeid med kartlegging av ulike metoder for å analysere den samfunnsmessige risikoen forbundet med storulykker i petroleumsvirksomheten, og drøfte deres fordeler og begrensninger. Svakheter i metoder og data som tradisjonelt anvendes i forbindelse med forvaltningsplaner er også vurdert. Det er viktig at dette arbeidet fortsetter, idet det kan bidra til at hensynet til sikkerhet blir bedre vektlagt i konkurransen med miljøhensyn og verdiskapingshensyn, både i selskapene og i politiske prosesser. Det vil også kunne bidra til en fornying av diskusjoner om kostnadsdrivende sikkerhetsregelverk.

Presidentkommisjonen får dessuten godt frem at bedre styring av storulykkesrisiko i petroleumsvirksomhet går gjennom tildeling av utvinningstillatelser til kompetente og sterke aktører<sup>200</sup>, og fremhever i denne sammenhengen betydningen av aktørkvalifisering med hensyn til relevant kompetanse og erfaring og finansiell kapasitet. Petroleumstilsynet har prioritert å delta i aktørkvalifiserings- og lisenstildelingsprosesser for å bidra til at aktører som får operatør- og rettighetshaveroppgaver på norsk sokkel har forutsetninger til å drive forsvarlig virksomhet. Spørsmål om selskapenes finansielle kapasitet har betydning for hvorvidt selskapene vil kunne bære sitt økonomiske ansvar i tilfelle en storulykke, slik kommisjonen får frem. Spørsmål om selskapenes finansielle kapasitet faller utenfor Petroleumstilsynets ansvarsområde, men det har sikkerhetsmessige implikasjoner fordi det kan påvirke selskapenes beslutningsatferd; dårlig finansiell kapasitet kan føre til nedprioritering av investeringer som tjener sikkerhet. Selskapenes finansielle kapasitet bør vurderes som et sikkerhetsanliggende i aktørkvalifiserings- og lisenstildelingsprosesser i Norge også.

---

<sup>198</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011, s. vii

<sup>199</sup> Presidentkommisjonens rapport, 2011, blant annet kap 9, s. 282.

<sup>200</sup> se blant annet presidentkommisjonens rapport, 2011, s. 253

## 16.4 Lærepunkt for norsk petroleumsvirksomhet

Presidentkommisjonen har, basert på omfattende informasjon om og analyser av ulykken, selskapene, industrien, myndigheter med mer over lang tid (tilbake til 70-allet), konkludert med at feil med styring av storulykkesrisiko som ligger til grunn for DwH-ulykken, er representative for det som er mulig i resten av industrien og et symptom for den rådende sikkerhetskulturen i hele næringen. Det er Petroleumstilsynets vurdering at DwH-ulykken må sees på som en vekker også for norsk petroleumsvirksomhet og at det må føre til et løft på styring av storulykkesrisiko.

Det er Petroleumstilsynets vurdering at Presidentkommisjonens konklusjon om behovet for utvikling av sikkerhetskulturen i hele industrien også må vurderes relevant i norsk petroleumsvirksomhet. Utvikling av en god sikkerhetskultur betinger et bredt engasjement og forpliktelse, fra selskapene (operatørselskapene, boreentreprenører, rettighetshavere etc.), fra arbeidstakerorganisasjoner, fra myndighetene etc. En god sikkerhetskultur betegnes blant annet av at selskapene tar et kollektivt ansvar for forbedringer på sikkerhetskritiske områder på en konkret, gjennom blant annet et synlig og ambisiøst engasjement i næringsorganisasjoner (OLF, NR og lignende), i standardiseringsarbeid (Norsok, Barents 2020, Samarbeid for Sikkerhet etc), regelverks-utviklingsarbeid (Regelverksforum), FOU (Petromaks, Demo2000, etc.). En viktig forutsetning for utvikling av sikkerhetskultur og forbedring av rammebetingelser for styring av storulykkesrisiko er utvikling av en ledelseskultur som vektlegger hensynet til sikkerhet, og der blant annet styrets og selskapsledelsens engasjement i sikkerhetsspørsmål blir tydeligere og synligere, både internt i selskapene, i ulike industrifora og i det offentlige rom for øvrig.

Gitt betydningen av trepartssamarbeidet i den ”norske modellen” vurderes det relevant at også arbeidstakerorganisasjonene vurderer sitt bidrag i forbedringsprosesser som ansees nødvendige for styring av storulykkesrisiko. Det vurderes i denne sammenheng aktuelt å se på hvordan hensynet til storulykkesrisiko kan balanseres med hensynet til arbeidsmiljø og velferd.

Petroleumstilsynet mener at spørsmålet om bedre varslerbeskyttelse som Presidentkommisjonen tar opp også må sees i sammenheng med ambisjoner knyttet til forbedring av sikkerhetskulturen i næringen. Petroleumstilsynet mener at viktige forutsetninger for en god sikkerhetskultur er blant annet utvikling av en ansvarskultur, der alle på sitt nivå tar ansvar for sikkerhet, og utvikling av en åpenhetskultur, som ønsker velkommen at sikkerhetsrelaterte utfordringer tas opp og at alle tar ansvar for sikkerhet.

DwH-ulykken bekrefter behovet for at Petroleumstilsynet og næringen fortsatt gir høy prioritet til forbedring av styring av storulykkesrisiko. Et løft på styring av storulykkesrisiko krever en bred satsing. Det er identifisert en rekke aktuelle tiltak som berører risikoanalyseverktøy, datatilfang, informasjon om risiko i virksomheten, kontekstforståelse, kompetanse, kommunikasjon i og mellom selskaper, sikkerhetskultur, ledelse, benchmarking av sikkerhetsytelse mv. Det handler også om å mobilisere selskapene, myndigheter og en rekke andre interessenter.

***Det er relevant for selskapene blant annet å vurdere å foreta en kritisk gjennomgang av den informasjonen som brukes for å styre storulykkesrisiko.*** Dette arbeidet kan omfatte blant annet en vurdering av:

- relevansen, påliteligheten og tidsmessigheten av indikatorene som brukes for å følge opp risikoutvikling,
- uhensiktsmessig bruk av indikatorer insentiver og belønningsordninger,
- behovet for bedre indikatorer og øvrig informasjon om virksomheten som kan benyttes for å få **tidlig** varsel om svekkelse i sikkerhetskritiske barriereelementer.

Det er Petroleumstilsynets vurdering at kvaliteten av informasjonen som legges til grunn for å styre storulykkesrisiko også er et spørsmål om hvilken oversikt aktørene har om sin egen virksomhet, og dermed et spørsmål om aktørenes egen kontroll. ***Petroleumstilsynet legger til grunn at styring av storulykkesrisiko ikke kan outsources og at selskapene derfor kan vurdere å ta en gjennomgang av de prosessene som er ment å gi nødvendig informasjon om virksomheten, vurdere blant annet hvordan disse prosessene understøtter en ansvarskultur og hvordan ulike ledelsesfunksjoner, revisjonsfunksjoner, tredjeparts verifikasjoner med mer bidrar i denne sammenheng.***

DwH-ulykken har bekreftet viktigheten av en rekke barrieresystemer, -funksjoner og -elementer. Det handler både om tekniske barrieresystemer, -funksjoner og -elementer, og om barrieresystemer, -funksjoner og -elementer tilknyttet kulturelle, organisatoriske og ledelsesmessige rammebetingelser for sikker virksomhet. Flere av disse barriereelementene kan ikke behandles på samme måte som tekniske barriereelementer. ***DwH-ulykken bekrefter dermed behovet for at Petroleumstilsynet og næringen fortsatt gir høy prioritet til arbeidet med forbedring av barrierestyring, og at denne satsingen dekker alle typer barriereelementer.***

Petroleumstilsynet ser også arbeidet med forbedring av barrierestyring i sammenheng med behovet for forbedring av vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr som er identifisert i norsk petroleumsvirksomhet<sup>201</sup> og utvikling av risikonivået i petroleumsvirksomheten.<sup>202</sup> ***Det ansees derfor relevant at næringen (gjennom for eksempel i OLF og NR) vurderer å mobilisere eller etablere egnede fora for å utvikle en bedre praksis med tanke på kvalifisering og vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr og egnevaluering av vedlikeholds-effektivitet i forhold til storulykkesrisiko. Det er naturlig at en slik satsing på industrinivå adresserer bredden av mulighetene og utfordringene på norsk sokkel, og blant annet adresserer særskilte vedlikeholdsbehov som følger av kaldt klima og aldring av innretninger, begrensningene som ligger i etablerte organisatoriske grenser og tradisjonelle kontraktmessige forhold.***

Ovennevnte erfaringer fra DwH omkring kommunikasjon mellom kunde og leverandør av utstyr og tjenester, er viktige også for storulykkesrisiko i norsk petroleumsvirksomhet, der mange entreprenører både bidrar til risiko og er utsatt for risiko. ***Petroleumstilsynet vil vurdere å presisere krav som klargjør ulike ansvarsområder, herunder ansvar til systematisk kravetterlevelse som påhviler hver aktør innenfor sitt ansvarsområde og hva det innebærer for leverandører av utstyr og tjenester. Det kan også være aktuelt for næringen å gjennomgå etablert praksis knyttet til kontraktstype, -innhold, -struktur, -relasjoner og insentiver, for å vurdere om hensynet til styring av storulykkesrisiko er godt nok ivarettatt.***

***Det kan dessuten vurderes å iverksette et ambisiøst utrednings- og utviklingsarbeid omkring verktøy for styring av storulykkesrisiko.*** Hovedformålet med dette arbeidet kan

<sup>201</sup> Se kapittel 9 om vedlikehold i del 1

<sup>202</sup> ref RNNP-2010



være å utvikle/identifisere formålstjenelig beslutningsstøtte for å kunne styre ulike typer risiko i forskjellige faser, forskjellige situasjoner, forskjellige type beslutninger, på forskjellige nivåer, med forskjellige formål, etc. Det kan vurderes å iverksette en prosess for å kartlegge og prioritere næringens behov for bedre analyseverktøy, slik at det skapes et eierskap til verktøyutvikling.

I lys av anbefalinger etter DwH-ulykken bør dette blant annet dekke risikoanalyseprosesser og -verktøy tilknyttet

- brønnplanleggingsfasen (brønndesign og boreplan),
- behovet underveis i operasjonsfasen for å håndtere endringer i forhold til boreplan bedre.

***Det må vurderes å overvåke utviklingen av risikoanalyseverktøy på disse områdene som pågår internasjonalt i kjølvannet av DwH- og Montaraulykkene, slik at de beste verktøyene implementeres på norsk sokkel.*** Med beste verktøy menes i denne sammenheng beslutningsstøtteverktøy som kan fremme en god forståelse av usikkerhet i den enkelte virksomheten, peke på aktuelle sikkerhetskritiske satsingsområder og anspore til robuste løsninger.

***Det er pekt på behovet for et større mangfold i risikoanalyseverktøy, tilpasset flere behov. Det er viktig at det også vurderes å utvikle analyseverktøy som kan bedre fange opp endringer i risiko og verktøy som kan adressere ikke-tekniske barriereelementer, med utgangspunkt i flere ulykkesperspektiver enn energi-barriere-perspektivet.***<sup>203</sup>

En slik FOU-satsing forutsetter at næringen selv går i spissen for å iverksette, finansiere og gjennomføre et slikt arbeid, og i størst mulig grad søke å inkludere flere og gjerne ulike fagmiljøer på våre universiteter og forskningsinstitusjoner. Myndighetene bør inngå som en sentral premissgiver, og brukere på forskjellige nivåer må ha en aktiv medvirkning. Forslaget bør drøftes nærmere med forskningsinstitusjoner og næringen.

***Petroleumstilsynet mener at DwH-ulykken bekrefter behovet for fortsatt satsing på et betydelig løft innen barrierestyring i norsk petroleumsvirksomhet,*** med fortsatt vektlegging på arbeidsprosesser for barrierestyring i et livsløpsperspektiv, og et engasjement fra alle partene, også entreprenører og redere. Ulykken bekrefter også at forbedring av barrierestyring bør dekke alle typer barrierer og alle ulykkesperspektiver.

***Presidentkommisjonen får godt frem at bedre styring av storulykkesrisiko i petroleumsvirksomhet går gjennom kompetente og sterke aktører. Tiltak som kan være aktuelle er blant annet:***

- ***Myndighetene vurderer selskapenes finansielle kapasitet som et sikkerhetsanliggende i aktørkvalifiserings- og lisenstidelingsprosesser.***
- ***Myndighetene bidrar, blant annet i aktørkvalifiserings- og lisenstidelingsprosesser, til at selskapenes sikkerhetsytelse blir en viktig forutsetning for å få tilgang til forretningsmuligheter.***

---

<sup>203</sup> En overordnet presentasjon av ulike ulykkesperspektiver fremgår for eksempel av Rosness, R., Grøtan, T.O., Guttormsen, G., Herrera, I.A., Steiro, T., Størseth, F., Tinmannsvik, R.K. og I., Wæro, 2010: Organisational accidents and resilient organisations: 6 perspectives. SINTEF report A17034.

- **Industrien gjennomgår prosesser og kriterier for kvalifisering av leverandører av utstyr og tjenester i lys av erfaringene fra DwH-ulykken og tidligere storulykker for å vurdere om hensynet til styring av storulykkesrisiko er godt nok dekket.**

**Som nevnt tidligere<sup>204</sup>, anbefaler Petroleumstilsynet blant annet å vurdere en presisering av regelverkskrav på en rekke områder, med tanke på å klargjøre blant annet**

- forskjeller mellom styring av storulykkesrisiko og arbeidsulykkesrisiko,
- ansvar som påhviler ulike funksjoner av betydning for storulykkesrisiko (ledelsesfunksjoner, revisjonsfunksjoner, rettighetshaver, entreprenør),
- kunde-leverandørforhold,
- ivaretagelse av regionale risikopåvirkende faktorer.

**Presidentkomisjonens anbefalinger bekrefter også hvor viktig det er at Petroleumstilsynet fortsetter å gi prioritet til arbeidet med RNNP og sikkerhetsytelse. Petroleumstilsynet deltar i et initiativ fra IRF med tanke på å harmonisere noen ulykkesdata internasjonalt. Petroleumstilsynet kan også vurdere om andelen av benchmarking i eksisterende RNNP- og sikkerhetsytelsesarbeid bør utvides, samt vurdere tiltak for at disse arbeidene bli brukt av flere interessenter.**

Forbedring av styring av storulykkesrisiko i norsk petroleumsvirksomhet går også gjennom bedre forvaltning av ulykkesrisiko hos myndighetene. **Aktuelle tiltak som berører regelverket, tilsyn, overvåking av risikoutvikling og sikkerhetsytelse i petroleumsvirksomheten er allerede nevnt. Det er også pekt på behovet for fortsatt prioritering av pågående arbeid med å utvikle risikoanalyseverktøy som er tilpasset myndighetenes rolle og behov, og som kan bidra til at hensynet til sikkerhet kan bli bedre vektlagt i konkurransen med miljøhensyn og verdiskapingshensyn, at større utfordringer knyttet til regionale risikopåvirkende faktorer blir bedre adressert på et industrinivå. Dette innebærer blant annet behovet for at Petroleumstilsynet gir prioritet til**

- **fortsatt metodisk utvikling for å beskrive ulykkesrisiko i et områdebaserte, langsiktig og samfunnsmessig perspektiv,**
- **fortsatt metodisk utvikling for å beskrive samfunnsmessige konsekvenser av storulykker i petroleumsvirksomheten,**
- **gjennomgang av praksis i næringen med hensyn til kost-nytte-vurderinger som i praksis brukes i forbindelse med beslutninger om risikoreduksjon, herunder vurdering av rådende perspektiver på nytteverdien av å investere i sikkerhetstiltak og av behovet for justering av etablert praksis.**

---

<sup>204</sup> Se kapittel 13 om robust regulering

## 17. ØKONOMI SOM RAMMEBETINGELSE

I dette kapittelet vil vi se på ulykken med Deepwater Horizon (DwH) fra et sikkerhetsøkonomisk perspektiv. Formålet er å benytte læring fra ulykken i vårt videre arbeid med å forstå hvordan økonomiske forhold kan påvirke selskapenes evne og insentiver til å arbeide med sikkerhet.

Kapittelet er tredelt: Vi ønsker først å kartlegge og vurdere både (1) mulige årsaker til ulykken som kan knyttes til økonomiske forhold<sup>205</sup> og (2) økonomiske konsekvenser av ulykken. Basert på dette vil vi gi (3) en konklusjon i form av hva vi mener er viktige spørsmål å adressere i vår videre oppfølging av selskapene innenfor sikkerhetsøkonomi<sup>206</sup>.

I denne kartleggingen/vurderingen er vi inne på typer bakenforliggende årsaker som kan være vanskelig å identifisere og se sammenhenger mellom, for eksempel hvordan økonomiske hensyn kan påvirke sikkerhetsstyring negativt eller hvordan insentiver og ulike beslutninger har vært viktige bidragsyttere til at ulykken skjedde - denne type informasjon kan det være ønskelig for involverte parter å skjule. Granskinger etter ulykker går sjeldent dypt inn i hvordan økonomiske faktorer har påvirket hendelsesforløpet. Granskningene etter DwH-ulykken har gått langt i å få klarhet i hvordan slike forhold kan ha spilt inn. Det har blant annet blitt pekt på sikkerhetskultur, ledelse, informasjon, standarder, regelverk, vedlikehold, myndighetenes oppfølging, kostnadspress, etc som bakenforliggende årsaker til ulykken.

Med utgangspunkt i den informasjonen om bakenforliggende årsaker som foreligger, har vi prøvd å forstå *mulige* økonomiske årsaker basert på det rapportene beskriver. De økonomiske konsekvensene er det også vanskelig å få en fullstendig oversikt over, både fordi det er vanskelig å kvantifisere ulike tap, for eksempel miljømessige og omdømmemessige konsekvenser, men også fordi ulike aktører er involvert, og fordi det rettslige oppgjøret om fordeling av erstatningsansvar vil pågå i årevis.

Etter å ha gjennomgått granskingsrapportene, ser vi at nesten alle (bakenforliggende) årsaker til ulykken er kjente i den forstand at vi har sett dem i tidligere ulykker. Det som skiller denne ulykken fra andre, er først og fremst de enorme økonomiske konsekvensene. Dersom det er slik at BP og de andre involverte selskapene undervurderte de økonomiske kostnadene av en storulykke, er kanskje dette den årsaken til ulykken som vi har mest å lære av. De større ulykkene BP har hatt tidligere<sup>207</sup> har ikke kostet BP særlig mye verken omdømmemessig eller i form av andre kostnader, bøter etc. En kan stille spørsmål ved om insentiver fra samfunnet (politikere, myndigheter, investorer) er sterke nok til at selskapene prioriterer sikkerhet i tråd med ambisjonsnivået.

Sett i lys av tidligere ulykker og ytre genererte insentiver for selskapene til å investere i sikkerhet bør vi kanskje ikke stille spørsmål ved selskapenes *evne* til læring, men heller *vilje* til læring. Selskapene lærer av det de finner økonomisk fordelaktig, og investerer i å lære der de finner det økonomisk fordelaktig. En kan si at de involverte selskapene har prioritert sikkerhet i tråd med de rammebetingelser og insentiver de hadde å forholde seg til, men at det gikk galt først når de fikk en ulykke med så enorme konsekvenser som på DwH.

---

<sup>205</sup> Utfra det som er fremkommet i ulike granskingsrapporter.

<sup>206</sup> Sikkerhetsøkonomi betrakter sammenhenger mellom blant annet sikkerhetsstyring og virksomhetsstyring.

<sup>207</sup> F.eks. Texas City (2005), Prudhoe Bay (2006), Thunder Horse (2005).

## 17.1 Økonomiske forhold som bakenforliggende årsaker

I dette delkapittelet analyserer/diskuterer vi de ulike funnene fra granskningene som er sentrale med hensyn til sikkerhetsøkonomiske problemstillinger.

Tradisjonelt har selskapenes overordnede mål vært å maksimere eierens inntekt og formue på kort og lang sikt.<sup>208</sup> Dette målet er også vedtatt ved lov i USA,<sup>209</sup> selvfølgelig innenfor de rammer samfunnet setter for forsvarlig virksomhet av hensyn til helse, miljø og sikkerhet. Samfunnet er avhengig av verdiskapingen i selskapene, på den måten blir arbeidsplasser generert, kompetanse etterspurt og deler av avkastningen ført tilbake til det offentlige gjennom skatter. Med en omsetning på størrelse med et norsk statsbudsjett, store skatteutbetalinger og en høy utbytterate er BP en viktig samfunnsaktør.

Det vil alltid være knapphet på ressurser, og konkurranse om disse i et selskap. I organisasjonen må det derfor prioriteres for å oppnå optimal ressursbruk. Dette gjelder også kostnader for å sikre den virksomheten som skal skape verdier og ivareta krav til forsvarlig drift - nødvendige kostnader for å skape verdi. Regelverkets oppgave er å ivareta det markedet ikke ivaretar. Samfunnsansvarlige selskaper internaliserer og omstiller dette til interne krav. BP hevder å være blant selskapene som står som en slik aktør, som ikke går på akkord med krav til sikker virksomhet.

Aktører styrer virksomhet gjennom en struktur av insentiver som frambringer verdiskaping. Dette omfatter også insentiver som på et hvert nivå både påvirker og skal sørge for å rydde opp i målkonflikter og dilemmaer som måtte oppleves på individnivå.

DwH-ulykken viser, på lik linje med en rekke andre hendelser, at enkeltaktører ikke handler perfekt, heller ikke markedet. Dette fordi vi på et hvert nivå er mennesker. Mennesker strever under konflikter og dilemmaer, og menneskene i organisasjonen kan enkeltvis eller gruppevis gå på akkord med det som er forsvarlig.

Konsekvensene av prioriteringer på bakgrunn av knapphet på ressurser og incentivstrukturer i organisasjonen kan være mange, blant annet:

- Beslutninger fattes selv om nødvendig kompetanse og andre ressurser ikke er på plass når beslutninger skal gjennomføres, dette på alle nivå i en organisasjon.
- Beslutningstaker (agenten) kan gå på tvers av selskapets (prinsipalens) krav til forsvarlig virksomhet, og ikke ta de nødvendige kostnadene til forsvarlig virksomhet med i betraktning når en beslutning tas.
- Noen velger å kalle dette en målkonflikt, og påberoper seg ved dette et forhandlingsrom utenfor det forhandlingsbare. Ptil hører ikke at selskapene (prinsipalen) selv uttrykker seg slik.

---

<sup>208</sup> Kåre P Haugen, Fra analyse til beslutning – samfunnsøkonomisk lønnsomhetsvurdering, Concept rapport Nr 17 kapittel 14 - 2007

<sup>209</sup> DHS, 2010, Rapport 3.

## 17.2 Vurdering av sikkerhetsøkonomiske funn etter DwH-ulykken

### 17.2.1 Balanse mellom hensynet til økonomi og sikkerhet

I 1995, da John Browne overtok direktørstolen i BP, var selskapets mål å bli blant de største (*supermajors*). Planen for å nå dette målet var gjennom fusjoner, oppkjøp og effektivisering. Denne strategien virket; i løpet av en tolvårsperiode hadde verdien på selskapet firdoblet seg, og BP ble ansett å være blant *supermajors*.<sup>210</sup>

Tegn kan imidlertid tyde på at den vekst- og effektiviseringsstrategien som det ble lagt opp til skapte en ubalanse i selskapet mellom investeringer i sikkerhet og fokus på kostnadsutt og andre investeringer. Den sterke oppmerksomheten rettet mot kostnadsdisiplin førte til at nødvendige tekniske oppgraderinger og vedlikehold ble nedprioritert og et kostnadspress på eldre og nyere fasiliteter. Flere større hendelser ga BP indikasjoner på at kostnadsfokus kan ha gjort selskapet mindre robust med hensyn til storulykker.<sup>211</sup>

Browne ble etterfulgt av Tony Hayward som BPs CEO. I forkant av skiftet uttalte Hayward seg negativt om hvordan selskapet hadde vært ledet: "BP has a management style that *made a virtue out of doing more for less*" og at hans visjon; "has set out a vision for the UK company this year that includes intensifying safety efforts, improving performance and *adhering evermore strongly to BP values*".<sup>212</sup> Selskapet hadde en av de beste porteføljene i industrien, men sammenlignet med andre *supermajors* ga ikke porteføljen like stor økonomisk avkastning. For å lukke konkurransegapet til de andre *supermajors* ble det satt i gang effektivitetstiltak.<sup>213</sup> Redusert arbeidstokk og lavere kostnader førte i mars 2010 til at det økonomiske konkurransegapet til Shell var lukket.<sup>214</sup> Flere har stilt spørsmål ved om BP førte en mer "aggressiv styring" enn andre store operatørselskaper som innebar høyere risikovillighet.

Det kostnads- og effektivitetsfokus som var lagt til grunn hos toppledelsen, kan ha påvirket beslutninger nedover i DwH-organisasjonen. I forkant av ulykken ble det gjort flere beslutninger som sparte tid og dermed penger (tabell 1). Vi har ikke grunnlag for å si at dette er enestående for BP sammenliknet med andre selskaper, men ting tyder på at BP har gått langt i å velge de mest tids- og kostnadseffektive løsningene og dermed blitt mindre robuste for ulykker.

---

<sup>210</sup> DHSG, 2010. Rapport

<sup>211</sup> Oljelekkasje i Alaska, Thunder Horse og Texas City.

<sup>212</sup> Financial Times, 2007. <http://www.ft.com/cms/s/0/6600bdaa-a43c-11db-bec4-0000779e2340.html#ixzz1JD9IVXBm>

<sup>213</sup> DHSG, 2010. Rapport

<sup>214</sup> BP Strategy Presentation, London 2 March 2010:

[http://www.bp.com/liveassets/bp\\_internet/globalbp/STAGING/global\\_assets/downloads/LIC\\_bp\\_strategy\\_presentation\\_march\\_2010\\_slides.pdf](http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/STAGING/global_assets/downloads/LIC_bp_strategy_presentation_march_2010_slides.pdf)

Decision	Was There a Less Risky Alternative Available?	Less Time Than Alternative?	Decision Maker
Not Waiting for More Centralizers of Preferred Design	Yes	Saved time	BP onshore
Not Waiting for Foam Stability Test Results and/or Redesigning Slurry	Yes	Saved time	Halliburton (and perhaps BP) onshore
Not Running Cement Evaluation Log	Yes	Saved time	BP onshore
Using Spacer Made From Combined Lost Circulation Materials to Avoid Disposal Issues	Yes	Saved time	BP onshore
Displacing Mud From Riser Before Setting Surface Cement Plug	Yes	Unclear	BP onshore
Setting Surface Cement Plug 3,000 Feet Below Mudline in Seawater	Yes	Unclear	BP onshore (approved by MMS)
Not Installing Additional Physical Barriers During Temporary Abandonment Procedure	Yes	Saved time	BP onshore
Not Performing Further Well Integrity Diagnostics in Light of Troubling and Unexplained Negative Pressure Test Results	Yes	Saved time	BP (and perhaps Transocean) on rig
Bypassing Pits and Conducting Other Simultaneous Operations During Displacement	Yes	Saved time	Transocean (and perhaps BP) on rig

**Figur 15 - Tabell 1 Eksempler på beslutninger som sparte tid og penger og kan ha gitt økt risiko<sup>215</sup>**

Det kan være flere grunner til at de mest tids- og kostnadseffektive alternativene ble valgt. Et aspekt som er trukket fram er hvordan ulike typer insentiver kan ha påvirket de valgte løsningene. Her kan det være snakk om både *tilsiktede* og *utilsiktede insentiver*. Tilsiktede insentiver er for eksempel det å knytte belønning til konkrete prestasjoner. Blant annet er det vist til at BP hadde innført et insentivsystem som belønnet innsparinger. Det var til dels gjort for å lukke konkurransegapet til sammenlignbare selskaper.<sup>216</sup>

Det var stor oppmerksomhet på kostnader i Macondoorganisasjonen. I løpet av boringen hadde BPs Macondoteam (onshore) daglige samtaler om hvor lang tid ulike oppgaver ville ta. Den aktuelle tiden det tok ble rapportert og utførelsen delt med riggmannskapet. Detaljerte regneark over riggtid og kostnader ved hver aktivitet ble benyttet (Chief Counsel's Report, 2011, s. 246-7). Macondo lå svært dårlig an i forhold til effektivitetsindikatorer for boring: Blant de 10 % dårligste når det gjaldt "antall dager per 10.000 fot boret", og også når det

<sup>215</sup> Chief Counsel's Report 2011

<sup>216</sup> DHS, 2010. Rapport 3. s 25.

gjaldt indikatoren ”ikke-produktiv tid”. BP måtte innhente tillatelse fra de andre lisenseierne for å kunne fortsette boringen (Chief Counsel’s Report, 2011, s. 247). BP fokuserte sterkt på å få ned boretiden; selskapet utfordret sine ingeniører til å utføre oppgavene ”raskere enn det som var gjort tidligere” og være ”den beste av de beste”. BP hadde generelt bonusordninger til sine ledere som var styrt av boreeffektivitet, og Macondoteamet var spesielt kjent for å fokusere på kostnader og ytelse i sine personlige evalueringer. Mange av lederne hadde boreeffektivitet som sin personlige målsetning for året 2010. ”Hver dollar teller” ble et slagord og hadde førsteprioritet i perioden med mindre etterspørsel etter olje i 2008 (ibid., s. 248).

BPs jag etter å bedre effektiviteten medførte en tendens til å behandle redundans som ineffektivitet. Aktiviteter som medførte ekstra kostnader, og som ikke umiddelbart bidro til å sikre brønnen, kunne da bli vurdert som ikke forsvarlig (ibid., s. 248). Budsjettet for Macondoboreprogrammet var sprengt, både økonomisk og tidsmessig.

Sett i lys av dette kan ulike insentiver ha ført til at beslutninger i Macondo organisasjonen presset beslutningene mot grensen for hva som var sikkerhetsmessig forsvarlig, ved

- at billigere og raskere brønnløsninger ble valgt,
- utelatelse av sikkerhetskritiske tester som krevde lenger riggtid,
- at brønntester som skulle vært gjort under leteboring ikke ble gjennomført og overlatt til de som skulle sette brønnen i stand til produksjon.

#### 17.2.2 Markedssvikt

I økonomisk forstand forklares ofte ulykker<sup>217</sup> ved former for markedssvikt. Når vi betrakter ulykken fra et sikkerhetsøkonomisk perspektiv, er det interessant å bruke økonomenes benevnelser på mulige årsaksforhold.

Markedssvikt oppstår blant annet som følge av

- eksterne virkninger: Effekter som er eksterne i forhold til bedrifter, men som er samfunnsøkonomiske relevante (når markedstransaksjoner påfører en tredjepart kostnader eller nytte som aktørene i markedet ikke tar hensyn til),
- goder som det er vanskelig å håndheve eksklusiv eiendomsrett til, eller individualisere bruken av (for eksempel miljøgoder),
- ufullstendig/asymmetrisk informasjon: Mangel på eller tilgang til relevant informasjon i markedet.

Markedssvikt fører til at aktørene ikke står ovenfor korrekte priser, og vil derfor velge løsninger som ikke er optimale. For eksempel kan dette gjelde *prissetting av risiko*.

#### 17.2.3 Manglende informasjon og feilprising av risiko

I granskingsrapporter og artikler etter DwH-ulykken blir det pekt på flere tilfeller av at asymmetrisk informasjon kan ha forekommet. Blant annet blir det vist til

- mangelfull informasjonsdeling, både innad i selskapene og mellom selskapene,

---

<sup>217</sup> Ulykker i økonomiske system kalles som oftest kriser. Når noen av forutsetningene for et frikonkurransemarked ikke er oppfylt vil det kunne føre til en ineffektiv ressursbruk (markedssvikt) som kan lede til kriser.

- mangelfull verifikasjon av informasjon i form av blant annet manglende testing,
- mangelfull etterspørsel etter informasjon,
- mangelfull innhenting av informasjon i forkant av operasjonene,
- oppmerksomhet på feil informasjon.

På ulykkesdagen var for eksempel flere toppledere ute på DWH for en ”management visibility tour”.<sup>218</sup> Hensikten var å påpeke viktigheten av sikkerhet og gi riggen med personell gratulasjoner på den gode LTI-statistikken de hadde (7 år uten LTI). På det tidspunktet visste personellet ombord at brønnen ga tvetydige signaler, men dette ble aldri kommunisert til de besøkende som hadde lang erfaring innen boring og brønn. På den andre siden er det et paradoks at de besøkende ikke etterspurte informasjon om den mest risikofylte operasjonen som pågikk på innretningen, gitt hensikten med besøket.

Det blir også vist til mangelfull informasjonsdeling mellom selskapene som var involvert i operasjonene på Macondo. For eksempel ble ikke endringer i brønndesign kommunisert til alle de involverte selskapene<sup>219</sup>, noe som kan ha redusert muligheten for disse selskapene til å påpeke eventuelle risikoforhold.

Risikoanalysene i forkant av Macondooperasjonene var preget av en standardisert framgangsmåte som tok utgangspunkt i tidligere analyser med tilhørende forutsetninger. Blant annet er det blitt vist til at de skisserte beredskapsplanene var utarbeidet på generell basis og ikke individuelt for Macondoprospektet.

BP var opptatt av sikkerheten på Macondo, men sikkerheten ble målt med indikatorer for personlig sikkerhet og ikke storulykkesindikatorer.<sup>220</sup> Granskinger<sup>221</sup> har vist at indikatorer for personlig sikkerhet ikke gir et fullgodt bilde av storulykkesrisikoen. Denne oppmerksomheten mot personlige sikkerhetsindikatorer kan ha skapt en falsk trygghet om lav storulykkesrisiko på Macondo.<sup>222</sup>

Asymmetrisk informasjon ledet til at mange i Macondoorganisasjonen tok beslutninger som innebar høyere risiko enn man var klar over.

Et annet viktig aspekt for å kunne prise risiko riktig er at selskapene tar innover seg (internaliserer) alle relevante kostnader ved en eventuell ulykke. Gjennom regler, lover, tilsyn, straff, etc er myndighetenes mål å sørge for at selskapene tar innover seg eksterne virkninger av en eventuell ulykke. Men myndighetene kan i noen tilfeller oppleve det samme dilemmaet som selskapene står overfor med hensyn til balansering av sikkerhet og verdiskaping. Myndighetene ønsker også et høyt sikkerhetsnivå uten at det skal gå utover verdiskapingen. Etter DWH-ulykken er det blitt pekt på at myndighetene ved MMS hadde bygd inn finansielle insentiver for å fremme offshore boring som kunne komme i konflikt med sikkerheten.<sup>223</sup>

---

<sup>218</sup> Hopkins, A., (2011). Management Walk-arounds: Lessons from the Gulf og Mexico Oil Well Blowout. Working Paper 79, Februar 2011.

<sup>219</sup> Chief Counsel's Report 2011.

<sup>220</sup> Chief Counsel's Report 2011.

<sup>221</sup> Spesielt granskinger og rapporter etter Texas City ulykken, Jf. Hopkins, A. 2009. *Failure to learn: the BP Texas City refinery disaster*.

<sup>222</sup> Chief Counsel's Report 2011.

<sup>223</sup> Chief Counsel's Report, 2011.



Det er også pekt på at USA etter Exxon Valdez-ulykken satte et tak på tredjepartsansvar for selskapene på 75 millioner USD. I ettertid har det vist seg at disse kostnadene er blitt betydelig høyere for BP enn det taket som er gitt i Oil pollution Act<sup>224</sup> og hadde per 12.5.2011 nådd 4,5 milliarder USD.<sup>225</sup>

Det myndighetspålagte taket for tredjepartsansvar kan dermed ha vært med på gi et feil bilde av den økonomiske risikoen som selskapene stod overfor.

### 17.3 Økonomiske konsekvenser

I dette delkapittelet prøver vi å synliggjøre de økonomiske konsekvensene etter DwH-ulykken.

For å kunne rettferdiggjøre investeringer i sikkerhetstiltak, er det viktig å ha en best mulig oversikt over nytteverdien av investeringene. Et viktig aspekt ved nytteverdien er å inkludere kostnadene ved hendelsene som tiltakene skal forebygge i beslutningsunderlaget. Manglende oversikt over disse potensielle kostnadene kan medføre at det ikke blir foretatt optimale investeringer.

Når man behandler nytteverdien av investeringer i sikkerhetstiltak, er det viktig å ta hensyn til at det ofte er stor usikkerhet rundt størrelsene som er relevante å ta med. Mange av størrelsene er ukjente på beslutningstidspunktet både fordi konsekvensbildet er uklart, men også fordi nytteeffektene kan komme langt frem i tid. Gevinster kan ikke observeres og predikeres på samme måte som kostnader.

Som nevnt innledningsvis, er de økonomiske konsekvensene vanskelige å få en fullstendig oversikt over på nåværende tidspunkt. Det er også vanskelig å si noe om hvilke kostnader som påføres BP og hvilke som påføres andre selskap og samfunnet for øvrig. Nedenfor har vi satt opp ulike kostnader av ulykken basert på anslag fra ulike kilder<sup>226</sup>, og vi har sammenliknet dette med tapet i markedsverdi for BP i perioden etter ulykken.

Tabellen antyder et samlet kostnadsintervall på mellom 200-400 milliarder kroner. Usikkerheten er kanskje mest avhengig av hvilke bøter de involverte selskapene vil få, og hvilke omdømmemessige konsekvenser ulykken har. Ikke alle disse kostnadene vil måtte dekkes av BP, men av andre selskap (både involverte og ikke-involverte), forsikringsselskap og samfunnet for øvrig.

---

224 Blant annet som følge av et massivt press fra Obama-administrasjonen.

225 <http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9036580&contentId=7067577>

226 <http://www.iii.org/presentations/Deepwater-060210/>

[http://www.bp.com/liveassets/bp\\_internet/globalbp/STAGING/global\\_assets/downloads/B/bp\\_first\\_quarter\\_2011\\_results.pdf](http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/STAGING/global_assets/downloads/B/bp_first_quarter_2011_results.pdf)

<http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=41&contentId=7067505>

[http://www.bbc.co.uk/search/deepwater\\_horizon](http://www.bbc.co.uk/search/deepwater_horizon)

<http://www.restorethegulf.gov/>

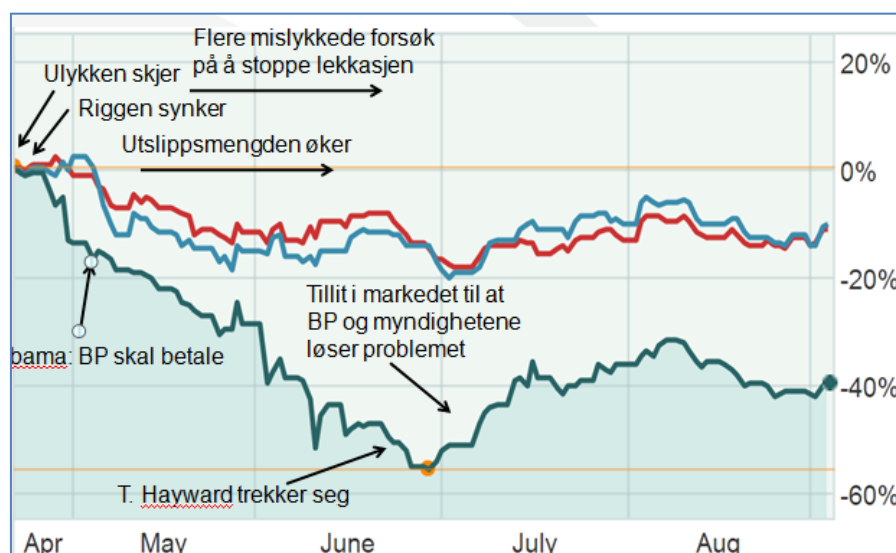
[http://en.wikipedia.org/wiki/Deepwater\\_Horizon\\_oil\\_spill](http://en.wikipedia.org/wiki/Deepwater_Horizon_oil_spill)

Type tap	Kostnad	BP	Andre inv. aktører	Forsikring	Samfunn
Opprydning	50 mrd.	X	X	X	X
Tap av rigg/utstyr	3-4 mrd.		X	X	X
Tap av liv (11)	1-2 mrd	X	X	X	X
Tapt produksjon	2 mrd.	X	X		X
Miljø, fisker, turisme	100 mrd.	X	X	X	X
Økte kostnader	?	X	X		X
Straff, bøter	15-100 mrd.	X	X		(X)
Omdømme	?	X	X		X
Moratorium	12-14 mrd.	X	X		X
SUM	200-400 mrd?				

Figur 16 - Tabell 2 Anslag på økonomiske konsekvenser etter DwH-ulykken

#### 17.4 Endring i BPs markedsverdi etter ulykken

Utviklingen i selskapenes markedsverdi er en god indikator på hvor høye de økonomiske kostnadene etter ulykken kan være. Her har vi kun sett på BPs utvikling i markedsverdi, men også andre direkte og indirekte involverte selskapers markedsverdi er relevante å analysere. I figur 3 har vi sett på utviklingen i aksjekursen til BP, Shell og Exxon fra datoen ulykken skjedde og fire måneder frem i tid. Også Shells og Exxons aksjekurs sank i dette tidsrommet, noe som både kan forklares ved at ulykken påvirket andre selskaper negativt (bl.a. moratorium og omdømmemessig) og at det var uro på børsene på grunn av politisk uro i Europa og vulkanutbrudd på Island.

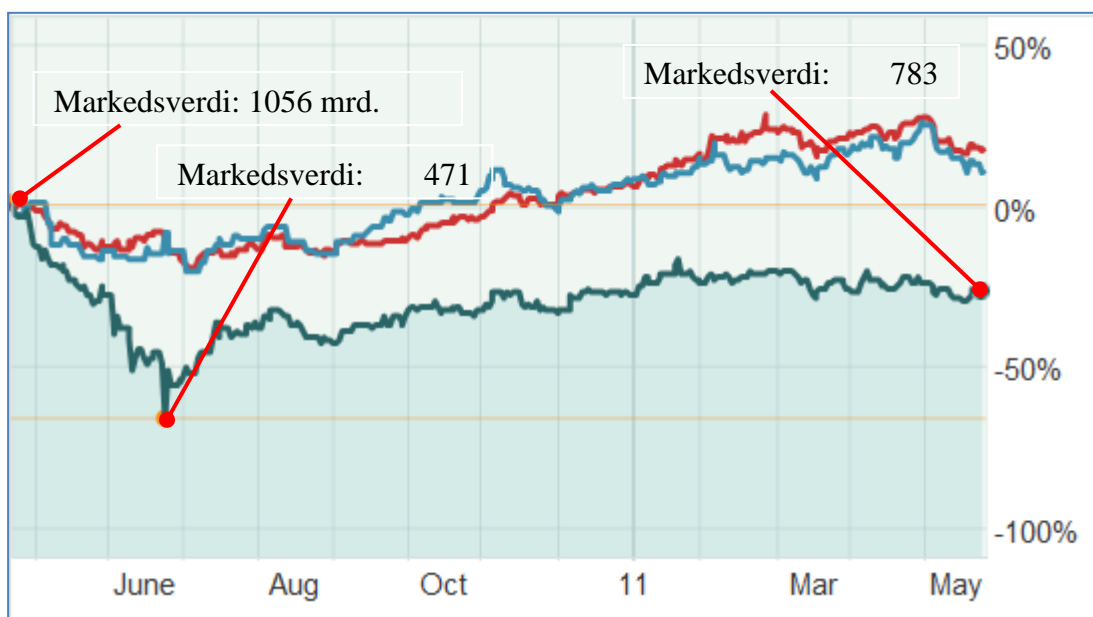


Figur 17 BP, Exxon og Shell: Utvikling i aksjekurs april – september 2010

Bunnen i BPs markedsverdi inntraff 25. juni, nesten tre uker før de klarte å stanse oljelekkasjen endelig. Dette forklares blant annet ved at

- markedet allerede da begynte å få tiltro til at BP håndterte situasjonen på en god måte,
- muligheten for at BP ville gå konkurs ble ansett som mindre sannsynlig, gitt at BP hadde såpass mange eiendeler som kunne generere tilstrekkelige pengesummer ved salg,
- Tony Hayward fratok seg selv ansvaret for håndteringen av oljelekkasjen 23. juni og at han like etterpå gikk av skapte tillit,
- børsverdien til BP var da 498 milliarder (25. juni 2010)

Figur 4 viser at BPs markedsverdi sank med 55,4 % fra den datoen ulykken skjedde (20. april 2010) til bunnpunktet inntraff (25. juni 2010). Dette fallet representerte en samlet verdi på 585 milliarder norske kroner<sup>227</sup>. I perioden fra august 2010 og frem til i dag (25. mai 2011) har kursen stabilisert seg, med en svak oppgang. De andre to selskapene i figuren (Exxon og Shell) stiger mer i denne perioden, noe som indikerer fortsatt usikkerhet om hvordan BP blir rammet av de samlede kostnadene av ulykken (først og fremst fordeling av kostnader mellom involverte selskap og bøter). Den 25. mai 2011 var samlet markedsverdi av selskapet på 783 milliarder norske kroner. Dette representerer en nedgang på 276 milliarder (25.9 %), et tall som indikerer hva markedet på det nåværende tidspunkt tror ulykken vil koste BP.



**Figur 18 BP: Utvikling i aksjekurs BP, Exxon og Shell og samlet markedsverdi (BP) april 2010 - mai 2011**

### 17.5 Sentrale spørsmål og mulige tiltak

I de foregående delkapitlene har vi fått frem at 1) de økonomiske konsekvenser av DwH-ulykken har oversteget kostnadene ved alle tidligere ulykker i petroleumsnæringen, og at 2) incentivstrukturer og en uheldig balanse mellom sikkerhet og økonomiske mål/kostnadskutt har vært sentrale bakenforliggende årsaker til ulykken.

<sup>227</sup> Vi har benyttet en dollarkurs på 5,6 kroner

*Basert på dette mener vi at relevante spørsmål for næringen og myndighetene å undersøke nærmere, er:*

- *Hvor er det behov for bedre informasjonsgrunnlag/systemer med underliggende undersøkelser og målinger som sier noe om når organisasjonene beveger seg i retning av at hensynet til sikkerhet i virksomheten ikke er forsvarlig ivaretatt*
- *Hvor er det behov for bedre kunnskap, granskingsmetodikker etc. som bedre forklarer hvordan ulike (økonomiske) incentiver påvirker styring av sikkerhet*
- *Hvor er det behov for bedre kunnskap om nytteverdien av å investere i sikkerhetstiltak, og metoder/verktøy for å uttrykke dette – For å oppnå en riktigere prising av risiko?*
- *Hvor er det behov for en grundigere vurdering av i hvilken grad sikkerhetsmessige hensyn i tilstrekkelig grad inngår beslutningsgrunnlaget på selskapsnivå?*
- *Bør Ptil rette ytterligere oppmerksomhet mot hvordan aktørene reviderer seg selv, og foretar nødvendige korreksjoner mht. etterlevelse av aktørenes egne krav? DwH-ulykken bekrefter at slik gjennomgang eventuelt også må omfatte øverste nivå selskapet.*

## 18. RAMMEBETINGELSER FOR SIKKERHETSRELATERT FOU

Presidentkommisjonens rapport<sup>228</sup> peker på de siste årenes nedprioritering av FoU relatert til petroleumsvirksomheten. Kommisjonen anbefaler at det utvikles en ordning for finansiering av FoU relatert til oljevernberedskap og miljømessige konsekvenser av akutt oljeforurensing<sup>229</sup>, og peker dessuten på behovet for å satse ordentlig på FoU som kan bidra til et solid vitenskapelig faglig grunnlag for aktiviteter i arktiske strøk<sup>230</sup>.

Kommisjonens rapport<sup>231</sup> peker på behovet for utvikling av teknologi og praksis med tanke på å unngå design- og utstysfeil, og nevner spesielt fokus på fjernovervåking og -diagnostisering.

### 18.1 Lærepunkt for norsk petroleumsvirksomhet

Det er også i Norge viktig å sikre gode rammebetingelser for sikkerhetsrelatert FoU generelt og sikkerhetsrelatert FoU i forbindelse med fremtidig petroleumsvirksomhet i våre nordlige havområder spesielt. Det er viktig at sikkerhetsrelatert FoU gis høy prioritet i forbindelse med teknologiutvikling, slik presidentkommisjonens rapport anbefaler, men det er viktig at det også satses på kunnskapsutvikling innen blant annet risikostyring og ledelse.

*For å nå Regjeringens mål om å være verdensledende på området helse, miljø og sikkerhet, bør en vurdere å kartlegge i hvilken grad rammebetingelsene for forskningen innenfor relevante områder er tilstrekkelige, og om rammebetingelsene i tilstrekkelig grad bidrar til at en får løst større utfordringer, får gjort de store løftene eller får til de store teknologiske sprangene. Forskning som er fragmentert, uten forutsigbare og langsiktige rammebetingelser, vil etter vår vurdering kunne være til hinder for å nå målet. Vi registrerer også at kvalifisering og implementering av tilsynelatende gode løsninger ofte er en utfordring. En bør derfor vurdere hvorvidt en gjennom de rammebetingelser som gis for FoU i større grad enn i dag kan bidra til å sikre en enklere og kortere vei fra ide til implementerte og anvendelse av gode løsninger i næringen.*

*Det vurderes relevant å foreta en gjennomgang av FoU som gjennomføres i regi av NFR for å vurdere om blant annet*

- *hensynet til forebygging av storulykker og skader relatert til arbeidsmiljøet en viktig driver for forskningen (for eksempel i forbindelse med kvalifisering av teknologiutvikling i regi av Petromaks og Demo2000), eller om det mer er preget av å være "tilfeldig" spin-off (biprodukt) som en følge av annen FoU,*
- *FoU relatert storulykkesrisiko og arbeidsmiljø er tilstrekkelig prioritert og integrert,*
- *balansen mellom storulykkesrisiko og arbeidsmiljø er den rette, og om*
- *balansen mellom forebygging og konsekvensreduserende tiltak/løsninger er den rette.*

---

<sup>228</sup> Blant annet kap 8 s.229

<sup>229</sup> "mandatory funding for oil spill research and response technology"

<sup>230</sup> "comprehensive federal research effort to provide a foundation of scientific information on the Arctic".

<sup>231</sup> kap 9 s.253

*Det kan også utredes hvilke virkemidler som kan fremme sikkerhetsrelatert FoU i petroleumsvirksomhet og som kan bidra til å unngå at ny teknologi fører til økt ulykkesrisiko.*

FoU-behov er omhandlet underveis i rapporten og dekker blant annet robust regulering og flere områder av betydning for styring av storulykkesrisiko.

## **VEDLEGG**

**Vedlegg 1 Kort innføring i boreteknologi og -systemer til havs**

**Vedlegg 2 Referansehendelser**

**Vedlegg 3 Datagrunnlag for SINTEF**

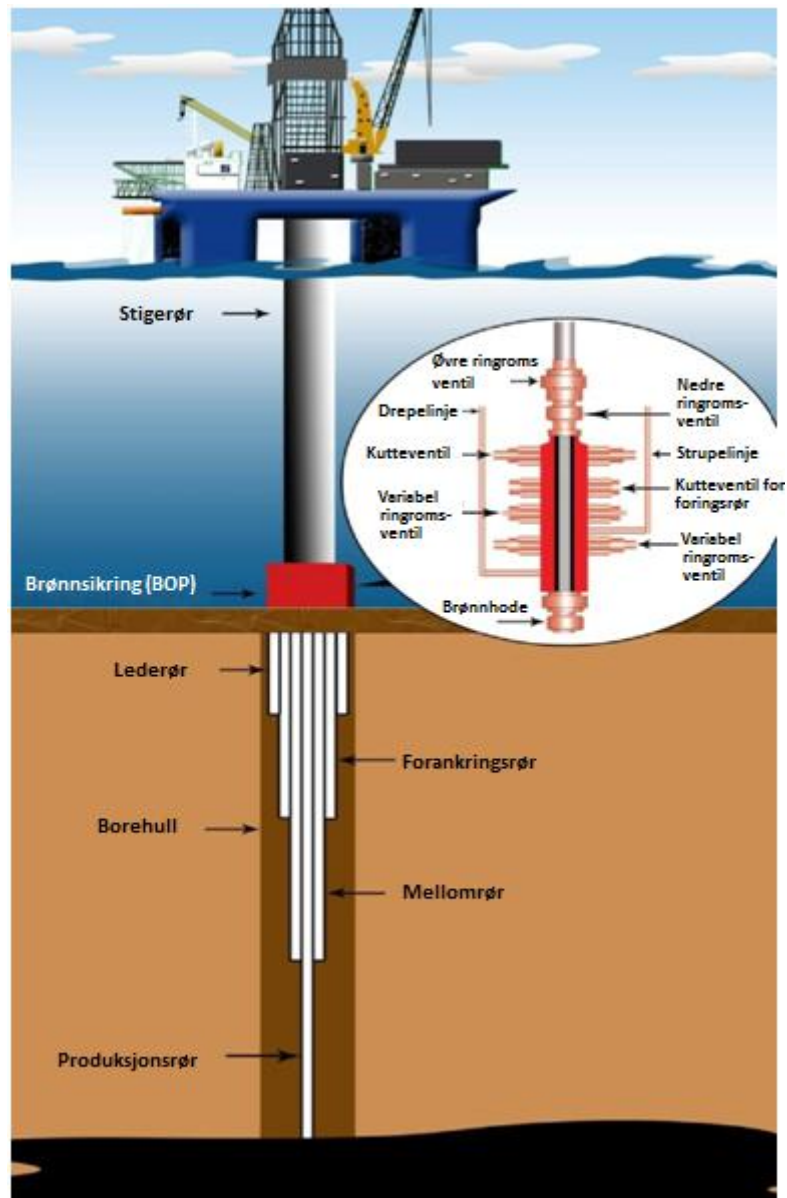
*(siden blank)*



## VEDLEGG 1 KORT INNFORING I BORETEKNOLOGI OG -SYSTEMER TIL HAVS

I dette vedlegget gis en kort innføring i boring med bruk av en flyttbar innretning.

Proessen med å bore en brønn til havs begynner med å posisjonere en boreinnretning over området man ønsker å undersøke.



Figur 19: Skisse av brønnkonstruksjon til havs<sup>232</sup>

(Kilde: National Commitionon the Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, 2010)

<sup>232</sup> Høyde- og breddeforhold i figuren er sterkt fortegnet for illustrasjonsformålet.

Fra innretningen senkes en borestreng med en borekrone til sjøbunnen og boringen startes. Når borehullet har nådd en på forhånd bestemt dybde, blir det installert et fôringsrør som består av et antall sammenkoblede rørseksjoner. Dette første fôringsrøret, kalt lederør, settes for å stabilisere de myke sedimentene i toppen av borehullet slik dette ikke raser sammen når boringen fortsetter. Når lederøret er på plass, bores det en ny hullseksjon, og neste fôringsrør med mindre diameter (typisk 20 tommer) installeres med et høytrykksbrønnehode øverst. Deretter blir en utblåsingssikring (BOP) senket til sjøbunnen og koblet til brønnehodet. Fra utblåsingssikringen til boredekk på innretningen installeres det et marint stigerør som forbinder brønnen med overflaten.

Etter hvert som boringen fortsetter i dybden, blir ytterligere fôringsrør, som har litt mindre diameter enn hullet laget av borekronen, satt i borehullet og støpt fast med sement. Denne prosessen skal sikre at borehullet ikke kollapser, og isolerer borehullet fra mulige lommer av gass eller vann i lagene borehullet går gjennom. Et fôringsrør består av 12 meter lange rørlengder av samme diameter som er koblet sammen med gjenger i en lengde som tilsvarer hullseksjonen den skal settes i.

I de videre seksjonene av borehullet blir fôringsrør med mindre diameter installert og støpt fast. Det ytterste fôringsrøret kan ha en diameter på opptil 90 cm (36 tommer), mens det innerste fôringsrøret kan ha en diameter på 15 cm (6 tommer). Typen fôringsrør og typen sement som brukes er bestemt av forholdene i brønnen som bores (dybde, temperatur, trykk, osv). Når brønnen er i produksjon, vil hydrokarbonene komme til overflaten gjennom produksjonsrøret som går ned gjennom det innerste fôringsrøret.

Mens boreprosessen pågår, blir borevæske pumpet ned i borerøret gjennom dysene på borekrona og returnerer opp gjennom ringrommet mellom brønnveggen eller fôringsrøret og borestrengen. Borevæskens hovedfunksjon er å opprettholde brønnkontroll, samtidig som den kjøler ned borekronen og frakter borekaks opp fra bunnen av borehullet. For å opprettholde brønnkontroll må trykket som oppstår av vekten til borevæsken i borerøret og ringrommet, være større enn trykket i formasjonene i borehullet. Forskjellige indikatorer på målinger av brønntrykk gjør det mulig for mannskapet på innretningen å holde trykket mot formasjonen i balanse med å regulere borevæskens egenvekt.

Når trykket i lommene av olje, gass eller vann som treffes i permeable lag under boreprosessen blir høyere enn trykket av borevæsken, kan borevæsken delvis fortrennes av formasjonsvæske. Dette kalles et brønnsparke eller "kick". Dersom et brønnsparke inntreffer, blir BOP på havbunnen stengt, og man kan kontrollert pumpe ut formasjonsvæsken ved å sirkulere inn tyngre borevæske og dermed gjenopprette kontroll over trykket i brønnen. Dersom BOP ikke stenger som forutsatt, kan det oppstå en ukontrollert utstrømning fra brønnen eller en utblåsing.

En BOP er oppbygd av en serie av forskjellige høytrykksventiler (BOP-funksjoner er beskrevet i kapittel 4). De innerste fôringsrørene og borerøret kan senkes ned i borehullet gjennom BOP. Ved tap av brønnkontroll, kan en eller flere av BOP-ventilene aktiveres fra boreinnretningen for å stoppe inntrengning av formasjonsvæske. En lukkeventil og/eller en ringromssikring lukkes rundt borerøret, som stanser oppadgående borevæske og trykk gjennom ringrommet mellom borerøret og fôringsrøret. En kutteventil kan brukes for å kutte gjennom hele borerøret og forsegle borehullet. Hvis ordinær aktivering av BOP ikke lykkes, kan den aktiveres ved hjelp av et akustisk back-up system eller av fjernstyrte

undervannsfartøyer (ROVer), som kan utløse lukking av utvalgte ventiler i BOP. Det akustiske systemet gir et signal fra innretningen gjennom vannet. Dersom man mister hydraulisk eller elektronisk kontakt med BOP, kan ventilene for noen sikringsventiler stenges av automatisk og stigerøret kobles fra toppen av BOP.

En BOP blir aktivert hydraulisk. Hydraulikkvæsken blir tilført fra akkumulatorsystemet på innretningen gjennom tynne rør som går ned langs stigerøret og kobles til BOP. En BOP har to separate styremoduler (eng.: pods) for å sikre redundans. Den hydrauliske væsken blir distribuert av en styremodul til de ønskede funksjonene. Kommunikasjonssystemet fra overflaten til styremodulene kan enten være hydraulisk eller elektrisk. Alle systemets kommandoer kan bli sendt fra minst to alternative kontrollpaneler på innretningen. Havbunns-BOPer har også påmonterte akkumulatorflasker som forsyner hydraulisk væske for å aktivere BOPens funksjoner.

## VEDLEGG 2 REFERANSEHENDELSER

Oversikt over referansehendelsene som er brukt i SINTEFs oppdrag for Petroleumstilsynet.

To hendelser ble tatt ut av listen på grunn av manglende informasjon (Blowout Amexindo, Mexico, 2007 og Blowout, Rødehavet, 2007). Underveis i prosjektet ble to andre hendelser lagt til (Gjøa, 2010 og Petrobras P-34, 2002).

Referansehendelsene ble inndelt i tre prioritetsgrupper; A, B og C. Hendelsene i gruppe A ble vektlagt mest, dernest hendelsene i gruppe B. De øvrige hendelsene (Prioritetsgruppe C) ble vurdert som relevante ut fra følgende kriterier:

- Relevans i forhold til DwH-ulykken
- Hendelsens aktualitet i forhold til antall år siden den inntraff
- Tilgang på informasjon og dokumentasjon
- Relevans i forhold til allerede pågående eller avsluttet arbeid i SINTEF

Prioritet A:

- a) Utblåsing, Montarafeltet utenfor Australia med West Atlas, 2009.
- b) Utblåsing, Snorre A, 2004.
- c) Brønnskrollhendelse, Gullfaks C, 2010.

Prioritet B:

- d) Eksplosjon, Texas City, USA, 2005.
- e) Havari, Petrobras P-36, Brasil, 2001.
- f) Havari, Aban Pearl, Venezuela, 2010.
- g) Delvis havari, Thunder Horse, Mexicogulfen, 2005.

Prioritet C:

- h) Havari, Typhoon TLP, Mexicogulfen, 2005.
- i) Stabilitetshendelse, Gjøa, Stord, 2010.
- j) Delvis havari, Petrobras P-34, Brasil, 2002.
- k) Utblåsing, Ensco 51, Mexicogulfen, 2001.
- l) Utblåsing, Ixtoc, Mexicogulfen, 1979.

### **VEDLEGG 3 DATAGRUNNLAG FOR SINTEF**

Nedenfor gis en oversikt over rapporter som utgjør det primære datagrunnlaget for vurdering av årsaker, anbefalinger og mulige forbedringstiltak for norsk sokkel. Granskningsrapporter som bygger på førstehåndsinformasjon er vektlagt mer enn rapporter som bygger på informasjon innsamlet fra andre, spesielt når det gjelder å identifisere årsaksforhold og konkrete anbefalinger i rapportene. Det betyr at det for DwH-ulykken er lagt mest vekt på rapportene fra Department of the Interior, presidentkommisjonens rapport, Chief Counsels rapport, DNV sin rapport om Blowout Preventer (BOP), samt BP sin interne granskingsrapport. Andre rapporter, blant annet rapportene fra Deepwater Horizon Study Group (DHSG), har vært et nyttig underlag i forbindelse med identifisering av lærepunkter og mulige forbedringstiltak på norsk sokkel.

#### **Rapporter – Deepwater Horizon:**

Oversikten over rapporter er kronologisk etter hva tid rapportene ble utgitt, med ett unntak: Arbeidsrapportene (Progress Report 1, 2 og 3) fra DHSG er referert samlet (med utgangspunkt i tidspunktet da siste arbeidsrapport ble utgitt). Sluttrapporten fra DHSG er plassert der den kronologisk hører hjemme.

**DwH-1:** Department of the Interior: Increased Safety Measures for Energy Development on the Outer Continental Shelf (“Salazar-rapporten”; 27.5.2010).

**BP Report, 2010:** BP: Deepwater Horizon. Accident Investigation Report (8.9.2010).

**National Academy – Interim Report, 2010:** National Academy of Engineering and National Research Council: Interim Report on Causes of the Deepwater Horizon Oil Rig Blowout and Ways to Prevent Such Events (16.11.2010).

**DwH-4:** DHSG: Failures of the Deepwater Horizon Semi-Submersible Drilling Unit (18.5.2010).

**DwH-5:** DHSG: Progress Report 2. Deepwater Horizon Study Group (15.7.2010).

**DwH-6:** DHSG: Progress Report 3. The Macondo Blowout. Deepwater Horizon Study Group (5.12.2010).

**DwH-7:** National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling: Deepwater. The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling. Report to the President (“Presidentkommisjonens rapport”; 11.1.2011).

**DwH-8:** Chief Counsel’s Report 2011 (tilleggsrapport til “Presidentkommisjonens rapport”) (17.22.2011).

**DwH-9:** DHSG: Final Report on the Investigation of the Macondo Well Blowout (1.3.2011).

**DwH-10:** Det Norske Veritas: Final Report for United States Department of the Interior. Forensic Examination of Deepwater Horizon Blowout Preventer (20.3.2011).

U.S. Coast Guard Report, 2011: U.S. Coast Guard: Report of Investigation into the Circumstances Surrounding the Explosion, Fire, Sinking and Loss of Eleven Crew Members Aboard the Mobile Offshore Drilling Unit Deepwater Horizon in the Gulf of Mexico, April 20 – 22, 2010 (offentliggjort 22.4.2011)<sup>233</sup>

**DwH-UK:** UK Deepwater Drilling—Implications of the Gulf of Mexico Oil Spill (16.1.2011).

#### **Rapporter - referansehendelser:**

**(MON-1)** Report of the Montara Commission of Inquiry (17.6.2010).

**(GFC-1)** Petroleumstilsynet: Tilsynsaktivitet med Statoils planlegging av brønn 34/10-C-06A (Gullfaks C) (ikke datert; tilsyn utført i oktober 2010).

**(GFC-2)** Statoil: Intern granskingsrapport. Brønnehendelse på Gullfaks C (4.11.2010).

**(GFC-3)** Petroleumstilsynet, 2010. Kommentarer til Statoils granskingsrapport etter hendelse med tap av brønnsk kontroll på Gullfaks C 19.5.2010. Brev av 19.11.2010.

**(GJ-1)** Aker Solutions: Granskning av Gjøa Semi krenghendelse 3.3.2010 (15.3.2010).

**(OR-1)** Mobile Offshore Drilling Unit (MODU) Ocean Ranger, O.N. 615641, Capsizing and Sinking in the Atlantic Ocean, on 15 February 1982 with multiple Loss of Life - U.S. Coast Guard Marine Board of Investigation Report and Commandant's Action". Report NO. USGC, 16732/0001 HQS 82.

**(OR-2)** Report One: The Loss of the Semisubmersible Drill Rig Ocean Ranger and its Crew: Royal Commission on the Ocean Ranger Marine Disaster, St.John's, Newfoundland, August 1984. Minister of Supply and Services, Canada.

**(P 34-1)** Inquiry Commission P-34 Listing - Final Report. Petrobras, Rio de Janeiro, 25th November 2002.

**(P 36-1)** Casualty of Platform "P-36" - 20 March 2001 - Investigation Report Platform P-36, Explosion and Sinking. ANP/DPC Investigation Commission.

**(SNA-1)** Petroleumstilsynet: Granskning av gassutblåsing på Snorre A, brønn 34/7-P31 A 28.11.2004 (ikke datert).

**(SNA-2)** Statoil/Studio Apertura: Årsaksanalyse etter Snorre A-hendelsen 28.11.2004 (31.10.2005).

**(TH-1)** United States Department of the Interior, Minerals Management Service - Gulf of Mexico Region Accident Investigation Report, 01-Jan-2007.

---

<sup>233</sup> På grunn av sen utgivelsesdato i forhold til ferdigstilling av denne rapporten, inngår U.S. Coast Guard-rapporten ibegrenset grad som underlag for konklusjoner og anbefalinger i SINTEFs rapport.